

INHALT

| | |
|---|-----------|
| VORWORT | 4 |
| EINLEITUNG | 6 |
| MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2017 | 8 |
| <i>Stromversorgung 2017</i> | 8 |
| <i>Gasversorgung 2017</i> | 10 |
| GASSPEICHER..... | 10 |
| GAS-TRANSITMENGEN 2017..... | 11 |
| <i>Ökostromerzeugung</i> | 12 |
| <i>Preisentwicklungen Strom und Gas</i> | 15 |
| GROSSHANDELSMARKT STROM 2017..... | 15 |
| GROSSHANDELSMARKT GAS 2017..... | 16 |
| PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN – STROM..... | 18 |
| PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN – GAS..... | 21 |
| PREISENTWICKLUNG GEWERBE STROM UND GAS..... | 23 |
| PREISENTWICKLUNG INDUSTRIE STROM UND GAS..... | 23 |
| <i>Rechtsrahmen – Entwicklungen im Jahr 2017</i> | 24 |
| EUROPÄISCHER REGULATORISCHER RAHMEN – ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2017..... | 24 |
| RECHTSRAHMEN – ENTWICKLUNGEN IN ÖSTERREICH..... | 28 |
| <i>Gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone</i> | 32 |
| <i>Marktintegration Gasversorgung Österreich-Italien</i> | 33 |
| TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE 2017 | 34 |
| <i>Strom – Regulierung und Marktaufsicht</i> | 34 |
| ÄNDERUNG TARIFIERUNG VERTEILERNETZEBENE..... | 34 |
| REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG IM JAHR 2017..... | 34 |
| MONITORING-VERORDNUNG ZUR MARKTTÄTIGKEIT STROM..... | 35 |
| NETZDIENSTLEISTUNGSQUALITÄT..... | 37 |
| AUFSICHT ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER..... | 40 |
| AUFSICHT VERRECHNUNGSSTELLEN..... | 40 |
| ALLGEMEINE NETZZUGANGSBEDINGUNGEN..... | 41 |
| ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN..... | 41 |

| | |
|---|-----------|
| AUFSICHT STROM-HANDELSPLÄTZE | 41 |
| AUFSICHT STROMLIEFERANTEN | 44 |
| INSOLVENZ CARE-ENERGY AG | 44 |
| REGELRESERVEMARKT | 44 |
| SMART METER | 46 |
| MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM – ÖKOSTROMBERICHT | 47 |
| PROSUMERINNEN UND PROSUMER..... | 49 |
| STROMKENNZEICHNUNG | 50 |
| <i>Gas – Regulierung und Marktaufsicht.....</i> | <i>51</i> |
| DRITTE ANREIZREGULIERUNGSPERIODE DER GASVERTEILERNETZE | 51 |
| GAS-SYSTEMNUTZUNGSENTGELTE-VERORDNUNG..... | 52 |
| REGULIERUNG DER GASNETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG | 53 |
| GAS – STRUKTUREN MARKTGEBIETSMANAGER, VERTEILERGEBIETSMANAGER | 56 |
| REGULIERUNG DER GASNETZE: NETZZUGANG (UND BILANZIERUNG)..... | 56 |
| NETZAUSBAUPLANUNG GAS: LANGFRISTIGE PLANUNG (LFP) UND KOORDINIERTER NETZENTWICKLUNGSPLAN (KNEP)..... | 58 |
| KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMODELL GAS | 61 |
| NETZDIENSTLEISTUNGSQUALITÄT GAS | 61 |
| AUSFALL- UND STÖRUNGSDATEN GAS..... | 62 |
| KOMMERZIELLE QUALITÄT GAS..... | 64 |
| GASVERSORGER – ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN | 64 |
| AUFSICHT HANDELSPLÄTZE – CEGH | 65 |
| AUFSICHT ÜBER DIE ENTFLECHTUNG VON GASVERSORGUNGSUNTERNEHMEN | 66 |
| AUSGLEICHSENERGIEMARKT GAS | 66 |
| GASSPEICHERMARKT | 67 |
| <i>Strom und Gas – Gemeinsame Agenden.....</i> | <i>71</i> |
| MONITORING ENDKUNDENWETTBEWERB | 71 |
| WECHSELZAHLEN..... | 74 |
| INFORMATIONSSTELLE FÜR MARKTEINTRITT STROM UND GAS..... | 75 |
| REMIT | 76 |
| AUFSICHT ÜBER DIE ENTFLECHTUNG | 79 |
| STATISTISCHE AUFGABEN..... | 80 |
| EU-ENERGIE-INFRASTRUKTUR-PAKET | 80 |
| ENERGIELENKUNG STROM UND GAS | 83 |
| IKT- UND CYBERSICHERHEIT FÜR BETREIBER KRITISCHER INFRASTRUKTUR IM STROM- UND GASBEREICH | 84 |
| IT UND DIGITALISIERUNG | 85 |
| <i>Strom – Versorgungssicherheit</i> | <i>87</i> |
| VERSORGUNGSSTANDARD STROM | 87 |
| MONITORING-REPORT VERSORGUNGSSICHERHEIT | 89 |

| | |
|--|------------|
| <i>Gas – Versorgungssicherheit</i> | 90 |
| INFRASTRUKTURSTANDARD, RISIKOBEWERTUNG, NOTFALL- UND PRÄVENTIONSPLAN | 91 |
| VERSORGUNGSSTANDARD GAS..... | 91 |
| BRANDEREIGNIS GASSTATION BAUMGARTEN | 92 |
| <i>E-Control als Anlaufstelle für Konsumentinnen und Konsumenten</i> | 93 |
| PREISVERGLEICHE | 93 |
| WEBPORTAL UND ONLINE-TOOLS DER E-CONTROL..... | 101 |
| ÖFFENTLICHKEITSARBEIT..... | 102 |
| SOCIAL MEDIA | 102 |
| AKTIVE TEILNAHME VON HAUSHALTEN AM ENERGIEMARKT..... | 103 |
| ENDKUNDENBERATUNG..... | 104 |
| BERATUNGSTÄTIGKEITEN IN GEMEINDEN | 104 |
| LEISTBARKEIT | 105 |
| WIRKSAMKEIT DER MASSNAHMEN ZUM SCHUTZ DER KUNDEN | 106 |
| ENERGIE-HOTLINE SOWIE WEITERE INFORMATIONEN DER E-CONTROL..... | 107 |
| MESSEN | 108 |
| SCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL..... | 108 |
| <i>Internationale Aktivitäten der E-Control</i> | 108 |
| INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT | 109 |
| INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH..... | 110 |
| STROMKENNZEICHNUNG INTERNATIONAL | 110 |
| INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH | 111 |
| INTERNATIONALE MITARBEIT IM ENDKUNDENBEREICH..... | 112 |
| INTERNATIONALE KOOPERATIONS- PROJEKTE DER E-CONTROL..... | 113 |
| ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS | 114 |

VORWORT

Im Jahr 2017 beschäftigte die heimische Energiebranche vor allem die Veränderung der Strom- und Gasmärkte. Diese befinden sich im Umbruch, was sowohl Marktteilnehmer als auch Regulierungsbehörde vor große Herausforderungen stellt. Den Konsumentinnen und Konsumenten ermöglichen die Veränderungen aber gleichzeitig, aktiver als bisher am Strommarkt teilzunehmen. Die im Sommer beschlossene kleine Ökostromgesetznovelle hat dazu einen wesentlichen Beitrag geleistet.

Seit der Novelle ist es für Mieterinnen und Mieter bzw. Wohnungseigentümerinnen und -eigentümer in einem Mehrparteienhaus nun wesentlich einfacher, selbst Strom zu erzeugen und im eigenen Haus an die teilnehmenden Bewohnerinnen und Bewohner zu verteilen und zu verbrauchen. Die Gesetzesnovelle umfasst dabei nicht nur Photovoltaikanlagen, sondern alle gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlagen wie beispielsweise Kleinwindanlagen oder Blockheizkraftwerke. Vor allem im Neubau steckt hier durchaus Potenzial und das Jahr 2018 wird bestimmt erste Erfolgsgeschichten dazu bringen.

Neue Tarifstruktur

Der europäische Energiemarkt heute ist viel vernetzter, transparenter und diversifizierter als noch vor einigen Jahren. Einst klar verteilte Rollen zwischen Erzeugern und Endverbrauchern verschieben sich immer mehr, und an die Stelle von ehemals passiven Konsumentinnen und Konsumenten treten vermehrt aktive Prosumerinnen und Prosumer, die – wie erwähnt – selbst lokal Energie erzeugen, verbrauchen und teilweise in das System einspeisen. Das Energiesystem der Zukunft wird vielfältiger, dezentraler und deutlich flexibler sein. Das bringt Änderungen mit sich, die sich auch in der künftigen Struktur der Netztarife wiederfinden müssen. Das Jahr 2017 war geprägt von Arbeiten zur Neuausrichtung der bestehenden Strukturen – die Netzentgelte müssen an die neue Stromwelt angepasst werden. Noch heuer soll die Regulierungskommission sich umfassend mit dem Thema beschäftigen.

Wechselzahlen weiter gestiegen

Der Wettbewerb am heimischen Strom- und Gasmarkt hat sich auch 2017 in vielen Bereichen positiv entwickelt. Die Konsumentinnen und Konsumenten haben 2017 öfter als je zuvor ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Die Wechselzahlen sind im Vergleich zum Vorjahr um 19 Prozent gestiegen. 341.300 Strom- und Gaskundinnen und -kunden haben sich 2017 einen neuen Lieferanten gesucht. Es gibt eine größere Auswahl an Produkten, neue Lieferanten sind in den Markt eingetreten, das Einsparpotenzial beim Wechsel hat sich erhöht und viele Lieferanten haben ihre Preise gesenkt. Zudem hat die E-Control im Herbst 2017 ihren völlig neu entwickelten Tarifikalkulator präsentiert, der nach dem Relaunch noch einfacher Preisvergleiche bei Strom und Gas ermöglicht. Gleichzeitig wurde der Tarifikalkulator mit einer Reihe neuer Funktionalitäten ausgestattet, da sich die Angebote der Energieunternehmen mittlerweile auf vielfältige Weise unterscheiden und der Preis alleine nicht mehr das einzige Entscheidungskriterium bei der Wahl des Strom- oder Gaslieferanten darstellt.

Versorgungssicherheit bleibt Topthema

Auch 2017 war die sichere Versorgung der heimischen Konsumenten mit Strom und Gas im Fokus und wird es auch im heurigen Jahr bleiben. Schließlich gilt es, auch im Winter eine stabile Versorgung gewährleisten zu können. Deshalb müssen eventuelle Risiken für die Versorgungssicherheit regelmäßig analysiert werden. Gerade der Jänner 2017 hat gezeigt, dass der energetische Bedarf in Österreich aus heimischen Quellen inklusive aller kalorischen Wärmekraftwerke nicht längere Zeit zu decken war. Die heimischen Wärmekraftwerke sind für die Deckung der Stromnachfrage im Winter also nach wie vor von großer Bedeutung, wenn es nicht zu einer wesentlichen Importabhängigkeit Österreichs kommen soll. Auch 2018 wird die E-Control dem Thema Versorgungssicherheit großen Raum widmen. Die E-Control hat hier 2017 die Monitoring Berichte für Strom und

Gas grundlegend überarbeitet, um bessere Entscheidungsgrundlagen zu erhalten. Ebenso wurden Organisation und Übungen zum Thema Versorgungssicherheit verstärkt. Dadurch war es möglich, die Großstörung in Baumgarten effektiv behördlich zu begleiten.

Deutsch-österreichische Strompreiszone

Im Konflikt um die deutsch-österreichische Strompreiszone konnte 2017 letztlich ein sehr gutes Ergebnis erzielt werden. Der Handel am deutsch-österreichischen Strommarkt wird mit 1. Oktober 2018 zwar beschränkt, wird jedoch auch künftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt (4,9 Gigawatt) Strom durch Langfristkapazitäten vergeben werden. Das entspricht in etwa der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten. Der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich bleibt somit weitgehend im vom Markt benötigten Ausmaß offen.

15 Jahre Gasmarktliberalisierung

Im Jahr 2017 gab es auch Grund zu feiern, schließlich wurde das 15-jährige Jubiläum der Gasmarktliberalisierung begangen. Seit Herbst 2002 können die heimischen Konsumentinnen und Konsumenten frei wählen, von wem sie ihr Gas kaufen möchten. Und immer mehr tun das auch: Seit der Liberalisierung haben sich rund 336.000 Haushalte und 32.000 Unternehmen einen neuen Gaslieferanten gesucht. Und die 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkundinnen und -kunden haben zudem eine weit größere Auswahl als früher. Gab es 2002 nur vier Gaslieferanten, die österreichweit (ausgenommen Tirol und Vorarlberg) angeboten haben, waren es Ende vergangenen Jahres 25 Gasanbieter im Marktgebiet Ost und 20 im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg. Auch konnte sich Österreich seit Beginn der Gasmarktliberalisierung als bedeutender Gashandelsplatz etablieren. Und durch geplante Infrastrukturprojekte, wie etwa eine Gasleitung zwischen Österreich und Tschechien, besteht die Chance, die regionale Bedeutung des österreichischen Gasmarkts weiter zu stärken.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control

DI Andreas Eigenbauer
Vorstand E-Control

EINLEITUNG

Energieversorgung im Wandel

Besonders die Stromversorgungsstrukturen befinden sich in einem intensiven Veränderungsprozess. Stromerzeugung aus Sonne und Windkraft haben massiv zugenommen. Kalorische Kraftwerke aus fossilen Energieträgern und Biomasse sind aber nach wie vor erforderlich, wenn die Energiegewinnung aus Sonne und Windkraft nicht möglich ist. Dezentrale Versorgungsstrukturen (Prosumerinnen und Prosumer) nehmen zu. Gesetzliche Anpassungen in Österreich ermöglichen Gemeinschaftsanlagen.

Innovation durch Wettbewerb

Die Vielfalt der Strom- und Gaslieferanten, aus denen die Konsumentinnen und Konsumenten ihren Versorger auswählen können, hat zugenommen. Der Wettbewerb garantiert, dass Konsumentinnen und Konsumenten nicht zur Zahlung überhöhter Preise verpflichtet werden können. Mit der Installierung zeitnaher Verbrauchsmessgeräte wird auch die Produktvielfalt zunehmen. Eigenversorgerinnen und -versorger können Bestanbieter für ihren Bedarf auswählen. Den Konsumentinnen und Konsumenten können niedrigere Preise angeboten werden, wenn ein Überschuss an Energie aus Windkraft und Photovoltaik besteht. Bei Knappheit dagegen wirken die höheren Preise verbrauchssenkend.

In Österreich wurde im Jahr 2017 erstmalig für einen Stromlieferanten – Care Energy AG – ein Insolvenzverfahren eröffnet. Der rechtzeitige Wechsel des Stromlieferanten bzw. die Zuteilung eines Stromlieferanten durch die E-Control haben auch in diesem Fall die Versorgung aller Konsumentinnen und Konsumenten stets sichergestellt.

Regulierung der Strom- und Gasnetztarifierung

Um den Netzbetreibern ausreichend Planungssicherheit zu gewähren, sind mehrjährige Anreizregulierungsperioden umgesetzt. Für die Gasverteilernetzbetreiber beginnt mit dem Jahr 2018 die dritte Anreizregulierungsperiode für die Dauer von 5 Jahren. Die Grundlagen dafür wurden im Jahr 2017 vorbereitet und einer Entscheidung zugeführt. Für die Stromverteilernetzbetreiber läuft die aktuelle Anreizregulierungsperiode noch bis Jahresende 2018. Entsprechende Vorbereitungen für den Zeitraum danach bilden einen Schwerpunkt der Tätigkeit der E-Control im Jahr 2018.

Wie alljährlich wurden auch im Jahr 2017 Kostenüberprüfungen bei den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt.

Internationalisierung

Die Europäische Union bereitet Regelungen vor, wonach grenzüberschreitende Strom- Transportkapazitäten gesteigert werden sollen. Damit sollen die Vorteile unterschiedlicher Versorgungsstrukturen in unterschiedlichen Regionen optimal genutzt werden. Betreffend einen gemeinsamen Gasversorgungsmarkt für Österreich und Italien wurde mit den Nachbarmärkten ein grundsätzliches Einvernehmen über Integrationsmöglichkeiten und potenzielle erste Umsetzungsschritte erzielt.

Die Standardisierung der Regelwerke (Netzkodizes) führt dazu, dass der EU-weite Strom- und Gasversorgungsmarkt nach einheitlichen Regeln betrieben wird. Die Regulierungsbehörden sind in diese Entwicklungen maßgeblich eingebunden.

Herausforderungen der Digitalisierung

Die Digitalisierung hat mehrfach Auswirkungen auf Strom- und Gasversorgungssysteme. Zeitnahe Erhebungen der Erzeugungen und des Verbrauchs sowie Prognosen dazu werden über Informations- und

Kommunikationstechnologien übertragen und erfordern ausreichende Sicherheit. Die E-Control ist in die Vorbereitung des nationalen Cybersicherheitsgesetzes (NIS-Richtlinie) ebenso eingebunden wie in die energiespezifischen Entwicklungen auf europäischer Ebene. In standardisierten Experten-Workshops erfolgen Risikoabschätzungen und Maßnahmenempfehlungen. Datenschutzerfordernisse (Datenschutz-Grundverordnung) bilden einen weiteren Schwerpunkt der Digitalisierungsprozesse.

Vereinfachungen bei der Datenerhebung

Die der E-Control durch die „kleine Ökostromnovelle“ übertragene Kompetenz zum Erlass einer Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung wurde genutzt, um eine Vereinheitlichung und Konsolidierung des Meldeprozesses durchzuführen. Die von den Marktteilnehmern zu meldenden Daten wurden dabei mit anderen Meldungen abgeglichen, um eine weitgehende einheitliche Meldung zu ermöglichen und bestehende Unklarheiten in der Datenmeldung zu beseitigen. Um den anfallenden Verwaltungsaufwand zu reduzieren, wurden im gesetzlichen Rahmen darüber hinaus die zu meldenden Daten auf das für den Zweck der Überwachung notwendige Maß angepasst und zusätzliche Übermittlungsmöglichkeiten für Marktteilnehmer geschaffen. So ist es beispielsweise nicht mehr erforderlich, dass die Meldepflichtigen getrennte Meldungen für bis zu neun Bundesländer abgeben müssen.

Ausblick 2018 – Regierungsprogramm

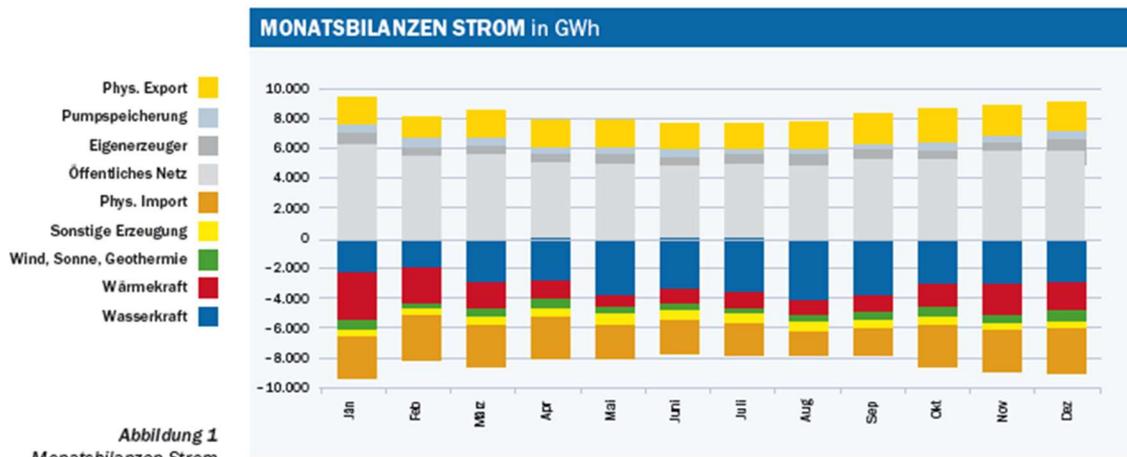
Die Veränderungen im Energieversorgungssystem hin zu erneuerbaren Energieträgern, dezentralen Versorgungsstrukturen, internationaler Vernetzung und Nutzung der Möglichkeiten der Digitalisierung werden zukünftig verstärkt. Das sehen internationale Klimaschutzvereinbarungen ebenso vor wie das Regierungsprogramm 2017–2022 für Österreich. Die E-Control als Regulierungsbehörde für Strom- und Gasversorgung wird dadurch erforderliche Anpassungen in ihrem Kompetenzbereich weiterhin aktiv gestalten.

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2017

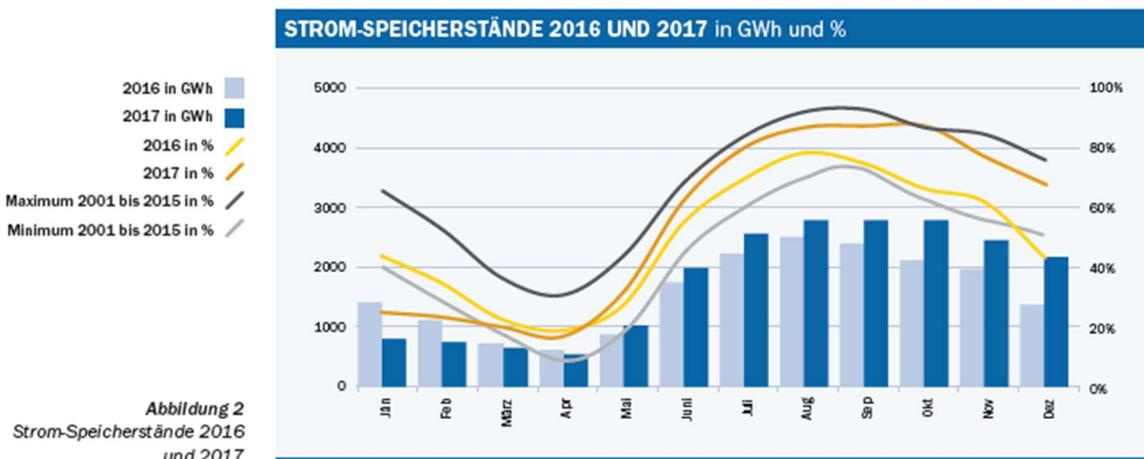
Stromversorgung 2017

Im Berichtsjahr 2017 wurden im Inland insgesamt 71,1 TWh an elektrischer Energie verbraucht, was einer Steigerung um 1,4% oder 1,0 TWh entspricht. Auffällig ist, dass mit Ausnahme des vierten Quartals, in dem ein Rückgang um 0,1% zu verzeichnen war, in allen anderen Quartalen ein Verbrauchszuwachs festgestellt werden konnte: Der höchste inländische Verbrauchszuwachs war im dritten Quartal mit 2,6% bzw. 0,4 TWh gegeben, gefolgt vom ersten Quartal mit 2,3% bzw. 0,4 TWh, wobei dieser Zuwachs zur Gänze auf den verbrauchsstarken Jänner mit einem Zuwachs von 0,5 TWh bzw. 7,5% zurückgeht. Im zweiten Quartal war mit 0,8% bzw. 0,1 TWh eine vergleichsweise geringe Verbrauchssteigerung gegeben. Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des Stromverbrauchs hatten einerseits die Witterung, wobei die monatsmittlere Temperatur in den Hochwintermonaten Jänner und Februar deutlich unter und im Juni und August, aber auch im Dezember deutlich über der des Vorjahres lag. Andererseits hatte die Feiertagskonstellation im Dezember einen zusätzlichen verbrauchsdämpfenden Einfluss. Über den vorwiegend temperaturabhängigen Einfluss des Kleinkundenbereichs hinaus war auch das höhere Wirtschaftswachstum für die steigende Verbrauchsentwicklung ausschlaggebend.

In den ersten drei Quartalen war, mit Ausnahme der Monate März, Mai und September, die Erzeugung der Laufkraftwerke durchwegs unter der des Vorjahrs und ging insgesamt um 1,5 TWh oder 7,2% zurück. Die stärksten Rückgänge waren dabei im Juni mit 26,9% oder 0,8 TWh sowie im Juli mit 20,2% bzw. 0,6 TWh gegeben. Aber auch der Februar schlug, nicht zuletzt infolge des fehlenden Schalltags, mit einem Rückgang um 29,7% bzw. 0,6 TWh ebenfalls sehr stark zu Buche. Beginnend mit September war allerdings die Erzeugung der Laufkraftwerke deutlich höher als im Vorjahr, sodass über das gesamte Kalenderjahr betrachtet der Rückgang nur noch 1,2% oder 0,3 TWh beträgt. Die Erzeugung der Speicherkraftwerke ging im gesamten Jahr 2017 um insgesamt 3,2% bzw. 0,4 TWh zurück, wobei der Jänner aufgrund der Verbrauchs- und Deckungssituation einen Erzeugungszuwachs um 0,3 TWh bzw. 38,4% verzeichnete. Die Wärmekraftwerke wurden insgesamt um 16,9% oder 2,2 TWh mehr eingesetzt als im Vorjahr. Die höchsten Zuwächse waren dabei im ersten Quartal mit 41,4% bzw. 1,9 TWh sowie im dritten Quartal mit 37,1% bzw. 0,6 TWh gegeben, wobei auch das zweite Quartal mit einem Zuwachs von 23,1% bzw. 0,4 TWh vergleichsweise hohe Einsätze verzeichnete. Demgegenüber ging die Stromerzeugung der Wärmekraftwerke im vierten Quartal um 12,9% bzw. 0,7 TWh doch recht deutlich zurück. Die Windkraftwerke speisten um 24,7% bzw. 1,3 TWh mehr ein, wohingegen die sonstige Erzeugung etwa das Vorjahresniveau hielt. Die physikalischen Importe stiegen um 3,0 TWh oder 11,4% und die physikalischen Exporte gleichzeitig um 18,8% bzw. 3,6 TWh, was zu einer Reduktion des Nettoaustauschaldos um 0,6 TWh führte.



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

Zum Jahresende waren in den Großspeichern insgesamt 2,2 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 67,5% entspricht. Damit sind gegenüber dem gleichen Stichtag des Vorjahres um insgesamt 0,8 TWh oder 24,5%-Punkte mehr in den Speichern vorrätig. Bei den Wärmekraftwerken der öffentlichen Erzeuger waren feste und fossile Brennstoffe mit einem Wärmeäquivalent von 1,9 TWh gelagert, um 0,2 TWh weniger als im Vorjahr.

Gasversorgung 2017

Die Abgabe von Gas an Endverbraucherinnen und Endverbraucher betrug im Berichtsjahr 2017 insgesamt 95,2 TWh und war damit um 7,3 TWh oder 8,3% höher als im Vorjahr. Stärkste Verbrauchszuwächse waren in den Hochwintermonaten Jänner und Februar – trotz des fehlenden Schalltags – mit 32,1% (3,9 TWh) und 25,1% (2,3 TWh) zu verzeichnen, was insbesondere auf den höheren Bedarf an Wärme direkt bei den Haushalten, aber auch indirekt bei den KWK-Anlagen zurückzuführen ist. Ebenfalls sehr hohe Zuwächse bei der Endabgabe waren im Juni mit 19,2%, im Juli mit 15,4%, im August mit 21,5% und im September mit 10,5% gegeben. Diese Zusatzmengen von insgesamt 2,5 TWh sind nahezu ausschließlich auf den erhöhten Einsatz der gasbefeuerten Wärmekraftwerke der öffentlichen Erzeuger zurückzuführen.

Die inländische Produktion wurde um 7,0% bzw. 0,9 TWh gegenüber dem Vorjahr gesteigert, an biogenen Gasen wurden um 13,7% (0,018 TWh) mehr ins Netz eingespeist. Während in die Speicher um 26,7% oder 16,5 TWh mehr eingepresst wurden, erhöhte sich die Entnahme um 19,9% oder 12,2 TWh. Auffallend ist, dass die höchsten Steigerungsraten bei der Entnahme im ersten Halbjahr gegeben waren – sie lagen zwischen 64,8% im März und 212,5% im April –, während die Entnahme im dritten Quartal um 66,7% und im vierten Quartal um 24,7% zurückging. Die Erdgasimporte erreichten 552,6 TWh und verzeichneten mit einem Zuwachs um 11,1% bzw. 55,3 TWh einen etwas höheren Anstieg als die Exporte, die sich um 10,5% bzw. 43,8 TWh auf 460,8 TWh erhöhten.

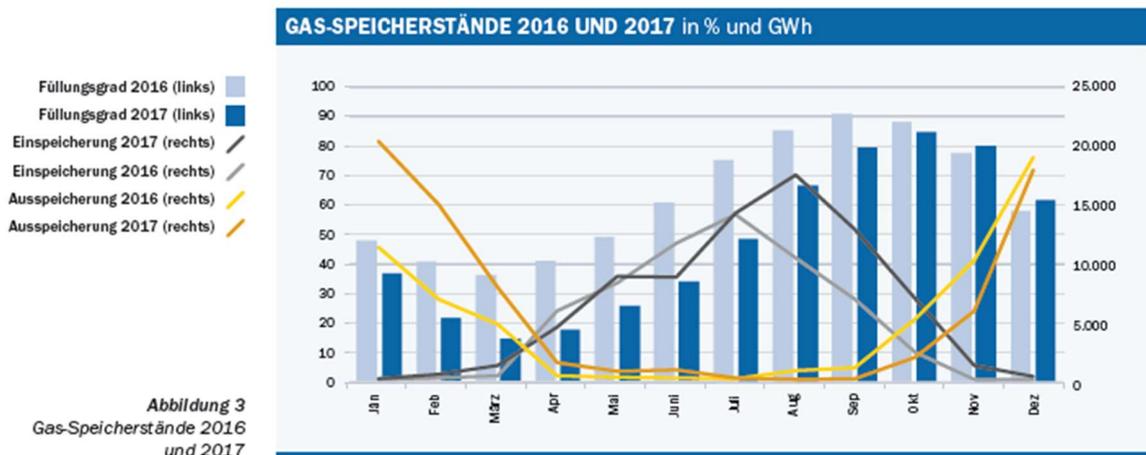
Mit Ende Dezember waren in den Erdgasspeichern in Österreich insgesamt 58,6 TWh (5,2 Mrd. Nm³) gelagert, was einem Füllungsgrad von 61,7% entspricht. Dies ist ein deutlich höherer Speicherstand als zum Vergleichszeitpunkt des Vorjahres mit 55,0 TWh Inhalt bzw. 57,9% Füllungsgrad. Anzumerken ist, dass die gegenwärtigen Speichervorräte immer noch 61,7% der Abgabemenge an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in den letzten zwölf Monaten entsprechen.

GASSPEICHER

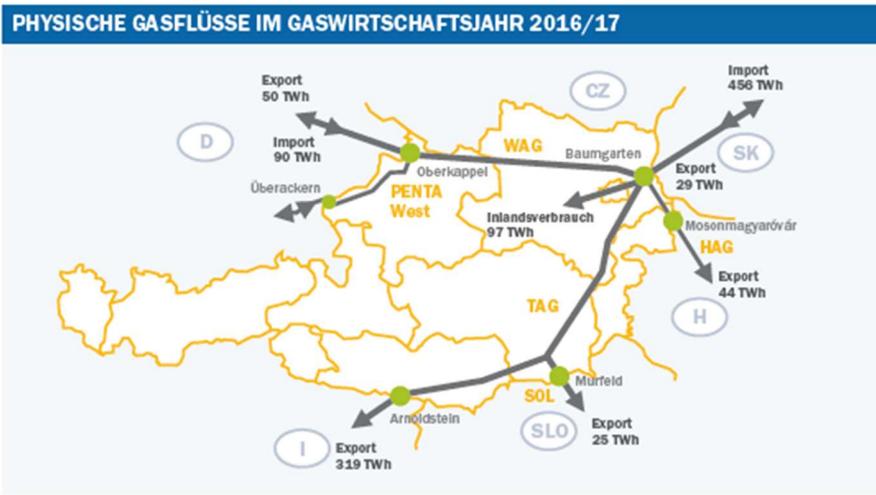
Die Gas-Einspeicherungs-Saison begann ähnlich wie im letzten Jahr auch in 2017 gegen Ende März, allerdings ausgehend von einem prozentual geringeren Speicherfüllstand von knapp 20% der technischen Kapazität (im Vergleich zu knapp 40% im Jahr davor). Die im Vergleich zu 2016 höheren Ausspeicherraten im 1. Quartal sind deutlich in Abbildung 3 ersichtlich. Entsprechend verzögert wurde auch der maximale Füllstand von gut 88% erst Anfang November, etwa einen Monat später als im Vorjahr, erreicht. Als die Speicherbewirtschaftung beeinflussend wirkten möglicherweise die zuletzt höheren Spotpreise und die attraktiven Preisaufschläge am italienischen Hub PSV.

GAS-TRANSITMENGEN 2017

Von der im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 (Oktober bis September) physisch importierten Menge an Gas wurden rd. 85% wieder exportiert. Insgesamt wurden rd. 546 TWh physisch importiert. Der Inlandsverbrauch betrug rd. 97 TWh. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 waren dies rd. 319 TWh (Abbildung 2).



Quelle: E-Control

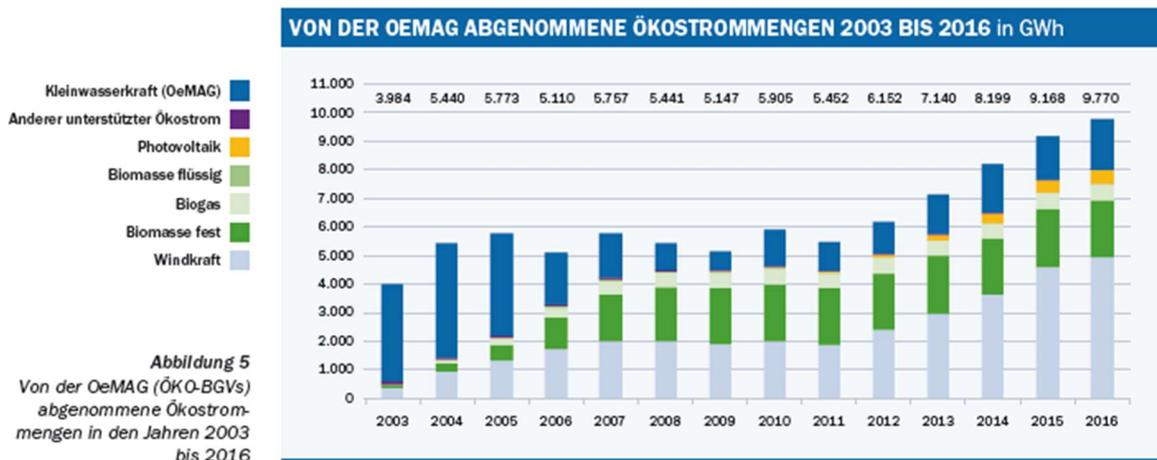


Quelle: E-Control

Abbildung 4
Physische Gasflüsse im
Gaswirtschaftsjahr 2016/17

Ökostromerzeugung

Wie in den Jahren zuvor kam es 2016 (Gesamtjahr 2017 noch nicht vorliegend) nicht nur zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, sondern auch der Anteil am gesamten Endverbrauch konnte gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 16,0% (9.168 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 57.417 GWh) im Jahr 2015 auf 16,7% (9.770 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 58.335 GWh) im Jahr 2016. Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte im Jahr 2016 um 6,6% gesteigert werden.



Quelle: E-Control, OeMAG, Februar 2016

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich ein analoges Bild wie in den vergangenen Jahren. Den größten Zuwachs gab es auch im Jahr 2016 im Bereich der Windkraft mit zusätzlichen 340 GWh. Im Bereich der Kleinwasserkraft wurden um 253 GWh mehr Strom von der Ökostromabwicklungsstelle abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 64 GWh. Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien kam es, nach einem leichten Anstieg 2015, zu einem leichten Rückgang für 2016. Dabei wurden um 56 GWh weniger Strom abgenommen, insgesamt 2.546 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien von 2015 auf 2016:

- > Windkraft +7%
- > Photovoltaik +15%
- > Kleinwasserkraft +17%
- > Biomasse fest -3%
- > Biogas +1%

Vergleicht man die bereits vorliegenden Werte des ersten Halbjahres 2017 mit jenen aus dem ersten Halbjahr 2016, so ist für das Gesamtjahr 2017 in Summe erneut mit einer Steigerung zu rechnen. Die größten Zuwächse sind wieder im Bereich der Wind- und Kleinwasserkraft sowie der Photovoltaik zu erwarten. Zu beachten ist jedoch, dass vermehrt Anlagen aus dem Fördersystem fallen, wodurch sich im Bereich der installierten Leistung eine Stagnation bei Verträgen mit der Ökostromabwicklungsstelle ergeben kann.

| ÖKOSTROM – EINSPSEIEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH | | | | |
|---|-----------------------|-----------------------------|--|------------------------------------|
| 1. Halbjahr 2017 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2016 | | | | |
| Energieträger | Einspeisemenge in GWh | Vergütung netto in Mio. EUR | Geförderter Ökostromeinspeiseanteil in % an der Gesamt-abgabemenge | Durchschnittsvergütung in Cent/kWh |
| 1. Halbjahr 2017 | | | | 1) |
| Kleinwasserkraft (unterstützt) | 736 | 40,4 | 2,48% | 5,48 |
| Sonstige Ökostromanlagen | 4.437 | 510,7 | 14,97% | 11,51 |
| Windkraft | 2.850 | 260,0 | 9,6% | 9,12 |
| Biomasse fest inkl. Abfall mhBA | 1.003 | 131,9 | 3,4% | 13,14 |
| Biomasse gasförmig *) | 285 | 48,3 | 1,0% | 16,96 |
| Biomasse flüssig | 0,03 | 0,003 | 0,0001% | 11,45 |
| Photovoltaik | 290 | 70,1 | 0,98% | 24,16 |
| Deponie- und Klärgas | 9 | 0,4 | 0,03% | 4,09 |
| Geothermie | 0,028 | 0,00091 | 0,00009% | 3,25 |
| Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen | 5.174 | 551,0 | 17,5% | 10,65 |
| 1. Halbjahr 2016 | | | | 2) |
| Kleinwasserkraft (unterstützt) | 861 | 44,6 | 2,9% | 5,18 |
| Sonstige Ökostromanlagen | 4.165 | 474,2 | 14,2% | 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 | 0,1 | 0,02 | 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 | 17,2% | 10,32 |

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamt-abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 29.637 GWh für das 1. Halbjahr 2017 (Stand 09/2017)

2) bezogen auf die Gesamt-abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 29.245 GWh für das 1. Halbjahr 2016 (Stand 01/2017)

Quellen: OeMAG, E-Control, August 2017

Abbildung 6
Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2017 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2016

Preisentwicklungen Strom und Gas

GROSSHANDELSMARKT STROM 2017

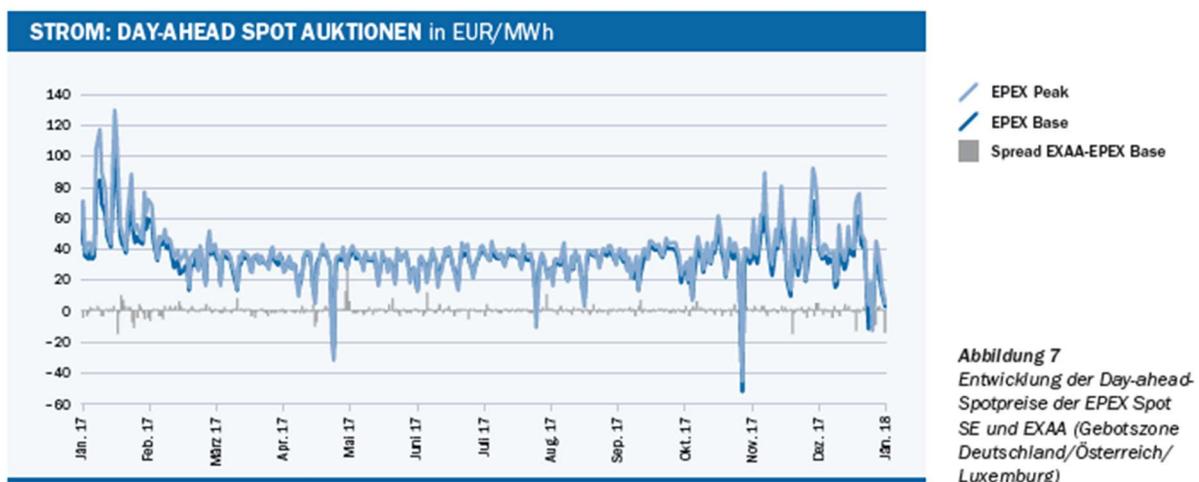
Das Jahr 2017 begann im Großhandelsmarkt Strom turbulent. Im kurzfristigen physischen Stromhandel erreichten die Spotpreise auf den beiden Handelsplätzen EPEX Spot SE und EXAA ein 5-Jahres-Maximum. Dieser Dynamik lagen sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Effekte im Jänner zugrunde. Während der österreichische Stromverbrauch durch die unerwartete Kältewelle deutlich anstieg, waren die Erzeugungsmöglichkeiten in weiten Teilen Europas durch Kraftwerksausfälle (Frankreich, Belgien), geringe Windeinspeisung (Deutschland) und schwache Wasserkraft (Österreich, Schweiz, Balkan) deutlich eingeschränkt. Als diese Mischung aus hoher Nachfrage und geringem Angebot am 24. Jänner ihren höchsten Zuspitzungsgrad erreichte, stieg der Spotpreis des Base-Produkts an der EPEX Spot SE auf beachtliche 102 EUR/MWh, während das Peak-Produkt sogar bei 130 EUR/MWh lag (siehe Abbildung 7). Nachdem sich die Lage im Februar entspannt hatte, pendelte sich der Großhandelspreis des Base-Produkts in der ersten Jahreshälfte bei einem Durchschnittspreis von rund 32 EUR/MWh ein – ein Niveau, das insgesamt über den Preisen im Vergleichszeitraum 2016 lag. Die in diesem Zeitraum vorherrschende geringe Wasserkrafterzeugung und die im Jahresvergleich höheren Inputpreise für thermische Kraftwerke (vor allem Kohle, in geringerem Ausmaß auch Gas) waren hierfür nicht unwesentlich. Die Preisentwicklung in der zweiten Jahreshälfte verlief zunächst vergleichsweise stabil, ab Oktober war der Markt aber von höherer Volatilität geprägt, die vor allem durch schwankende Verfügbarkeit von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und etwaigen Ausfällen größerer Kraftwerkseinheiten generiert wurde. Für das Gesamtjahr 2017 ergeben sich Durchschnittspreise von 34 EUR/MWh (Base) bzw. 38 EUR/MWh (Peak) an der EPEX Spot SE. Die beiden Werte liegen etwa 18% über den Vergleichswerten 2016. Dieser starke Anstieg ist vor allem auf das außergewöhnlich hohe Preisniveau im Jänner und einige ausgeprägte Preisspitzen im November und Dezember zurückzuführen.

Aufgrund der Unterschiede in der zeitlichen Durchführung und der zugrundeliegenden Liquidität der Auktionen von EPEX Spot SE und EXAA existieren Preisdifferenzen (Spreads) in den Abschlüssen der beiden Strombörsen. Im Durchschnitt des Jahres 2017 war das Base-Produkt an der EXAA um 0,29 EUR/MWh teurer als an der EPEX Spot SE – im Vergleich zum Jahr 2016 ist der mittlere Preisspread somit gestiegen. An Tagen mit hoher Unsicherheit in Bezug auf die Erzeugungssituation des Folgetages kann der Spread zwischen EPEX Spot SE und EXAA im Base-Produkt kurzfristig deutlich ansteigen – am 1. Mai kam es im Zusammenhang mit untertägigen Neubewertungen der Erzeugungsprognosen zu einer maximalen Preisdifferenz von rund 38 EUR/MWh.

Am Terminmarkt der EEX spiegelte das Year-ahead-Produkt für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich die traditionell starke Abhängigkeit zum Kohlepreis wider (siehe Abbildung 8). Aufgrund der für 2018 angekündigten Strompreiszonentrennung wurde im vergangenen Juni ein Terminkontrakt mit physischer Erfüllung in Österreich etabliert. Dieser soll als Hedging-Instrument für Perioden mit vorherrschender Marktgebietstrennung dienen. Wegen zu geringer Liquidität sind die Handelsabschlüsse dieses rein österreichischen Produktes derzeit nicht aussagekräftig. Auf Basis der Transaktionen im gemeinsamen Marktgebiet Deutschland/Österreich zeigte sich aber zuletzt eine gewisse Tendenz zu steigenden Preiserwartungen, die in der zweiten Jahreshälfte auch auf höhere Kohle- und CO₂-Zertifikatspreise zurückzuführen waren. Ob sich die Stromgroßhandelspreise tatsächlich am Beginn einer nachhaltigen Aufwärtsbewegung befinden, bleibt aber ungewiss.

GROSSHANDELSMARKT GAS 2017

Nach einer wenig saisonalen Preisentwicklung 2016 zeigten die kurzfristigen Spotmärkte 2017 wieder ein deutlich temperaturgetriebenes Verhalten. Insbesondere in den ersten beiden Monaten des Jahres 2017 erreichten die Gaspreise ein schon länger nicht mehr gesehenes Niveau von ca. 23 EUR/MWh. Neben den tiefen Temperaturen war wohl auch eine erhöhte Nachfrage der Gaskraftwerke zur Stromproduktion dafür verantwortlich.



Quelle: EPEX Spot SE, EXAA, Berechnungen E-Control

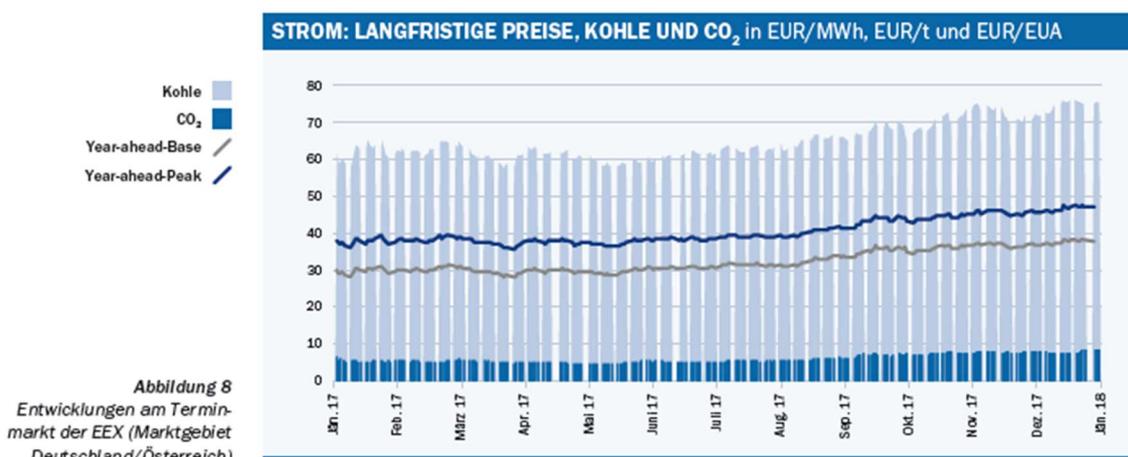


Abbildung 8
Entwicklungen am Terminmarkt der EEX (Marktgebiet Deutschland/Österreich)

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Die allgemeine Preisentwicklung 2017 verlief sowohl am virtuellen Handelspunkt (VTP) als auch in den Gebieten Net Connect Germany (NCG) und Title Transfer Facility (TTF) ähnlich, wobei sich der VTP insbesondere in den Sommermonaten (Mai bis Juli) und im Oktober mit einem Aufschlag von durchschnittlich mehr als 1 EUR/MWh deutlich von NCG und TTF abkoppelte (Abbildung 9). Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum verringerte sich der durchschnittliche Aufschlag über die Periode Jänner bis November aber um 0,1 EUR/MWh.

Am Central European Gas Hub (CEGH) machte sich bereits mit Jahresbeginn ein deutlicher Anstieg der Handelsaktivität (gemessen an Volumen und Anzahl der Trades) bemerkbar. Diese Entwicklung lässt sich unmittelbar auf die im Dezember 2016 erfolgte Migration der CEGH Gas Exchange Spot- und Futures-Kontrakte zur paneuropäischen PEGAS-Plattform zurückführen. Im direkten Vergleich mit 2016 verdreifachte sich das durchschnittliche monatliche Handelsvolumen nahezu über den Vergleichszeitraum Jänner bis November.

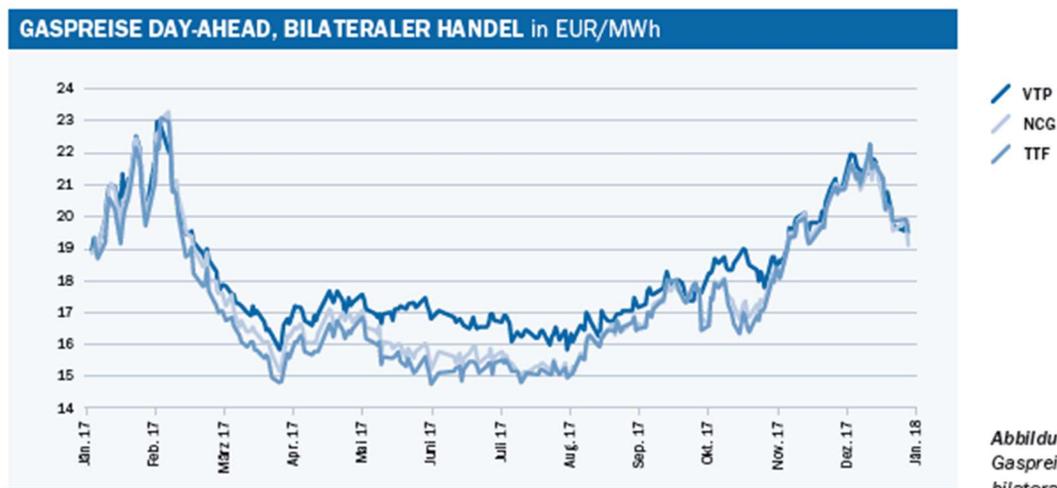


Abbildung 9
Gaspreise Day-ahead,
bilateraler Handel

Quelle: IQS Heren

Die Entwicklungen am Gasmarkt sind nach wie vor von Öl- und Kohlemärkten beeinflusst, weshalb sich auch ein Blick auf diese Märkte lohnt (Abbildung 11). Bis in den August hinein verloren die Rohölsorten Brent und WTI an Wert; eine Trendwende begann erst zu Beginn des 4. Quartals. Die Kohlepreise (Rotterdam) für das Frontjahr stiegen bis in den Oktober auf ein schon lange nicht mehr gesehenes Preisniveau von ca. 75 EUR/t.

Die Preise für das Frontjahr (Lieferjahr 2018) für VTP, NCG und TTF fielen bis zur Jahresmitte um etwa 2 EUR/MWh, um in der zweiten Jahreshälfte – mitunter getrieben von analogen Preisentwicklungen an den Öl- und Kohlemärkten – etwa auf ihr Ausgangsniveau von gut 18 EUR/MWh zu steigen.

PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN – STROM

Die Gesamt-Stromkosten bei Haushaltskunden sind am Jahresanfang 2017 das erste Mal seit fünf Jahren gesunken. Der gewichtete Durchschnittspreis für einen Musterhaushalt reduzierte sich um 3,6% von 20,77 Cent/kWh (Dez. 2016) auf 20,25 Cent/kWh (Jan. 2017) (Abbildung 12).

Diese Kostenreduktion ist vor allem auf die Senkung der Ökostromförderkosten zurückzuführen, die allerdings in den Jahren zuvor stark gestiegen sind.

Diese sind für einen Musterhaushalt (3500 kWh) von 120 EUR brutto im Jahr 2016 auf 99 EUR brutto im Jahr 2017 gesunken. Auch die Energiepreise reduzierten sich in diesem Zeitraum um 2%, die Netzkosten stiegen geringfügig im gewichteten Durchschnitt um 0,36%.

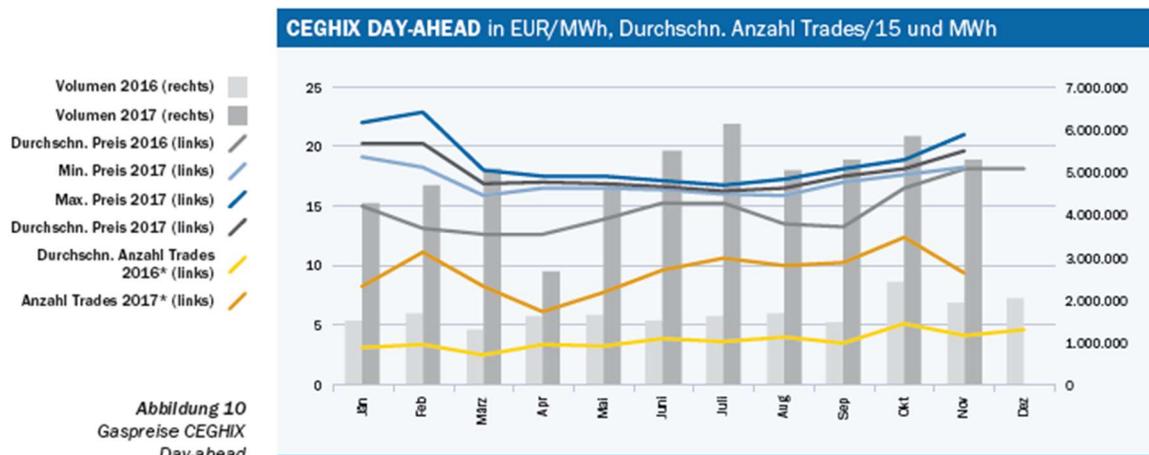


Abbildung 10
Gaspreise CEGHIX
Day-ahead

Quelle: CEGH, Wiener Börse/PEGAS, Berechnungen E-Control
*Skaliert um den Faktor 1/15

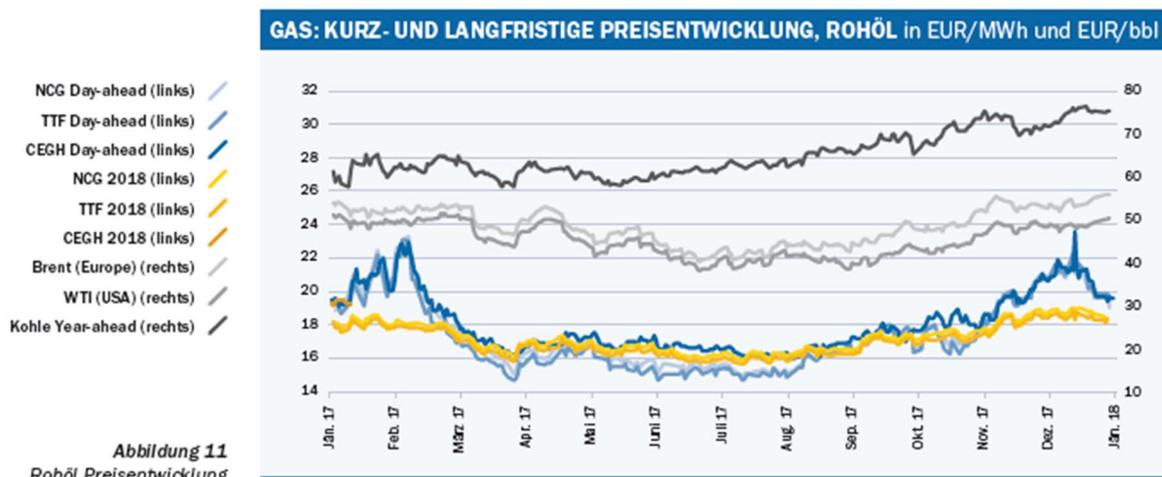


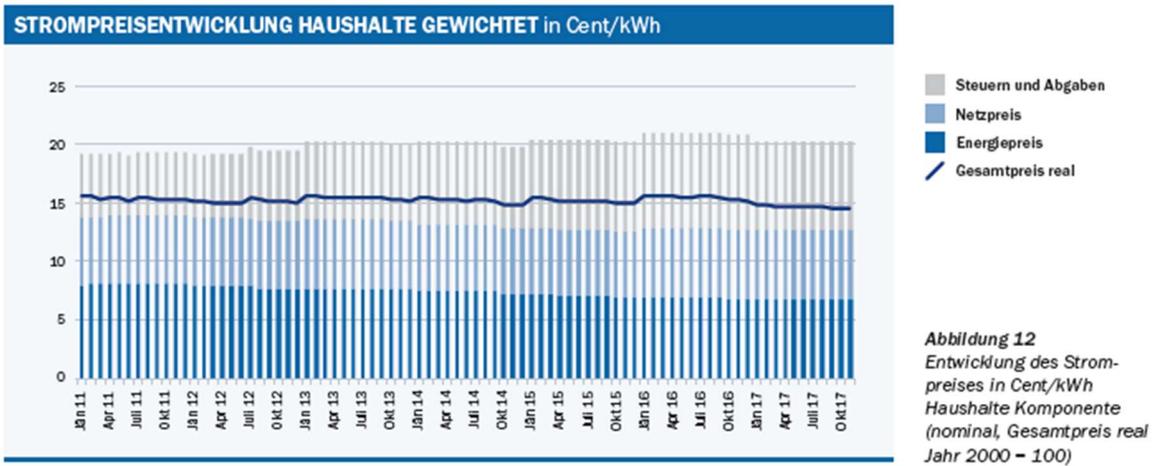
Abbildung 11
Rohöl Preisentwicklung

Quelle: ICIS Heren, ICE, CME, CEGH, Wiener Börse/PEGAS

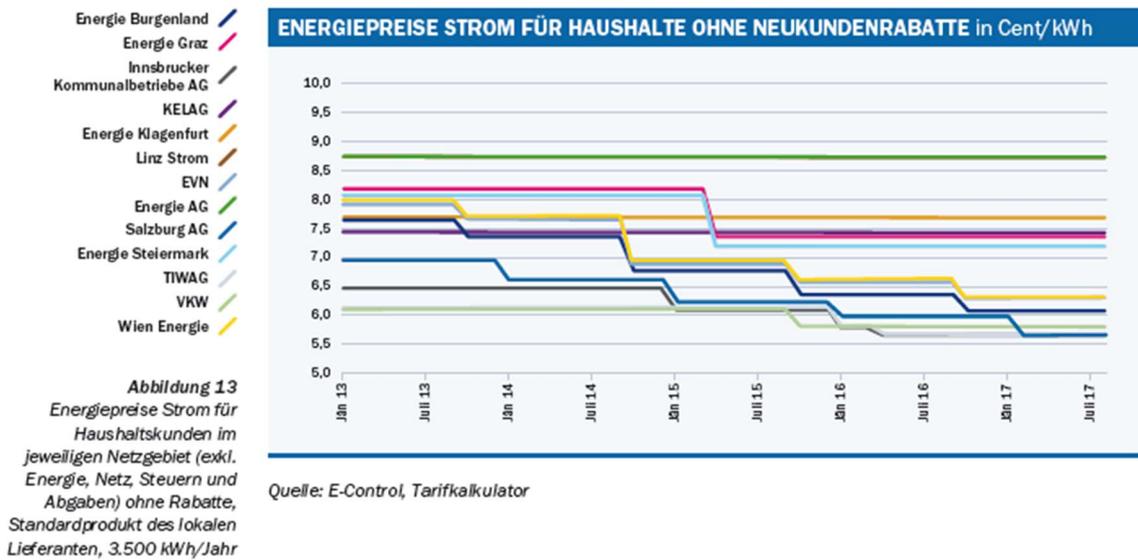
Im Jahr 2016 gaben insgesamt 48 von ca. 120 regionalen Lieferanten die Preissenkungen am Großhandelsmarkt an ihre Kunden weiter, darunter auch große angestammte Lieferanten im Burgenland, in Niederösterreich, Salzburg, Tirol sowie die Innsbrucker Kommunalbetriebe und in Wien. Die meisten Kundinnen und Kunden zahlen bei den angestammten Anbietern einen Energiepreis zwischen 5,67 Cent/kWh in Tirol und 8,75 Cent/kWh in Oberösterreich. Im Februar 2017 reduzierte die Salzburg AG nochmals den Energiepreis um 5%. Auch weitere 27 kleine regionale Lieferanten senkten ihre Preise bis Ende Oktober 2017. Bei anderen Stromlieferanten kam es im Jahr 2017 kaum zu signifikanten Preissenkungen.

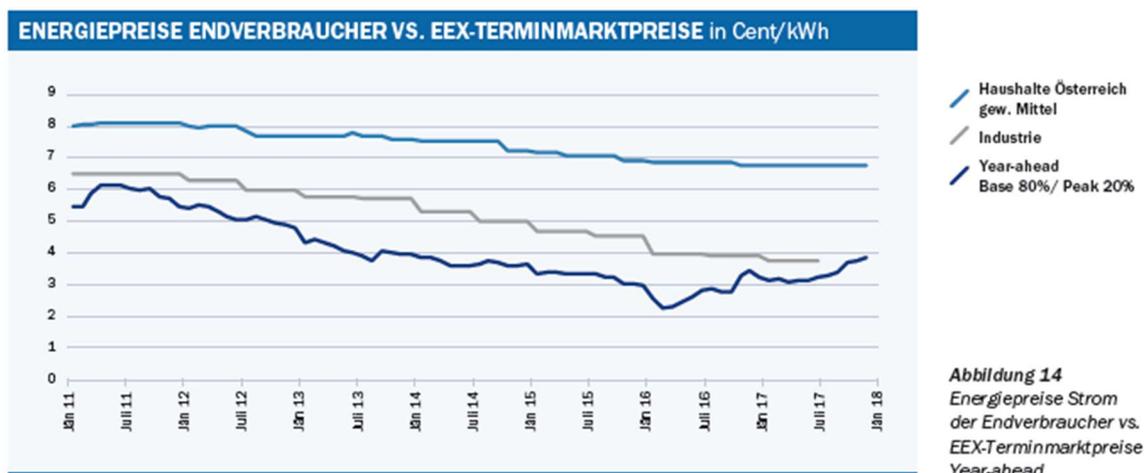
Die Energiepreise bei den alternativen Anbietern sind wesentlich niedriger, ohne Neukundenrabatte lag der günstigste Preis im November 2017 bei 3,47 Cent/kWh (Grünwelt Energie), inklusive Neukundenrabatten im ersten Lieferjahr sogar bei 0,91 Cent/kWh (Enstroga), also weit unter dem Großhandelspreis, der im November bei 3,84 Cent/kWh (EEX/EPEX Terminmarktpreis Year-ahead 80% Base/20% Peak, Monatsdurchschnitt) war. Die Großhandelspreise haben sich vom Tiefpunkt im Februar 2016 erholt und befanden sich zuletzt auf dem Niveau des Jahres 2013.

Da Preise für Industriekundinnen und -kunden enger und zeitnaher an Großhandelspreise gebunden sind als bei Kleinkundinnen und -kunden, profitierte die Industrie auch stärker von Preissenkungen (Abbildung 14).



Quelle: E-Control





Quelle: E-Control, EPEX/EEEX

Abbildung 14
Energiepreise Strom
der Endverbraucher vs.
EEX-Terminmarktpreise
Year-ahead

PREISENTWICKLUNG FÜR ENDKUNDEN – GAS

Der Gesamt-Gaspreis bei den Haushalten entwickelte sich im Jahr 2016 auf 2017 je nach Lieferant und jeweiligem Netzgebiet unterschiedlich. Während ein Musterhaushalt im Burgenland um 53 Euro brutto weniger für Gas bezahlt, hat ein Kunde in Salzburg Mehrkosten von 10 Euro im Jahr im Vergleich zum Vorjahr zu tragen. Der hohe Unterschied ist auf die Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten zurückzuführen.

Der Gesamtpreis im gewichteten Durchschnitt ist real um 5% gesunken, real von 5,57 Cent/kWh auf 5,29 Cent/kWh. Die Senkung ist vor allem auf den Rückgang des Energiepreises und teilweise auf die Reduktion der Netzkosten in manchen Gebieten zurückzuführen.

Die Netzkosten wurden Anfang 2017 für alle Netzgebiete neu festgelegt, wobei die höchste Steigerung von ungefähr 13% für Kunden in Niederösterreich gegeben war. Dagegen war für Kunden im Netzgebiet Tirol eine Senkung von 5,5% gegeben.

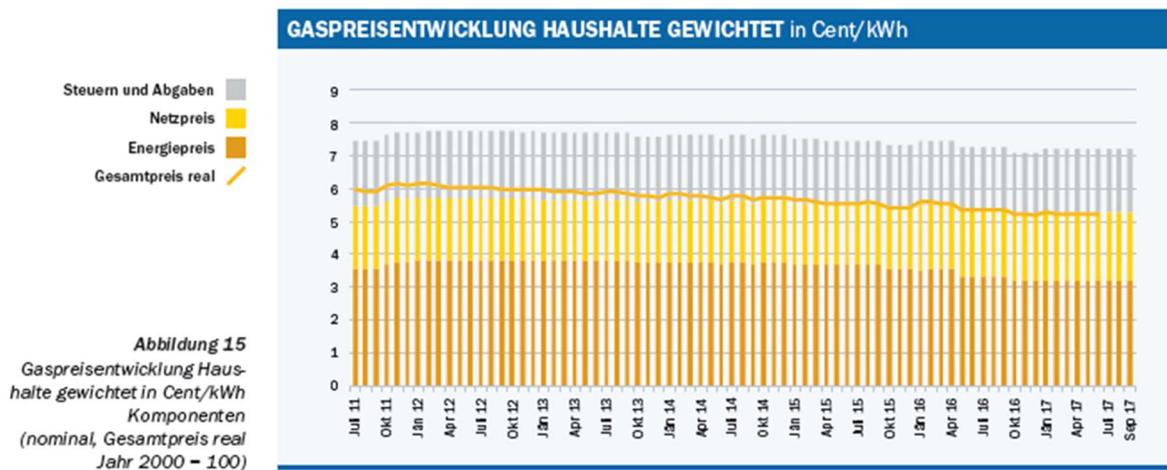
Nachdem die meisten großen regionalen Lieferanten ihre Gaspreise für Haushalte im Jahr 2016 gesenkt hatten, senkten im Jahr 2017 nur die Salzburg AG um 5 Prozent, die VKW und Stadtwerke Bregenz um 6 Prozent und die Stadtwerke Kapfenberg ihre Haushaltspreise. Eine großflächige signifikante Preissenkung im Herbst wie in den Jahren zuvor blieb heuer aus (Abbildung 15).

Der gewichtete Energiepreis der regionalen Lieferanten blieb im Laufe 2017 fast unverändert. Dagegen sind die Industriepreise, welche den Importerdgaspreisen mit etwas Verzögerung folgen, in der ersten Hälfte 2017 weiter gesunken (Abbildung 16).

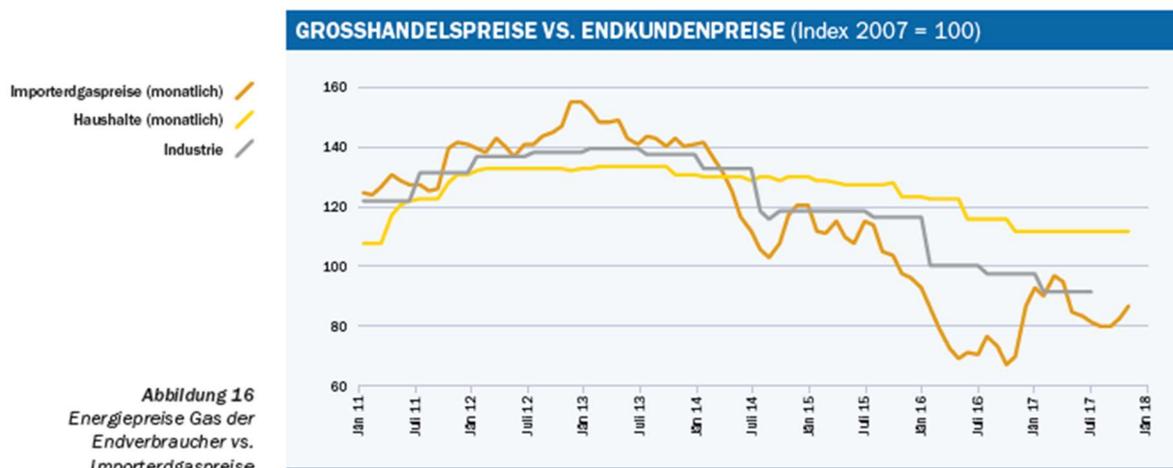
Anfang November 2017 betrug der Gas-Energiepreis für Haushaltskunden beim Bestbieter österreichweit 0,28 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (Maxenergy), was noch unter dem günstigsten Angebot des Vorjahres von 0,48

Cent/kWh (goldgas) liegt. Dagegen liegt das Angebot ohne Neukundenrabatte mit 1,98 Cent/kWh (Grünwelt) über dem Preisniveau des Vorjahresangebotes von 1,82 Cent/kWh (Maingau).

Die Energiepreise bei den regionalen Lieferanten bewegen sich unverändert zwischen 2,69 und 3,83 Cent/kWh und befinden sich im Vergleich zu den alternativen Lieferanten noch immer auf einem viel höheren Niveau (Abbildung 17). Dadurch kann das Einsparpotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten je nach Verbrauchsmenge sehr hoch ausfallen. Das Einsparpotenzial ist in den letzten zwölf Monaten gleich hoch geblieben, nachdem es in den drei Jahren zuvor stetig gestiegen ist.



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control, Statistik Austria

PREISENTWICKLUNG GEWERBE STROM UND GAS

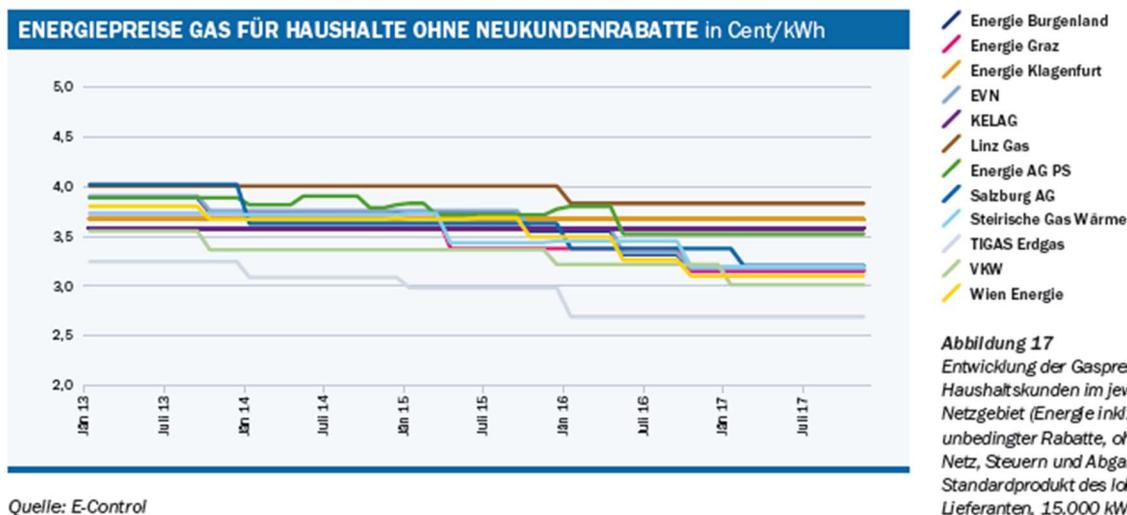
Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote im Jahr 2017 zwischen 77 (im Jahr 2016 waren es 62) und bis zu 95 (im Jahr 2016 waren es 78). Ein Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 2.298 Euro (unverändert zu 2016) im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 7.700 Euro (unverändert zu Vorjahr).

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 53 (im Vorjahr 31) Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 74 Produkten (im Vorjahr 49) in den restlichen Gebieten Österreichs oder dem Angebot für Haushalte liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasverbrauch von 100.000 kWh/a kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 3.181 Euro (im Vorjahr 2.994 Euro) ersparen, ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 11.741 Euro (Vorjahr 11.403 Euro).

Weitere Details dazu sind im Kapitel Tarifikalkulator zu finden.

PREISENTWICKLUNG INDUSTRIE STROM UND GAS

Die Preise bei Strom entwickelten sich in den verschiedenen Kategorien unterschiedlich. Während die Unternehmen mit einem Jahresverbrauch unter 10 GWh die Preise senken konnten, stiegen die durchschnittlichen Preise bei den Unternehmen mit einem Jahresverbrauch über 10 GWh. Hier setzen die Unternehmen größtenteils auf flexible Verträge. Bedingt durch höhere Börsenpreise zahlen einige Unternehmen nunmehr doppelt so hohe Preise wie noch in der Vorperiode.



Die Entwicklung ist auch im Gasbereich sichtbar. Bedingt durch höhere Importpreise steigen auch die Energiepreise in der größten Kategorie an. In der kleinsten Kategorie wird hier noch ein Rückgang von 10% gegenüber der Vorperiode beobachtet.

Rechtsrahmen – Entwicklungen im Jahr 2017

EUROPÄISCHER REGULATORISCHER RAHMEN – ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2017

Winterpaket der Europäischen Kommission

Im Rahmen der Strategie für die Energieunion legte die Europäische Kommission bereits am 30. November 2016 Vorschläge zur Schaffung eines neuen Energiemarktdesigns unter dem Namen „Clean Energy for all Europeans“ vor. Dieses Paket 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 Verbraucherinnen und Verbraucher in der EU mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie garantiert. 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.

Im Rahmen des Pakets 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 Energieeffizienz (2012/27/EU) sowie in der Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (EG Nr. 713/2009).

Bereits Anfang 2017 begann einerseits der Rat der Europäischen Union und andererseits das Europäische Parlament mit der Ausarbeitung ihrer Positionen. Während in einigen Dossiers bereits große Fortschritte in den Verhandlungen erzielt werden konnten, gibt es bei anderen Dossiers noch großen Diskussionsbedarf. Das gesetzte Ziel der Europäischen Kommission, eine Einigung zwischen den Europäischen Institutionen für alle Dossiers während der österreichischen Ratspräsidentschaft (2. Hälfte 2018) herbeizuführen, bleibt bestehen.

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 bzw. die Mitarbeit in Arbeitsgruppen zwischen Regulatoren sowie die Stärkung der Kontakte zur Europäischen Kommission, zum Europäischen Parlament und zum Rat der Europäischen Union.

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.

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 Regionale Zentren vorgeschlagen. Sie sollen Aufgaben, wie koordinierte Berechnungen von Übertragungskapazitäten über Preiszonengrenzen, Konsistenzprüfung von Netzwiederaufbaukonzepten oder Koordination der Regelenergiemärkte, übernehmen. 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 beitragen, aufkommende Krisen entsprechend zu erkennen, vorzubeugen bzw. ihnen effektiv begegnen zu können.

ACER Governance

Das Energiepaket sieht in gewissen Bereichen auch zusätzliche Kompetenzen für ACER vor, wie etwa neue oder verbesserte Aufsichtsfunktionen bei regionalen oder EU-weit agierenden Organisationen und Marktteilnehmern sowie eine weitreichende Koordinierungsfunktion. Die Diskussion zu diesem Dossier konnten 2017 weder im Europäischen Parlament noch im Rat der Europäischen Union abgeschlossen werden. Verhandlungen zwischen den Institutionen werden 2018 fortgeführt.

New Deal for Energy Consumers

Für die Europäische Kommission ist die Stärkung der Position von Energieverbraucherinnen und -verbrauchern von zentraler Bedeutung. Aus diesem Grund finden sich in vielen Richtlinien und Verordnungen Vorschläge für

konsumentenfreundliche Energiemärkte. In einigen europäischen Ländern sind nach wie vor Mängel am Endkundenmarkt zu beobachten. Die Preise werden weiterhin in vielen Mitgliedsländern reguliert, der Anbieterwechsel gestaltet sich mitunter schwierig. Österreich hat in diesem Bereich bereits ein sehr hohes Niveau erreicht und liegt im EU-Durchschnitt vergleichsweise weit vorne. Konsumententhemen, wie eine höhere Beteiligung der Kundinnen und Kunden am Energiemarkt sowie Konsumentenschutz, werden von der Europäischen Kommission durchwegs als Querschnittsmaterie behandelt. Die Europäische Kommission möchte die Rechte der Energiekonsumentinnen und -konsumenten weiter stärken und setzt sich demnach für eine bessere Information der Bevölkerung ein. Die Europäische Kommission versucht mit neu vorgeschlagenen Maßnahmen, Verbraucherinnen und Verbraucher die Möglichkeit zu bieten, stärker am Energiemarkt teilzunehmen.

Netzkodizes und Leitlinien

Im Jahr 2017 stand die Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpakets weiterhin im Fokus der Arbeit bei ACER und bei den Koordinierungstätigkeiten der nationalen Regulierungsbehörden. Die Vereinigung der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber-Strom (ENTSO-E) sowie die Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen-Gas (ENTSOG) erarbeiten gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sowie der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 auf Aufforderung durch die Europäische Kommission sog. Netzkodizes zur Standardisierung der europäischen Strom- und Gasversorgung, auf der Grundlage von zuvor von ACER erstellten Rahmenleitlinien. Die Europäischen Regulatoren unterstützen die ENTSOs proaktiv in der Erarbeitung der Netzkodizes. 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.

Neben den Netzkodizes hat die Kommission gemäß Art. 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sowie Art. 23 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Möglichkeit, sog. Leitlinien zu erlassen. Auch diese Leitlinien werden als Verordnungen im Komitologieverfahren erlassen und entsprechend veröffentlicht.

Netzkodizes – Strom

Im vergangenen Jahr sind die letzten drei Leitlinien bzw. Netzkodizes zur Standardisierung der europäischen Stromversorgung erlassen worden: die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, die Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sowie die Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes. Die Verordnungen treten neben die bereits in den vergangenen beiden Jahren erlassene Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement und die Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität sowie neben die drei so genannten Netzzanschlusskodizes, die Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, die Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss und die Verordnung (EU) 2016/1447 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone

Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung. Damit sind alle Leitlinien und Netzkodizes, die auf der Grundlage der VO (EG) 714/2009 bisher ausgearbeitet wurden, in Kraft getreten.

Netzkodizes und Leitlinien sind als Verordnung unmittelbar anwendbar. Zum Teil erfordern sie aber weitere Umsetzungsschritte wie etwa die Entwicklung bestimmter Berechnungsmethoden oder die Genehmigung von allgemeinen Bedingungen. Damit geht einher, dass bestehende Regelungen auf nationaler Ebene zum Teil anzupassen sind, um widersprüchliche Vorgaben zu vermeiden.

Die Umsetzung der Netzkodizes und Leitlinien ist voll im Gange und die E-Control ist intensiv in die Erarbeitung mit eingebunden und führt zahlreiche Verwaltungsverfahren. Im Rahmen der Verordnung (EU) 2015/1222 zur

Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement wurde im Jahr 2017 u.a. der Plan für die Ausübung der Marktkopplungsbetreiberfunktion (MCO-Plan), den die Nominierten Strommarktbetreiber (NEMOs) gemeinsam ausgearbeitet haben, und die von allen Übertragungsnetzbetreibern erstellte Methode für das gemeinsame Netzmodell von allen europäischen Regulierungsbehörden genehmigt. Die Anforderungen für die zentrale Vergabeplattform zur Vergabe der langfristigen Übertragungsrechte wurden ebenfalls von den Regulierungsbehörden genehmigt.

Hinsichtlich der Genehmigungen 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. Auf regionaler Ebene wurden für die Kapazitätsberechnungsregion Core sowie für die Kapazitätsberechnungsregion Italien Nord, denen die österreichischen Gebotszongrenzen jeweils zugeordnet sind, ähnliche Gremien eingerichtet, um auch auf regionaler Ebene koordinierte Entscheidungen treffen zu können. Sollte die Koordinierung scheitern, so ist ein Übergang der Zuständigkeit zur Genehmigung auf ACER vorgesehen.

Im Rahmen der technischen Netzkodizes wurden auf Antrag mehrere Stromerzeugungsanlagen als aufkommende Technologie eingestuft. Derzeit erarbeiten die Netzbetreiber in enger Abstimmung mit der E-Control die auf nationaler Ebene festzulegenden technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen sowie für Lasten.

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

Netzkodizes – Gas

Im Gasbereich ist im Jahr 2017 bereits die erste Überarbeitung eines europäischen Netzkodex zur Standardisierung der europäischen Gasversorgung in Kraft getreten. Der Capacity-Allocation-Mechanisms-(CAM)-Netzkodex wurde um Bestimmungen zu neu zu schaffender Kapazität erweitert. Zeitgleich, und als vorerst letzter Netzkodex im Gasbereich, ist der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen am 6. April 2017 in Kraft getreten.

Der CAM-Netzkodex war auch gleich mit dem Tag des Inkrafttretens anwendbar und somit haben die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber bereits auf dessen Basis die Analyse der Marktnachfrage nach neu zu schaffender Kapazität sowie darauf aufbauend konkrete Projektvorschläge zur Deckung der Marktnachfrage an den Grenzkopplungspunkten Überackern, Mosonmagyaróvár, Murfeld und Reintal ausgearbeitet.

Der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen ist in Teilen ebenfalls seit April bzw. Oktober 2017 gültig. Vor allem die umfangreichen Veröffentlichungspflichten waren bereits 2017 umzusetzen. Weitere Umsetzungsschritte stehen 2018 und 2019 bevor, wobei unter anderem die Methode zur Tarifiermittlung („Referenzpreismethode“) ausgearbeitet und konsultiert werden muss.

Im November 2017 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Änderung der Gasrichtlinie (2009/73/EG) veröffentlicht. Mit der Änderung soll die bestehende Gasrichtlinie ergänzt und klargestellt werden, dass die wesentlichen Grundsätze der EU-Rechtsvorschriften im Energiebereich (Zugang Dritter, Entgeltregulierung, eigentumsrechtliche Entflechtung und Transparenz) für alle Gasleitungen, die in Drittländer hinein- bzw. aus Drittländern herausführen, bis zur Grenze des EU-Gebiets gelten. Der Änderungsvorschlag muss noch vom Europäischen Parlament und vom Rat angenommen werden.

Zielvorgaben für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten

Die Europäische Kommission hatte 2016 eine Expertengruppe einberufen, um die Ausgestaltung des „Interconnection Target“ für 2030 zu diskutieren. Der Bericht (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_i

interconnection_targets.pdf) dieser Expertengruppe wurde im November 2017 veröffentlicht und bildet die Basis für eine Mitteilung der Europäischen Kommission zur Stärkung der europäischen Energienetze (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/communication_on_infrastructure_17.pdf), welche ebenfalls im November veröffentlicht wurde. Drei Säulen einer erfolgreichen Energie-Infrastrukturentwicklung werden genannt: Die Umsetzung des Infrastruktur-Pakets (TEN-E Verordnung), regionale High-Level-Gruppen und eine Neuausrichtung der langfristigen Infrastruktur-Politik im Zusammenhang mit dem Clean Energy Package. Auch wurde die dritte unionsweite Projektliste (Projects of common interest – PCI) von den Mitgliedstaaten verabschiedet. Das vorgegebene Ziel von 10% für die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten bis 2020 erreichen die meisten der Mitgliedstaaten.

In Ergänzung wurde das bereits angeführte Ziel von 15% im Jahr 2030 nunmehr durch drei neue Vorgaben relativiert:

- 1) Ein Schwellwert von 2 EUR/MWh Preisdifferenz zwischen zwei Marktgebieten gilt als Indikator für dringend notwendige Analysen der Grenzkapazitäten.
- 2) Die nominale Übertragungskapazität der Grenzleitungen soll zumindest 30% der Spitzenlast betragen. Dies zielt auf ausreichende Importmöglichkeiten ab.
- 3) Die nominale Übertragungskapazität der Grenzleitungen soll zumindest 30% der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten betragen. Hier soll auf ausreichende Exportmöglichkeiten hingewirkt werden.

RECHTSRAHMEN – ENTWICKLUNGEN IN ÖSTERREICH

Gesetzespaket „Kleine Ökostromnovelle“ – regulatorische Entwicklungen

Mit dem Gesetzespaket der sogenannten „Kleinen Ökostromnovelle“ (BGBl. I 108/2017) wurden, abgesehen von Änderungen des Ökostromgesetzes, auch im regulatorischen Bereich punktuelle Neuregelungen vorgenommen.

Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind nunmehr verpflichtet, die vorläufige oder endgültige Stilllegung dem Regelzonenführer sowie der Regulierungsbehörde möglichst frühzeitig, spätestens jedoch 12 Monate vorher anzuzeigen.

Des Weiteren wurde der E-Control eine Verordnungskompetenz zur Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen, die aufgrund von Netzkodizes und Leitlinien auf nationaler Ebene zu bestimmen sind, eingeräumt (siehe § 18a EIWOG 2010). Aktuell betrifft dies die sog. technischen Netzkodizes, im Rahmen derer die Regulierungsbehörde die von den Netzkodizes nicht abschließend geregelten Anforderungen für Stromerzeugungsanlagen und den Netzanschluss festzulegen hat (§ 66 Abs. 2a EIWOG 2010).

Eine weitere Verordnungsermächtigung wurde der E-Control hinsichtlich der laufenden Datenerhebungen eingeräumt. Mit Verordnung können etwa Erhebungsmasse und -einheiten, Datenformat, Häufigkeit, Zeitabstände und Verfahren der laufenden Datenerhebung näher geregelt werden (§ 88 Abs. 2 EIWOG 2010).

Im Gasbereich sind die Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie im Verteilernetz (Bilanzgruppenkoordinator) von der Regulierungsbehörde nach Durchführung eines transparenten Auswahlverfahrens zu ernennen, wobei ein Unternehmen für mehrere Marktgebiete bestellt werden kann (§ 85 GWG 2011).

Für den Elektrizitätsbereich wurde im EIWOG 2010 die Grundlage für den Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen geschaffen. Netzzugangsberechtigte haben gegenüber dem Netzbetreiber Rechtsanspruch

auf Anschluss einer solchen Anlage zur privaten oder gewerblichen Nutzung. Voraussetzung ist der Abschluss eines Errichtungs- und Betriebsvertrags. Angeschlossen werden darf die Anlage nur an die Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitung). Aufgabe des Netzbetreibers ist es im Wesentlichen, den Anteil der erzeugten Energie den Teilnehmern messtechnisch zuzuordnen (§ 16a EIWOG 2010).

Explizit klargestellt wurde auch, dass für Kleinanlagen kein eigener Zählpunkt einzurichten ist. Kleinanlagen sind Erzeugungsanlagen, deren Engpassleistung in Summe weniger als 0,8 kW pro Anlage eines Netzbetreibers beträgt. Diese Anlagen sind von bestimmten Verpflichtungen nach dem EIWOG 2010 befreit (§ 66a EIWOG 2010).

Ökostromgesetz-Novelle

Im Juni bzw. Juli 2017 haben der Nationalrat bzw. der Bundesrat die sog. „kleine Ökostromgesetznovelle“ beschlossen. Sie wurde im BGBl. I Nr. 108/2017 kundgemacht.

Die Änderungen betreffen folgende Punkte:

- > Vereinfachungen betreffend Anerkennungsbescheide für Ökostromanlagen
- > Längere Gültigkeit von Förderungsanträgen (Warteliste)
- > Berücksichtigung des Eigenverbrauchs bei der Anrechnung innerhalb des Förderkontingents
- > Optimierungsmöglichkeiten der OeMAG zur Minimierung von Aufwendungen für die Ausgleichsenergie
- > Veröffentlichungspflicht für Förderempfänger
- > Geänderte Bedingungen für die Förderung von Biogasanlagen (Einsatzstoffe uam.)
- > Anhebung der Unterstützungsvolumina für neue Ökostromanlagen

Weitere Neuerungen betreffen die E-Control. Zunächst wurden die Marktteilnehmer verpflichtet, wahrheitsgemäße Angaben zu den Preisen von Herkunftsnachweisen zu machen. Der gesetzlich geförderte Ökostrom wird den Stromhändlern samt Herkunftsnachweisen zugewiesen. Der Wert dieser Herkunftsnachweise wird dabei mittels Verordnung der E-Control bestimmt. Diese Änderung wurde eingeführt, um eine bessere Informationsbasis zu schaffen.

Weiters sind nun alle an das öffentliche Netz angeschlossenen Ökostromanlagen verpflichtet, sich in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control zu registrieren. Es gibt vermehrt Anlagen, welche ohne Förderungen gebaut und betrieben werden. Eine Erfassung dieser und des produzierten Stroms soll dadurch gewährleistet werden.

Zukünftig haben Ökostromanlagenbetreiber Informationen, wie z.B. Investitionskosten oder laufende Kosten, die zur Bemessung von Einspeisetarifen notwendig sind, der E-Control sowie dem BMWFV zur Verfügung zu stellen. In der Vergangenheit waren vor allem Daten bezüglich Investitions- und Betriebskosten nur eingeschränkt verfügbar. Durch die neue Regelung soll gewährleistet werden, dass etwaige zukünftige Einspeisetarife auf einer breiteren Datenbasis aufbauen und somit effizienter gestaltet werden können.

Der Ökostrombericht wird als unabhängiger Bericht noch stärker aufgewertet. Neben den bisherigen Inhalten soll dieser zukünftig eine Analyse der zu erstellenden Rohstoffkonzepte bei Biogas- und Biomasseanlagen enthalten. Die Länder wurden verpflichtet, sämtliche Daten zur Förderung von Ökostromanlagen zur Verfügung zu stellen.

Großhandelsdatenverordnung – Ghd-V

Die Großhandelsdatenverordnung (GHDV) setzt sich aus Bestimmungen der Energiegroßhandels-Transaktionsdaten-Aufbewahrungsverordnung (ETA-VO)¹ sowie der Energiegroßhandelsdatenverordnung

¹ <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2012/337>

(EGHD-VO) zusammen. Diese beiden Verordnungen wurden unter der Prämisse erlassen, dass nach Inkrafttreten der REMIT-Durchführungsverordnung eine Überarbeitung stattfinden müsste.

Die Selbstverpflichtung zur Reduzierung der EGHD-VO, sobald die Datensammlung und -übermittlung bei der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zufriedenstellende Daten liefert, wurde bereits in den Erläuterungen zur EGHD-VO festgeschrieben. Auch die ETAVO sah eine Anpassung nach Inkrafttreten des REMIT-Durchführungsrechtsakts vor. Aus Gründen der Verwaltungsvereinfachung und Rechtsbereinigung und auf Grund des gleichartigen Regelungsbereichs, des österreichischen Energiegroßhandelsmarktes, wurde eine Zusammenlegung beider Verordnungen vorgenommen. Dies hatte auch eine notwendige Neuerlassung zur Folge.

Während die GHD-V nunmehr auf die Sammlung jener Energiegroßhandelsdaten beschränkt ist, die nicht von ACER an E-Control zur Überwachung des nationalen Marktes übermittelt werden, bleibt die Verpflichtung zur Aufbewahrung und Übermittlung im Bedarfsfall, der sich aus der ETA-VO ergibt, vollumfänglich aufrecht und wird um die Meldung von Transaktionen mit Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreibern erweitert. Strom- und Erdgashändler werden nun explizit zur Aufbewahrung und gegebenenfalls Übermittlung von Transaktionsdaten aus Transaktionen mit Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreibern verpflichtet. Es bleibt anzumerken, dass bereits auf Grund der EGHD-VO die Meldepflicht bei einer Meldung an ACER erfüllt war, weshalb die Kürzung in der GHD-V vor allem rechtsbereinigenden Charakter hat. Zusammenfassend sollte sich für die Meldepflichtigen durch die Neuerlassung nichts ändern. Lediglich eine Erleichterung im Sinne eines vereinfachten Rechtszugangs ist zu erwarten.

Netzbenutzerkategorien-Verordnung – NB-V

Mit der neu erlassenen Netzbenutzerkategorien-Verordnung (NB-V) legt die E-Control die Netzbenutzerkategorien für Einspeiser und Entnehmer sowie den Zeitrahmen für die Zuordnung von Zählpunkten zu diesen Kategorien durch die Netzbetreiber fest. Um den administrativen Aufwand bei der Zuordnung gering zu halten, entsprechen die Netzbenutzerkategorien für Einspeiser der bereits bestehenden Kategorisierung im Rahmen der Elektrizitätsstatistikverordnung 2016. Auch bei den Entnehmern erfolgt die Festlegung im Einklang mit unionsrechtlichen Vorgaben für die Statistik (vgl. VO [EU] 2016/1952).

Datenschutz-Grundverordnung

Am 24.5.2016 trat die Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 65/16/EG (Datenschutz-Grundverordnung, nachfolgend: DSGVO) in Kraft und gilt ab 25.5.2018 in allen Mitgliedstaaten unmittelbar.

Am 29.6.2017 beschloss der Nationalrat das österreichische Datenschutz-Anpassungsgesetz (DSG), welches das bestehende DSG 2000 an die geänderten Grundsätze und Begrifflichkeiten anpasst.

Die DSGVO soll den technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungen Rechnung tragen und helfen, ein einheitliches Datenschutzniveau in allen Mitgliedsländern zu gewährleisten. Bei Verstößen sind hohe Geldbußen von bis zu EUR 20.000.000 oder bis zur 4% des gesamten weltweit erzielten Jahresumsatzes möglich. Neu ist unter anderem, dass die Bestellung eines Datenschutzbeauftragten für Behörden und öffentliche Stellen verpflichtend ist, wobei die E-Control die fristgerechte Bestellung bereits vorbereitet hat.

Eine weitere Änderung ist der Wegfall des Datenverarbeitungsregisters (DVR). Ein Verzeichnis mit sämtlichen Verarbeitungstätigkeiten ist selbst zu führen und kann von der Datenschutzbehörde eingesehen werden. Sofern die Datenverarbeitung aufgrund der Art, des Umfangs, der Umstände und der Zwecke der Verarbeitung voraussichtlich ein hohes Risiko für die Rechte und Freiheiten natürlicher Personen zur Folge hat, ist außerdem eine Datenschutz-Folgenabschätzung durchzuführen. Eine wichtige Regelung betrifft auch Maßnahmen

zur Wahrung von Betroffenenrechten (u.a. Informationspflichten, Auskunftsrecht, Recht auf Löschung), das Treffen von Vorkehrungen für den Fall von Datenmissbrauch und die Prüfung der Konformität von Verträgen mit der DSGVO und dem DSG. Es müssen auch sogenannte verpflichtende Verhaltensregeln erarbeitet werden, um die Anwendung der DSGVO im Unternehmen zu unterstützen.

Um die Anforderungen der DSGVO bestmöglich umzusetzen, aber auch um das Informationssicherheitsniveau nachhaltig zu erhöhen, hat sich die E-Control dazu entschlossen, ein Informationssicherheitsmanagementsystem nach ISO/EIC 27001 zu errichten und zu betreiben. Im Rahmen eines solchen Managementsystems werden Informationen, Daten und Anwendungen kontinuierlich gemäß ihrem Risiko hinsichtlich Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit bewertet und anschließend geeignete Maßnahmen zur Risikominimierung abgeleitet.

Gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone

Die Diskussion um die Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone hat sich im vergangenen Jahr weiter intensiviert und zu einer Verständigung über eine Lösung geführt.

Rechtliche Verfahren

Im November 2016 hatte die europäische Regulierungsagentur ACER im Rahmen der Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen die deutsch-österreichische Grenze als neue Gebotszonengrenze eingeführt. Die deutsch-österreichische Grenze wurde dabei der sog. Core Region zugeordnet, die eine große kontinentaleuropäische Region begründet und die folgenden Länder umfasst: Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Deutschland, Österreich, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Polen, Slowenien, Kroatien und Rumänien.

Gegen diese Entscheidung hatte die E-Control Beschwerde an den Beschwerdeausschuss von ACER eingebracht, da die Entscheidung nach Ansicht der E-Control im falschen Verfahren getroffen worden war. Nicht ACER, sondern die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen eines Verfahrens über die Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration zu überprüfen, ob ein Engpass zwischen Deutschland und Österreich besteht. Die endgültige Entscheidung über die von den am Verfahren beteiligten Übertragungsnetzbetreiber obliegt dann den Mitgliedstaaten.

Am 17. März 2017 hat der Beschwerdeausschuss die Beschwerde der E-Control abgewiesen und die Entscheidung von ACER bestätigt. Die Begründung des Beschwerdeausschusses ist sehr kurz und nach Ansicht der E-Control unzureichend. Im Wesentlichen kommt der Beschwerdeausschuss zum Ergebnis, dass ACER befugt war, die Gebotszonenkonfiguration im Verfahren über die Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen zu ändern. Gegen diese Entscheidung des Beschwerdeausschusses hat die E-Control eine Nichtigkeitsklage beim EuG eingebracht, insbesondere um aus verfahrensrechtlicher Sicht die Zuständigkeiten der europäischen Regulierungsbehörde zu klären. Diese Beschwerde beim EuG ist nach wie vor anhängig, mit einer Entscheidung ist frühestens im Laufe des Jahres 2018 zu rechnen.

Einigung mit Deutschland

Parallel zu den Rechtsverfahren stand die E-Control in intensivem Kontakt mit der deutschen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA). Die Gespräche führten schließlich im Mai 2017 zu einer Vereinbarung über einen Lösungsweg. Beide Seiten verständigten sich auf die Einführung einer Bewirtschaftung der deutsch-österreichischen Grenze beginnend mit Oktober 2018. Dabei werden mindestens 4,9 GW Strom durch Langfristkapazitäten vergeben. Ziel ist die Einbettung der Grenze in die tägliche lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode (sog. flow based market coupling) der Central-West-Europe-Region, die die Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und Deutschland umfasst. Eine solche lastflussbasierte Berechnung der vorhandenen Kapazitäten bringt gegenüber der NTC-Methode Vorteile. Darüber hinaus ist die APG über die jetzt bestehende gemeinsame Preiszone mit Deutschland bereits weitgehend in die technischen Berechnungsprozesse der CWE-Region involviert.

Über die kurzfristige Vergabe von Übertragungsrechten am Day-ahead- sowie Intraday-Markt kann sich die vereinbarte Übertragungskapazität noch weiter erhöhen. Mit Realisierung der grenzüberschreitenden Leitung St. Peter-Isar soll sich die Grenzkapazität weiter erhöhen. Außerdem wurde vereinbart, dass österreichische Kraftwerke weiterhin den deutschen Übertragungsnetzbetreibern für allenfalls erforderliches Redispatch zur Verfügung stehen, wobei die Kosten für den Abruf der anfragende Teil zu bezahlen hat.

Seit der Definition des Lösungspfades finden intensive Vorbereitungsarbeiten der TSOs und NEMOs zur Umsetzung statt. Für die Etablierung neuer Gebotszonengrenzen gibt es bislang wenig Erfahrungen im europäischen Marktmodell. Der Zeitrahmen bis Oktober 2018 ist beschränkt und die genaue Abstimmung der Langfristauktionen, des Market Couplings bzw. der Kapazitätsberechnung bedingen eine enge grenzüberschreitende Koordination. Darüber hinaus werden die Marktteilnehmer als Benutzer des Systems laufend über aktuelle Entwicklungen informiert.

Die Kapazitätsvergabe an der Grenze wird zukünftig auch im Einklang mit den Vorgaben der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergaben und das Engpassmanagement sowie die Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazitäten umgesetzt. Die beiden Verordnungen enthalten entsprechende rechtliche Fristen für Genehmigungen und praktische Umsetzungsfristen, welche sich teilweise bis ins Jahr 2020 und noch darüber hinaus erstrecken.

Marktintegration Gasversorgung Österreich-Italien

Nachdem die E-Control im Jahr 2016 Studien zur Selbstevaluierung von Liquidität und Wettbewerb im österreichischen Gas-Großhandelsmarkt sowie zur komparativen Bewertung von identifizierten Marktintegrationsoptionen durchgeführt hat, wurden die Ergebnisse im Februar 2017 im Rahmen einer öffentlichen Fachtagung präsentiert. Darüber hinaus wurde Marktteilnehmern im Zuge einer Konsultation die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Auf Basis der Studienergebnisse und unter Berücksichtigung der erhaltenen Stellungnahmen wurde in einem nächsten Schritt damit begonnen, mit Partnern/Nachbarmärkten ein grundsätzliches Einvernehmen über Integrationsmöglichkeiten und potenzielle erste Umsetzungsschritte (z.B. Etablierung von „Pilotmodellen“, die auf Basis positiver Ergebnisse sowohl hinsichtlich Integrationstiefe als auch Skalierung entsprechend ausgeweitet werden können) zu erzielen.

Die geografische Ausrichtung derartiger Arbeiten ist angesichts der Studienergebnisse und erhaltenen Stellungnahmen von Marktteilnehmern insbesondere in Richtung südlicher Nachbarmärkte (Italien, Slowenien, Kroatien) angelegt.

Darüber hinaus wird geprüft, inwieweit in Ergänzung zur vollständigen Umsetzung der Netzkodizes gerade für Integrationsvarianten, die angesichts der Kapazitätssituation nicht sinnvoll umsetzbar erscheinen, Maßnahmen der „Market Connection“ eine effizientere Verbindung zwischen bestehenden Märkten mit entsprechenden Nutzelementen für Marktteilnehmer sowie Endkundinnen und Endkunden schaffen können.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE 2017

Strom – Regulierung und Marktaufsicht

ÄNDERUNG TARIFIERUNG VERTEILERNETZEBENE

Seit 1. Jänner 2014 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber für eine Dauer von 5 Jahren. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden seither auf Basis eines entsprechend weiterentwickelten Regulierungsmodells reguliert. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik wurde im Jahr 2013 im Rahmen von zwei Papieren öffentlich konsultiert, und die entsprechenden Festlegungen des Vorstandes sind in einem Regulierungsdokument zusammengefasst, welches auf der Homepage der E-Control zum Download abrufbar ist.

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG IM JAHR 2017

Die E-Control hat jährlich die Kosten, die Ziel- bzw. Effizienzsteigerungsvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern gem. § 48 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 gem. § 50 Abs. 6 EIWOG 2010 eingebracht, weshalb sich die Anzahl der innerhalb der Anreizregulierung befindlichen Netzbetreiber mittlerweile auf 60 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 2017 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildete die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2018, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 per 1. Jänner 2018).

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.

Bei der Entwicklung der Netzentgelte zeigen sich für das Jahr 2018 signifikante Veränderungen. Der Grund hierfür ist ein deutlicher Anstieg der erwarteten Kosten zur Vermeidung von Engpässen gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010. Da diese Kosten im Bereich des Regelzonenführers für Ostösterreich anfallen, kommt aufgrund der Ergebnisse der Wälzung der Netzkosten nach § 62 Abs. 3 EIWOG 2010 zu einer deutlich stärkeren prozentuellen Belastung der höheren Netzebenen, wobei die Auswirkungen in den einzelnen Netzgebieten unterschiedlich ausfallen. Da die Netzbereiche Tirol, Vorarlberg, Innsbruck und Kleinwalsertal anderen Regelzonen angehören, sind diese Netzbereiche von der Entgelterhöhung nicht betroffen. Zum großen Teil sind diese Effekte nicht auf eine Erhöhung der Kosten der Verteilernetzbetreiber zurückzuführen. Deren Kosten entwickelten sich grundsätzlich stabil, da diese letztmalig der mit dieser Verordnung auslaufenden dritten Regulierungsperiode klaren Kostenvorgaben unterliegen.

Auf der Netzebene 7 kommt es in den Netzbereichen Graz und Klagenfurt zu stärkeren Erhöhungen, da die beiden Netzbereiche entweder über keine Netzebene 3 und 4 verfügen bzw. keine wesentlichen Abgabemengen in diesen Ebenen haben. Die entsprechende Kostenbelastung wälzt sich daher auch spürbar auf die Netzebene 7 durch. Trotz dieser Erhöhung liegen die Entgelte aber jeweils noch deutlich unter den Werten des jeweils vorgelagerten Netzbereichs (Steiermark bzw. Kärnten).

In Summe ergibt sich gegenüber dem Vorjahr eine um rd. 5,41% höhere Kostenbelastung durch Netzentgelte im Jahr 2018 bei gleichem Verbrauchsverhalten der Kunden. Trotz dieser Erhöhung liegen die Entgelte des Jahres 2018 um durchschnittlich rund 20% unter jenen aus 2001 vor der Liberalisierung und dem Tätigwerden der E-Control. Die Entgelte der Netzebenen 3 und 4 liegen mit dieser Entgeltanpassung erstmals über den Entgelten von 2001. Ergänzend ist hierbei aber darauf hinzuweisen, dass diese Entgeltveränderungen auf nominellen Werten beruhen.

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

MONITORING-VERORDNUNG ZUR MARKTTÄTIGKEIT STROM

Bis Anfang 2017 erfolgte die Erhebung von Daten für die Überwachung der Markttätigkeit („Monitoring“) von Strommarktteilnehmern auf Basis der jeweiligen Landesgesetze. Stromnetzbetreiber und Stromlieferanten hatten Daten zur Endverbraucher-Belieferung, zu Lieferantenwechseln und Netzzugängen an die jeweilige Landesregierung und die E-Control zu melden. Die Meldung erfolgte auf Basis von einem einheitlichen Formular, welches die E-Control auf Grundlage der Landesgesetze erstellte.

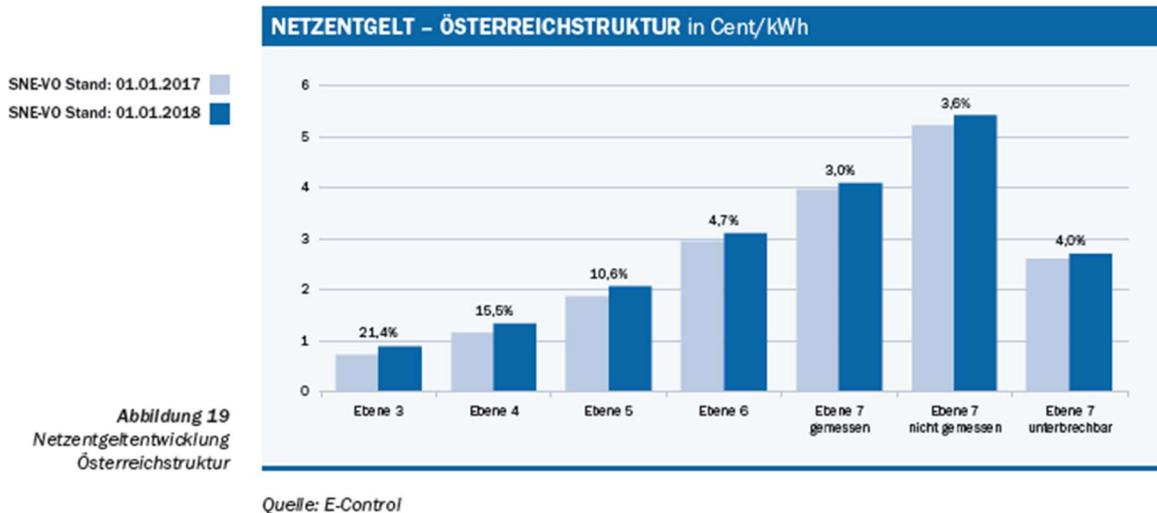
| ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2018 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|--------------------|-----------------|--------------------|
| Gewichtet nach Mengen 2011 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entgelt- anpassung pro Ebene | Anpassung 2001-2005 | | Anpassung 2006-2009 | | Anpassung 2010-2013 | | Anpassung 2014-2016 | | Anpassung 2017 | | Anpassung 2018 | | | Gesamtanpassung | |
| | Mio. EUR | In % ¹⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ |
| Ebene 3 | -6,62 | -12,7 | -3,24 | -6,2 | -2,04 | -3,9 | 2,88 | 5,5 | 0,44 | 0,8 | 9,30 | 17,9 | 21,4 | 0,71 | 1,4 |
| Ebene 4 | -6,17 | -10,7 | -1,10 | -1,9 | -1,50 | -2,6 | 3,52 | 11,2 | -0,38 | -0,7 | 8,07 | 14,0 | 15,5 | 2,43 | 4,2 |
| Ebene 5 | -59,93 | -19,6 | -9,47 | -3,1 | -7,82 | -2,6 | 11,46 | 3,7 | -2,59 | -0,8 | 25,21 | 8,2 | 10,6 | -43,14 | -14,1 |
| Ebene 6 | -27,40 | -13,5 | -3,88 | -1,9 | -4,00 | -2,0 | 8,41 | 4,1 | 0,34 | 0,2 | 8,30 | 4,1 | 4,7 | -18,24 | -9,0 |
| Ebene 7 - gemessen | -56,71 | -19,8 | -13,90 | -4,9 | -11,90 | -4,2 | 5,87 | 2,1 | -2,16 | -0,8 | 6,29 | 2,2 | 3,0 | -72,52 | -25,4 |
| Ebene 7 - nicht gemessen | -308,50 | -24,0 | -38,80 | -3,0 | -27,27 | -2,1 | 30,44 | 2,4 | 3,39 | 0,3 | 33,61 | 2,6 | 3,6 | -307,13 | -23,9 |
| Ebene 7 - unterbrechbar | -7,94 | -12,7 | -0,53 | -0,9 | -1,24 | -2,0 | 1,55 | 2,5 | 0,55 | 0,9 | 2,19 | 3,5 | 4,0 | -5,43 | -8,7 |
| | -473,3 | -21,00 | -70,9 | -3,15 | -55,8 | -2,47 | 64,1 | 2,85 | -0,4 | -0,02 | 93,0 | 4,12 | 5,41 | -443,3 | -19,67 |

| Entgelt- anpassung pro Netzbereich | Anpassung 2001-2005 | | Anpassung 2006-2009 | | Anpassung 2010-2013 | | Anpassung 2014-2016 | | Anpassung 2017 | | Anpassung 2018 | | | Gesamtanpassung | |
|--|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|--------------------|-----------------|--------------------|
| | Mio. EUR | In % ¹⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ | In % ²⁾ | Mio. EUR | In % ²⁾ |
| Burgenland | -32,3 | -33,5 | -6,0 | -6,3 | -4,1 | -4,2 | 2,6 | 2,7 | 1,3 | 1,4 | 4,5 | 4,7 | 7,8 | -34,0 | -35,3 |
| Kärnten | -16,5 | -12,7 | 1,8 | 1,4 | 11,6 | 8,9 | 5,4 | 4,1 | -0,5 | -0,4 | 8,0 | 6,2 | 6,1 | 9,9 | 7,6 |
| Klagenfurt | -3,6 | -15,2 | 0,8 | 3,3 | -0,3 | -1,5 | 2,7 | 11,6 | -0,3 | -1,2 | 2,5 | 10,4 | 10,7 | 1,8 | 7,4 |
| Niederösterreich | -50,6 | -16,9 | -3,4 | -1,1 | -5,8 | -1,9 | -3,5 | -1,2 | 21,3 | 7,1 | 5,8 | 1,9 | 2,3 | -36,2 | -12,1 |
| Oberösterreich | -58,6 | -19,5 | -16,9 | -5,6 | -14,9 | -5,0 | -4,3 | -1,4 | 10,1 | 3,4 | 23,2 | 7,7 | 10,8 | -61,5 | -20,5 |
| Linz | -18,1 | -19,5 | -7,6 | -8,2 | -3,2 | -3,5 | -7,4 | -8,0 | 0,1 | 0,2 | 1,4 | 1,5 | 2,4 | -34,8 | -37,6 |
| Salzburg | -50,0 | -27,6 | -13,2 | -7,3 | -11,1 | -6,1 | 1,2 | 0,7 | -4,8 | -2,6 | 4,5 | 2,5 | 4,4 | -73,3 | -40,5 |
| Steiermark | -107,7 | -28,6 | -24,0 | -6,4 | -23,4 | -6,2 | 21,3 | 5,7 | 1,1 | 0,3 | 17,9 | 4,7 | 7,3 | -114,8 | -30,5 |
| Graz | -14,6 | -29,9 | -3,1 | -6,3 | -0,6 | -1,3 | -1,7 | -3,4 | -0,9 | -1,7 | 3,1 | 6,4 | 11,1 | -17,7 | -36,2 |
| Tirol | -27,2 | -14,7 | -3,4 | -1,9 | 0,1 | 0,0 | 4,8 | 2,6 | -1,3 | -0,7 | 1,0 | 0,5 | 0,6 | -26,0 | -14,1 |
| Innsbruck | -3,3 | -10,4 | 1,4 | 4,5 | -0,3 | -0,9 | 4,2 | 13,3 | -0,7 | -2,3 | 0,7 | 2,3 | 2,2 | 2,0 | 6,5 |
| Vorarlberg | -9,3 | -11,2 | 2,0 | 2,4 | -2,0 | -2,4 | -1,6 | -1,9 | -5,3 | -6,5 | -3,0 | -3,7 | -4,5 | -19,2 | -23,3 |
| Wien | -81,5 | -20,1 | 0,6 | 0,2 | -2,0 | -0,5 | 40,1 | 9,9 | -20,8 | -5,1 | 22,9 | 5,7 | 6,7 | -40,5 | -10,0 |
| Kleinwalsertal | -0,1 | -6,4 | 0,0 | -1,9 | 0,3 | 14,9 | 0,4 | 20,2 | 0,0 | 1,2 | 0,5 | 23,6 | 18,5 | 1,1 | 51,5 |
| | -473,3 | -21,00 | -70,9 | -3,15 | -55,8 | -2,47 | 64,1 | 2,85 | -0,4 | -0,02 | 93,0 | 4,12 | 5,41 | -443,3 | -19,67 |

- 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 18
Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2018

Quelle: E-Control



Mit der „kleinen Ökostromnovelle“ wurde die E-Control in § 88 EIWOG 2010 ermächtigt, eine Verordnung zur weiteren Regelung der Datenerhebung zu erlassen. Grundlage für die Datenerhebung wurden damit das EIWOG 2010 und die entsprechende Verordnung. Eine Regelung in den Landesgesetzen ist nicht mehr vorgesehen. Auf Basis der neuen Rechtslage hat die E-Control die Verordnungsermächtigung mit Erlass der Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung (EMo-V) wahrgenommen.

Um den Erhebungsaufwand für Unternehmen möglichst zu reduzieren, wurden die – im Umfang in etwa den bisherigen Erhebungen entsprechenden – Monitoring-Daten mit weiteren Datenerhebungen (z.B. für Statistik- und Energielenkungszwecke) zusammengeführt und die abgefragten Daten möglichst vereinheitlicht. Damit soll zukünftig auch eine einheitliche Abfrage der Daten möglich sein. Darüber hinaus wurde die bisher getrennte Meldung der Daten auf Bundesländer-Ebene weitgehend zusammengeführt und eine zentrale Meldemöglichkeit über den Bilanzgruppenkoordinator eröffnet.

NETZDIENSTLEISTUNGSQUALITÄT

Gemäß § 19 Abs. 1 EIWOG 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 EIWOG 2010 die Pflicht, die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde von der E-Control die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 (ENDVO 2012, BGBl. II 2012/477) erlassen, die im Jahr 2013 novelliert wurde (END-VO 2012-Novelle2013, 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-Novelle 2013 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“ eingeordnet. Versorgungsqualität wird dabei als laufende Qualität der Versorgung der Kundinnen und 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 Endverbraucherinnen und -verbraucher (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 2017 (E-EnLD-VO 2017) und der Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012-Novelle 2013) 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-Novelle 2013 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 EControl übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.

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

Der Verpflichtung, Ausfall- und Störungsdaten bis zum 15. Februar des Folgejahres einzupflegen, kamen nicht alle Netzbetreiber rechtzeitig und vollständig nach, zur vollständigen Erhebung waren wieder Nachfragen – auch wegen unvollständiger und auffälliger Datensätze und Auskunftersuchen – an die säumigen Netzbetreiber erforderlich.

Die anschließende Auswertung aggregierter Daten für das Jahr 2016 ergab, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, einen Wert von 37,91 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 13,69 Minuten und 24,22 Minuten. Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2016 für Österreich bei 37,40 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung

ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 15,22 Minuten und 22,19 Minuten.²

Kommerzielle Qualität

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung stellt vor allem auf die Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber Kundinnen und 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:

- > 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 Zählerstandermittlung (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-Novelle 2013 von Verteilernetzbetreibern zu erheben und jährlich zum 31. März für das vorangegangene Kalenderjahr an die 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-Novelle 2013 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-Novelle 2013 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-Novelle 2013 haben Messungen in 10% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2014 zu erfolgen, in 50% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2016 und in 100% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2020. Die jeweilige Auswahl der Messstellen ist mit der E-Control abzustimmen.

² Vgl. <https://www.e-control.at/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik>

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 Ende November 2017 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control. Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem/europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keines vollständigen Neubaus von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und optimiertem Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens E-Control positiv bewertet. Im heurigen Jahr wurden zwei 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 strukturiertere und detailliertere Prüfung der Daten und bietet eine leichtere Vergleichbarkeit mit vergangenen und Folgejahren. Auch das Monitoring bereits genehmigter Projekte aus dem NEP wird dadurch erleichtert.

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

AUFSICHT VERRECHNUNGSSTELLEN

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgten im Jahr 2017 Änderungen des Strom-Regelwerks im Umfeld der Bilanzgruppenkoordinatoren in folgenden Bereichen:

Nach einer Beobachtungsphase zeigt sich, dass die 2016 eingeführte Offene-Positionen-Rechnung die erwarteten Ergebnisse erzielt, der Ablauf aber noch optimiert werden kann. Deswegen wurden die Kündigungsgründe für Bilanzgruppenverantwortliche enger definiert, neu werden auch wiederholte Nichterbringungen bei Bankeinzügen der Ausgleichsenergieverrechnung sowie Probleme bei der Identifizierung oder Erreichbarkeit der Ansprechpartner bzw. Zeichnungsberechtigten oder bei nicht erfolgten Meldungen von Firmensitzverlagerungen, Umgründungen und Betriebsstättenänderungen und die überwiegende Versorgung über Ausgleichsenergie als Gründe angeführt. Weiters wurde die Frist für die nachträgliche Änderung interner Fahrpläne verlängert. Im Anhang Risikomanagement wurde die Sicherheitentabelle, die Ermittlung der Sicherheiten bei Kündigungen und die Anforderungen an die Bankgarantien angepasst. Beim Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung wurde der Nachverrechnungsaufwand bei Änderungen der der Berechnung zugrundeliegenden Börsenpreise minimiert.

Diese Änderungen verbessern die operative Abwicklung und das Risikomanagement sowie reduzieren das Risiko für alle Bilanzgruppenverantwortlichen, über die Solidarhaftung für Ausfälle einzelner Bilanzgruppenverantwortlicher herangezogen zu werden. Die Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) sowie Anhang Risikomanagement, Sicherheitsleistungen zu den AB-BKO und Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO wurden im Oktober per Bescheid genehmigt und traten im November in Kraft.

ALLGEMEINE NETZZUGANGSBEDINGUNGEN

Alle Verteilernetzbetreiber verfügen über behördlich genehmigte Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz. Die Genehmigungen erfolgten 2014 und 2015. Die genehmigten Allgemeinen Bedingungen beruhen auf einer Musterfassung der E-Control, wodurch weitgehend Einheitlichkeit erzielt werden konnte.

Da es keine Änderungen auf Gesetzes- oder Verordnungsebene gab, bestand 2017 keine Notwendigkeit, die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz anzupassen.

Ein Netzbetreiber beantragte eine Änderung der Ermittlung des vereinbarten Netznutzungsrechtes bei nicht leistungsgemessenen Kundinnen und Kunden. Diese Änderung, die zugunsten der betroffenen Kunden wirkt, wurde nach Begutachtung durch die Sozialpartner bescheidmäßig genehmigt und vom Netzbetreiber gegenüber den Kunden in Kraft gesetzt.

ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN

Versorger haben gemäß § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (im Folgenden: AGB). Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von AGB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte Ex-ante-Prüfung 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 2017 zeigte ein Stromlieferant erstmalig AGB an, weitere acht Stromlieferanten zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden AGB an. Wie in den vorangegangenen Jahren hat sich auch 2017 die informelle Vorabstimmung der AGB der E-Control mit den Stromlieferanten 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, allenfalls wurden erforderliche Änderungsaufträge erteilt bzw. Änderungsanregungen geäußert. Allgemein konnten alle Prüfungsverfahren im Jahr 2017 eingestellt werden, sodass kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung der eingereichten AGB beendet werden musste.

AUFSICHT STROM-HANDELSPLÄTZE

Der physische Stromhandel Österreichs wird zu großen Teilen an den beiden Handelsplätzen EPEX Spot SE und EXAA abgewickelt. Aufgrund der für den Strommarkt charakteristischen kurzfristigen Schwankungsmuster liegt der

Fokus dieser Strombörsen auf dem Handel von Intraday- und Day-ahead-Produkten. Seit 2009 wird für den österreichischen Handel die gemeinsame Gebotszone Deutschland-Österreich-Luxemburg herangezogen. Gerade für einen verhältnismäßig kleinen Markt wie Österreich sind derartige Kooperationen vorteilhaft, da die höhere Liquidität des aggregierten Marktes effizientere Preisbildung ermöglicht und gleichzeitig zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten für heimische Unternehmen schafft.

Entwicklungen des Handelsvolumens der EPEX Spot SE

Durch gezielte Expansionsmaßnahmen hat sich die EPEX Spot SE in den vergangenen Jahren zu einem der wichtigsten europäischen Handelsplätze entwickelt. Neben Transaktionen in der gemeinsamen Gebotszone für Deutschland-Österreich-Luxemburg können aktuell auch physische Kontrakte für die Märkte Frankreich, Belgien, die Niederlande, die Schweiz und das Vereinigte Königreich abgeschlossen werden. Im Jahr 2015 erreichte das gesamte Handelsvolumen der EPEX Spot SE in der Gebotszone Deutschland-Österreich-Luxemburg ein bisheriges Maximum von rund 301 TWh (Summe aus Intraday- und Day-ahead-Transaktionen). Der sieben Jahre andauernde stetige Aufwärtstrend wurde allerdings 2016 unterbrochen. Erstmals sank

das Handelsvolumen auf 276 TWh (entspricht einem Rückgang von –8,6%). Dieses Handelsergebnis scheint vor allem durch nachfrageseitige Komponenten getrieben zu sein. Auffallend ist jedoch, dass dem Rückgang des gesamten Handelsvolumens stark unterschiedliche Tendenzen im Intraday- und Day-ahead-Handel zugrunde liegen. Während das Intraday-Volumen auch im Jahr 2016 weiter angewachsen ist (+8,7%), ist das rückläufige Handelsvolumen der Day-ahead-Auktion (–11,1%) ausschlaggebend für den Rückgang des Gesamtvolumens in der gemeinsamen Gebotszone der EPEX Spot SE (siehe Abbildung 20). Nach dem stark rückläufigen Ergebnis von 2016 stieg das Gesamtvolumen im Jahr 2017 wieder auf 280 TWh an (+1,6%). Die unterschiedlichen Entwicklungstendenzen im Day-ahead- bzw. Intraday-Markt setzten sich jedoch auch im Jahr 2017 fort. In Relation zur Vergleichsperiode 2016 stieg das Volumen im Intraday-Segment um 15,1%. Demgegenüber kam es zu einem weiteren Rückgang der Day-ahead-Transaktionen, der mit 0,8% aber deutlich schwächer ausgeprägt war als im Vorjahr. Die sich abzeichnende Verschiebung zu Gunsten des Intraday-Handels kann durchaus als Indikator für die zunehmende Flexibilitätsnotwendigkeit aufgrund wachsender erzeugungsseitiger Volatilität gedeutet werden.

Entwicklungen des Handelsvolumens der EXAA

Neben der EPEX Spot SE bietet auch die Wiener Strombörse EXAA die Möglichkeit zum Handel von Day-ahead-Produkten für die gemeinsame Gebotszone Deutschland-Österreich-Luxemburg. Die Auktion der EXAA findet vor jener der EPEX Spot SE statt und wird daher von den Marktteilnehmern als Erstindikator des jeweiligen Handelstages geschätzt. Im Jahr 2016 wurde ein Handelsvolumen von 8,01 TWh erreicht (siehe Abbildung 21). Im Vergleich zu 2016 entspricht dies einem Rückgang von 2,6%. Im Jahr 2017 wurden wieder Kontrakte im größeren Umfang von 8,37 TWh gehandelt – dies entsprach einem Wachstum des Handelsvolumens von 4,5% gegenüber 2016. Dieser Anstieg war vor allem auf die deutlich höheren Handelsaktivitäten in der zweiten Jahreshälfte zurückzuführen.

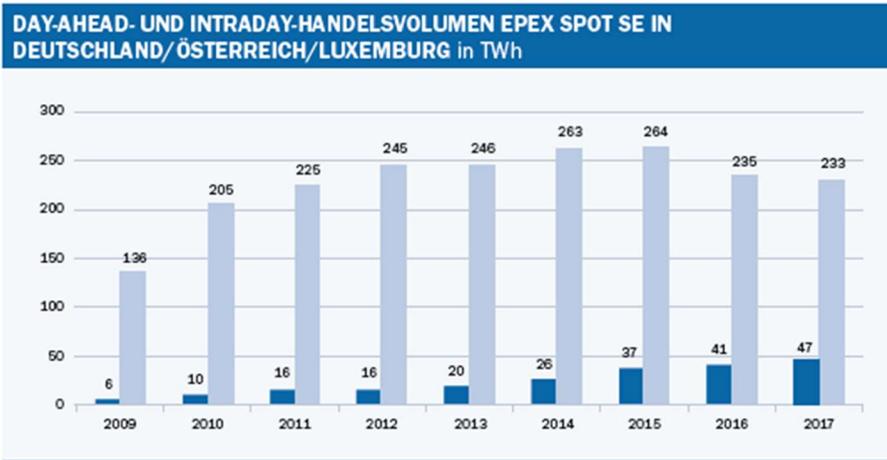


Abbildung 20
Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

Quelle: EPEX Spot SE

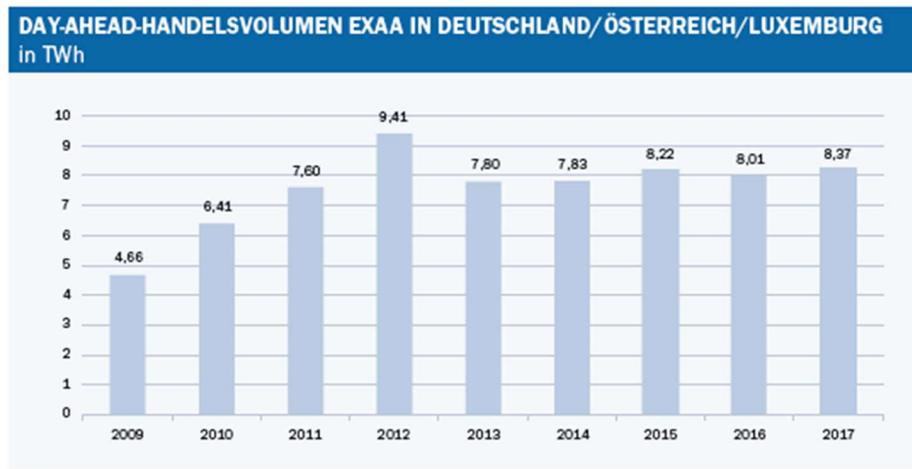


Abbildung 21
Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

Quelle: EXAA

Zusammenfassung

Der rapide Anstieg des Handelsvolumens der Strombörse EPEX Spot SE ist aufgrund von Rückgängen im Day-ahead-Bereich vorerst unterbrochen. Der Intraday-Handel verzeichnet jedoch weiterhin ausgeprägte Steigerungsraten. Die Entwicklung des Handelsvolumens der EXAA wies in den vergangenen fünf Jahren nur moderate Schwankungen auf und scheint sich auf einem Niveau von etwa 8 TWh stabilisiert zu haben.

AUFSICHT STROMLIEFERANTEN

Im Sommer 2017 trat das Gesetzespaket „kleine Ökostromnovelle“ in Kraft, das auch Änderungen im EIWOG 2010 mit sich brachte. Die Landesregierungen waren 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 hatte die Regulierungsbehörde E-Control das Format der zu liefernden Daten zu definieren. Die Daten waren 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. Nun sind die Kompetenzen der Überwachungsaufgaben an die E-Control übergeben worden. Die E-Control hat den Ländern einen standardisierten Bericht zu übermitteln und stellt bei Bedarf auch länderspezifische Daten zur Verfügung.

Die Analyse der eingegangenen Daten hat Folgendes ergeben: Haushalte in Österreich ersparten sich im Jahr 2016 nur durch Strom-Lieferantenwechsel bis zu 9 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.

INSOLVENZ CARE-ENERGY AG

Im Jahr 2017 wurde über das Vermögen eines Stromlieferanten (im konkreten Fall Care-Energy AG) das Insolvenzverfahren eröffnet. Die E-Control hatte erstmals das Verfahren zur Ersatzversorgung gem. § 77a EIWOG anzuwenden, wonach alle Zählpunkte, die von dem insolventen Lieferanten versorgt wurden, einem Ersatzversorger mittels Losentscheid zugeordnet werden. Dementsprechend wurde nach Mitteilung des Bilanzgruppenkoordinators über die Auflösung des Vertrages mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen seitens der E-Control erhoben, wie viele Zählpunkte betroffen sind. Insgesamt gibt es im Strombereich gem. § 64 Z 1 bis 4 EIWOG i.V.m. Anlage I zum EIWOG 2010 vierzehn Netzbereiche, wobei in einem Netzbereich keine Zählpunkte von der Care-Energy AG beliefert wurden. Die E-Control hatte mittels Losentscheid für jeden der 13 Netzbereiche einen Ersatzversorger zu bestimmen, der die Kunden zu den gesetzlich vorgegebenen Bedingungen beliefert (gem. § 77a Abs. 3 bis 8 EIWOG 2010). Die Verlosung wurde unter allen Lieferanten vorgenommen, die im jeweiligen Netzbereich Kundinnen und Kunden versorgen. Dem ausgelosten Ersatzversorger stand es frei, die Versorgung aller Kundinnen und Kunden in einem Netzbereich anzunehmen oder auch nicht, sodass insgesamt zwei Verlosungen vorzunehmen waren. Schlussendlich konnte für jeden Netzbereich ein Ersatzversorger bestimmt werden, sodass die durchgängige Versorgung mit Energie gewährleistet war.

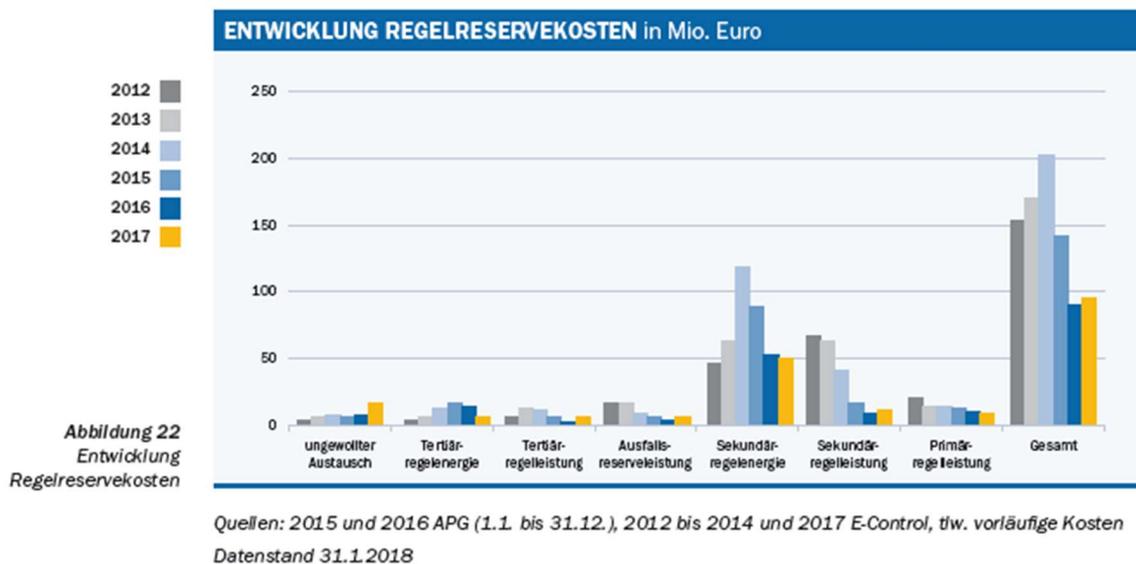
REGELRESERVEMARKT

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasierend 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 2017 hat, wie schon in den Jahren davor, das Angebot an Regelreserve zugenommen, auch durch Bildung von Pools durch mehrere Anlagen.

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. Die Kooperation mit dem kroatischen und dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber, die 2013 begonnen worden war, wurde weiter erfolgreich fortgeführt. Mit dieser und der International Grid Control Cooperation (IGCC), an der elf europäische Übertragungs-netzbetreiber mitwirken, konnten die abgerufene Energie und die Kostenbasis weiter 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) durchgeführt. Auf diese Weise kommt – sofern keine Netzrestriktionen bestehen – immer die aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Sekundärregelenergie in beiden Ländern zum Einsatz. Diese Kooperation hat in den Zeiten ohne Netzrestriktionen signifikante Kosteneinsparungen sowie sehr wertvolle Erfahrung für die weitere europäische Integration geliefert. Im nächsten Schritt wird zur weiteren Vertiefung der Kooperation eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung für Deutschland und Österreich angestrebt.

Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, die auf Deutschland, die Niederlande, Belgien und Frankreich ausgedehnt wurde.



Die Kooperation bei der Primärregelreserve (FCR: Frequency Containment Reserve), beim Imbalance Netting (IGCC), bei der Sekundärregelreserve (aFRR: automatic Frequency Restoration Reserve) mit dem Namen PI-CASSO („Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation“) und bei der Tertiärregelreserve (mFRR: manual Frequency Restoration Reserve) MARI “Manually Activated Reserves Initiative“ sind (beabsichtigte) europäische Plattformen im Rahmen der am 28.11.2017 veröffentlichten Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung

einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (guideline on electricity balancing). Österreich beteiligt sich bei diesen Plattformprojekten, weiterhin bei INC und neu bei der Tertiärregelung bei GAMMA „German-Austrian mFRR Merit Order Activation“ federführend, um basierend auf den Erfahrungen der bestehenden Kooperationen eine positive Weiterentwicklung zu bewirken.

2017 sind die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve wieder auf dem Niveau von 2016 und damit signifikant geringer als in den Vorjahren, d.h., die gesetzten Maßnahmen zeigen weiterhin Wirkung. Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Richtlinien weiterentwickelt.

SMART METER

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit der Erlassung der auf § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 basierenden Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)³ durch den (damaligen) Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) der Startschuss für die Einführung von Intelligenzen Messgeräten in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde im Jahr 2014 und erneut Ende 2017⁴ novelliert. Die Verordnung sieht nunmehr vor, dass bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% aller österreichischen Stromkundinnen und -kunden mit einem Intelligenzen Messgerät auszustatten sind. Dabei hat der Netzbetreiber nunmehr, ungeachtet des Projektplans über die stufenweise Einführung von intelligenzen Messgeräten, Endverbraucherinnen und -verbraucher auf Wunsch mit einem intelligenzen Messgerät auszustatten. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, höchstens binnen sechs Monaten, zu erfolgen. Lehnt eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher die Messung mittels eines intelligenzen Messgerätes ab, hat der Netzbetreiber diesem Wunsch zu entsprechen. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall einzubauende oder bereits eingebaute intelligente Messgeräte derart zu konfigurieren, dass keine Monats-, Tages- und Viertelstundenwerte gespeichert und übertragen werden und die Abschaltfunktion sowie Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert sind, wobei die jeweilige Konfiguration der Funktionen für die Endverbraucherin bzw. den Endverbraucher am Messgerät ersichtlich sein muss. Eine Auslesung und Übertragung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes und, soweit das Messgerät technisch dazu in der Lage ist, der höchsten viertelstündlichen Durchschnittsbelastung (Leistung) innerhalb eines Kalenderjahres muss möglich sein. Derart konfigurierte digitale Messgeräte werden nach den Vorgaben der IME-VO auf die darin festgelegten Zielverpflichtungen angerechnet, soweit sie die Anforderungen der Intelligenzen Messgeräte- Anforderungsverordnung 2011 (IMA-VO 2011) bei entsprechender Aktivierung bzw. Programmierung, die auf Wunsch der Endverbraucherinnen bzw. des Endverbrauchers umgehend vorzunehmen ist, erfüllen. Die gesamte Einführung basiert auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt- RL 2009/72/EG⁵, die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von Intelligenzen Messgeräten für mindesten 80% aller Stromkundinnen und -kunden bis Ende 2020 vorsieht. Aufgrund dieses Zeitrahmens haben die Netzbetreiber viel Arbeit vor sich, um die Einführung zeitgerecht und für alle Kundinnen und Kunden zufriedenstellend abzuschließen. Um diesen komplexen Vorgang zu überwachen, hat der Gesetz- bzw. Ordnungsgeber den Netzbetreibern Berichtspflichten gegenüber dem BMWFW und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts verpflichtet, dieser wurde im Jahr 2017 auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2016 erstellt. Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoring Bericht zu entnehmen. Dieser ist – wie auch die Berichte der Vorjahre – auf der Website der E-Control⁶ abrufbar.

³ BGBl. II 138/2012

⁴ IME-VO Novelle 2017, BGBl. II 383/2017.

⁵ RL 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

⁶ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>

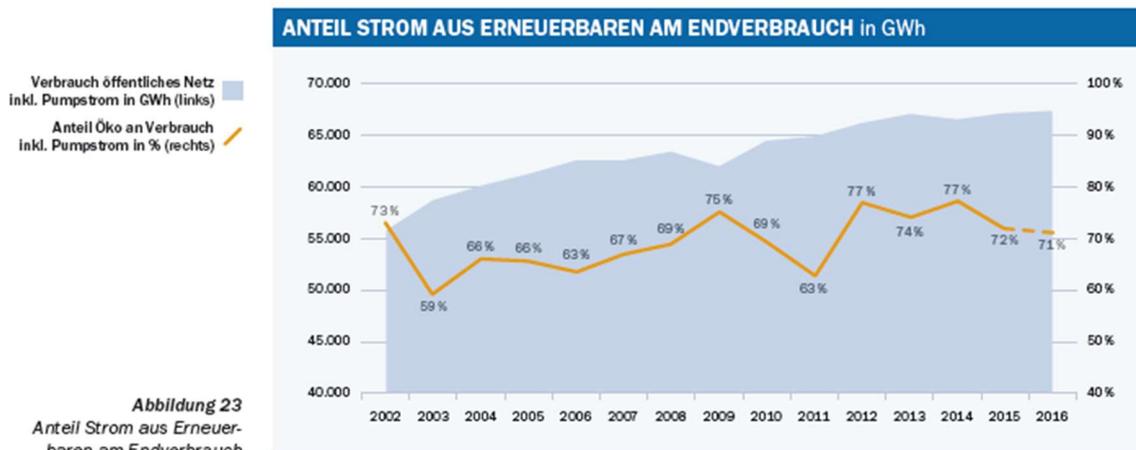


Abbildung 23
Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICHE INSTALLIERTE LEISTUNG

| | 2015 | | 2020 | |
|---------------------|------|-------|-------|-------|
| | MW | GWh | MW | GWh |
| Wasserkraft | 700 | 3.500 | 1.000 | 4.000 |
| Windkraft | 700 | 1.500 | 2.000 | 4.000 |
| Biomasse und Biogas | 100 | 600 | 200 | 1.300 |
| Photovoltaik | 500 | 500 | 1.200 | 1.200 |

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

Quelle: ÖSG 2012

MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM – ÖKOSTROMBERICHT

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch⁷ 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 2016 stieg die verbrauchte Menge um 53% an. 2014 wurden 67 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 62 TWh Strom in Österreich produziert. Nach

⁷ 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.

ersten Auswertungen lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeugung) am Verbrauch im Jahr 2016 bei 71%.⁷ Aufgrund von Strommengen sonstiger Kraftwerke < 10 MW, welche erst zu einem späteren Zeitpunkt detailliert zugeordnet werden können, ergibt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch eine gewisse Unschärfe. Für 2016 ist damit zu rechnen, dass sich der Anteil des gesamten Stroms aus Erneuerbaren in etwa auf dem Niveau von 2015 befunden hat. In Abbildung 23 ist die Entwicklung des Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (geförderter Ökostrom und Wasserkraft).

Ökostrom-Zielerreichung 2015

Der reine Zubau von 2010 bis 2015 wurde basierend auf neuen Daten der OeMAG, welche sich erneut auf den Brutto-Zubau der einzelnen Jahre konzentrieren, aktualisiert. Es wurde erneut nicht die Differenz von Ende 2009 und Ende 2015 gebildet, sondern der tatsächliche Ausbau von jedem einzelnen Jahr herangezogen. Anlagen, die aus dem Fördersystem herausfallen, mindern somit nicht den tatsächlich getätigten Zubau. Ausschließlich bei der mittleren und kleinen Wasserkraft ergaben sich aufgrund von Änderungen im Bereich der Investitionsförderungen minimale Änderungen, welche jedoch das Endergebnis als solches nicht verändern.

| BRUTTO-ZUBAU 2010 BIS 2015 in MW | | | | | |
|----------------------------------|------|----------------|------------|----------------------------------|-----------------------|
| | 2010 | Zubau bis 2015 | Ausbauziel | Abweichung 2015 vs. Ziel absolut | Ziel-erreichung OK/NO |
| Mittlere und kleine Wasserkraft | 0 | 368 | 350 | 18 | OK |
| Wind | 0 | 1.506 | 700 | 806 | OK |
| PV | 0 | 467 | 500 | -33 | NOK |
| Biomasse und Biogas | 0 | 36 | 100 | -64 | NOK |

Abbildung 25
Brutto-Zubau 2010
bis 2015 in MW

Quelle: E-Control

Dabei gab es folgende Unschärfen bezüglich der Datengrundlage:

- > Erweiterungen (Erweiterungsteile) werden berücksichtigt.
- > Bei Kleinwasserkraft (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 31.12.2011 aktiv), aber nicht im Zubau.
 - > Abgänge (Wechsel) aus der Öko-Bilanzgruppe, wenn z.B. ein Vertrag das Inbetriebnahme- Datum 2012 besitzt, aber 2012 auch aus der Öko-Bilanzgruppe gewechselt ist, ist dieser im Zubau berücksichtigt, aber nicht im Öko Bilanzgruppen-Jahressaldo (da nicht zum 31.12.2012 aktiv).
 - > Verzug beim Anlegen der Verträge (vor allem 2012 bedingt durch Wartelistenabbau). Verträge wurden erst nach Datenstichtag (Feb. 2013) angelegt. Somit sind Verträge nicht im Öko-Bilanzgruppen-Jahressaldo, aber im Zubau berücksichtigt. In Summe ergibt sich hieraus eine zusätzlich installierte Leistung von 2.377 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. Bei der Photovoltaik, Biomasse und Biogas werden sie nicht erfüllt.

In Summe werden sie aufgrund des mehr als doppelt so hohen Windkraftausbaus übererfüllt. Der umfassende Ökostrombericht steht auf der Homepage der E-Control unter www.e-control.at/publikationen zur Verfügung.

PROSUMERINNEN UND PROSUMER

Gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen

Als im Juni 2017 das Gesetzespaket „kleine Ökostromnovelle“ beschlossen wurde, hat sich bereits nach kurzer Zeit ein wesentliches Element in den Blickpunkt der interessierten Fachwelt gestellt: die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen.

Hintergrund für den neu beschlossenen § 16a im EIWOG war die Tatsache, dass Ökostromtechnologien im urbanen Gebiet nur sehr eingeschränkt zur Anwendung kommen können. Somit war die „Energiewende“ vorwiegend den suburbanen Bewohnerinnen und Bewohner vorbehalten.

Im Wesentlichen wird jetzt die Möglichkeit geschaffen, dass Nutzerinnen und Nutzer (können sowohl natürliche als auch juristische Personen sein) in mehrgeschossigen Gebäuden zu einer Gemeinschaft werden können, die an einer Stromerzeugungsanlage partizipiert. Dabei wird die Hauptleitung des Hauses genutzt, um den Strom unter den teilnehmenden Berechtigten zu verteilen. Die teilnehmenden Berechtigten werden dabei weder zu Stromlieferanten noch zu einem Netzbetreiber. Wichtig ist auch, dass die einzelnen teilnehmenden Berechtigten weiterhin ihren jeweiligen eigenen Stromzähler haben und somit jederzeit ihren Energieversorger wechseln können. Die interessierte Öffentlichkeit reflektiert meist die PV-Anlage am Dach – aber das Gesetz schließt andere Technologien nicht aus (also z.B. die gemeinsame Mikro-KWK-Anlage im Keller) und auch die Integration eines Speichers erscheint möglich.

Idealtypisch sieht die technische Implementierung dann so aus: Am Dach wird eine PV-Anlage installiert und bekommt einen eigenen Zähler, über die Hauptleitung entnehmen die teilnehmenden Berechtigten den Strom und der ungenutzte Überschuss wird in das öffentliche Netz abgegeben und einem Lieferanten verkauft.

Dabei gilt es, einige Details zu beachten. Zunächst braucht es für die Anlage eine ausgewiesene Ansprechperson. Dies kann eine Person aus dem Kreis der teilnehmenden Berechtigten sein, aber das Gesetz lässt auch einen explizit ernannten Betreiber zu (etwa im Rahmen eines Contracting-Modells). Der nächste Schritt (und dies ist der komplexeste) umfasst die Aufteilung des Stroms und die Verteilung der Anteile auf die berechtigten Teilnehmerinnen und Teilnehmer. Das Gesetz lässt sowohl eine statische als auch eine dynamische Aufteilung zu.

Im Mittelpunkt der Abwicklung steht letztendlich der Netzbetreiber. Der Netzbetreiber muss die entsprechenden Zähler installieren sowie die Zuteilung und das dazugehörige Datenmanagement durchführen.

„Enabler“ für dieses Modell ist ein Smart Meter. Das Gesetz sieht klar vor, dass Smart Meter für dieses Modell installiert werden müssen. Jegliche andere Form der rechnerischen Zuordnung ist abzulehnen und wird von Netzbetreibern auch nicht zugelassen.

Die oben bereits angesprochene Komplexität der Aufteilung der Anteile und der Zuteilung des Stromes wird nicht vom EIWOG geregelt. Dies liegt ausschließlich in der Verantwortung der teilnehmenden Berechtigten. Diese müssen entsprechende Verträge abschließen, in denen geklärt wird, wie die Aufteilung erfolgt und was im Fall eines Ausscheidens eines teilnehmenden Berechtigten zu tun ist. Gerade im bereits existierenden Gebäudebestand liegt das Problem in der vielfach notwendigen Einstimmigkeit der Bewohner/Eigentümer/Mieter/Nutzer.

Die E-Control hat dieses Thema rasch aufgegriffen, um hier auch den entsprechenden Support für die Marktteilnehmerinnen und -teilnehmer zu bieten. Dazu gab es etwa ein Webinar und eine Veranstaltung – beides hat in der Community für sehr viel Anklang gesorgt, was sich in den entsprechenden Teilnehmerzahlen gespiegelt

hat. Viele interessierte Kundinnen und Kunden informieren sich schon über die entsprechende Gesetzeslage und die resultierenden Möglichkeiten.

Zwei Trends zeichnen sich aktuell dabei ab: Die Installation im Neubau dürfte eher zur Anwendung kommen als eine Nachrüstung in bestehenden Gebäuden. Weiters dürfte aktuell tatsächlich nur die PV zur Anwendung kommen, Projekte mit anderen Technologien sind nicht bekannt.

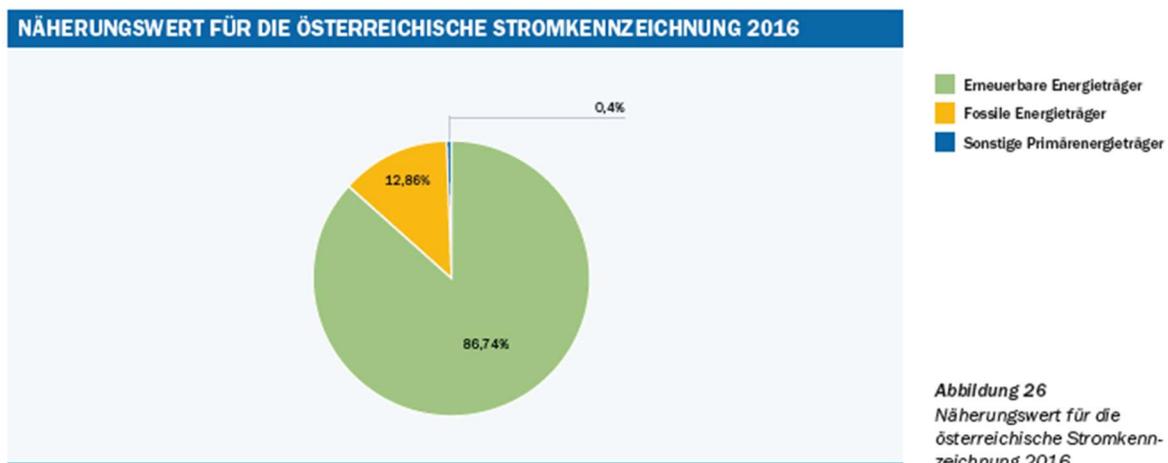
Nichtsdestotrotz sind die „gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen“ auf Schiene. Die energierechtlichen Rahmenbedingungen sind geschaffen und die Netzbetreiber machen das Zähl- und Messwesen fit. Man kann gespannt sein, ob man im einen Jahr schon eine quantitativ ansprechende Zahl an Projekten vorweisen kann und ob die gesetzliche Implementierung ein Erfolg war. Fakt ist, dass auch die europäische Ebene im „Clean Energy Package“ diese Idee bereits aufgegriffen hat und auch in den entsprechenden Richtlinien die Weichen für die Zukunft gestellt werden.

STROMKENNZEICHNUNG

Die sogenannte kleine ÖSG-Novelle 2017 wirkt sich auch auf die Stromkennzeichnungsaktivitäten der E-Control aus. Ökostromanlagenbetreiber sind nun unmissverständlich verpflichtet, sich in der Stromnachweisdatenbank der E-Control zu registrieren. Gleichzeitig dürfen alle Aktivitäten in Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen nur noch datenbankbasiert erfolgen. Im Rahmen der Erstellung der Herkunftsnachweispreisverordnung wurden Lieferanten und Händler gesetzlich dazu verpflichtet, auf Nachfrage der E-Control wahrheitsgemäße Angaben zu den Preisen von Herkunftsnachweisen zu machen.

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

Jedes Jahr führt die E-Control eine umfassende Überprüfung der Stromkennzeichnungen der verpflichteten Lieferanten durch. Die Ergebnisse werden im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht dargestellt.



Quelle: E-Control

Gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67,3 TWh⁸) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung Informationen über rund 85%⁹ dieser Menge. Auf Basis der eingelangten Daten wurde eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet. Die Ergebnisse haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur marginal verändert. Der Anteil von Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energieträgern ist von 86,73% auf 86,74% leicht gestiegen. Der Anteil der fossilen Energieträger ist von 12,89% auf 12,86% leicht gesunken. Die sonstigen Primärenergieträger stiegen von 0,38% auf 0,40%. Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen liegen bei 61 g/kWh (Vorjahreswert 67g/kWh). Hier muss jedoch beachtet werden, dass es sich bei den CO₂-Emissionen sowie bei den Primärenergieträgeranteilen um Werte handelt, die in keinem Zusammenhang mit der tatsächlichen physikalischen Stromerzeugung bzw. mit dem CO₂-Ausstoß der Kraftwerke in Österreich stehen.

In der aktuellen Überprüfungsperiode wurden im Vergleich zum Vorjahr mehr österreichische Nachweise eingesetzt (70,08% aus Österreich). Bei den ausländischen Nachweisen stammt, wie in den Vorjahren, der größte Teil aus Norwegen mit 21,23%.

Im Jahr 2016 wurde von 125 Lieferanten Strom aus 100% erneuerbaren Energien angeboten.¹⁰ Im Vorjahr waren es noch 117 Grünstromanbieter. Innerhalb eines Jahres sind 8 Lieferanten auf Grünstrom umgestiegen bzw. neu auf den Markt getreten. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben eine Gesamtabgabemenge von 31.470 GWh. Im Vorjahr waren es noch 31.070 GWh.

Der Stromkennzeichnungsbericht ist auf der Homepage der E-Control unter www.e-control.at/publikationen zu finden.

Gas – Regulierung und Marktaufsicht

DRITTE ANREIZREGULIERUNGSPERIODE DER GASVERTEILERNETZE

Mit 1. Jänner 2018 beginnt die dritte Anreizregulierungsperiode der österreichischen Gasverteilternetzbetreiber für die Dauer von 5 Jahren. Diese Anreizregulierungsperiode bringt in der Methodik einige Neuerungen und Aktualisierungen mit sich. Die Neuerungen betreffen die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite anstatt des pauschalen Finanzierungskostensatzes und den jährlichen Kapitalkostenabgleich anstatt des sich kumulierenden

⁸ Quelle: E-Control für das Jahr 2016. Dazu noch eine Anmerkung: Dieser Summenwert umfasst sowohl die Abgabe an alle Endverbraucherkategorien (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft, Verkehr) als auch die Abgabe für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken.

⁹ 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 15%. Die Kennzeichnung von Lieferungen an Pumpspeicher wurde in der Vergangenheit von allen Lieferanten korrekt durchgeführt.

¹⁰ Es ist nicht auszuschließen, dass weitere (neue) Ökostromlieferanten am Markt tätig sind, die im Basisjahr 2016 noch keine Stromkennzeichnungsdokumentation zur Überprüfung abgeliefert haben.

Investitionsfaktors. Aktualisierungen sind in der neuerlichen Schätzung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts (X-Gen) zu sehen, welche eine Absenkung von 1,95% während der ersten beiden Regulierungsperioden auf nunmehr 0,67% während der dritten Regulierungsperiode nach sich ziehen. Die Kosten während der 5-jährigen Anreizregulierungsperiode fußen zudem auf einer neuen Ausgangskostenbasis. Hierbei wurden die Kosten der Gasverteilernetzbetreiber des Geschäftsjahres 2015 von der Regulierungsbehörde geprüft und neuerlich festgestellt. Zwischen den „Plankosten“ gem. Regulierungspfad aus der zweiten Regulierungsperiode und den neuerlich festgestellten Kosten besteht ein deutlicher Unterschied, welcher maßgeblich aus dem reduzierten Zinsniveau seit dem Ausbruch der Finanzkrise im Jahr 2008 (Finanzierungskosten-Effekt: Absenkung des WACC vor Steuern von 6,42% auf 4,88%) und aus der Glättstellung des Investitionsfaktors aus der zweiten Regulierungsperiode resultiert.

Die Kostenbescheide wurden angefochten, sodass es nun am Bundesverwaltungsgericht liegt, die vorgebrachten Beschwerdepunkte zu beurteilen. Etwaige Auswirkungen gerichtlicher Entscheidungen werden über das sogenannte Regulierungskonto abgewickelt.

Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik zu Gas wurde ebenfalls konsultiert.

GAS-SYSTEMNUTZUNGSENTGELTE-VERORDNUNG

Im Rahmen der mit 1. Jänner 2018 in Kraft tretenden Novelle 2018 zur Gas-Systemnutzungsentgelte- Verordnung 2013 ergeben sich einige Neuerungen.

Zum einen entfällt das Netzbereitstellungsentgelt auf Fernleitungs- und Verteilernetzebene für unterbrechbare Kapazitäten für Speichereinrichtungen, da es keinerlei Steuerungsfunktion hat (Investitionen der Netzbetreiber wurden faktisch bereits getätigt). Durch den Wegfall wird die Attraktivität der österreichischen Speicher erhöht. Durch die Streichung sind Mehrerlöse bei den jeweiligen Netzbetreibern, an deren Netze die Speicher angeschlossen sind, durch die Netznutzungsentgelte für Speicherunternehmen zu erwarten, diese kommen durch höhere Kostentragung der Speicherunternehmen dem gesamten Netznutzerkollektiv zugute. Der Wegfall des Netzbereitstellungsentgelts führt zu keinerlei Kapazitätserhöhung, die unmittelbar in Investitionen der betroffenen Netzbetreiber münden würden, welche nicht schon durch das Netzzutrittsentgelt abgedeckt werden.

Weiters erfolgt mit 1. Jänner 2018 eine Absenkung der Tagesleistungsverrechnungswahlmöglichkeit für Endverbraucherinnen und -verbraucher von 400.000 kWh/h auf 50.000 kWh/h, basierend auf einer durchgeführten Analyse der stündlichen Lastprofile der Jahre 2014 bis 2016 für alle Zählpunkte mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung größer als 50.000 kWh/h. Durch diese Tagesleistungsverrechnungswahlmöglichkeit wurde für Gasverbraucherinnen und -verbraucher mit volatilen Verbrauchsverhalten eine alternative Entgeltvariante geschaffen, um einen kurzfristigen Gasbezug attraktiver zu machen, da nicht schon bei einem einmaligen Einsatz der gesamte Monatsleistungspreis zur Verrechnung kommt, wobei bei der Entgeltfestlegung darauf geachtet wurde, dass der Grundsatz der Kostenverursachungsgerechtigkeit gewahrt bleibt. Die damals festgelegte Grenze von 400.000 kWh/h wurde gewählt, um einerseits die oben genannten Gasverbraucherinnen und -verbraucher zu erreichen sowie andererseits eine gute Abschätzbarkeit der Auswirkungen auf die Erlössituation zu gewährleisten. Die Höhe des Leistungspreises soll also einerseits Gasverbraucherinnen und -verbrauchern einen Anreiz bieten, kurzfristig ihre Anlagen in Betrieb zu nehmen, andererseits die netzseitige Erlössituation stabil halten oder verbessern. Aus der Analyse ging hervor, dass eine Absenkung auf 50.000 kWh/h einen vernachlässigbaren Effekt auf der Netzebene 2 von rund 1,4% im Verhältnis zu den Gesamtkosten und in Bezug auf die gesamten Netzerlöse von 0,2% zeigt, wobei die aufgrund der Wahlmöglichkeit resultierenden möglichen zusätzlichen Gasabgabemengen und daher zusätzlichen Einnahmen nicht einkalkuliert sind. Die Regelung wird, wie schon die Vorgängerregelung, hinsichtlich der Auswirkungen einer Evaluierung unterzogen.

Außerdem wird in Analogie zum CAM NC die Möglichkeit vorgesehen, bei impliziten Allokationen nunmehr auch im Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze niedrigere Faktoren zur Anwendung zu bringen. Eine implizite Allokation bezeichnet eine Zuweisungsmethode, bei der sowohl Fernleitungskapazität als auch eine korrespondierende Gasmenge gleichzeitig zugewiesen werden. Gemäß CAM NC müssen implizite Allokationen von der nationalen Regulierungsbehörde vorab genehmigt werden. Mit der Genehmigung der Anwendung von impliziten Allokationen ist auch die entsprechende Entgelthöhe festzulegen, die sich von der Entgelthöhe für Auktionen laut CAM NC unterscheiden kann. Da der Preis der im Wege einer impliziten Allokation vermarkteten Kapazität vom Preisspread zwischen den benachbarten Märkten abhängt, kann die Anwendung eines niedrigeren Entgelts gerechtfertigt sein. Die Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen („TAR NC“) ermöglicht demnach auch in Art. 13 Abs. 1, dass in begründeten Fällen Multiplikatoren zur Anwendung kommen können, die mehr als 0 und nicht mehr als 1,5 bzw. 3 betragen.

REGULIERUNG DER GASNETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG

Die Kosten der Gas-Verteilernetzbetreiber werden (ähnlich den Kosten der Strom-Verteilernetzbetreiber) gem. § 69 GWG 2011 jährlich 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 dritte Anreizregulierungsperiode für Gasnetzbetreiber beginnt am 1.1.2018 und endet voraussichtlich am 31.12.2022. Die Kosten und das Mengengerüst der Gas-Netzbetreiber für das Entgeltjahr 2018 wurden auf Basis der Daten 2016 und der Vorjahre festgestellt.

Die dementsprechend festgestellten Kosten und Mengen wurden für die Gas-Systemnutzungsentgelte- Verordnung (GSNE-VO 2013 – Novelle 2018) herangezogen. Die Höhe der darin festgesetzten Netznutzungsentgelte wird auch noch durch weitere Faktoren beeinflusst. Dies sind im Wesentlichen die Kosten der Netzebene 1, welche auf die neun Netzbereiche zu überwälzen sind, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen.

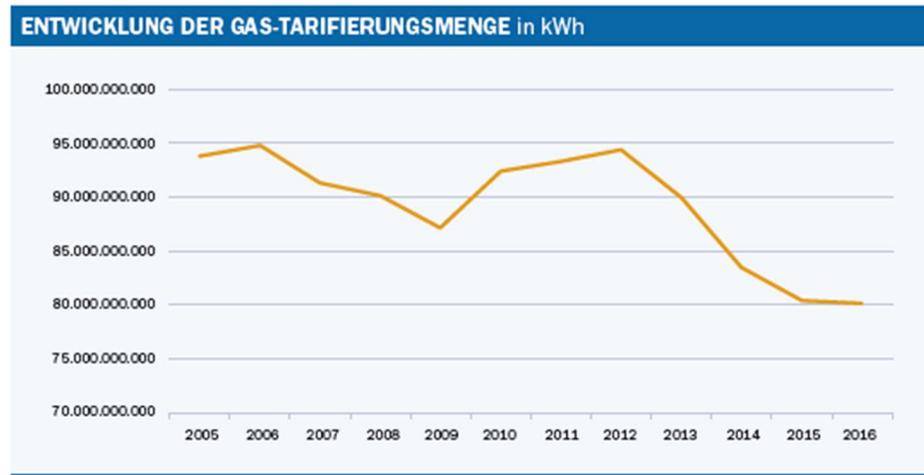


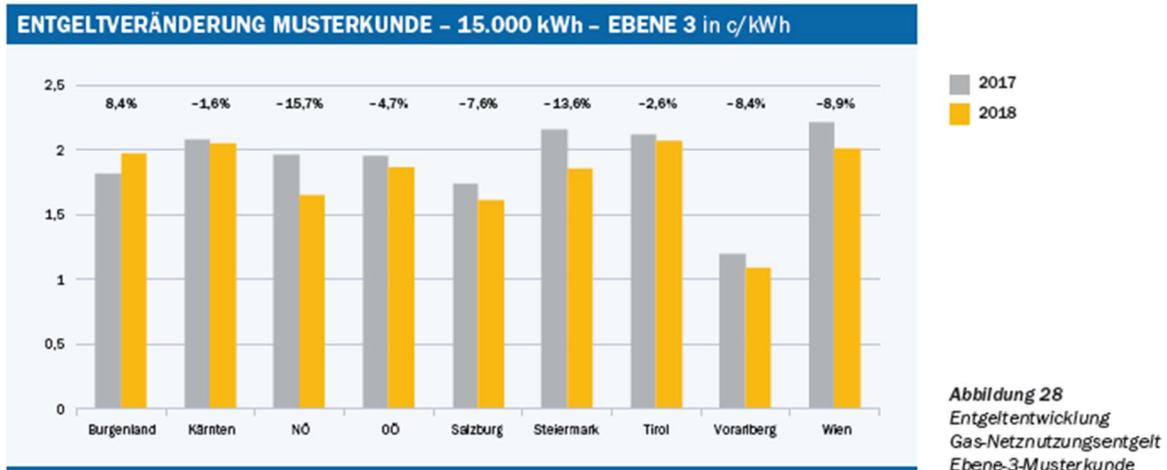
Abbildung 27
Entwicklung der
Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

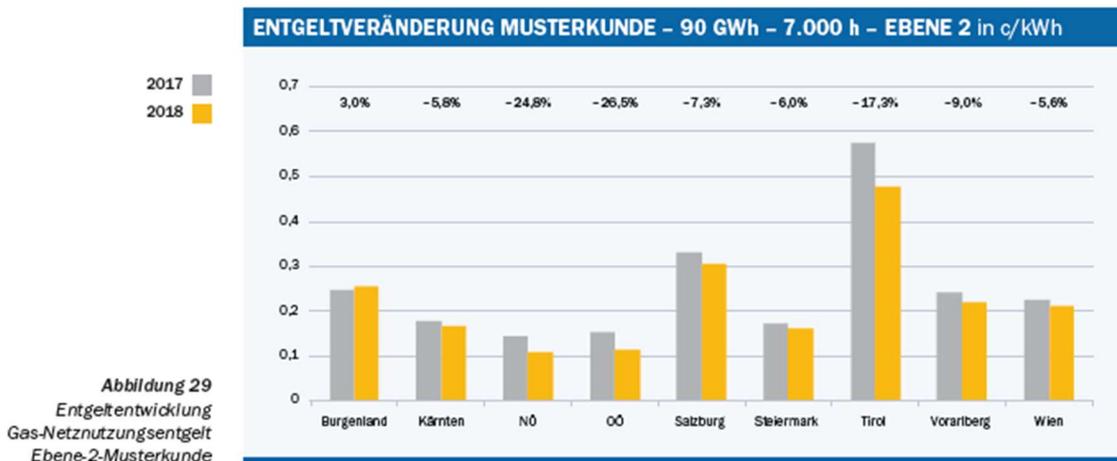
Als Mengenbasis für die Netzentgelte wird ein Mittelwert der letzten drei verfügbaren Jahre herangezogen. Für die GSNE-VO 2013 – Novelle 2018 waren somit die Mengen der Jahre 2014 bis 2016 relevant. Obwohl die an Endverbraucherinnen und -verbraucher abgegebene Menge an Erdgas im Jahr 2016 gegenüber 2015 abermals leicht angestiegen ist (wenn man die beiden Jahre einzeln betrachtet), ging die Tarifierungsmenge geringfügig um 0,4% zurück. Dies ist wie im vergangenen Jahr vor allem auf das besonders verbrauchsschwache Jahr 2014 zurückzuführen. Abgedeutet wird dieser Effekt nunmehr von wieder leicht steigenden Mengen im Jahr 2016.

Aufgrund der sich stabilisierenden Mengen sowie der Vollkostenprüfung im Rahmen der 3. Regulierungsperiode Gas konnte in nahezu allen Netzbereichen bis auf das Burgenland eine Reduktion der Netzentgelte sowohl für Haushalts- als auch Gewerbekundinnen und -kunden erzielt werden. Das Burgenland ist jenes Bundesland, in dem die Gasnetzentgelte zuletzt noch unter dem Österreichschnitt lagen. Für einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 Kilowattstunden verbilligten sich im österreichweiten Schnitt die Netzentgelte um 8,61 Prozent bzw. 31,46 Euro.

Die kostenseitige Entwicklung wurde primär durch die neuen Parameter der 3. Regulierungsperiode und der damit verbundenen Neufestsetzung des WACCs beeinflusst. Hierbei kam es über ganz Österreich gesehen zu einer deutlichen Kostensenkung von rund 11,3% über alle Marktgebiete.



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

Ebenso führte der Anstieg der Mengen im Jahr 2016 zu weniger Kosten aufgrund der gesetzlichen Anordnung der Aufrollung von Mindererlösen über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs. 1 GWG 2011 des Kalenderjahres 2016.

Auf der Netzebene 2 wurden die Netzentgelte in einzelnen Netzbereichen deutlich reduziert. Auch hier lag die Hauptursache in den neuen Parametern der 3. Regulierungsperiode und der damit verbundenen Neufestsetzung des WACC. Aber auch die Mengen der Netzebene 2 sind deutlich gestiegen, vor allem aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke. Bei der Netzebene 2 kommt es zu einer durchschnittlichen Senkung von 14 Prozent.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucherinnen und Verbraucher nahm die Behörde außerdem leichte Änderungen beim Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Speicherunternehmen sowie bei den Netznutzungsentgelten im Verteilernetz für Produktion und Erzeugung biogener Gase vor.

Auch wurde die Grenze für die Wechselmöglichkeit in eine tagesabhängige Leistungsverrechnung von 400 MW auf 50 MW für Kundinnen und Kunden der Netzebene 2 reduziert.

Damit soll die Nutzung der bestehenden Infrastruktur verbessert und damit die Kosten für alle reduziert werden.

Im Fernleitungsnetz kommen die – durch den Vorstand der E-Control im Jahr 2016 genehmigten – Entgeltmethoden zur Anwendung. Aufgrund dieser durch die genehmigte Methode und vom Vorstand der E-Control festgestellten Kosten bestimmte die Regulierungskommission im Jahr 2016 Entgelte (Entry-/Exit-Entgelte für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes), die für die gesamte Regulierungsperiode im Fernleitungsnetz (2017–2020) Gültigkeit besitzen.

GAS – STRUKTUREN MARKTGEBIETSMANAGER, VERTEILERGEBIETSMANAGER

Per 1. Juni 2017 wurde der bisherige Verteilergebietsmanager (Austrian Gas Grid Management AG – AGGM) von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria GmbH (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) auch zum neuen Marktgebietsmanager ernannt und diese Ernennung von der E-Control auch bestätigt.

Mit der Übernahme der diesbezüglichen Agenden vom vormaligen Marktgebietsmanager GCA ist die AGGM nun mit der Aufgabenerfüllung beider gesetzlicher Rollen als Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager betraut und hebt hier entsprechende Synergien in der Organisation, dem Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement, der Netzausbauplanung (Koordinierter Netzentwicklungsplan, Langfristige Planung) und der Versorgungssicherheit. Durch die Zusammenlegung dieser beiden Systemrollen in der AGGM und unter gleichzeitiger Bündelung von artverwandten Tätigkeiten werden für die Marktteilnehmer wesentliche Vereinfachungen und Kosteneinsparungen erzielt, die an den Markt weitergegeben werden, wodurch ein wesentlicher Beitrag zur Optimierung des österreichischen Gasmarktmodells geleistet wird.

REGULIERUNG DER GASNETZE: NETZZUGANG (UND BILANZIERUNG)

Einführung eines Kapazitätsumwandlungsdiensts

Mit der Einführung der verpflichtenden gebündelten Vermarktung von Kapazität an Grenzkopplungspunkten mit Inkrafttreten des CAM NC am 1. November 2015 stellt sich für Netzbenutzer, die nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität an einem Buchungspunkt kontrahiert hatten, das Problem, dass die (Ergänzungs-) Buchung der korrespondierenden ungebündelten Kapazität auf der anderen Seite des Buchungspunkts in vielen Fällen nicht möglich ist.

Um die wirtschaftlichen Nachteile für jene Netzbenutzer zu vermeiden, die durch die gebündelte Buchung von Ein- oder Ausspeisekapazität auf einer Seite des Buchungspunkts Kapazität doppelt kaufen mussten, zu vermeiden,

wird eine Regelung über einen Kapazitätsumwandlungsdienst gemäß Art. 21 Abs. 3 Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) ergänzt.

Verkürzung der Vorlaufzeit für Renominierungen

Die Vorlaufzeit für Renominierungen bzw. Änderungen von Mengenanmeldungen im Verteilerg Gebiet zu Endverbrauchern, für Speicher, für Produktion bzw. Erzeugung und am Virtuellen Handelspunkt wurde auf nunmehr eine Stunde verkürzt. Dies ermöglicht den Versorgern und Bilanzgruppenverantwortlichen, effizienter auf Verbrauchs- bzw. Gasflussänderungen zu reagieren und die jeweiligen Bilanzgruppen möglichst ausgeglichen zu halten. Festzuhalten ist, dass diese Verkürzung der Vorlaufzeit nicht für Grenzkopplungspunkte auf Fernleitungsebene und Grenzkopplungspunkte im Verteilerg Gebiet anwendbar ist und hier die Vorlaufzeit von zwei Stunden zur nächsten vollen Stunde aufrecht bleibt. Dies ist aufgrund der Matchingprozesse mit den angrenzenden Netzbetreibern erforderlich.

Neben der Verbesserung der möglichen Reaktionszeit im Verteilerg Gebiet und am Virtuellen Handelspunkt birgt die Verkürzung der Vorlaufzeit allerdings auch ein potenzielles Unausgeglichenheitsrisiko bei der Nutzung von z.B. Speicheranlagen im Verteilerg Gebiet im Zusammenspiel mit dem Transport über die Fernleitung. Den Bilanzgruppenverantwortlichen und deren unmittelbaren Mitgliedern muss bewusst sein, dass durch die unterschiedlichen Vorlaufzeiten bei der Marktgebietsbilanzierung Unausgeglichenheiten auftreten können und dies entsprechend bei der Durchführung der Mengenanmeldungen zu berücksichtigen ist.

Neue Datenformate für den Datenaustausch

Die Kapitel 2 und 3 der Sonstigen Marktregeln Gas wurden gemäß Verordnung (EU) Nr. 2015/703 (Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch) entsprechend angepasst. Die Kommunikation zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und den Fernleitungsnetzbetreibern bzw. dem VHP-Betreiber hat ab 1. Februar 2018 zwingend mittels Datenformat Edig@s-XML und Übertragungsprotokoll AS4 zu erfolgen. Die Verwendung von KISS-A via SMTP wird jedoch noch bis 1. April 2019 weiter möglich sein.

Einrichtung virtueller Kopplungspunkte

Artikel 19 Abs. 9 des CAM NC enthält die Verpflichtung, bis 1. November 2018 virtuelle Kopplungspunkte zwischen zwei benachbarten Einspeise-Ausspeisesystemen einzurichten, sofern diese durch zwei oder mehr Kopplungspunkte miteinander verbunden sind und unter der Bedingung, dass eine Verringerung technischer Kapazität ausgeschlossen werden kann und die Erleichterung der wirtschaftlichen und effizienten Netznutzung sichergestellt ist.

Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber haben die Voraussetzungen für die Einrichtung virtueller Kopplungspunkte an den Grenzen zur Slowakei und zu Deutschland geprüft und entsprechende Grobkonzepte ausgearbeitet. In einem nächsten Schritt erfolgt die Abstimmung mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern, um auf dieser Basis im ersten Halbjahr 2018 eine Entscheidung über die Einrichtung treffen zu können.

Trading Region Upgrade

In enger Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und NET4GAS sowie der tschechischen Regulierungsbehörde und 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 von TRU ist noch abhängig vom Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern.

NETZAUSBAUPLANUNG GAS: LANGFRISTIGE PLANUNG (LFP) UND KOORDINIERTER NETZENTWICKLUNGSPLAN (KNEP)

Der Verteilergietsmanager (VGM) hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 i.V.m. § 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 i.V.m. § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zehnjährigen KNEP zu erstellen.

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauinstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 zu berücksichtigen. Die Bestimmungen des GWG 2011 sehen vor, dass es Ziel der Netzausbauinstrumente 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 der EU SOS-Verordnung im Marktgebiet zu planen.

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Verordnung (EU) Nr. 2017/1938¹¹ ist aufgrund der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 129%. Dieser Wert ist deutlich niedriger als die Werte in den Vorjahren, die auf der Basis der Vorgaben des Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 berechnet wurden. Dies resultiert daraus, dass bei den Werten für die technische Kapazität an den Einspeisepunkten die hydraulischen Machbarkeiten berücksichtigt und damit diese Werte niedriger waren als die technischen Kapazitäten, die bisher in die Berechnung eingingen. Zudem wurde der Speicherfüllstand im Winter einbezogen, sodass eine geringere Entnahmeleistung als die technisch maximale Entnahmeleistung der Berechnung zugrunde gelegt wurde. Auch die gesamte tägliche Gasnachfrage wurde für den 10-jährigen Planungshorizont nach einer Neuberechnung leicht erhöht. Damit spiegelt der jetzige Wert von 129% eine deutlich realitätsnähere Kennzahl wider.

LFP und KNEP für den Zeitraum 2018–2027 wurden im Dezember 2017 bzw. Jänner 2018 vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt worden sind und dass der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde im November 2017 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

Langfristige Planung (LFP) 2017

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 erstmals drei Absatzszenarien entwickelt, die im Rahmen der Erarbeitung der aktuellen LFP 2017 aktualisiert wurden. Bei diesen Szenarien werden die zwei unterschiedlichen

¹¹ Diese Verordnung hebt die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 auf.

Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedlichen Entwicklungen der sonstigen Endkundinnen und 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 vier abgeänderte Projekte – Reverse Flow Auersthal, Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten, Leitungssegment Velm-Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf sowie die Ersatzinvestition Leitung G00 006 – und ein neu eingereichtes Projekt – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems in der Kompressorstation Auersthal – genehmigt.

Fünf bereits genehmigte Projekte – Druckerhöhung Oberösterreich, Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007, Ersatzinvestition der Leitung G 00 011, Ersatzinvestition von Teilen der G 00 003 und G00 020 sowie die Erneuerung des Filterkonzeptes Baumgarten – sind in Umsetzung.

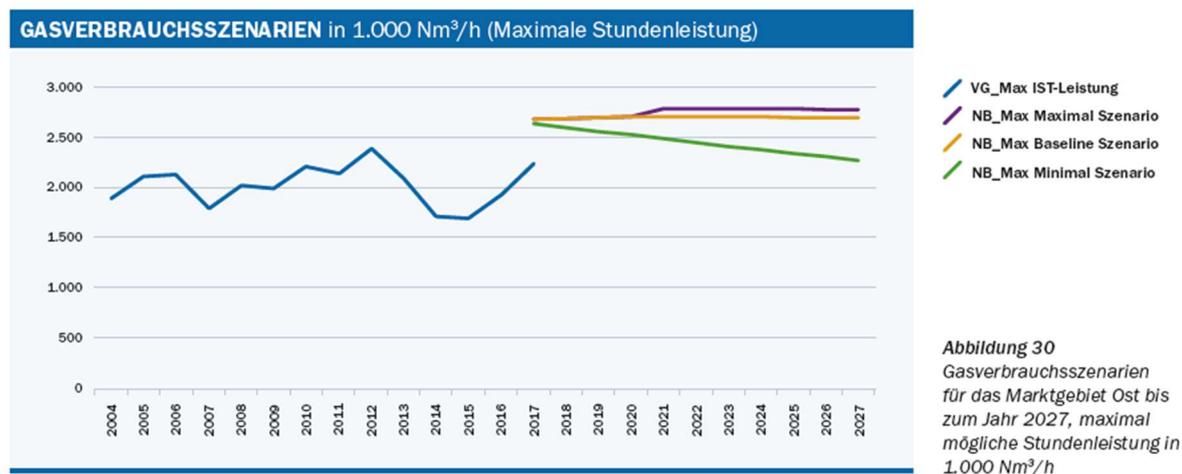


Abbildung 30
Gasverbrauchsszenarien
für das Marktgebiet Ost bis
zum Jahr 2027, maximal
mögliche Stundenleistung in
1.000 Nm³/h

Quelle: AGGM LFP 2017

Mit der Finalisierung dieser Projekte im Laufe des Jahres 2018 wird die Anbindung der Speicheranlagen an das Fernleitungsnetz und damit an den virtuellen Handlungspunkt im Marktgebiet Ost deutlich verbessert. Auch das Potenzial für den Anschluss zusätzlicher Speicherkapazität, insb. des Speichers Haidach, der bislang nicht direkt an das österreichische Netz angebunden ist, wird erheblich verbessert.

Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) 2017

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 auf den 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), die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). FNB sind die TAG sowie die GCA (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Die beiden Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) des Marktgebietes Ost, TAG Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) und Gas Connect Austria GmbH (GCA) haben bis zum Stichtag 1. April 2017 eine Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt, bei der die Marktteilnehmer die Möglichkeit hatten, ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2018–2027 anzugeben. Im selben Zeitraum hat der Marktgebietsmanager (MGM) eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Projektspensoren hatten die Möglichkeit, ihre Projekte an den MGM zu übermitteln.

Erstmals haben die Fernleitungsnetzbetreiber in 2017 zudem eine unverbindliche Kapazitätsbedarfserhebung gem. Vorgaben des CAM Network Codes durchgeführt. Bei dieser Erhebung können die Shipper Kapazitätsbedarfe an den Grenzübergabepunkten der TSOs angeben.

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 (in der Folge: VGM) Kapazitätsszenarien erstellt, diese wurden mit E-Control am 14.6.2017 abgestimmt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB. Bis zum 11.8.2017 wurden die Netzentwicklungspläne an den MGM übermittelt. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2018–2027 (KNEP) zusammengeführt. Diese Version – in deutscher und englischer Sprache – des KNEP wurde vom 7. September 2017 bis 2. Oktober 2017 zur Konsultation für die Marktteilnehmer auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt. Nach der Einarbeitung der Stellungnahmen hat die ECA auch eine gesetzliche verpflichtende Konsultation vom 3.11.2017 bis 20.11.2017 durchgeführt. Auch diese Stellungnahmen sind in der Endversion des KNEP 2017 gewürdigt worden.

Projekte im KNEP

33 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. 22 Projekte sind Ersatzinvestitionen. 5 Projekte aus dem KNEP 2016 wurden zurückgezogen. Alle eingereichten Projekte wurden mit dem Bescheid der E-Control im Jänner 2018 genehmigt.

Projekte können auch als sogenannte Planungsprojekte eingereicht und genehmigt werden. 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 gem. § 82 GWG 2011 genehmigt werden. Für diese Projekte besteht daher keine Umsetzungsverpflichtung.

Vier Planungsprojekte aus dem Vorjahr sind daher als Umsetzungsprojekte in diesem Jahr genehmigt werden: BACI, Entry Überackern, Entry Mosonmagyaróvár und Entry/Exit Murfeld.

Die genehmigten Projekte sind zum Teil auch grenzüberschreitende Projekte, die im Europäischen TYNDP eingemeldet wurden und teilweise PCI-Status haben.

Verbesserungspotenzial

Durch die Übernahme der MGM- und damit der Koordinationsfunktion durch AGGM zum 1.6.2017 konnte eine deutliche Verbesserung bei der Gestaltung des KNEP 2018– 2027 erreicht werden, eine stärkere Optimierung zwischen Projekten im Verteilergesamt und Marktgebiet, der TSOs untereinander und mit angrenzenden TSOs ist weiterhin anzustreben. In diesem Zusammenhang ist explizit darauf hinzuweisen, dass dies nicht nur eine Verpflichtung für österreichische FNB, sondern eine Vorgabe ist, 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 auch dieses Jahr wieder aufgefordert, diese Abstimmung weiter zu verbessern, damit die erforderlichen Entscheidungsgrundlagen für die Genehmigung des KNEP rechtzeitig und in einem ausreichenden Detaillierungsgrad vorliegen.

KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMODELL GAS

Der Marktgebietsmanager (MGM) hat gemäß § 14 Abs. 1 Z 4 i.V.m. § 34 und § 35 GWG 2011 die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und zum Ausweis der Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erstellen.

Aufgrund einiger Umbauten (Verbindungsarbeiten zwischen den unterschiedlichen Systemen) in der Verdichterstation Baumgarten, die als Teil des KNEP von der E-Control genehmigt wurden mit dem Ziel der Gewährleistung der frei zuordenbaren Kapazitätsqualität hat die E-Control den Verteiler- und Marktgebietsmanager (AGGM) beauftragt, das bestehende Kapazitätsberechnungsmodell nach dem Stand der Technik zu aktualisieren und neue hydraulische Simulationen des Fernleitungssystems durchzuführen.

Um das Potenzial des österreichischen Netzsystems am besten verifizieren zu können, wurde die AGGM beauftragt, zusätzlich zur Berechnung auf Basis des Status quo auch eine erweiterte hydraulische Simulation auf Basis der integrierten Berechnung des Fernleitungssystems und der Verteilerleitungsanlagen der Netzebene 1 durchzuführen. Entsprechende Ergebnisse sind im Jahr 2018 zu erwarten.

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 das bestehende Leitungssystem.

NETZDIENSTLEISTUNGSQUALITÄT GAS

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

- > technische Qualität (Ausfall- und Störungsdaten)
- > kommerzielle Qualität und
- > 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 Kundinnen und 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 (N₂), Sauerstoff (O₂) oder Wasserstoff (H₂), gesetzt. Die chemische Gasqualität wird nicht per Verordnung, sondern im Rahmen der ÖVGW-Richtlinie G31 festgelegt.

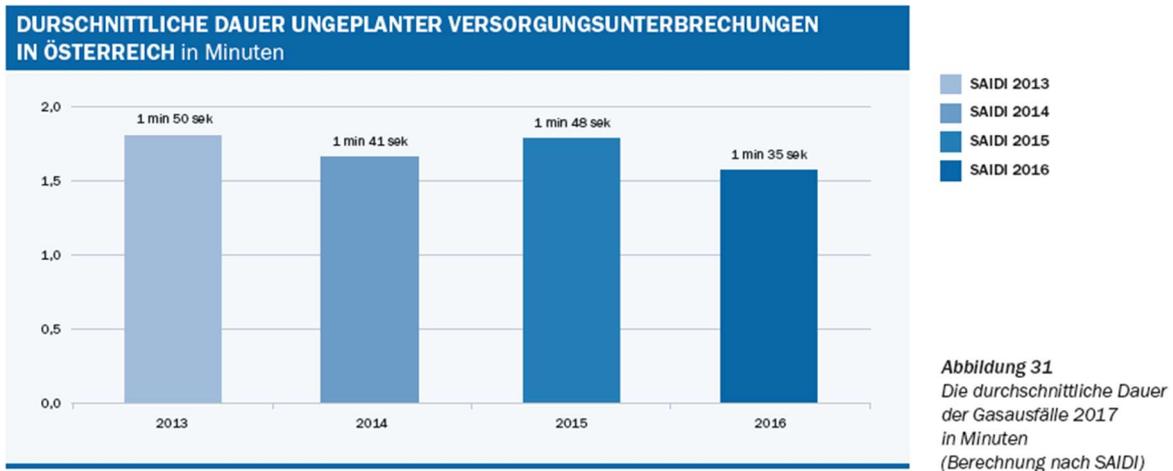
Gesetzliche Grundlage

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.

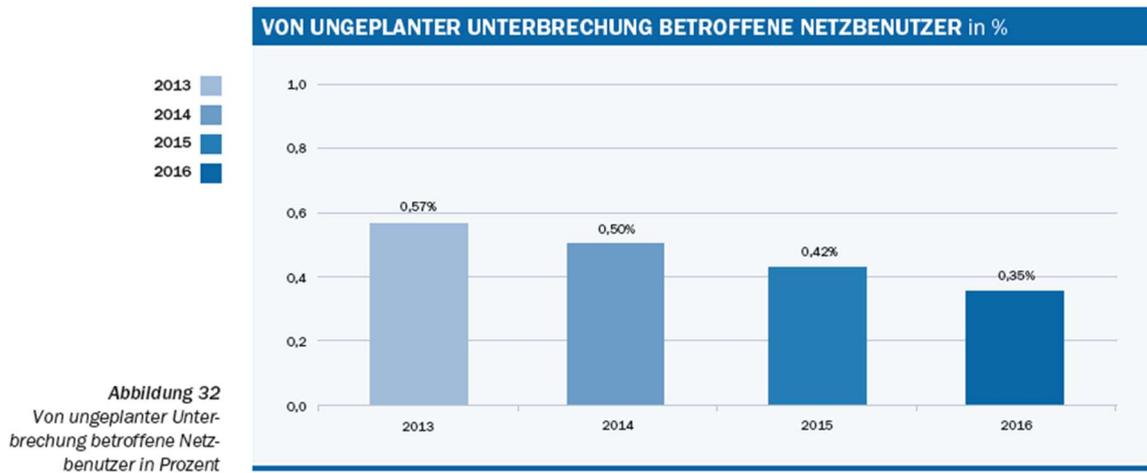
Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde seitens der E-Control die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung auf Basis des § 30 GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011, i.V.m. § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. 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 Monitoring Bericht zur Qualität der Netzdienstleistung wird auf der Website der E-Control veröffentlicht (<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet/qualitaet-der-netzdienstleistung>).

AUSFALL- UND STÖRUNGSDATEN GAS

Zum Monitoring der technischen Qualität der Netzdienstleistung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Abbildung 31 zeigt für Österreich, dass im Jahr 2016 Gaskundinnen und -kunden im Schnitt nur rund 1 Minute und 35 Sekunden von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen betroffen waren. Dies ist der beste Wert seit Start der Erhebung im Jahr 2014. Nicht berücksichtigt werden bei diesem Wert geplante Unterbrechungen, wie beispielsweise Instandhaltungsarbeiten, die dem Kundinnen und Kunden im Vorhinein angekündigt wurden.



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

Zudem waren, wie in Abbildung 32 ersichtlich, im Jahr 2016 nur 0,35% aller österreichischen Gaskundinnen und -kunden überhaupt von einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung betroffen. Dies stellt einen Rückgang im Vergleich zum Jahr 2013 von rund 39% dar.

KOMMERZIELLE QUALITÄT GAS

Seit 2013 gibt es für Gasnetzbetreiber verpflichtende Qualitätsstandards in Österreich. Alle Gasnetzbetreiber müssen sich seither beispielsweise an einheitliche Fristen bei der Beantwortung von Kundenanfragen halten. Im Rahmen der kommerziellen Qualität wird die Einhaltung dieser Qualitätsstandards evaluiert. Zu diesem Zwecke werden durch die E-Control von den Verteilernetzbetreibern Daten bezüglich

- > 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.

Die Einhaltung der Qualitätsstandards wurde von der E-Control nun zum bereits vierten Mal erhoben. Die Ergebnisse sind insgesamt recht zufriedenstellend. In manchen Bereichen konnte die Qualität gegenüber den Vorjahren noch weiter verbessert werden. Bereiche mit Verbesserungspotenzial hingegen sind zum Beispiel die rechtzeitige Verständigung der Kundinnen und Kunden vor Zählerablesungen oder die zeitgerechte Übermittlung von Netzrechnungen.

GASVERSORGER – ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN

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

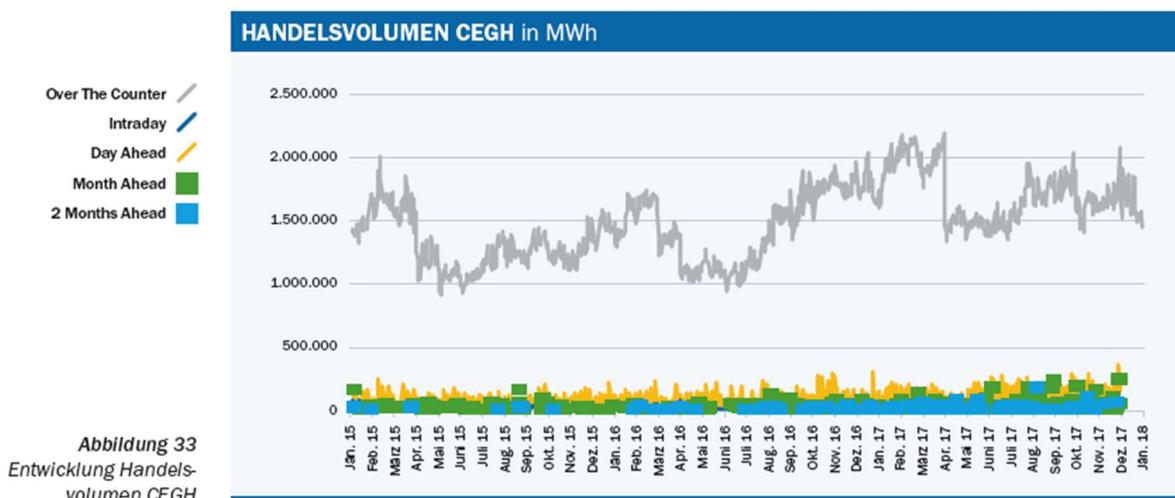
Im Jahr 2017 zeigten vier Gasversorger Änderungen ihrer bereits bestehenden AGB an. Wie in den vorangegangenen Jahren hat sich auch 2017 die informelle Vorabstimmung der AGB der E-Control mit den Gaslieferanten bewährt, wobei bedenkliche Klauseln schon frühzeitig erkannt und aufgezeigt werden konnten. Die Gasversorger 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, allenfalls wurden erforderliche Änderungsaufträge erteilt bzw. Änderungsanregungen geäußert. Allgemein konnten alle Prüfungsverfahren im Jahr 2017 eingestellt werden, sodass kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung von AGB beendet werden musste.

AUFSICHT HANDELSPLÄTZE – CEGH

Im August 2016 wurde eine Kooperation zwischen dem österreichischen Central European Gas Hub (CEGH) und der Powernext mit Sitz in Paris offiziell durch die österreichischen und deutschen Wettbewerbsbehörden genehmigt. Die Migration der CEGH-Produkte auf die PEGAS-Plattform sowie der Wechsel der Börsemittglieder von der Wiener Börse zu POWERNEXT war mit Ende November 2016 abgeschlossen. Im Rahmen dieser Kooperation werden seit 1. Dezember 2016 die österreichischen Spot- und Terminkontrakte der CEGH Gas Exchange auf der PEGAS-Plattform angeboten und unter dem Regelwerk und der Börsenlizenz der Powernext gehandelt. Auf diese Weise sollte Teilnehmern der CEGH Gas Exchange der Spread-Handel mit anderen europäischen Märkten ermöglicht und die Liquidität am österreichischen VHP gestärkt werden.

Eine weitere positive Entwicklung gab es 2017 hinsichtlich der Transaktionservicegebühr am virtuellen Handelspunkt. Der variable Anteil dieser Servicegebühr für geschlossene Transaktionen („variable title transfer service fee“) wurde per 1. Juli 2017 gesenkt, und zwar für gehandelte Mengen zwischen 0 und 10.000.000 MWh pro Jahr von 0,012 auf 0,011 EUR/MWh und für Mengen über 10.000.000 MWh pro Jahr von 0,006 auf 0,005 EUR/MWh. Wie in Abbildung 33 ersichtlich, erreichte der Stand des OTC-Handelsvolumens im ersten Quartal 2017 seinen Höchststand. Wie jedes Jahr kam es auch 2017 nach dem Ende der Wintermonate zu einem deutlichen Rückgang des Handelsvolumens am OTC-Markt. In diesem Jahr fiel der Rückgang deutlicher aus als in den Vorjahren. Dieser Sprung mag jedoch auch an den überdurchschnittlich hohen Handelsmengen während der Wintermonate liegen. In den Folgemonaten stieg jedoch auch schon wieder die Handelstätigkeit am OTC-Markt an.

Abbildung 34 macht deutlich, dass mit dem Wechsel zur PEGAS-Plattform die Anzahl der Trades sowie die gehandelten Day-ahead-Mengen einen immensen Anstieg verzeichneten. Die Spitze wurde hierbei Mitte März 2017 erreicht, aber auch zum Jahresende hin nahm die gehandelte Day-ahead-Menge nochmals deutlich zu. Dies ist ein starkes Zeichen dafür, dass die Liquidität des Handelsplatzes CEGH durch den Wechsel zu PEGAS gestärkt wurde.

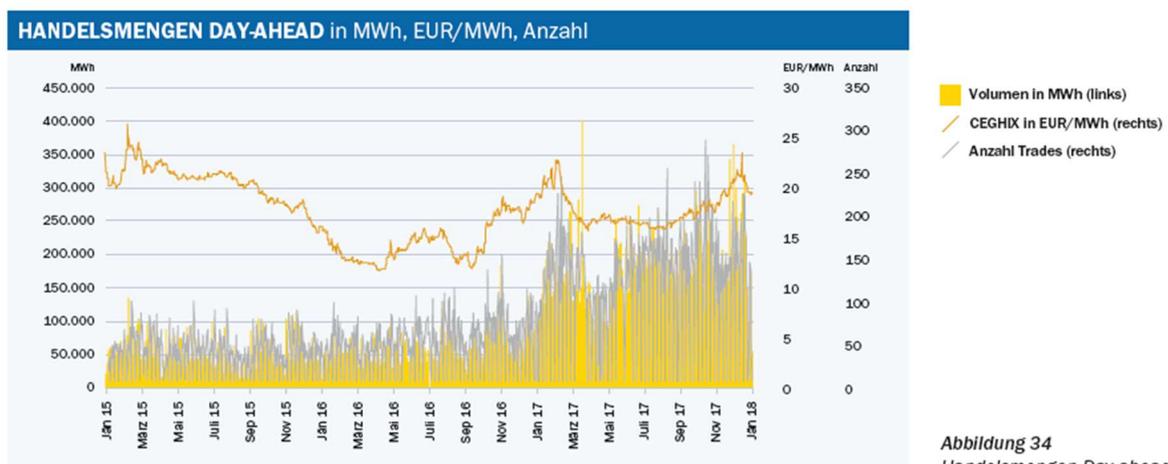


Quelle: CEGH

Mit Anstieg des Handelsvolumens kam es zu Beginn des Jahres auch zu einem Anstieg des Börsereferenzpreises (CEGHIX) von 12,06 EUR/MWh im September 2016 auf 22,92 EUR im Februar 2017. Nach einem leichten Rückgang während der Sommermonate 2017 stieg dieser zu Jahresende wieder an.

AUFSICHT ÜBER DIE ENTFLECHTUNG VON GASVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

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.



Quelle: E-Control

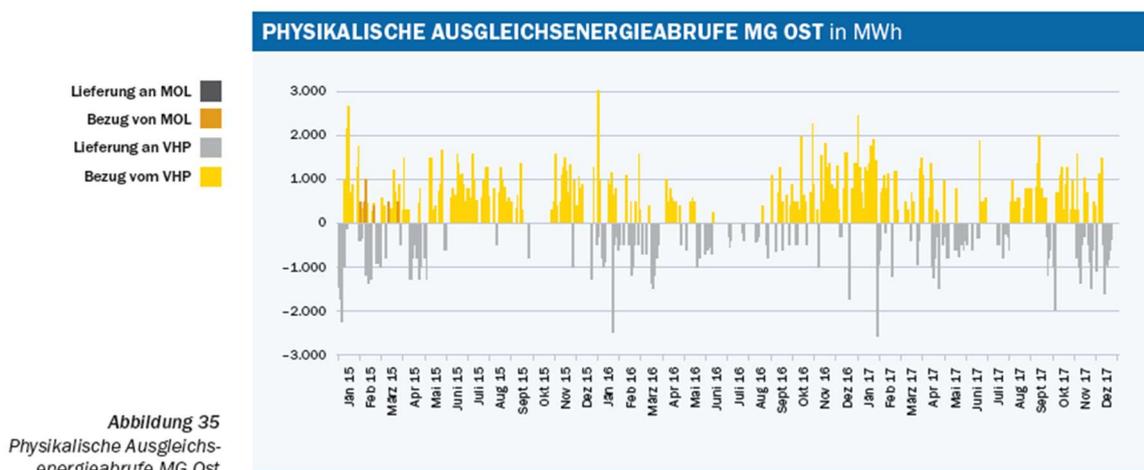
AUSGLEICHSENERGIEMARKT GAS

Abbildung 35 zeigt, dass der physikalische Ausgleichsenergiebedarf im Marktgebiet Ost zwischen 2016 und 2017 gestiegen ist. Die Abrufe vom virtuellen Handlungspunkt (VHP) nahmen um rund 46% gegenüber 2016 zu. Es wurde zudem in etwa doppelt so viel vom VHP bezogen, als an ihn geliefert. Dies zeigt auch eine Untersuchung der Vorjahre, wonach die Summe der Bilanzgruppen in einer Jahresbetrachtung seit 2014 immer short waren. Des Weiteren ist ersichtlich, dass seit März 2015 keine Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) mehr getätigt wurden. Dies spricht ebenfalls für die Liquidität am VHP.

Die Ausgleichsenergie-Bezugspreise für tagesbilanzierende Bilanzgruppen sind von 39 EUR/MWh zu Beginn des Jahres 2015 auf 12,33 EUR/MWh im April 2016 um rund 69% gesunken. Abbildung 36 zeigt hierzu, dass nach einem rapiden Anstieg Ende des Jahres 2016 ein saisonaler Preisverlauf im Jahr 2017 folgte. Der Preis im Dezember 2017 entspricht in etwa dem Preisniveau zu Jahresbeginn.

Aufwendungen und Erlöse am Umlagekonto der AGCS (Austrian Gas Clearing and Settlement AG) lagen für das Marktgebiet Ost in der ersten Jahreshälfte relativ stabil. Der Stand des Umlagekontos wies im gesamten Jahresverlauf nie einen negativen Kontostand auf. Zwischen September und November 2017 erhöhte sich die Überdeckung des Umlagekontos von rund einer Million Euro auf über zwei Millionen Euro. Die Umlage konnte im gesamten Jahr 2017 mit Null Euro angesetzt werden.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg hatte sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich ein Polster am Umlagekonto aufgebaut. Daher wurde im Zuge einer Novelle der GMMO-VO im Jahr 2016 die Möglichkeit geschaffen, zu hohe Stände am Umlagekonto an die Marktteilnehmer refundieren zu können. Infolgedessen wurde ab Jänner 2017 eine negative Umlage in Höhe von 0,01 Cent/kWh festgelegt. Dadurch stabilisierte sich zwar der Stand des Umlagekontos, jedoch wurde keine signifikante Reduktion wahrgenommen. Aus diesem Grund wurde ab Juli 2017 die negative Umlage auf 0,025 Cent/kWh erhöht.



Quelle: AGCS

GASSPEICHERMARKT

Rechtlicher Rahmen Gasspeicher

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 und auf nationaler Ebene durch das GWG 2011 und Gas-Marktmodell-Verordnung(GMMO-VO) festgelegt und wurde in 2017 nicht verändert.

Der Zugang zu Gasspeichern ist im GWG 2011 auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Die Regulierung der Speichorentgelte erfolgt nach wie auf der Basis einer Preisobergrenze, die sich an den Speichorentgelten in anderen Mitgliedstaaten orientiert: Die Speichorentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Nach wie vor müssen alle Speicherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

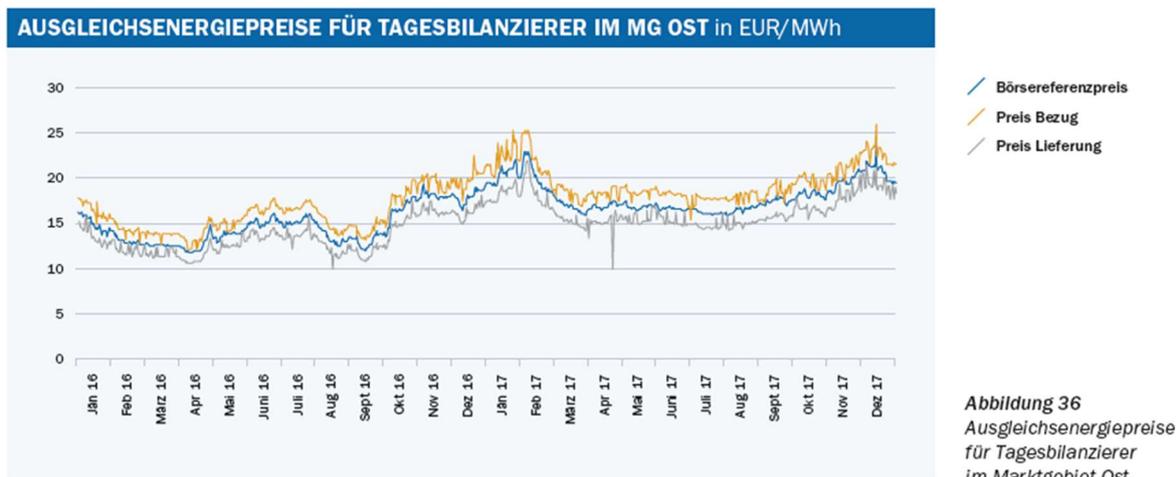


Abbildung 36
Ausgleichsenergiepreise
für Tagesbilanzierer
im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

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

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

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.

Gasspeicherkapazitäten im Jahr 2017

Die Speicherkapazitäten in Österreich sind im Jahr 2017 bezogen auf das Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2016 um ca. 2,5% auf 92.218 GWh gesunken. Speicher der OGS, RES und Uniper, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, hatten im Oktober 2017 ein Arbeitsgasvolumen von 61.782 GWh, das bedeutet einen Rückgang um 4,4% im Vergleich zum Vorjahresmonat. Der Speicher Haidach, der von GSA LLC und Astora vermarktet wird, ist an das deutsche Transportnetz angebunden, kann aber über das deutsche Netz für das MG Ost genutzt werden. Das vermarktbar Arbeitsgasvolumen wurde im Speicher Haidach 2017 leicht erhöht.

Der Rückgang des Speichervolumens im Marktgebiet Ost ist auf die Schließung des Speichers Thann zurückzuführen, dessen Betrieb mit Stichtag 1.4.2017 eingestellt wurde. Das Polstergas wird in den nächsten Jahren abgefördert. Durch die Schließung des Speichers Thann sind ca. 6% der gesamten Entry-

Kapazität aus Speicheranlagen weggefallen. Wie in der LFP 2017 dargestellt, sind durch den Wegfall des Speicher Thanns keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Österreich zu erwarten, weder unter regulären Marktbedingungen noch in Extremfällen.

Das Arbeitsgasvolumen der OMV Gas Storage beträgt nun 25,2 TWh. Damit hält OGS nach wie vor den größten Anteil an den Speicherkapazitäten mit 27% bezogen auf Österreich und 41% bezogen auf die an das MG Ost angebundenen Speicher.

| 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 gesamt | 8.758 | 25,25% | 12.656 | 29,00% | 25.240.000 | 27,37% |
| RAG Energy Storage gesamt | 8.033 | 23,16% | 8.370 | 19,18% | 17.123.000 | 18,57% |
| Uniper Energy Storage 7fields | 6.742 | 19,44% | 10.112 | 23,17% | 19.415.000 | 21,05% |
| Summe Marktgebiet Ost | 23.533 | | 31.138 | | 61.778.000 | |
| Astora Haidach | 3.757 | 10,83% | 4.358 | 9,99% | 10.443.533 | 11,33% |
| GSA LLC Haidach | 7.400 | 21,33% | 8.140 | 18,65% | 19.992.800 | 21,68% |
| Summe Österreich | 34.690 | 100,00% | 43.636 | 100,00% | 92.214.333 | 100,00% |

Abbildung 37
Speicherunternehmen
und Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand November 2017

Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, <http://agsi.gje.eu>

Buchungssituation und Gasspeichernutzung

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) sind in 2017 zwischen 89% und 97% ausgebucht gewesen (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Preisentwicklung Gasspeicher

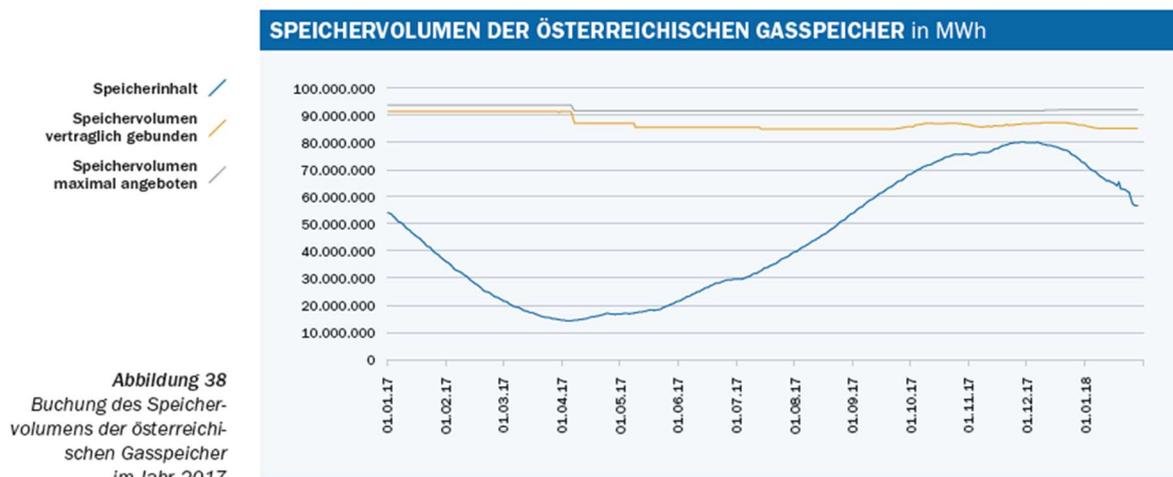
Festzustellen ist, dass bei der Preisbildung für Speicherkapazitäten weiterhin ein hybrides Preissystem auf der Basis unterschiedlicher Allokationsverfahren besteht:

- > Zum einen werden Speichorentgelte von den Speicherunternehmen für 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 Speichorentgelte als Ergebnis des Vergabeprozesses bestimmt, die veröffentlichten Speichorentgelte spielen dabei keine Rolle, da der aktuelle Marktwert des Speichers als Flexibilitätsinstrument und die Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden wesentlichen Einfluss auf die Preisfindung hat. Der Startpreis der Auktionen ist dabei entweder Null oder auf Basis des Winter-Summer-Spreads.

Auktionen wurden in Österreich bisher von OGS, Uniper, Astora und GSA durchgeführt. OGS und Astora verwendeten dafür die Versteigerungsplattform Store-X, die jedoch zum 31.12.2016 die Geschäftstätigkeit eingestellt hat.¹² Die Vermarktung von Speicherkapazitäten erfolgt nun über die im Jahr 2013 gegründete

¹² Siehe <http://store-x.net/>

Europäische Kapazitätsplattform PRISMA, die sowohl für den Primär- als auch Sekundärhandel u.a. auch für Transportkapazitäten zur Verfügung steht.¹³



Quelle: E-Control

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

Speicherstudie

Gemäß § 98 Abs. 2 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde die Aufgabe, einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen, auf dessen Basis der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWF) das Zugangsregime zu Speichereinrichtungen bei Bedarf von einem aktuell verhandelten mit Verordnung gem. § 98 Abs. 1 GWG 2011 in einen regulierten Zugang anpassen kann. Nach § 98 Abs. 2 GWG 2011 ist von der Regulierungsbehörde dabei die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten in Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen.

Vor diesem Hintergrund erfolgt im Zuge der Erstellung der aktuellen Speicherstudie, die im ersten Halbjahr 2018 veröffentlicht wird, eine Befragung von Speicherkunden und potenziellen Speicherkunden mittels Fragebogen zu den Themen Wettbewerb, Speicherprodukte und Flexibilitätsinstrumente, wobei sich die Erhebung auf das Kalenderjahr 2017 bezogen hat. Die Ergebnisse dieser Erhebung werden im 1. Quartal 2018 ausgewertet und fließen anonymisiert in die Studie ein. Im Rahmen einer Konsultation erhalten die Speicherunternehmen gemäß § 98 Abs. 2 GWG 2011 die Möglichkeit, zur erstellten Speicherstudie Stellung zu nehmen.

¹³ Siehe <https://corporate.prisma-capacity.eu/>

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

MONITORING ENDKUNDENWETTBEWERB

Im Jahr 2016 sind neun neue Stromlieferanten und auch neun Gaslieferanten dazugekommen. 2017 hat Gaslieferant goldgas mit Stromlieferungen der Haushalte begonnen und envitra, davor als Stromlieferant tätig, mit Gaslieferungen. Energie Graz hat ihr Gasliefergebiet auf das ganze Marktgebiet Ost ausgeweitet und switch und ökostrom AG auf Tirol und Vorarlberg, sodass sie seit dem Jahr 2017 in ganz Österreich am Gasmarkt vertreten sind. Im Strommarkt hat ein weiterer Lieferant für die Haushalte seine Tätigkeit aufgenommen, das einheimische Unternehmen eFriends.

Insgesamt sind ca. 150 Stromlieferanten am Strommarkt tätig, die 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden beliefern. Je nach Region stehen in der Regel einem angestammten Lieferanten 25 alternative Lieferanten, gegebenenfalls fünf und mehr Tochtergesellschaften der regionalen Anbieter und bis zu 20 regionale Lieferanten, die auch österreichweit anbieten, gegenüber. In Wien beispielsweise kann ein Haushaltskunde zwischen 120 Angeboten von mehr als 50 Anbietern wählen, in Vorarlberg und Tirol ist das Angebot im Vergleich zu Wien nur geringfügig kleiner.

Insgesamt 44 Gaslieferanten, die Hälfte davon sind alternative (nicht regional angestammte) Anbieter, beliefern 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkunden in Österreich mit Gas. 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 einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkunden in Tirol inzwischen bis zu 66 Angebote von 22 unterschiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte ein noch etwas breiteres Angebot mit über 80 Angeboten von 29 und mehr Anbietern (Abbildung 39).

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 PV-Anlagen, spezielle Begünstigungen für Wärmepumpenbetreiber, Versicherungen u. dgl. Die Preise variieren zwischen Preisen mit bis zu 24 Monaten langen Garantien und Preisen mit monatlicher Preisanpassung nach einem bestimmten Preisindex. Für Kundinnen und Kunden mit schon installiertem Smart Meter werden Produkte mit mehreren, nach Zeitintervall abhängigen Preisen angeboten.

Das erste Mal seit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte hat ein Lieferant in Österreich Insolvenz angemeldet. Care-Energy beendete ihre fast zwei jährige Präsenz am österreichischen Haushaltskundenmarkt. Die in diesem kurzen Zeitraum mehr als 12.000 gewonnen Kundinnen und Kunden haben im Laufe 2017 einen anderen Lieferanten wählen müssen oder wurden einem anderen Lieferanten zugewiesen. Die E-Control hat im August erstmals per Los Ersatzlieferanten für die letzten Kundinnen und Kunden bestimmt.

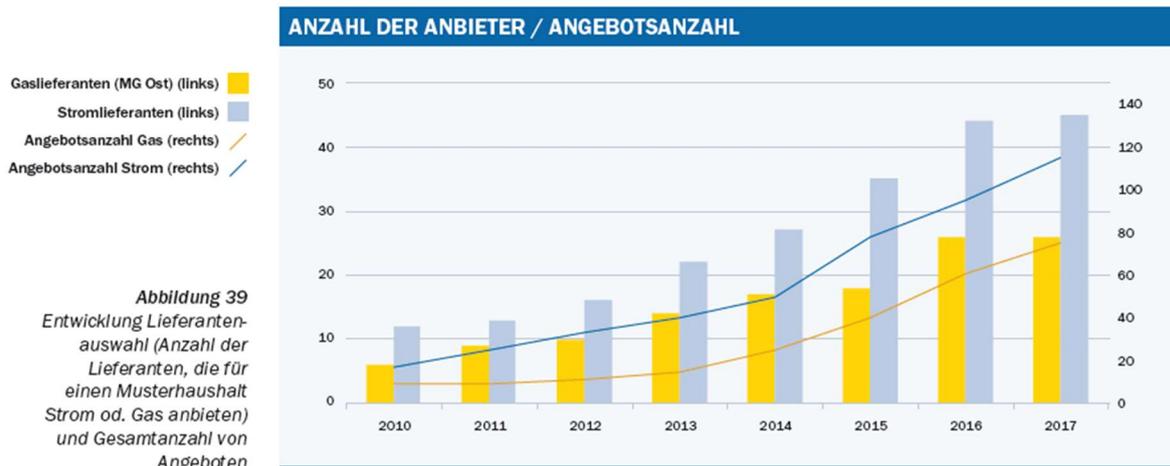


Abbildung 39
Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten

Quelle: E-Control

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, wann die Auszahlung von Neukundenrabatten stattfindet: Bei einigen sehr günstigen Angeboten ist dies erst bei der Jahresabrechnung, nachdem der Kunde schon 12 volle Monate in Belieferung war – also erst im zweiten Belieferungsjahr, wenn 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 aber seltener mit einer Preisgarantie gekoppelt werden.

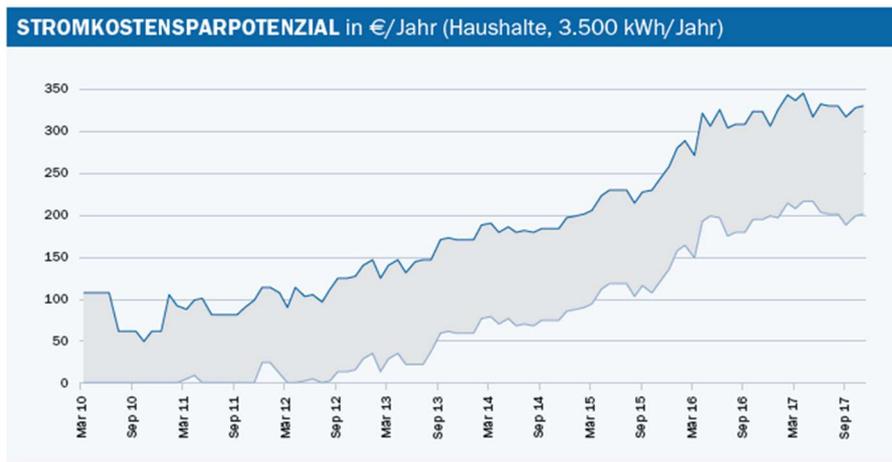


Abbildung 40
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer und inkl. Neukundenrabatte) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Nachdem das Einsparpotenzial beim Wechsel¹⁴ vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter Ende 2015 und Anfang 2016 am stärksten gestiegen ist, pendelte es danach nur seitwärts. Ein Haushaltskunde in Oberösterreich kann sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter inzwischen bis zu 330 EUR im Jahr inkl. Neukundenrabatte ersparen, ohne Neukundenrabatte bis zu 220 EUR, was der Ersparnis vor zwei Jahren inkl. Neukundenrabatten entspricht. Beim Gas beträgt die Ersparnis für einen Musterhaushalt in Klagenfurt bis zu 640 EUR inkl. Neukundenrabatten und somit ist sie in den ersten drei Quartalen 2017 unverändert geblieben. Für einen Haushalt in Linz beträgt sie ohne Neukundenrabatte auch unverändert 330 EUR/a.

¹⁴ Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch



WECHSELZAHLEN

Die Wechselraten sind im Jahr 2017 deutlich höher ausgefallen als im Vorjahr: Bei Strom erreichte sie 4,3 Prozent und bei Gas 6,0 Prozent gegenüber 3,6 Prozent bei den Strom- und bzw. 5,1 Prozent bei den Gaskunden. Mehr als 341.000 Kundinnen und Kunden haben in dieser Zeit ihren Lieferanten gewechselt, ein Plus von 19 Prozent und das höchste Ergebnis seit der Marktliberalisierung. Am häufigsten wechselten ihren Strom- und Gaslieferanten die Oberösterreicherinnen und Oberösterreicher mit Wechselraten von 6,4 Prozent bei Strom und 9,2 Prozent bei Gas (insgesamt über 78.000 Wechsler). Auf Platz zwei folgten die Kärntnerinnen und Kärntner mit 5,4 Prozent bei Strom und 8,6 Prozent bei Gas (22.400 Strom- und Gaswechsler). Die Wiener Strom- und Gaskundinnen und -kunden wechselten mit insgesamt rund 113.200 Wechslern und Wechselraten von 5,0 Prozent bei Strom und 5,6 Prozent bei Gas ebenfalls sehr häufig, wobei in absoluten Zahlen die Wienerinnen und Wiener ihre Lieferanten für Strom und Gas sogar am häufigsten wechselten: Von den Stromkunden taten dies 76.600 und von den Gaskunden mehr als 36.500.

Die Anbieter setzen nach wie vor auf Vertriebspartnerschaften und suchen Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Branchen. So hat die Kelag eine Kooperation mit Hartlauer Mitte 2017 gestartet und easy green energy mit Lidl. Wien Energie Vertrieb hat im Herbst 2017 mit dem Vertrieb von Mobilfunk- Tarifen begonnen und bietet für ihre Kundinnen und Kunden besondere Vorteile an.

Die fünfte Energiekosten-Stop-Aktion des Vereins für Konsumenteninformation (VKI) startete im Herbst 2017 und die Versteigerung und Auswahl des Bestbieters ist für Januar 2018 geplant. Im Rahmen der letzten Aktion, bei der die Lieferanten im Februar 2017 bekannt wurden, kam es insgesamt zu 19.500 Strom- und 8.500 Gaslieferverträgen. Das ist das bisher zweitbeste Ergebnis. Maxenergy liefert in dieser Aktion Ökostrom, Ökostrom mit zusätzlicher Auszeichnung „Umweltzeichen“ wird von easy green energy und Gas von Montana angeboten.

Die Post AG wurde im Sommer 2016 ein neuer Akteur am Strom- und Gasmarkt für Haushaltskundinnen und -kunden. Mit ihrem Energiekostenrechner bietet die Post in ihren Filialen ein Wechselservice inklusive Beratung vor Ort, das vor allem für die Offline-Kunden eine Hilfe anbietet. Der Rechner ist auch als Teil des Online-Services verfügbar. Im Jahr 2016 wechselten ca. 10.000 und im 2017 ca. 30.000 weitere Haushalte ihren Strom- oder Gaslieferanten durch Beratungen in den Post-Filialen. Neben durchblicker.at ist dies eine zweite private Online-Vergleichsplattform am österreichischen Markt. Laut Angaben von durchblicker.at wechselten 2016 schon 25% der Kundinnen und Kunden ihren Strom- oder Gaslieferanten über diese Plattform.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass sich die Intensivierung des Wettbewerbs am österreichischen Markt wie dies bereits seit 2014 zu beobachten war, weiterhin fortgesetzt hat. Allerdings hat sich im Laufe des Jahres 2017 der Anstieg einiger Indikatoren etwas verlangsamt. Es waren zwar fast keine neuen Markteintritte auf dem Kleinkundenmarkt zu verzeichnen, dafür erweiterten einige Lieferanten ihren Absatzmarkt auf ganz Österreich oder auch ihre Produktvielfalt, indem sie sowohl Strom als auch Gas anbieten, sodass das Produktangebot in Summe erweitert wurde. Die Ersparnisse beim Wechsel zum günstigsten Anbieter blieben auf etwa gleich hohem Niveau wie im Vorjahr. Dagegen stiegen die Wechselzahlen weiter und die Vertriebskanäle wurden vielfältiger. Unternehmen aus anderen Branchen, die Kundinnen und Kunden vermitteln, wie die Post AG und durchblicker.at, konnten sich auf dem Markt bestätigen.

Grundsätzlich können Strategien von alternativen Lieferanten, wenn es um das Werben von neuen Kleinkundinnen und -kunden über digitale Kanäle bzw. Preisvergleichsplattformen geht, in zwei Gruppen aufgeteilt werden:

- > Fokus auf hohe Neukundenrabatte, wodurch der Anbieter einen höheren Rang im Tarifkalkulator einnimmt, regional oder österreichweit. Neukundenrabatte sind gestaffelt und die Kundin bzw. der Kunde erhält unterschiedlich hohe Rabatte, je nachdem wie hoch der Verbrauch ist. Dabei wird unterschieden, ob sich die Zuordnung in die entsprechende Rabattstaffel am abgeschätzten oder tatsächlichen Verbrauch orientiert. Nicht nur die Rabatthöhe bzw. der Prozentsatz je Staffel variiert, sondern auch die Staffeln werden geändert. Die Staffelanahl bewegte sich zuletzt zwischen 5 und 56 Staffeln. So ein Anbieterverhalten wurde vor allem bei neuen Anbietern aus Deutschland beobachtet (z.B. Enstroga, Grünwelt, Maxenergy).
- > Neue Produkte werden in regelmäßigen Abständen entworfen, d.h. Produktname, Preismodell und eventuell Preisgarantie, Vermarktung bzw. Beschreibung, dazugehörige Rabatte und dgl. werden geändert bzw. das Produkt wird neu verpackt. Kundinnen und Kunden, die davor Verträge abgeschlossen haben, sogenannte Bestandskunden, bleiben davon unberührt (z.B. Verbund, Montana, switch, MyElectric, Maingau).

Darüber hinaus nutzen Lieferanten verstärkt auch andere Wege, wie Direktvertrieb oder Kooperationen mit Partnerunternehmen, um mögliche Kundinnen und Kunden zu erreichen.

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, die Händler und/oder Lieferant am österreichischen Strom- und/oder Gasmarkt werden wollen, schnell und einfach Informationen zu den Anforderungen und Gegebenheiten in Österreich zukommen zu lassen, wurde im Jahr 2015 eine sogenannte Markteintrittsstelle eingerichtet. Von dort aus werden die Antworten zu den gängigsten Fragen anhand von Leitfäden zu fünf Markteintrittsvarianten in schriftlicher Form auf der Website zur Verfügung gestellt. Komplexere und themenübergreifende Fragestellungen werden über eine eigens dafür eingerichtete E-Mail-Adresse im vorbehördlichen Kontakt beantwortet.

Die Leitfäden werden zeitnahe zu den regulatorischen Änderungen, in Abstimmung mit allen involvierten Marktteilnehmern, aktualisiert und hochgeladen. Interessierte Strom- oder Gaslieferanten bzw. -händler können sich

so rasch über alle Schritte, die zur Erfüllung des regulatorischen Rahmens notwendig sind, informieren. Im Jahr 2017 wurde das Informationsangebot im Webbereich der Leitfäden um typische Fragestellungen der Interessenten zu österreichischen Marktgegebenheiten erweitert. Der Webbereich der Leitfäden weist in Anbetracht der vergleichsweise kleinen Zielgruppe eine rege Nutzung auf. Besonders mit den neu angebotenen Zusatzinformationen stiegen die Zugriffszahlen im Jahr 2017 erneut an. Die Anzahl der Unternehmen, die direkte Anfragen an die Markteintrittsstelle stellten, gingen im Jahr 2017 zurück. Dies lässt sich zu einem gewissen Anteil durch das verbesserte Informationsangebot auf der Website erklären.

Neue, oft innovative Geschäftsideen von Unternehmen führten aber auch im Jahr 2017 zu sehr spezifischen und oft komplexen Fragen. Über die standardmäßige Bereitstellung von Informationen in den Leitfäden konnten solche Fragen nicht beantwortet werden. Hier bedurfte es in der Regel einer engen Zusammenarbeit mehrerer hausinterner Fachabteilungen, oder aber auch der Einbindung externer Marktteilnehmer. Die Markteintrittsstelle der E-Control koordiniert die Beantwortung solcher Auskunftswünsche der Interessenten zum regulatorischen Rahmen. Somit wird nicht nur für Unternehmen der Aufwand zur Informationsbeschaffung im Vorfeld zum Markteintritt reduziert, sondern vor allem die erforderlichen E-Control-internen (und -externen) Kommunikationsabläufe optimiert und gestrafft. Letztlich können damit für Behörden und Interessenten – durch die Informationsarbeit im Vorfeld des Eintritts – die tatsächlichen behördlichen Abläufe zum Markteintritt verkürzt werden.

Im Jahr 2017 haben sich 42 neue Interessenten mit spezifischen Fragestellungen zum Markteintritt direkt an diese Stelle gewandt. Das Interesse zum Eintritt in den Gasmarkt war mit 22 Interessenten höher als für den Strommarkt, für welche 9 Interessenten konkrete Fragestellungen zum regulatorischem Rahmen hatten. Verhältnismäßig viele Interessenten (11) waren Dienstleister, die nicht selbst eintreten wollten, aber Teile der Wertschöpfungskette als Dienstleistungen an Eintretende anbieten. Die Interessenten kamen aus insgesamt 18 Ländern, wobei aus Österreich und Deutschland etwa ein Drittel der Interessenten stammte. Manche Unternehmen informierten sich über mehr als eine Markteintrittsvariante (Gas-, Strom-, Großhandel- und/ oder Endkundenmarkt oder Dienstleistungen). Einige anfragenden Unternehmen waren bereits am österreichischen Strom- oder Gasmarkt tätig und hatten detailliertere Fragen für eine geplante Expansion. Die große Mehrheit, nämlich 33 Unternehmen, waren jedoch völlig neu am österreichischen Markt. Von den 42 neuen Interessenten im Jahr 2017 begannen 15 mit der Umsetzung ihres Eintrittsvorhabens und setzten behördliche Schritte.

Betrachtet man alle – auch vor 2017 verzeichneten – Interessenten, so haben insgesamt 30 Unternehmen im Jahr 2017 ihr Vorhaben durch den Abschluss des Behördenweges finalisieren können. Rund ein Drittel (21 Interessenten) wurden im Großhandel Strom (5) oder Gas (16) aktiv. Für Großkunden kamen insgesamt fünf potenzielle, neue Lieferanten für Strom oder Gas am Markt hinzu. Kleinkundinnen und -kunden, also Haushalte und Kleingewerbe, erhielten für Strom zwei neue und für Gas einen neuen Anbieter im Jahr 2017.

REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (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. Das Jahr 2017 stand dabei ganz im Zeichen der Verbesserung der Datenqualität und der Optimierung des operativen Betriebs der Energiegroßhandelsmarktüberwachung.

Verbesserung der Datenqualität

Die verpflichtende Datenmeldung der Marktteilnehmer an ACER und in Folge die nationalen Regulierungsbehörden nach Art. 8 der REMIT-Verordnung stellt die Basis der europäischen Energiemarktüberwachung dar. Die technische und organisatorische Umsetzung der Meldemechanismen stellte dabei sowohl Marktteilnehmer als auch Regulatoren vor große Herausforderungen: die tägliche Verarbeitung einer großen Menge von Daten, die hohe Komplexität der Meldeformate und die unterschiedlichen Meldewege.

Für eine effiziente Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte ist eine hohe Qualität der den Analysen zugrundeliegenden Daten unerlässlich, um Fehlalarme und Fehlschlüsse zu vermeiden. Wenn auch die Qualität der Meldedaten unter REMIT mit dem Jahresende einen hohen Standard erreicht hatte, musste in 2017 (in Fortsetzung der Arbeit aus 2016) erheblicher Aufwand für die Verbesserung der Datenqualität betrieben werden: Datenfehler wurden identifiziert, einem Glied in der Meldekette zugeordnet, priorisiert und schließlich korrigiert. Dafür war eine enge Kooperation zwischen den europäischen Regulierungsbehörden, ACER und den Meldemechanismen (RRM) nötig. Die im Laufe des Jahres steigende Zahl der aktiv mit den Meldedaten arbeitenden Regulatoren beschleunigte diese Arbeit in 2017 zusehends.

Die vereinten Bemühungen zeigten rasch Wirkung und im Laufe des Jahres 2017 konnte eine Vielzahl der wesentlichen Problemfelder gelöst werden. Dennoch wird auch im nächsten Jahr noch weitere Arbeit in diesem Bereich nötig werden.

Operative Energiegroßhandelsmarktüberwachung

Das Jahr 2017 stellt das erste volle Jahr der Marktüberwachung auf Basis aller nach REMIT (und der lokalen GHD-V) zu meldenden Daten dar. Das Überwachungsnetz der europäischen Energiegroßhandelsmärkte beruht im Wesentlichen auf drei Schichten: Einer Überwachung von Handelsplätzen wie Börsen und Brokern durch deren Betreiber („PPAT“ d.h. „persons professionally arranging transactions“) nach Art. 15 REMIT, die (tendenziell regionale) Überwachung durch die nationalen Regulierungsbehörden sowie die (gesamteuropäische) Überwachung durch ACER.

Dieses Konzept einer mehrschichtigen Überwachung zeigte schon kurz nach Beginn der Überwachung seine Vorteile für die operative Überwachung. Obwohl die E-Control als einer der ersten Regulatoren vollen Zugriff auf die REMIT-Daten hatte, war die Überwachung gewisser Teilmärkte phasenweise durch die oben angesprochene mangelnde Datenqualität behindert. Gerade in diesen Phasen erwies sich die zusätzliche Überwachung von Handelsplätzen als vorteilhaft.

Generell konnte die E-Control neben eigenen Analysen im Jahr 2017 von zahlreiche Meldungen verdächtiger Transaktionen von Seiten der PPAT profitieren. Die identifizierten potenziellen Fälle von Marktmissbrauch wurden gemäß den definierten internen Verfahrensabläufen behandelt (Abbildung 42).

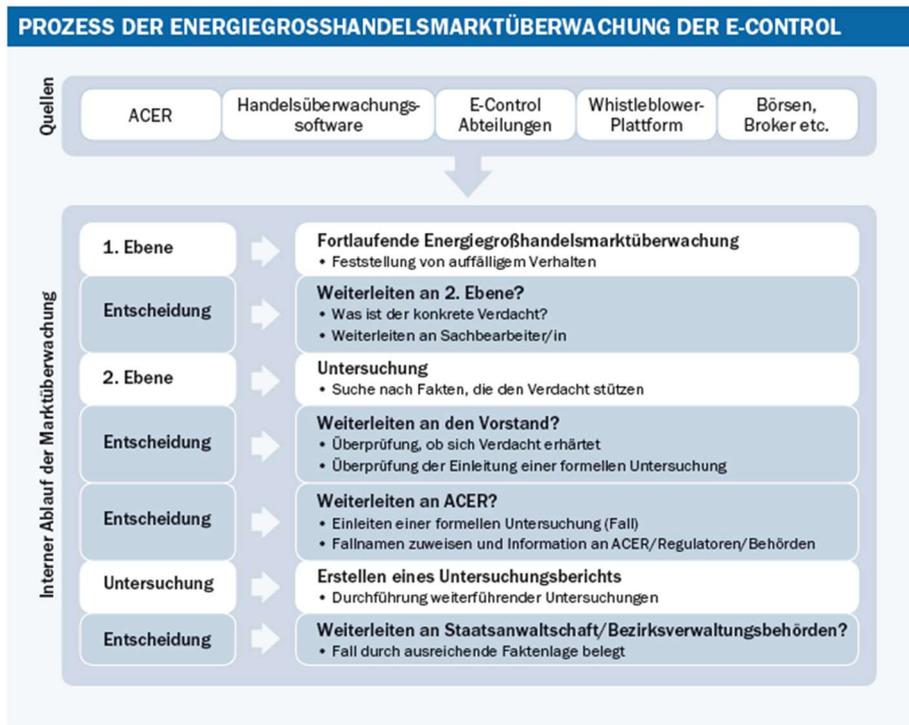


Abbildung 42
Prozess der Energiegroßhandelsmarktüberwachung der E-Control

Quelle: E-Control

Auf Grund ihres überregionalen Charakters erfordern einige Fälle die enge Zusammenarbeit mit benachbarten Regulatoren. Als Ergebnis der Analysen der potentiellen Fälle wurden diese an die zuständigen Behörden (z.B. Steuerbehörden im Fall von MWSt.-Karussellen) weitergeleitet, nach Klärung der juristischen Verantwortlichkeit an benachbarte Regulatoren übergeben, aufgrund fehlender Nachweisbarkeit eines Marktmissbrauchs fallen gelassen oder aber für Detailuntersuchungen weiter aufbereitet. Als wesentliches technisches Hilfsmittel für die Marktüberwachung wurden 2017 auch die täglich ablaufenden automatisierten Prüfroutinen der Handelsdaten („Alerts“) definiert und in der Überwachungssoftware implementiert.

Überarbeitung des Rechtsrahmens für die Energiegroßhandelsüberwachung in Österreich

Mit 1. Oktober 2017 trat die Großhandelsdatenverordnung (GHD-V) – der Rechtsnachfolger der Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO) und der Energiegroßhandels- Transaktionsdaten- Aufbewahrungsverordnung (ETA-VO) – in Kraft. Mit der nunmehr vollständigen Umsetzung der REMIT-Verordnung und der REMIT-Durchführungsverordnung in 2016 wurden einige Bestimmungen der EGHD-VO hinfällig und im Zuge einer Bereinigung und Vereinfachung rechtlicher Bestimmungen aus der neuen GHD-V entfernt. Durch diese Rechtsbereinigung wird den Marktteilnehmern die Erfassung des für sie relevanten Rechtsrahmens erleichtert.

Kooperation auf europäischer Ebene

Wichtiger Bestandteil einer auf europäischer Ebene koordinierten Marktüberwachung ist die Zusammenarbeit mit ACER und den Regulatoren anderer Mitgliedstaaten im Rahmen internationaler Arbeitsgruppen und Foren. Die

Kernthemen im Jahr 2017 waren die Verbesserung der Datenqualität (siehe oben), die Koordination mitgliedstaatenübergreifender Marktüberwachung sowie die Vorbereitung koordinierter Überprüfungen von Handelsplätzen nach Art. 15 REMIT.

Kooperation auf regionaler Ebene

Neben der Kooperation mit ACER wurde auch die Zusammenarbeit mit Regulatoren auf regionaler Ebene weitergeführt. Im Rahmen des bereits in 2016 angebahnten multilateralen Abkommens mit den Regulatoren aus Slowenien, Kroatien, Ungarn und Tschechien sowie des trilateralen Abkommens mit den Regulatoren aus Deutschland und Luxemburg wurden Erfahrungen zu Datenmeldungen, Sicherheitsrichtlinien und insbesondere den täglichen Überwachungsprozessen ausgetauscht. Erfreulicherweise konnte auch eine Erweiterung des multilateralen Abkommens um den polnischen Regulator angebahnt werden. Außerhalb der EU-Mitgliedsländer wurde die Kooperation mit dem Schweizer Regulator ElCom insbesondere in der Weiterentwicklung von IT-gestützten Überwachungsmechanismen fortgeführt.

Austausch mit Marktteilnehmern

Ende November 2017 organisierte die E-Control wieder einen Erfahrungsaustausch zwischen Regulierungsbehörde und österreichischen Marktteilnehmern. Am „Branchentreff Marktüberwachung unter REMIT“ nahmen zahlreiche Vertreter der Gas- und Stromwirtschaft teil. Die E-Control berichtete von Neuerungen und Erfahrungen rund um Datenmeldung, die Publikation von Insider-Information, die Überwachung der PPAT gemäß Art. 15 REMIT und der Registrierung als Marktteilnehmer. Nach einem Überblick der Entwicklungen auf europäischer Ebene durch ACER berichteten die Marktteilnehmer von ihren Erfahrungen und stellten Anregungen für zukünftige Verbesserung rund um Meldesystematik und Insider- Informationspublikation dar.

AUFSICHT ÜBER DIE ENTFLECHTUNG

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 i.V.m. Ausführungsgesetzen der Länder bzw. § 106 Abs. 3 GWG 2011) wie etwa Kundensreiben, die Pressearbeit und die Darstellung von Inhalten auf Websites. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung dieser rechtlichen Vorgaben erreichen.

Nachdem gesellschaftsrechtliche Anteile an einem großen Gasfernleitungsnetzbetreiber an ein Konsortium abgegeben worden waren, wurde ein entflechtungsrechtliches Zertifizierungsverfahren vor der E-Control abgeführt. Der Entscheidungsentwurf wurde bereits der Europäischen Kommission übermittelt, die befugt ist, hierzu eine Stellungnahme abzugeben. Anschließend kann der Feststellungsbescheid finalisiert und an die Verfahrenspartei übermittelt werden.

Ein Verfahren zur Genehmigung eines Kombinationsnetzbetreibers wurde auf Antrag der Partei im zweiten Quartal 2017 eingeleitet. Auf Grund einiger entflechtungsrelevanter Themenbereiche konnte das Verfahren aber noch nicht positiv abgeschlossen werden. Es handelt sich dabei insbesondere um die Überlassung von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens. Auch in den Bereichen Unternehmenskommunikation und Rechtsberatung wurden einzelne Punkte aufgegriffen, die mit den Entflechtungsregeln scheinbar nicht im Einklang waren. Diese konnten jedoch nach eingehender Prüfung so weit geklärt werden, dass sie einer Genehmigung nicht mehr im Wege stehen.

STATISTISCHE AUFGABEN

Die Regulierungsbehörde erfüllt statistische Aufgaben als Teil der österreichischen Bundesstatistik in den Bereichen der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. Die Verordnungskompetenz im Elektrizitätsbereich lag dabei immer schon beim zuständigen BMWFW, während jene im Erdgasbereich mit der sog. kleinen Ökostromnovelle von der Regulierungsbehörde wieder zum BMWFW zurückging.

Neben dieser Aufgabe im Rahmen der österreichischen Bundesstatistiken erfüllt die E-Control auch eine Informationspflicht für die beiden leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas im Rahmen des Markt Monitorings.

Entsprechende Analysen werden standardisiert auf den Internetseiten der E-Control publiziert, wobei sowohl monatliche, halbjährliche und jährliche Publikationen veröffentlicht werden.

EU-ENERGIE-INFRASTRUKTUR-PAKET

Seit 1. Juni 2013 ist die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur¹⁵ (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 von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind. Aus dem PCI-Status eines Projekts 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).

Dritte Unionsliste

Am 23. November 2017 wurde die dritte Unionsliste mit 173 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten von der Europäischen Kommission veröffentlicht, die als delegierte Verordnung im Dezember 2018 in Kraft getreten ist.¹⁶ 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, Wettbewerb (nur bei Gas), 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

¹⁵ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

¹⁶ 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.

Gaskorridor („SGC“). Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control nehmen daher an den Sitzungen der relevanten Regionalen Gruppen teil und unterstützen aktiv den PCI-Auswahlprozess.

Aufteilung der Investitionskosten

Für PCIs, die bestimmte Kriterien erfüllen, können die Vorhabenträger gemäß Artikel 12 der Infrastruktur-Verordnung bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrags 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. Für die Kostenaufteilungsanträge hat ACER eine Empfehlung (Nr. 05/2015) veröffentlicht.

In 2017 sind keine Kostenaufteilungsanträge von österreichischen Projektbetreibern gestellt worden und auch keine, die diese betreffen.

Methoden für energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analysen

Artikel 11 der Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSO-G 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. In 2017 wurde im Strombereich der Prozess der Verbesserung der ENTSO-E-Kosten- Nutzen-Analyse unter der Zusammenarbeit von ACER, EU-Kommission und ENTSO-E weiter vorgeführt und der Prozess im Gasbereich von ENTSO-G begonnen sowie ein Vorschlag für eine Kosten-Nutzen-Analyse 2.0 an ACER für eine Stellungnahme übermittelt. ACER hat in dieser eine Reihe von kurzfristig umzusetzenden Maßnahmen und längerfristigen Verbesserungsmöglichkeiten vorgeschlagen.¹⁷

ENTSO-E und ENTSO-G haben bereits mit der Aktualisierung der Methoden und der Vorbereitung eines gemeinsamen Strom- und Gasmarktmodells begonnen. 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 Website veröffentlicht.

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

¹⁷ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2005-2017.pdf

für die Bewältigung der aufgetretenen Verzögerungen und Schwierigkeiten zu geben. Ein Update wurde 2017 veröffentlicht.¹⁸

Review der Infrastruktur-VO

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.¹⁹ Wesentliche Themen des Positionspapiers waren die Verbesserung der europäischen Netzentwicklungsplanung als Basis für die Auswahl der Vorhaben von gemeinsamem 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. Im Juni 2017 wurde ein weiteres Diskussionspapier von CEER als Verband der Regulatoren mit Vorschlägen zur Verbesserung der Abläufe bei den Investitionsanträgen veröffentlicht.

Im November 2017 wurde eine Zusammenfassung dieses Reviews veröffentlicht, in dem festgehalten wird, dass das EIP als Politikinstrument dazu beigetragen hat, dass fehlende Infrastruktur in Europa gebaut wurde, aber noch weitere erhebliche Lücken bestehen, die geschlossen werden müssen. Eine rechtliche Überarbeitung der EIP-Verordnung ist nicht vorgesehen, geplant ist eine bessere Umsetzung der bestehenden Verordnung.²⁰

Europäische Koordination der Infrastruktur-Aktivitäten

Die Koordination der EIP-bezogenen 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 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control in ausgewählten Projektgruppen mit. Die beiden Task-Forces berichten an die jeweiligen ACER Strom- und Gas-Arbeitsgruppe.

Für Infrastruktur-Themen im 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 Vertreterinnen und Vertreter, diskutiert. Im Juni 2017 fand das 3. 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 Website unter „Marktteilnehmer“ eine eigene Seite zum Thema EU-Energie-Infrastruktur-Paket veröffentlicht.²¹

¹⁸ Consolidated Report on the progress of electricity and gas projects of Common Interest for the year 2016.pdf

¹⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers

²⁰ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0718&from=EN>

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

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 das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage und deren erwartete Entwicklung darzustellen.

Die gemäß EnergielenkungsdatenVO übermittelten Daten werden unter Verwendung der von der E-Control vorgegebenen Formate auf elektronischem Wege geschickt. Diese Daten beinhalten sowohl für die Strom- als auch für die Gasversorgung eine Vorausschau der in den kommenden Wochen erwarteten Lastspitzen bzw. Verbrauchsspitzen im Vergleich zu den in Österreich maximal verfügbaren Erzeugungskapazitäten. Ebenfalls dokumentiert sind die in Wasserspeichern von Pumpspeicherkraftwerken bzw. Speicherkraftwerken aktuell enthaltenen Wassermengen als einsetzbares Energieerzeugungsäquivalent. Betreffend Gasversorgung werden die in den Gasspeichern verfügbaren Mengen und ihr möglicher Beitrag zur Gasversorgung erhoben.

Die Energielenkungsdaten ermöglichen eine aktuelle Einschätzung der Strom- und Gasversorgungssicherheit und bilden die Grundlage für Maßnahmen bei eingeschränkter Versorgungssicherheit.

Eine allgemeine Übersicht der vernetzten Koordinierungsfunktion der E-Control (ECA) ist in Abbildung 43 dargestellt.

Gemäß § 15 Abs. 11 und § 27 Abs. 11 EnLG 2012 können von der E-Control alle zwei Jahre Übungen unter der Annahme von Krisenszenarien angeordnet werden. Die E-Control hat im Jahr 2012 Übungen in Salzburg und im Jahr 2015 in Graz organisiert und gemeinsam mit den relevanten Marktteilnehmern und Behörden durchgeführt. Eine nächste Übung ist in Wien für April 2018 in Vorbereitung.

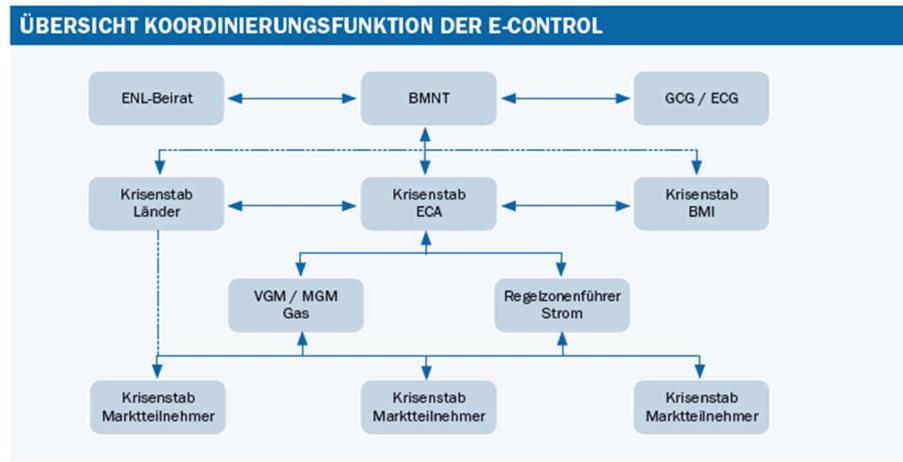


Abbildung 43
Übersicht Koordinierungsfunktion der E-Control

Quelle: E-Control

In der E-Control sind organisatorische Vorkehrungen für Fälle eingeschränkter Strom- und Gasversorgung getroffen. Die Struktur des Krisenmanagements orientiert sich am Staatlichen Krisen- und Katastrophenschutzmanagement (SKKM) der Republik Österreich. Es ist ein definiertes Krisenmanagement mit Krisenstab eingerichtet, dessen Einsatz regelmäßig in internen und externen Übungen geübt wird.

Die kurzfristige Reaktion des Krisenmanagements auf das Ereignis „Explosion Gasstation Baumgarten“ am 12. Dezember 2017 hat dazu beigetragen, dass auch in diesem Akutfall eine geordnete Koordination der zuständigen Behörden und der betroffenen Unternehmen gegeben war.

IKT- UND CYBERSICHERHEIT FÜR BETREIBER KRITISCHER INFRASTRUKTUR IM STROM- UND GASBEREICH

Für eine funktionierende Strom- und Gasversorgung ist ein permanenter Datenaustausch im Wege von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) erforderlich. Diese Vernetzung nimmt vor allem für die Stromversorgung zu wegen dem Einsatz dezentraler Versorgungseinheiten, zeitnahen Verbrauchsmessungen bei den Konsumentinnen und Konsumenten, neuen Versorgungswegen, intelligent steuerbaren Verbrauchsgeräten (Internet of Things – IoT) und stark schwankenden Windkraft- und PV-Stromerzeugungen. Die Sicherheit der Stromversorgung erfordert sichere IKT-Systeme.

Die EU-NIS-Richtlinie vom 6. Juli 2016 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines gemeinsamen hohen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen ist bis Mai 2018 in nationales Recht umzusetzen. Das Bundeskanzleramt bereitet dafür in Kooperation mit dem Innenministerium und dem Verteidigungsministerium ein nationales NIS-Gesetz (NISG) vor. Die E-Control wird zu den Energiesektor betreffenden Inhalten beigezogen.

Das NISG wird Verpflichtungen für Strom- und Gasversorgungsunternehmen beinhalten, die für die Versorgung maßgebend sind. Die Verpflichtungen beinhalten die Einhaltung von festgelegten Sicherheitsstandards, deren

Überprüfung im Rahmen von periodischen Audits, Meldeverpflichtungen von Sicherheitsvorfällen und die Benennung zuständiger Kontaktpersonen.

Das NISG wird außerdem die Einrichtung von Computer-Notfall-Teams (CERTs – Computer Emergency Response Teams) vorsehen. Für den Energiesektor ist zusätzlich bereits derzeit ein Energiesektor-Cybersecurity-Notfall-Team eingerichtet (AEC – Austrian Energy CERT). Durch das AEC erfolgt eine permanente Beobachtung von Cyberrisiken. Cyber-Vorfälle im Energiebereich werden an das AEC gemeldet, dieses empfiehlt zeitnah verfügbare Abhilfemaßnahmen. Vom AEC werden wöchentlich Lageberichte der Cybersicherheitsituation an die Energieunternehmen übermittelt. Die E-Control ist Mitglied des Beirates des Austrian Energy CERT (AEC).

Zur Unterstützung der Cybersicherheit von Behörden in Österreich ist das GovCERT (Government Computer Emergency Response Team) eingerichtet, bei dem auch die E-Control Mitglied ist.

Vom Bundeskanzleramt ist eine Cyber-Sicherheits-Steuerungsgruppe (CSS) eingerichtet, in der Strategien abgestimmt werden. Die E-Control ist in dieser CSS vertreten. Zusätzlich ist eine Cybersicherheits-Plattform (CSP) eingerichtet, im Rahmen derer ein breiterer Informationsaustausch initiiert wird.

Im November 2017 hat, organisiert vom Kuratorium Sicheres Österreich (KSÖ), ein zweitägiges Cyber-Security-Planspiel mit Schwerpunkt Energieversorgung stattgefunden. Die E-Control hat daran ebenfalls teilgenommen.

Im Auftrag der E-Control werden mit Unterstützung von Expertinnen und Experten Workshops mit Vertreterinnen und Vertreter der Strom- und Gasversorgungsunternehmen IKT-Risikoanalysen durchgeführt. Darin werden die mit Strom- und Gasversorgung verbundenen Informations- und Kommunikationswege mit ihren Schnittstellen aufgezeigt, die Risiken katalogisiert und Abhilfemaßnahmen benannt. Vertreter des Austrian Energy CERT (AEC) sind eingebunden.

Im Rahmen der CEER erfolgen Abstimmungen zum Thema Cybersicherheit auf europäischer Ebene.

IT UND DIGITALISIERUNG

Neben den IT-Tätigkeiten der E-Control in Zusammenhang mit Cybersicherheit, Datenschutzgrundverordnung, Tariffkalkulator-Neu sowie den permanent erforderlichen Modernisierungen der IT- und Kommunikationsausstattungen wurden folgende Leistungen erbracht:

> **Datenerhebungssaplikationen (Gasversorgungsdaten, Stromversorgungsdaten, Ökostromdaten)**

Im Jahr 2015/2016 wurde ein zentrales Serviceportal für Marktteilnehmer zur Meldung der Daten in den einzelnen Erhebungen (siehe Auflistung) aufgebaut. Dadurch konnte die Nutzerfreundlichkeit erhöht werden und für die Marktteilnehmer Arbeitserleichterungen bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen Informationspflichten erzielt werden.

> **Erfassung, Strukturierung und Bearbeitung von Endkundenanfragen**

Die Anwendung „ECLine“ für Endkundenanfragen dient als zentrale Anlauf- und Erfassungsstelle für sämtliche Anfragen per E-Mail, Telefon oder Fax. Jede Anfrage wird als Ticket erfasst und nach einem definierten Prozess bearbeitet. Alle Aktionsschritte inkl. externer Kommunikation (E-Mails, Briefe) werden gespeichert und können so nachvollzogen werden. Durch die elektronische Erfassung und Bearbeitung von Tickets lassen sich auch periodische bzw. standardisierte Reports erstellen und veröffentlichen.

> **Datenerhebung bei den Netzbetreibern**

Für die Datenerhebungen zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte wurde eine elektronische Plattform entwickelt, über welche die österreichischen Netzbetreiber die geforderten Daten elektronisch erfassen und einreichen können. Es wurden automatisierte Prüfungs- und Plausibilisierungsregeln im System implementiert.

> **REMIT-Marktüberwachung**

Die Infrastruktur und auch die Monitoring- Software wurden im Laufe des Projekts weiterentwickelt und an die aktuellen Gegebenheiten angepasst (neue Schnittstellen, Datenformate, Sicherheitsvorgaben etc.).

> IT Security

Neben den regelmäßig stattfindenden Sicherheitsaudits (2017 war der Fokus insbesondere auf technologisch ältere Applikationen gelegt, wie z.B. Spritpreisrechner) wurde die Erneuerung der redundanten Cryptoserver (HSM – Hardware Security Module) vorgenommen. Diese werden für diverse Signatur- und Verschlüsselungsoperationen verwendet. Anwendungsfälle sind unter anderem das Ausstellen von Zertifikaten für den Zugriff auf das elektronische Postfach (EEV-Bescheide etc.), die Signatur und Verschlüsselung von E-Mails und das Ausstellen von Zeitstempeln für Energielenkungsdaten. Zudem wurde nach etlichen notwendigen Veränderungen am REMIT-System ein Re-Audit durchgeführt und positiv abgeschlossen. Regelmäßige Audits sind eine Voraussetzung, um Daten von ACER verarbeiten zu dürfen. Der Schutz und die Integrität betrieblicher Daten ist vor dem Hintergrund der Digitalisierung von Unternehmensprozessen ein Muss. Daher wurde mit der Implementierung der Sicherheitsnorm für IT-Prozesse ISO 27001 begonnen.

Strom – Versorgungssicherheit

VERSORGUNGSSTANDARD STROM

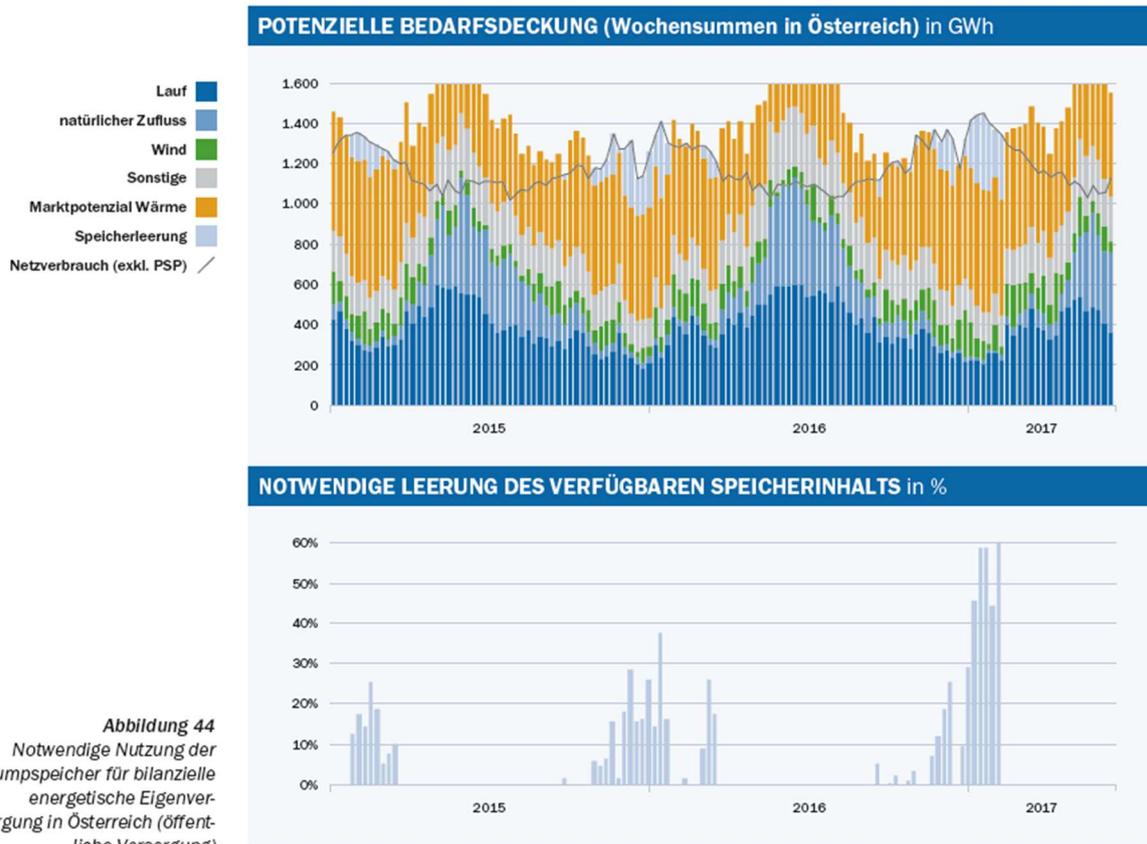
Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dies ist in Österreich bisher nicht erfolgt. Behelfsmäßig wird daher vom Ziel der leistungsmäßigen Volldeckung mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen hinweg ausgegangen. Ähnlich wie bei anderen Energieträgern ist ein Versorgungsstandard bei potenzieller Energieknappheit für einen bestimmten Zeitraum zu definieren. Eine dreiwöchige Betrachtungsweise stellt dabei einen vergleichsweise kurzen Zeitraum dar.

Aktuell (2017): Derzeit ist eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d.h., jede einzelne Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Dies gilt auch bei einer reinen Regelzonenbetrachtung, sprich ohne Illkraftwerke. Arbeitsseitig ist eine volle Deckung über drei Wochen hinweg nicht mehr gegeben. Die folgende Abbildung zeigt, dass in einzelnen Wochen im Jänner 2017 mehr als 50% der Speichereinhalte für Stromproduktion verwendet hätten werden müssen, um eine energetische Deckung alleine aus heimischen Kraftwerken zu erreichen. Eine 33%ige Speicherentnahme entspricht einer 3-wöchigen Reichweite, eine 50%ige einer lediglich 2-wöchigen. Daher würde eine über 50%ige Entnahme nur kürzer als 2 Wochen möglich sein.

Damit zeigt sich die kurze Reichweite der Pumpspeicherkraftwerke, da eine derart hohe Speichernutzung natürlich nicht längerfristig möglich ist. Die Unterdeckung ist derzeit so groß, dass unter Einbeziehung der Versorgungsgebiete der APG in Deutschland der oben definierte Versorgungsstandard nicht mehr eingehalten worden wäre.

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt eine angenommene Reduktion alleine der Kraftwerke älter als 40 Jahre eine Standardverletzung in einem mit 2017 vergleichbaren Winter und damit eine um mehr als 10%ige energetische Unterdeckung.²² Die Extremrechnung „ohne thermische KW“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

²² Die Simulation künftiger Kapazitäten ohne thermische Kraftwerke älter 40J mit Aufbringungsparametern wie im Jänner 2017 ergibt gegenüber der prognostizierten Nachfrage eine energetische Unterdeckung trotz Einsatzes aller vorhandenen Speichermengen von 19,8%.



Quelle: E-Control

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt ist aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 11.200 GW im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass derartige Energiemengen ohne Weiteres importierbar sind. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar. Insbesondere ist daher laufend zu beobachten, ob die zu erwartende Produktionsmöglichkeit der Nachbarländer längerfristig einen entsprechenden Export erlaubt.

| RISIKOMATRIX | | |
|--------------------------------|--|--|
| 2017 | Leistung | Energie |
| Regelzone APG | > 10% über Standard  | bis 10% unter Standard  |
| Gesamte Versorgung | > 10% über Standard  | bis 10% über Standard  |
| 2030 | | |
| nach Meldestand | > 10% über Standard  | > 10% über Standard  |
| ohne thermische KW älter 40 J. | > 10% über Standard  | bis 10% unter Standard  |
| ohne thermische KW | > 10% unter Standard  | > 10% unter Standard  |

 > 10% über Standard
 bis 10% über Standard
 bis 10% unter Standard
 > 10% unter Standard

Abbildung 45
Risikomatrix

Quelle: E-Control

2500 MW (für einen Durchschnittswinter der letzten 5 Jahre) bis 3100 MW (für einen Winter wie 2017) an öffentlichen kalorischen Kraftwerken sind in etwa als Untergrenze notwendig, um den oben definierten Standard auch 2030 zu gewährleisten. Eine energetische Vollversorgung erfordert für einen Durchschnittswinter knapp 3500 MW an öffentlicher kalorischer Stromerzeugung.

MONITORING-REPORT VERSORGUNGSSICHERHEIT

Der im Monitoring-Report zur Versorgungssicherheit Strom 2017 (veröffentlicht auf der Website der E-Control) angenommene Versorgungsstandard sollte schnellstmöglich durch einen öffentlichen Diskussionsprozess auf einer breiten Basis diskutiert und die Bewertung methodisch festgelegt werden. Sollte sich in kommenden Berichten zeigen, dass die reale Kraftwerkssituation eher dem durchaus nicht unrealistischen Szenario ohne ältere kalorische thermische Kraftwerke (> 40J) ähnelt, so wäre langfristig der hier angenommene Standard nicht erfüllt. Maßnahmen, die dazu beitragen, dies nicht Realität werden zu lassen, wären frühzeitig zu treffen. Angesichts der langen Vorlaufzeiten von allfälligen Neuerrichtungen ist insbesondere schon bei geplanten Schließungen von Kraftwerken eine volkswirtschaftliche Bewertung von Handlungsoptionen notwendig.

Weitere Ausführungen zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung und zur Spannungsqualität sind im Abschnitt Netzdienstleistungsqualität ausgeführt.

Gas – Versorgungssicherheit

In den Jahren 2016 und 2017 wurde von der Europäischen Kommission unter Einbindung der Mitgliedstaaten eine neue Gas-Versorgungssicherheits-Verordnung (Gas-SoS-Verordnung) erarbeitet, welche am 25. Oktober 2017 beschlossen wurde und am 1. November 2017 in Kraft getreten ist (Verordnung [EU] 2017/1938 ersetzt die Verordnung [EU] Nr. 994/2010). Diese Verordnung beinhaltet Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung innerhalb der EU und hat die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung, auch unter schwierigen klimatischen Verhältnissen sowie aufgrund von Versorgungsstörungen in der EU und insbesondere für geschützte Kundinnen und Kunden, zum Ziel. Die Gasversorgung soll zuallererst durch einen funktionierenden Erdgasbinnenmarkt selbst gewährleistet werden. Sollte der Markt die nachgefragten Erdgasmengen nicht mehr bewältigen können, so können neben marktbasierter Maßnahmen auch außerordentliche (nichtmarktbasierter) Maßnahmen ergriffen werden.

Im Wesentlichen unverändert im Vergleich zur vorhergehenden Gas-SoS-Verordnung ist die Definition der geschützten Kundinnen und Kunden, die Definition und Berechnung des Versorgungsstandards, die Formel zur Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1) und die Definition der Krisenstufen.

Die größten Änderungen betreffen die Verpflichtung zur Durchführung einer nationalen und regionalen Risikobewertung und die Pflicht zur Erstellung regionaler Kapitel in den jeweiligen Präventions- und Notfallplänen, wobei die Inhalte und der Aufbau dieser Pläne über Vorlagen im Anhang zur Gas-SoS-Verordnung definiert sind. Diese Erarbeitung in regionalen Gruppen erfolgt entlang der sogenannten Risikokorridore, welche ebenfalls in der Verordnung festgelegt sind. Österreich ist hier in den Gruppen „Ukraine“, „Baltic Sea“, „Algeria“, „Libya“ und „Southern Gas Corridor“ vertreten. Bei der Erstellung der Risikobewertung sollen außerdem realistische Szenarien und reale Gegebenheiten zusätzlich zu den rein nationalen und technischen Parametern berücksichtigt werden.

Eine herausfordernde Ergänzung in der neuen Gas-SoS-Verordnung stellt die Einführung eines verpflichtenden Solidaritätsmechanismus und die Definition der solidaritätsgeschützten Kunden dar. Hat ein Mitgliedstaat um die Anwendung der Solidarität gemäß dieser Verordnung ersucht, so muss ein direkt mit dem ersuchenden Mitgliedstaat verbundener Mitgliedstaat die erforderlichen Maßnahmen ergreifen, um sicherzustellen, dass in seinem Hoheitsgebiet die Erdgasversorgung anderer als der durch Solidarität geschützten Kunden in dem erforderlichen Maße und so lange verringert oder ausgesetzt wird, wie die Erdgasversorgung der durch Solidarität geschützten Kunden in dem ersuchenden Mitgliedstaat nicht gewährleistet ist. In Ausnahmefällen kann auch die Gasversorgung bestimmter kritischer Gaskraftwerke in dem Mitgliedstaat, der Solidarität leistet, fortgesetzt werden, wenn der Ausfall der Gasversorgung dieser Kraftwerke dem Elektrizitätssystem schweren Schaden zufügen oder die Erzeugung und/oder Verbringung von Gas beeinträchtigen würde. Diese mögliche Priorisierung von Gaskraftwerken gilt auch gegenüber den geschützten Kunden.

Die Umsetzung der neuen Gas-SoS-Verordnung ist aufgrund des ambitionierten Zeitplans (Inkrafttreten des Solidaritätsmechanismus mit Herbst 2018 und Fertigstellung der Präventions- und Notfallpläne bis Frühjahr 2019) eine große Herausforderung, zumal neben den regionalen Diskussionen und bilateralen Solidaritätsvereinbarungen auch diverse logistische Anpassungen vorgenommen werden müssen. Die E-Control kooperiert hier sehr stark mit dem BMWFW als zuständige Behörde und ist in die Umsetzung entsprechend eingebunden.

INFRASTRUKTURSTANDARD, RISIKOBEWERTUNG, NOTFALL- UND PRÄVENTIONSPLAN

Der Infrastrukturstandard gemäß Artikel 5 der Gas-SoS-Verordnung wurde auch heuer wieder im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung durch den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager AGGM berechnet.

Dabei wurde insbesondere das Augenmerk auf die in der neuen Gas-SoS-Verordnung im Rahmen der Risikobewertung geforderten realistischen Ansätze und Szenarien gelegt. Dies ist der Grund für die massive Reduktion des Berechnungsergebnisses zum Infrastrukturstandard von 228 auf 129% (Abbildung 46), welches allerdings noch immer einen sehr guten Wert darstellt. Obwohl sich die Berechnungsformel selbst nicht geändert hat, resultiert die Ergebnisänderung hauptsächlich aus der Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung der österreichischen Transportinfrastruktur und hier insbesondere auf der Berücksichtigung konkurrierender Kapazitäten, der Anwendung der gebündelten festen Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten und einer realistischen verfügbaren Ausscherrate der Speicher am Ende einer Winterperiode.

VERSORGUNGSSTANDARD GAS

Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-Verordnung) i.V.m. § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet Versorger, die geschützte Kundinnen und Kunden mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard auch im Falle außerordentlicher Situationen zu gewährleisten. Bei geschützten Kundinnen und Kunden handelt es sich in Österreich um Haushaltskunden. Versorger müssen daher die Versorgung ihrer Haushaltskunden während der Wintermonate von Oktober bis März auch in folgenden Fällen gewährleisten:

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

Wie in den Vorjahren wurde seitens E-Control auch für die Wintermonate 2017/2018 eine Erhebung zur Einhaltung des Versorgungsstandards gem. Artikel 8 Verordnung (EU) Nr.994/2010 durchgeführt. Zu diesem Zwecke waren Versorger geschützter Kundinnen und Kunden im Sommer 2017 aufgefordert, Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge, die zur Versorgung von Haushaltskunden herangezogen werden, der Behörde darzulegen.

| BERECHNUNG DES INFRASTRUKTURSTANDARDS | | |
|---------------------------------------|---|---|
| Anlagenbezeichnung | Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d) | Definition, Erläuterungen, Quellenangaben |
| Epm | 163,16 | |
| Baumgarten (GCA, WAG, TAG) | 140,34 | Exit Slowakei |
| Oberkappel | 21,95 | Minimum aus Exit NCG und WAG Kap OK > BM |
| Überackern | – | in Oberkappel integriert |
| Arnoldstein | – | Konkurrenz mit Passo Gries, daher Null |
| Freilassing & Laa/Thaya | 0,87 | ausgewiesene Standardkapazität |
| Pm | 3,61 | |
| Produktion OMV | 3,06 | gebuchte Standardkapazität |
| Produktion RAG | 0,55 | gebuchte Standardkapazität |
| Sm | 42,04 | |
| Speicher OMV | 23,36 | bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen |
| Speicher RAG ES | 15,11 | bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen |
| 7Fields FL | – | |
| 7Fields VG | 3,56 | bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen |
| Haidach VG | 0 | |
| LNGm | 0 | |
| Im | 140,34 | |
| Dmax | 53,14 | Baseline Szenario Maximum der nächsten 10 Jahre |
| N - 1 [%] | 129% | |

Abbildung 46
Berechnung des Infrastrukturstandards, Langfristige
Planung 2017 der AGGM

Quelle: AGGM

Die Erhebung wurde wiederum über ein Internetportal abgewickelt. Als Grundlage der Erhebung dienten vom Verteilergiebtsmanager AGGM übermittelte Mengen, die dieser auf der Basis der ihm vorliegenden historischen Daten berechnet und zur Verfügung gestellt hat.

Bei allen 45 Versorgern geschützter Kundinnen und Kunden konnte festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den verschiedenen Ausprägungen des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2017/2018 gerecht zu werden. Somit haben alle Versorger von Haushaltskunden individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kundinnen und Kunden auch in den in Artikel 8 der SoS-Verordnung angeführten Extremsituationen versorgen zu können.

BRANDEREIGNIS GASSTATION BAUMGARTEN

Am 12. Dezember 2017 kam es um 8 Uhr 45 zu einem explosionsartigen Großbrandereignis in der Gasstation Baumgarten. Aufgrund der enormen Bedeutung der Gasstation Baumgarten für die Gasversorgung in Österreich und in Europa wurde umgehend ein Krisenstab in der E-Control eingerichtet. Dieser war in permanentem Kontakt mit den betroffenen Unternehmen, Systemoperatoren und Behörden. Die Lagebilder wurden laufend analysiert. Die Gas-Transitflüsse nach Italien (TAG, Übergabepunkt Arnoldstein), Ungarn (HAG, Übergabepunkt Mosonmagyaróvár), Slowenien (SOL, Übergabepunkt Murfeld) sowie die Einspeisung in das Gas-Verteilernetz für

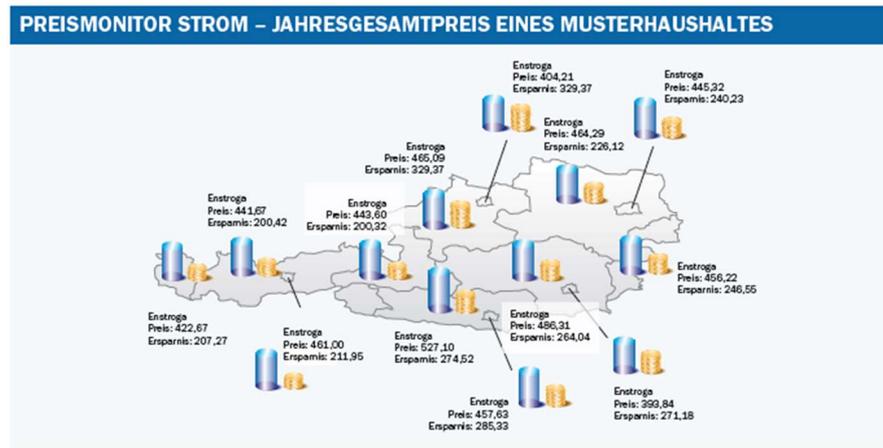
Endkundinnen und -kunden in Österreich waren unterbrochen. Die Gasversorgung der Endkunden in Österreich war aufgrund der Versorgungsmöglichkeit aus den gut gefüllten Gasspeichern zu keinem Zeitpunkt gefährdet. Mit den Vertreterinnen und Vertretern der Nachbarländer Italien und Slowenien gab es ebenfalls permanenten Informationsaustausch. In den späten Abendstunden des 12. Dezember 2017 konnten Gaslieferungen über die Station Baumgarten wieder aufgenommen werden, die Transitflüsse erreichten nach wenigen Stunden wieder das normale Niveau. Weitere Analysen und Auswirkungen sind sorgfältig zu bewerten.

E-Control als Anlaufstelle für Konsumentinnen und Konsumenten

PREISVERGLEICHE

Für Endverbraucher führt die E-Control Preisvergleiche durch. Dafür werden je nach Verbraucherguppe unterschiedliche Methoden und Applikationen verwendet: Tarifikalkulatoren für Haushalte und Gewerbe für Kunden mit Standardlastprofil, der KMU-Energiepreiskeck für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh und die Industriepreiserhebung für Kundinnen und Kunden mit einem höheren Verbrauch.

Abbildung 47
Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte, November 2017



Quelle: E-Control, Tarifikalkulator

Tarifikalkulator

Entsprechend dem E-ControlG § 22(3), der Statistik-VO Strom § 18(4) & Gas § 10 und EIWOG § 65 (2), Gas § 121 (2) werden die Strom- bzw. Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe im Tarifikalkulator erstellt und veröffentlicht. Mit mehr als einer halben Million Besuchen im Jahr ist der Tarifikalkulator die meistgenutzte

Applikation 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 Endverbraucherinnen und Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifikalkulator zu übermitteln.

Insgesamt 149 Strom- und 44 Gasanbieter für Haushalte und Gewerbe waren Ende 2017 im Tarifikalkulator registriert. Bis zu 2.000 aktive Produkte befinden sich in der Datenbank des Tarifikalkulators.

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifikalkulator-Daten die monatlichen Preisreports, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte und dem entsprechenden gesamten Ersparnispotenzial darstellen (Abbildungen 47 und 48). In etwas anderer Form werden die Preisreports auch für das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft erstellt.

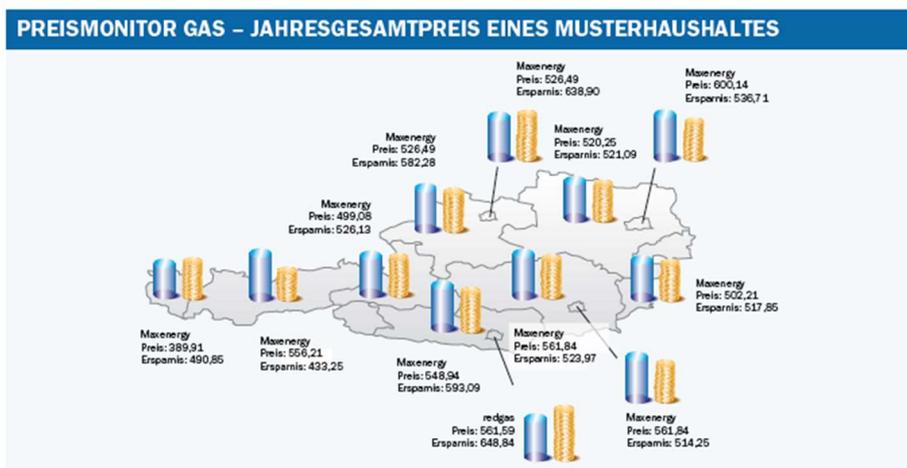


Abbildung 48
Preismonitor Gas – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte, November 2017

Quelle: E-Control, Tarifikalkulator

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.

Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote zwischen 77 (Vorjahr 62) und 95 (Vorjahr 78). Ein Unternehmen mit 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 2.298 EUR (unverändert zu 2016) im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 7.700 EUR²³

²³ Tarifikalkulator Gewerbe jeweils Oktober 2017 zu Oktober 2016

(unverändert zu 2016). Der Durchschnittspreis²⁴ für einen Strombedarf von 30.000 kWh bewegt sich zwischen 13,90 Cent/kWh und 17,84 Cent/kWh.

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 53 (Vorjahr 31) Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 74 Produkten (Vorjahr 49) in den restlichen Gebieten Österreichs oder dem Angebot für Haushalte liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasverbrauch von 100.000 kWh/a kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 3.181 EUR (Vorjahr 2.994 EUR) ersparen, ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 11.741 EUR (Vorjahr 11.403 EUR)²⁵. Der Durchschnittspreis²⁶ für einen Gasbedarf von 100.000 kWh bewegt sich zwischen 5,23 Cent/kWh und 6,54 Cent/ kWh (Abbildung 50).

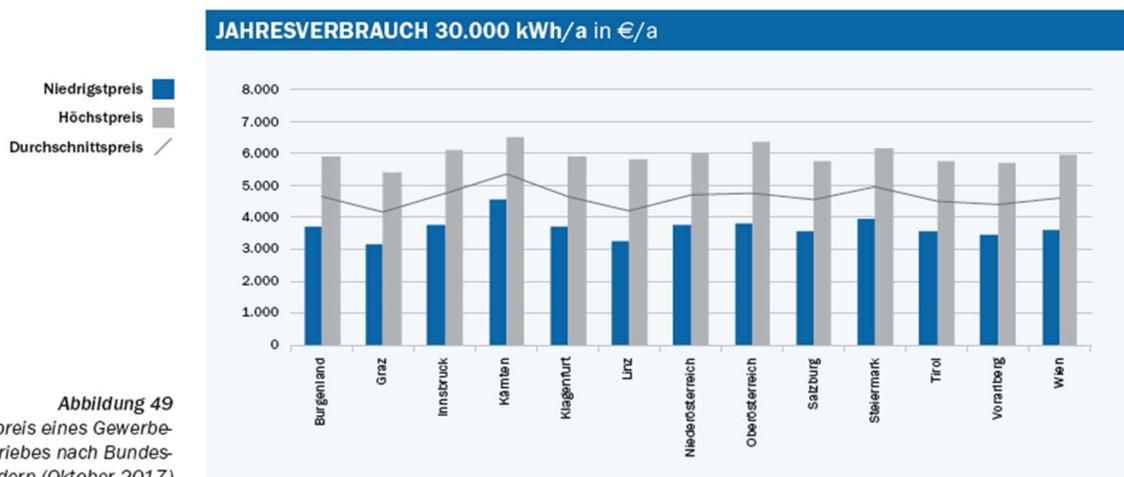


Abbildung 49
Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (Oktober 2017)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

Tarifkalkulator neu

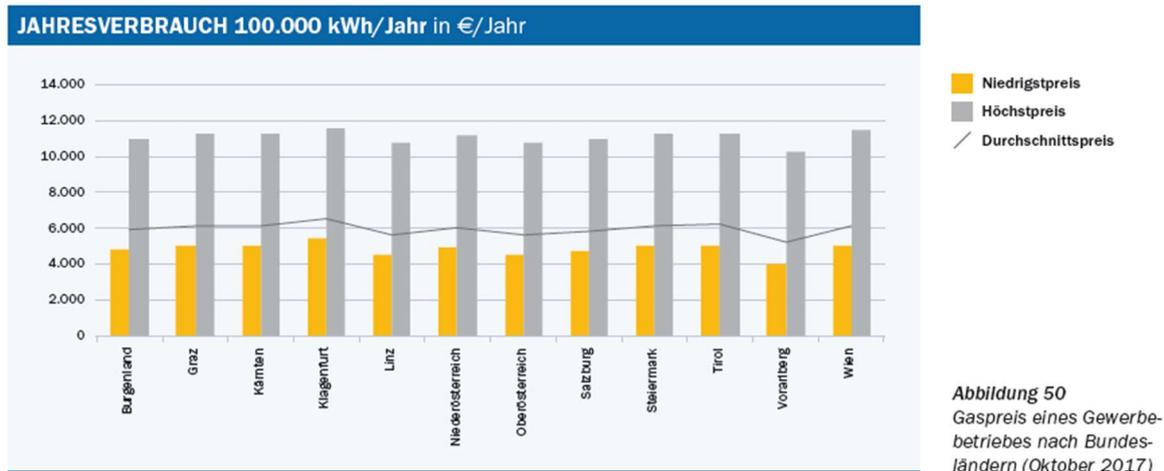
Im Oktober 2017 erfolgte ein vollständiger Relaunch der Applikation Tarifkalkulator. Dabei wurde erstmals seit der Inbetriebnahme des Tarifkalkulators im Herbst 2001 das gesamte System, bestehend aus zwei Endverbraucher Web-Applikationen (Tarifkalkulator für Haushalte und Gewebetarifkalkulator), der Administrationsapplikation für die zur Dateneinpfege verpflichteten Lieferanten, der Administrationsapplikation für die E-Control sowie der Datenbank und der Businesslogik, vollständig neu entwickelt.

Dies war aus mehreren Gründen notwendig geworden. Zum einen war nach 16 Jahren die dem alten System zugrundeliegende Technologie überholt und den Anforderungen des modernen Internets kaum noch gewachsen. Zum Zweiten musste die Applikation in das neue, responsive Webportal integriert werden, um alle Funktionalitäten auch für die mobile Nutzung über Tablet-PC oder Smartphone zu ermöglichen, und schließlich hat die Intensivierung des Wettbewerbs und die Veränderung des Energiemarktes zu einer neuen Dynamik an Produkten und auch neuen Möglichkeiten für die Verbraucher geführt, die nur mit einem grundlegend neu konzipierten System zukunftsfest abgebildet werden konnten.

²⁴ Durchschnittspreis: Energiekosten (ohne Neukundenrabatte) inkl. Netzkosten, Abgaben und Steuern

²⁵ Tarifkalkulator Gewerbe jeweils Oktober 2017 zu Oktober 2016

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



Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

Mit dem Relaunch waren vier Jahre Projektarbeit verbunden, in denen zunächst ein Usability-Konzept insbesondere für das umfangreiche Administrationsportal erstellt wurde. Der technischen Grobspezifikation folgte eine europaweite Ausschreibung entsprechend den relevanten, gesetzlichen Vorgaben. Die eigentliche Entwicklungsarbeit in Form eines agilen Verfahrens begann im Frühjahr 2016. In mehreren „Schulterblick“-Präsentationen, die knapp 100 Personen besuchten, wurde der jeweils aktuelle Entwicklungsstand der Branche, aber auch anderen Stakeholdern, wie den Sozialpartnern, vermittelt. Im Sommer 2017 war die Applikation fertiggestellt und ging in den intensiven Testbetrieb, gefolgt von insgesamt vier Schulungsterminen für die zuständigen Branchenvertreterinnen und -vertreter mit insgesamt über 100 Teilnehmern. Anfang Oktober 2017 erfolgte schließlich zunächst ein „Soft-Livegang“ und nach zweiwöchigem, problemlosem Echtbetrieb wurde der neue Tarifkalkulator am 20. Oktober 2017 vom Vorstand der E-Control in einem Pressegespräch öffentlich präsentiert.

Die nahezu ausschließlich positive Rückmeldung, sowohl von Endverbraucherinnen und -verbrauchern, als auch aus der meldeverpflichteten Branche, aber auch der reibungslose Verlauf des Gesamtprojektes und insbesondere des Roll-outs, lassen den Relaunch des Tarifkalkulators innerhalb der E-Control als Best-Practice-Projekt gelten, das in Branchenkreisen bereits auch international Aufmerksamkeit erfuhr.

Die wichtigsten Neuerungen im Überblick:

- > Photovoltaik-Überschusseinspeisung kann in den Preisvergleich aufgenommen werden
- > Smart-Meter-Lastprofile und -Produkte können zur Anwendung kommen
- > Responsives Design, damit mobil optimal nutzbar
- > Preisvergleich auch über Zeitraum von 2 und 3 Jahren möglich
- > Preisverlauf bei Produktdetails und Produktvergleichen
- > Neue Filter: „Strom aus Österreich“ und „Rabatte in Sach-/Dienstleistungen“
- > Auswahl an Darstellungsmöglichkeiten: Cent/kWh (Brutto) und Energiepreis-Komponenten
- > Abfrage-Speicherung und automatische Benachrichtigungen
- > Erweiterung der Ergebnisliste durch Auswahl von Spezialangeboten und Sonderkonditionen

HAUSHALTSGASPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

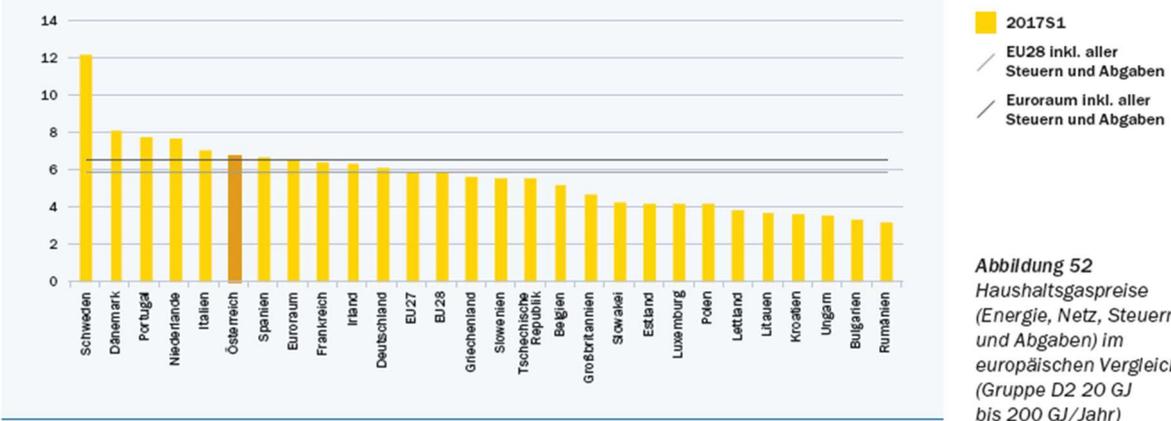


Abbildung 52
Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (Gruppe D2 20 GJ bis 200 GJ/Jahr)

Quelle: Eurostat, Stand 31.01.2018

HEPI STROM (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

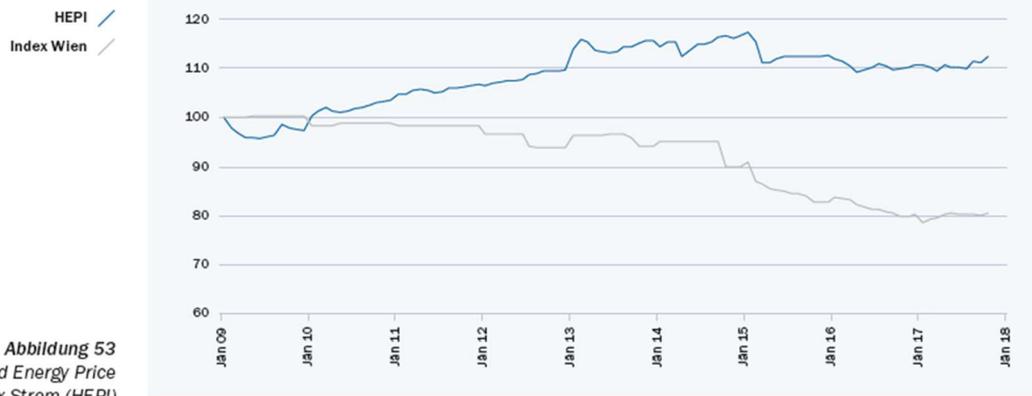


Abbildung 53
Household Energy Price Index Strom (HEPI)

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

Die Entwicklung ist auch im Gasbereich sichtbar. Bedingt durch höhere Importpreise steigen auch die Energiepreise in der größten Kategorie an. In der kleinsten Kategorie wird hier noch ein Rückgang von 10% gegenüber der Vorperiode beobachtet.

Eurostat-Preiserhebungen

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

Entsprechend Eurostat-Daten haben sich die Strompreise²⁷ für Haushalte im europäischen Vergleich ganz unterschiedlich entwickelt. Während sie in der ersten Hälfte 2017, im Vergleich zum gleichen Vorjahreszeitraum, in Italien ein Minus von 11,2 % und in Großbritannien von 9,5% verzeichnen konnten, sind sie in Belgien um 10% und in Griechenland um 12,8% gestiegen. In Österreich gab es eine Senkung von 4,1%, von 20,34 Cent/kWh auf 20,41 Cent/ kWh. Nach wie vor steht Österreich im oberen Mittelfeld an achter Stelle, teurer ist es unter anderem in Deutschland, Italien und Belgien,



Abbildung 54
Strompreise (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben)
in ausgewählten EU-
Hauptstädten in Cent/kWh,
Stand Dez. 2017

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

²⁷ Gesamtkosten: Energie, Netz, Steuern und Abgaben



Abbildung 55
Household Energy Price Index Gas (HEPI)

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

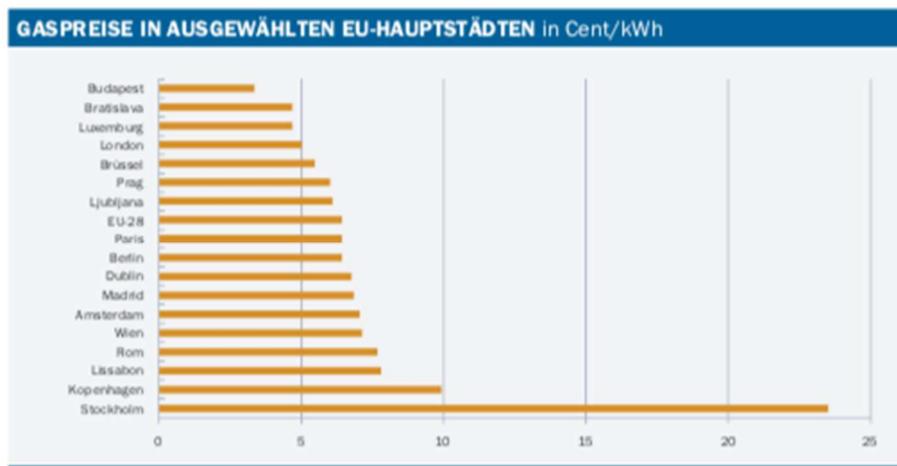


Abbildung 56
Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2017

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

günstiger in Frankreich und den Niederlanden. Die niedrigsten Stromkosten haben Kundinnen und Kunden in Bulgarien (9,55 Cent/kWh), im Vergleich dazu fast das Dreifache zahlen dagegen Haushalte in Dänemark (30,49 Cent/kWh) (Abbildung 51).

Vergleicht man die Gesamtpreise²⁸ der Haushaltskunden für Gas im ersten Halbjahr 2017, liegt Österreich am sechstestersten Platz und über dem Durchschnitt der EU-28. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die

²⁸ Gesamtkosten: Energie, Netz, Steuern und Abgaben

Gesamtkosten je nach Verbrauchsmenge um ca. 2,3 Prozentpunkte von 6,90 auf 6,74 Cent/kWh gesunken. Dennoch zahlen hierzulande die Kundinnen und Kunden mehr als in Deutschland (Platz 10), Tschechien (Platz 13) oder Belgien (Platz 14). Die niedrigsten Gas- kosten haben Kundinnen und Kunden in Rumänien (3,16 Cent/kWh), mehr als das Dreifache davon zahlen dagegen Haushalte in Schweden (12,12 Cent/kWh) (Abbildung 52).

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. Seit 2013 wird der HEPI gemeinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH erhoben und umfasst Daten für 32 Hauptstädte. 2017 wurde der HEPI um Podgorica (Montenegro), Kiew und Bern erweitert.

Der HEPI für Strompreise (Energie und Netz ohne Steuern und Abgaben) in den EU- 15-Hauptstädten, der im Jänner 2015 mit 117 Indexpunkten seinen bisherigen Höchststand erreicht hatte, blieb im ersten Halbjahr 2017 bei relativ konstanten 110 Indexpunk- ten. Ab August ist ein leichter Aufwärtstrend um ein bis zwei Indexpunkte zu verzeichnen, basierend auf Preissteigerungen in einigen Ländern (darunter Belgrad, Brüssel, Kopenhagen, London, Ljubljana und Madrid). Im vierten Quartal 2017 blieb das Preisniveau bei konstanten 112 Indexpunkten. Der Preisindex für Wien, der sowohl die Preise beim regionalen als auch größten alternativen Anbieter berücksichtigt, erreichte im Oktober 2017 81 Indexpunkte (Abbildung 53).

Im Gesamtvergleich der EU-28 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 54).

Der Gasindex für Wien zeigte sich volatil als jener für Strom. Für das Jahr 2017 schwankt er zwischen 92 und 97 Indexpunkten, orientiert sich jedoch über die Jahre weitestgehend am Wert des HEPI (Differenz im Dezember 3 Indexpunkte, Abbildung 55). Dessen Abschwächung ist auf Preissenkungen in einigen Hauptstädten, darunter Brüssel, Kopenhagen und Rom, zurückzuführen, jedoch kam es in einigen Hauptstädten mit Jahresende zu neuerlichen Preissteigerungen (z.B. Kopenhagen und Madrid).

Genau wie bei den Strompreisen liegt Wien auch bei den Gaspreisen im oberen Drittel der EU-Hauptstädte. Gas war nur in wenigen Hauptstädten teurer.

WEBPORTAL UND ONLINE-TOOLS DER E-CONTROL

Das Webportal ist weiterhin eine zentrale An- lauf- und Informationsstelle für Endkundinnen und -kunden. 2017 wurde der in einem mehrjährigen Projekt vollständig erneuerte Tarifkalkulator sowie eine neue Version der Awareness-Applikation Energiespar-Check in das Portal integriert. Damit ist nunmehr der komplette Internet-Auftritt der E-Control im sogenannten responsiven Design umgesetzt. Das heißt, alle Informationen und Services können auf jedem internetfähigen Gerät – vom Desktop-PC bis zum Smartphone – in optimaler Darstellung aufgerufen und genutzt werden.

Dies ist wichtig, weil das Internet zunehmend über mobile Geräte genutzt wird. Während der Anteil der Verbraucherinnen und Verbraucher, welche die Internetseiten der E-Control über mobile Geräte – also Smartphones oder Tablets – besucht hat, 2012 noch bei rund 15% lag, waren dies im zurückliegenden Jahr bereits über 32%, also annähernd ein Drittel aller Aufrufe.

Insgesamt verzeichnete die Website im Jahr 2017 rund 900.000 Besuche, was erneut in etwa dem Wert aus dem Vorjahr entspricht. Der Tarifkalkulator ist dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Website der

E-Control. Die Besuchszahlen des Tarifkalkulators sind, insbesondere aufgrund des Relaunches Ende Oktober des Jahres und durch die damit verbundene, vermehrte mediale Aufmerksamkeit, in Summe von rund 360.000 im Vorjahr auf gute 400.000 – d.h. um etwa 10% – gestiegen.

Der ebenfalls im Oktober des Jahres erneuerte Gewerbe-Tarifkalkulator, der auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gasktarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde 2017 deutlich häufiger besucht, als im Vorjahr. Verzeichnete die Applikation 2016 noch rund 17.000 Aufrufe, so waren es 2017 knapp 30.000 und damit über 75% mehr. Der für größere KMU entwickelte KMU-Energiepreis-Check, mit dem Strom- und Gaskunden, die ihre Preise mit den Lieferanten frei verhandeln, ihre branchenspezifischen Preise untereinander vergleichen können, wurde deutlich weniger als im Vorjahr, nämlich anstatt rund 18.000 Mal nur noch etwa 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 3,5 Millionen Mal Autofahrerinnen und -fahrer unter www.spritpreisrechner.at bzw. mobile.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Der Spritpreisrechner wird nach sechs Jahren erfolgreichem Einsatz im ersten Halbjahr 2018 technisch einer Runderneuerung unterzogen, unter anderem auch, um den Einsatz auf mobilen Geräten weiter zu verbessern. Als Neuerung wird zudem ein dynamisches Strom-Ladestellenverzeichnis in die bestehende Applikation integriert.

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 2017 wieder eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumentinnen und Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalistinnen und Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsumentinnen und Konsumenten verschiedenste Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen (Flyer und Broschüren usw.), E-Mail- Newsletter, Website, Social-Media-Kanäle und die 2015 eingerichtete Website [http:// frag.e-control.at](http://frag.e-control.at), auf der Konsumentinnen und Konsumenten z.B. Fragen zum Wechsel des Strom- oder Gasanbieters posten können und von der E-Control Antwort erhalten.

Die E-Control veranstaltete 2017 zudem Fachtagungen und Webinare für Branchenvertreter sowie Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren zudem im Jahr 2017 Expertinnen und Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu energierelevanten Themen referierten.

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

SOCIAL MEDIA

Die im Frühjahr 2015 gestartete Plattform frag.e-control.at, auf der Besucherinnen und Besucher ihre Fragen rund um die Themen Strom, Gas, Öko-Energie etc. in Form einer offenen Frage-Antwort-Story-Wall stellen können,

wurde auch 2017 häufig genutzt. Rund 50.000 Mal wurden die öffentlichen, individuellen Auskünfte der E-Control dort aufgerufen. Rund 300, teils aktuelle, teils allgemeingültige Fragen von Konsumentinnen und Konsumenten wurden dabei kurz und verständlich beantwortet. Über 80% der Anfragen können von den Expertinnen und Experten der E-Control innerhalb eines Arbeitstages beantwortet werden. Die drei häufigsten Themenkomplexe waren auf diesem Informationskanal der Lieferantenwechsel, Ökostrom und Preisvergleiche im Tarifkalkulator.

Bereits seit 2010 ist die E-Control auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, präsent. Diese wurden auch 2017 weiter ausgebaut und über diese Kanäle umfassend Information verbreitet.

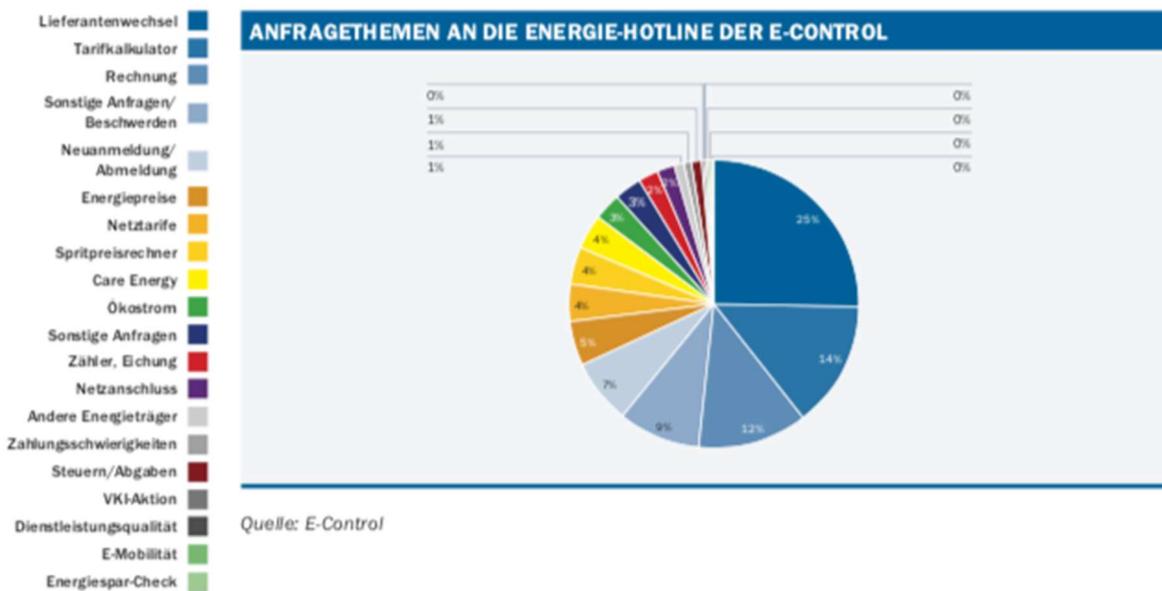
Die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzerinnen und -Nutzer hat sich erneut von rund 12.000 auf rund 17.000 um knapp die Hälfte erhöht. Auch die Reichweite konnte gesteigert werden. Je nach Thema erreichen einzelne Postings der E-Control durchschnittlich rund 6.000 bis 7.000 Nutzerinnen und Nutzer. Bei wichtigeren Themen wurden jedoch auch mehrfach knapp 20.000, in einigen besonders interessanten Fällen erneut über 40.000 Facebook-Userinnen und -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 1.000 „Follower“ nutzen den E-Control-Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle, vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzerinnen und Nutzer, Medienvertreter und engagierte Privatpersonen.

AKTIVE TEILNAHME VON HAUSHALTEN AM ENERGIEMARKT

Neben Informationsbeschaffung und Lieferantenwechsel kamen 2017, insbesondere auch aufgrund der Legislativinitiative der Europäischen Kommission, weitere Teilhabemöglichkeiten für Haushaltskundinnen und -kunden in den Fokus der Energiewirtschaft. Die E-Control ist allerdings schon länger dabei, sich über generell mögliche und sowohl in Österreich als auch international bereits erfolgreich umgesetzte Teilhabemöglichkeiten von Haushalten an den Energiemärkten ein Bild zu machen. Dabei geht es vor allem darum, Formen des Prosuming, der effizienteren Nutzen von Energie und auch Möglichkeiten der Laststeuerung auf deren sinnvolle und nutzenbringende Anwendbarkeit zu untersuchen.

Neben der Gestaltung notwendiger Bedingungen für einen kosteneffizienten und reibungslosen Netzbetrieb solcher Teilhabeformen unternimmt die E-Control ebenso wichtige Schritte um die diesbezüglichen Wahrnehmungen, Erwartungen und Wünsche von unterschiedlichen Haushaltstypen genauer beurteilen zu können. Insbesondere sollen Bevölkerungsumfragen einerseits als auch tiefere qualitative empirische Studien zeigen, wie die Bewohnerinnen und Bewohner über den eigenen Stromverbrauch denken, welche Einstellungen sie zu diesen Themen haben und welche Handlungsmöglichkeiten sie sich innerhalb der eigenen vier Wände vorstellen. Erste Ergebnisse von bei externen Instituten in Auftrag gegebenen Studien werden für das Frühjahr 2018 erwartet.



ENDKUNDENBERATUNG

Die E-Control informiert und berät Konsumentinnen und Konsumenten aktiv zu den verschiedensten Themen rund um den Strom- und Gasmarkt. Dabei können interessierte Personen ihre Fragen über unterschiedliche Kanäle einbringen. Vor Ort trifft man die Expertinnen und Experten der E-Control beispielsweise auf Messen oder im Zuge der Beratungsinitiative in Gemeinden. Die Energie-Hotline der E-Control steht zu ihren Öffnungszeiten für telefonische Anfragen bereit. Schriftlich können die Konsumentinnen und Konsumenten ihre Anliegen per E-Mail, E-Control-Webformular oder über die „Frag‘ doch die E-Control“ Online-Plattform einbringen.

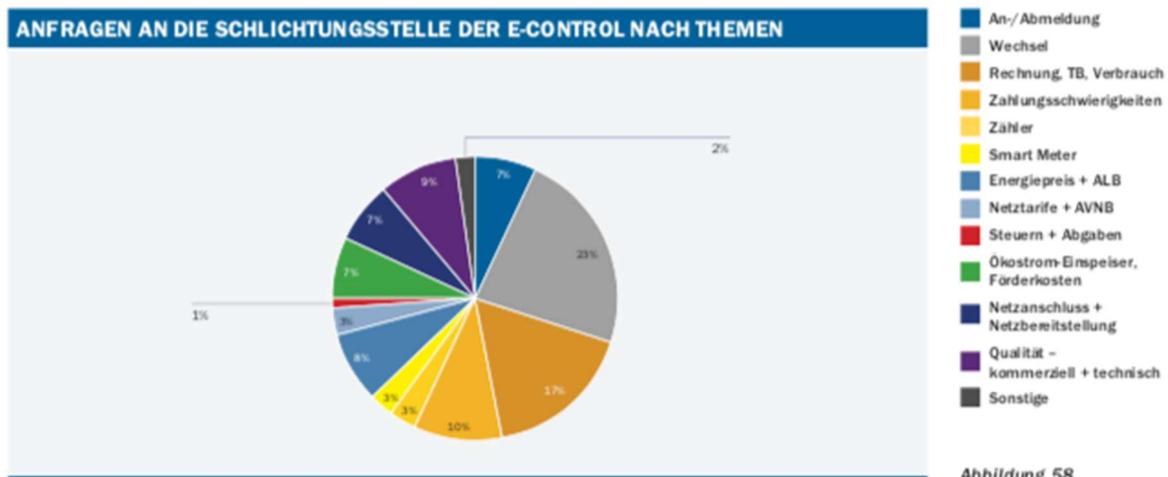
BERATUNGSTÄTIGKEITEN IN GEMEINDEN

Seit 2012 bietet die E-Control Beratungstermine für Gemeinden in ganz Österreich an. Im Rahmen von Vorträgen oder Einzelgesprächen werden Informationen geteilt und Fragen der Bürgerinnen und Bürger beantwortet. Das E-Control Beratungsteam hat dadurch die Möglichkeit, aus erster Hand zu erfahren, was gerade am Markt passiert, und kann dadurch gezielt neue Themen aufgreifen.

Im Jahr 2017 wurde ein regionaler Schwerpunkt auf das Bundesland Oberösterreich gelegt. Zwanzig Gemeinden nahmen an der Beratungsinitiative teil, in zwölf dieser Gemeinden wurde eine Abendveranstaltung mit Vortrag organisiert.

Zusätzlich folgte die E-Control der Einladung eines Maschinenbauunternehmens, am Arbeitertag mit einem Beratungsstand vertreten zu sein und für die Belegschaft am Standort Niederösterreich Frage und Antwort zu

stehen. Die GB*21 (Gebietsbetreuung Floridsdorf der Magistratsabteilung 25 der Stadt Wien) lud die E-Control außerdem zu einem Vortrag ein über das Thema „Energiekosten sparen“, der in der Volkshochschule Floridsdorf abgehalten wurde.



Quelle: E-Control

Abbildung 58
Anfragen an die Schlichtungsstelle der E-Control im Jahr 2017 nach Themen

Bei diesen Beratungen werden vor allem Fragen rund um den Lieferantenwechsel und die Verwendung des Tariffkalkulators gestellt. Viele Konsumentinnen und Konsumenten sind zwar bereits einigermaßen gut informiert, holen sich aber bei diesen Gesprächen noch einmal eine letzte Bestätigung, bevor sie eine Aktivität setzen. Im Zuge der Beratungen werden außerdem Fragen zur Rechnung geklärt und natürlich spielt vor allem in ländlicheren Gegenden das Thema Neuanschluss und Selbsterzeugung eine große Rolle. In vielen Fällen nutzen auch die Gemeinden selbst das Angebot der E-Control und informieren sich über ihre Möglichkeiten zur Kostenoptimierung am Strom- und Gasmarkt.

LEISTBARKEIT

Anfang des Jahres 2017 stellte die E-Control gemeinsam mit der Statistik Austria eine Studie zum Thema „Haushaltsenergie und Einkommen mit besonderem Fokus auf Energiearmut“ vor. Im Auftrag der E-Control führte die Statistik Austria dabei erstmals Einkommensdaten aus Verwaltungsdaten sowie aus EU SILC den Daten des Mikrozensus zum Energieeinsatz der Haushalte zusammen. Dabei konnten wichtige Erkenntnisse zu Fragen der Leistbarkeit von Energie und Energiearmut gewonnen werden.

Gleichzeitig wurde eine Informationsoffensive durch die E-Control gestartet, um die Möglichkeit der teilweisen Befreiung von den Ökostromkosten bekannter zu machen. Zudem wurde erstmals seit Erlassung der Befreiungsverordnung Ökostrom eine Anpassung der Abgeltung der Leistungen der GIS Gebühren Info Service GmbH, die die Abwicklung der Befreiungen durchführt, vorgenommen.

Schließlich wurde im Zuge des Monitorings von endkundenrelevanten Daten die Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden gemäß § 28 E-ControlG erhoben und analysiert sowie mit den Task-Force Konsumenten erörtert.

Im Jahr 2017 fanden drei Sitzungen der Task- Force Konsumenten statt, die gem. § 28 E-ControlG als Beratungsgremium in konsumentenschutzrechtlichen Fragestellungen und bei der Erstellung des Berichts über die Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden fungiert.

WIRKSAMKEIT DER MASSNAHMEN ZUM SCHUTZ DER KUNDEN

Im Vergleich zu anderen europäischen Staaten sorgt in Österreich ein ausgebautes Sozialsystem für weitgehende soziale Sicherheit. Deutlich unter dem europäischen Durchschnitt ist gemäß Statistik Austria bzw. Eurostat-Datenbank der Anteil jener Haushalte, die es sich nicht leisten können, ihre Wohnung angemessen warmzuhalten (2,4% in Österreich, 2,7% im Vorjahr), in Häusern bzw. Wohnungen mit undichten Dächern, feuchten Wänden und/oder Schimmel wohnen müssen (11,8% in Österreich; 11% im Vorjahr) oder Zahlungsrückstände bei Versorgerrechnungen, also auch bei Energieversorgern, haben (5,9% in Österreich, 4,2% im Vorjahr).²⁹

Über die Befreiung der Ökostrompauschale sowie des 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrags gemäß §§ 46 und 49 ÖkostromG werden bereits 132.500 einkommensschwache Haushalte nach § 3 Fernsprechentgeltzuschussgesetz (sogenannte GIS-Befreite) entlastet. Im Energiesektor finden sich darüber hinaus aber noch weitere, sowohl monetäre als auch rechtliche Schutzmechanismen, die vor allem schutzbedürftigen Kunden zusätzliche Hilfestellung geben sollen. Insbesondere nicht monetäre Schutzmechanismen werden im Rahmen des Monitorings der E-Control überwacht.

Hierbei werden Daten zu letzten Mahnungen mittels eingeschriebenem Brief, zur Grundversorgung, zu Prepaymentzählern und insbesondere zu Abschaltungen und Wiederaufnahme der Belieferung nach Verletzung vertraglicher Pflichten (vor allem aufgrund von Zahlungsverzug) von den meldepflichtigen Energielieferanten und Netzbetreibern gesammelt und ausgewertet. Die folgende Tabelle zeigt, dass Abschaltungen, Prepayment-Zähler und Grundversorgung deutlich weniger als ein Prozent der Haushalte betreffen – dies gilt sowohl für Strom als auch für Gas. Allerdings zeigt sich, dass es im Verhältnis zu Abschaltungen sehr viel weniger Prepayment-Zähler und noch viel weniger Belieferungen in der Grundversorgung gibt. Dies ist insofern auffällig, da von Gesetzes wegen sowohl Grundversorgung als auch Prepayment-Zähler als Vorkehrungen zum (vorübergehenden) Schutz vor Abschaltungen zu verstehen wären – die Praxis spiegelt dies aber eindeutig nicht wider.

²⁹ Daten von Eurostat: Letzter Zugriff am 18.7.2018: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

| MONITORING-ERGEBNISSE ZU MASSNAHMEN ZUM SCHUTZ DER KUNDEN – 2017 | | | | |
|---|----------------|------------|----------------|------------|
| | Strom | | Gas | |
| | absolut | % | absolut | % |
| Letzte Mahnungen | 293.021 | | 62.733 | |
| Grundversorgung | 748 | | 67 | |
| Prepayment-Zähler | 3539 | | 115 | |
| Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten ⁺ | | | | |
| ...bei Aussetzung | 16.751 | | 1.669 | |
| ...bei Vertragsauflösung | 26.730 | | 2.347 | |
| Gesamt | 43.481 | 0,7 | 4.016 | 0,3 |
| Wiederaufnahmen der Belieferung nach Abschaltung wegen Zahlungsverzugs (Aussetzung) | 16.384 | 98 | 1.770 | 106 |

Quelle: E-Control

⁺ Zahlungsverzug/Nichtzahlung ist dabei der Hauptfall von Vertragsverletzung auf Seite der Kunden. Mögliche weitere Vertragsverletzungen des Kunden bestehen in der Manipulation des Zählers, Diebstahl von Energie, oder einem fehlenden Energieliefervertrag.

%=in Prozent der Zählpunkte.

Es ist davon auszugehen, dass allerdings nur sehr wenige Haushalte längere Zeit ohne Strom bzw. Gas auskommen müssen. Dies ergibt sich aus der Kombination von relativ hohen Wiederaufnahmeraten der Belieferung von 98% bzw. 106%³⁰ und dem Umstand, dass es nach einer Abschaltung häufig auch zu einer Neuanmeldung eines (anderen) Kunden kommt (z.B. nach Todesfall, Auszug, Ummeldung auf ein anderes Haushaltsmitglied, in wenigen Fällen auch Kündigung, Lieferantenwechsel, Grundversorgung etc.).

Um die Situation von schutzbedürftigen Kunden noch genauer eruiieren zu können, hat die E-Control bereits im Jahr 2013 in Anlehnung an die nationale und internationale Debatte eine Definition für Energiearmut in Österreich vorgeschlagen: Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle verfügen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben. Gemäß statistischen Auswertungen aus EUSILC 2016 können ca. 3,9% der Haushalte als energiearm eingestuft werden. Im Jahr zuvor (Daten aus 2015) betrug dieser Prozentsatz ca. 3,8% (2014: 3,7%, 2013 4,1%; 2012 3,8%). Aufgrund der statistischen Schwankungsbreite kann von keinerlei Trend gesprochen werden kann. Hinsichtlich Energiearmut sei hier abermals auf die detaillierteren Ergebnisse aus der Studie der Statistik Austria mit dem Titel „Haushaltsenergie und Einkommen mit besonderem Fokus auf Energiearmut“³¹ verwiesen.

ENERGIE-HOTLINE SOWIE WEITERE INFORMATIONEN DER E-CONTROL

Als zentrale Erstanlaufstelle für Konsumentinnen und Konsumenten bietet die E-Control zahlreiche Kontaktmöglichkeiten an. Bereits 2001 wurde eine eigene Energie-Hotline eingerichtet. Ein gut ausgebildetes Kernteam bearbeitet telefonische Anfragen und ist montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags

³⁰ Die Wiederaufnahmerate von über 100% der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten bei Aussetzung ergibt sich aller Wahrscheinlichkeit nach aus einem kalenderjährlichen Überhang.

³¹http://www.statistik.at/web_de/services/publikationen/15/index.html?includePage=detailedView§ionName=Energie%2C+Umwelt&publ=736.

von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Außerhalb dieser Öffnungszeiten können Nachrichten auf einem Anrufbeantworter hinterlassen werden und die Bearbeitung erfolgt am darauffolgenden Arbeitstag. Schriftliche Anfragen können per E-Mail, Brief, Fax, Webformular, über die „Frag' doch die E-Control“-Online-Plattform oder die Social-Media-Kanäle (Facebook, Twitter) eingebracht werden. Neben dem Service-Kernteam stehen auch die Expertinnen und Experten der Fachabteilungen für schriftliche und telefonische Rückfragen und spezifischere Auskünfte zur Verfügung.

Im Jahr 2017 wurden rund 6.000 Anrufe von der Energie-Hotline entgegengenommen und bearbeitet. Außerdem wurden 1.300 Anfragen schriftlich an die E-Control gerichtet. Standardthemen in der Anfragenbeantwortung bleiben der Lieferantenwechsel, Fragen zum Tarifikalkulator oder zur Kontrolle der Bestandteile der Rechnung. Die deutlich vielfältigere Marktlandschaft, mit neuen Vertriebskanälen und Produktdifferenzierungen (z.B. durch die Rabattgestaltung), wirft auch neue Fragen auf. Viele Menschen 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-Checks durch das Energie-Hotline-Team gerne an.

Durch die Bearbeitung und Analyse der an die E-Control als Erstanlaufstelle gerichteten Anfragen können neue Trends rasch erkannt und etwaige Missstände aufgedeckt werden. Hier arbeitet das Kernteam der Energie-Hotline eng mit der Schlichtungsstelle der E-Control zusammen. So wird gewährleistet, dass die Konsumentinnen und Konsumenten rasch Informationen und Hilfestellung erhalten.

MESSEN

Auch im Jahr 2017 waren die Expertinnen und Experten der E-Control auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control 2016 auf sieben verschiedenen Messen mit einem eigenen Stand vertreten. Dabei wurden mehr als 800 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Tarifikalkulatorabfragen, Einsparmöglichkeiten bei Energie sowie Anfragen zu Ökoenergie. Erstmals hat die E-Control auch an einer Messe- und Kongressveranstaltung für Schülerinnen und Schüler ab 16 Jahren teilgenommen, der von mehr als 6.000 Jugendlichen besucht wurde.

SCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL

Auch in diesem Berichtsjahr war die Auskunft- und Schlichtungstätigkeit der Schlichtungsstelle bei Strom- und Gasverbraucherinnen und -verbrauchern wieder sehr gefragt. Es wurden rund 640 Schlichtungsverfahren geführt und rund 850 Anfragen in schriftlicher Form beantwortet. Darüber hinaus konnten mehr als 1.000 Kundenanliegen telefonisch geklärt werden.

Einen Überblick über die Themen, mit denen sich die österreichischen Netz- und Energiekundinnen und -kunden an die Schlichtungsstelle wenden, zeigt die untenstehende Tabelle. Detaillierte Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle werden in einem eigenen Bericht veröffentlicht.

Internationale Aktivitäten der E-Control

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT

Die allgemeinen Ziele der E-Control sind in § 4 des E-Control-Gesetzes 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 Gesetzauftrag 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 Zusammenarbeit 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. Die Erstellung der Netzkodizes ist mittlerweile nahezu abgeschlossen und das Augenmerk liegt nun auf der Überwachung der Umsetzung dieser Kodizes. Wie jedes Jahr war auch das allgemeine Monitoring der Strom- und Gasmärkte von besonderer Bedeutung für ACER. Ein ausführlicher Bericht wurde im letzten Quartal 2017 vorgestellt. Parallel zu ACER betreiben die europäischen Regulatoren auch den Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER), der sich insbesondere auf den Schutz und die Stärkung von Konsumentinnen und Konsumenten und auf regulatorische Themen des Einzelhandels spezialisiert hat. Hier erarbeiten die europäischen Regulierungsbehörden gemeinsame Positionen zu regulatorischen Zukunftsthemen. Für CEER bedeutete dies im Jahr 2017 einen Schwerpunkt auf der Entwicklung des Winterpakets.

Mitglied von ACER und CEER und bringt ihre Expertise auf allen Ebenen ein. Sie beteiligt sich an zahlreichen Task-Forces und Workstreams, die an übergeordnete Arbeitsgruppen berichten. Auch an den regulatorischen Entscheidungsgremien der beiden Organisationen nimmt die E-Control teil. Ausführlichere Informationen zu den Tätigkeiten von ACER und CEER sind auf deren Internetseiten unter www.acer.europa.eu und www.ceer.eu zu finden.

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 (Energy Community Regulatory Board [ECRB]) 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 Expertinnen und Experten der E-Control geschätzte Vortragende auf internationalen Konferenzen und Symposien zu den unterschiedlichsten Regulierungsthemen. Als weitere Ausprägung der Zusammenarbeit mit einzelnen Partnerbehörden setzt die E-Control auch EU-Twinningprojekte um.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

Die Arbeitsstrukturen von ACER und CEER sehen vor, dass wesentliche Stromthemen in der sog. „Electricity Working Group“ und dazugehörigen, spezialisierten Task-Forces behandelt werden. Wie bereits erwähnt, bildet die Umsetzung der in Kraft getretenen Network Codes und Guidelines einen gewichtigen Schwerpunkt der europäischen Stromaktivitäten. Für den Strombereich sind mittlerweile 9 Network Codes bzw. Guidelines unmittelbar anwendbares, europäisches Recht. Zuletzt traten im Dezember 2017 die Guideline zu Electricity Balancing (siehe dazu auch Kapitel „Regelreservemarkt“) und der Network Code zu Emergency & Restoration in Kraft. Die Umsetzung der Vorgaben ist jedoch für die meisten dieser Regelwerke innerhalb mehrjähriger Fristen vorgesehen. Innerhalb dieser Zeiträume sind im Wesentlichen von den Übertragungsnetzbetreibern in enger Koordination detaillierte Methoden vorzuschlagen und von den Regulierungsbehörden koordiniert formal zu genehmigen.

Diese Koordinierungsprozesse finden in den unterschiedlichen auf die jeweiligen Network Codes und Guidelines spezialisierten Task-Forces statt. Die E-Control bringt sich aktiv in diese Arbeit ein und hat bspw. auch den Vorsitz in der Task-Force für Netzbetrieb und Netzanschluss. Einige der bearbeiteten Themen dieser Gruppen sind zum Beispiel zonenübergreifende Kapazitätsermittlung, Beschaffungsmodalitäten von Regelreserve (z.B. Spezifikation von Regelenergieprodukten), Anforderungen an Erzeugungsanlagen, Netzsicherheitsanalysen der Übertragungsnetzbetreiber und viele weitere. Alleine aus der exemplarischen Aufzählung wird bereits ersichtlich, dass damit entscheidende Aspekte der Markt- und Stromsystemgestaltung adressiert werden. Im Jahr 2017 wurden als Ergebnis mehr als zehn unterschiedliche Methoden europäisch oder regional koordiniert genehmigt. Die formale Letztgenehmigung wird im sog. „European Regulators Forum“ (ERF) durchgeführt – auch dort ist die E-Control vertreten. In Fällen, in welchen im ERF keine einstimmige Genehmigung erzielt werden kann, geht die Entscheidung zu ACER und dort letztlich an das Board of Regulators über.

E-Control leitet auch die Task-Forces zu Infrastrukturentwicklung und Zukunftsthemen gemeinsam mit Top-Expertinnen und -Experten weiterer Regulierungsbehörden. Dabei werden z.B. Stellungnahmen zum koordinierter Ausbau der europäischen Übertragungsnetzinfrastruktur (10-Jahres-Netzentwicklungsplan), zur Weiterentwicklung des Infrastrukturpakets bzw. generell stromrelevante Inhalte des Clean Energy Package systematisch aufbereitet.

Strom- und gasübergreifend werden verteil- netzrelevante Themen in der Distribution System Working Group (DS WG) behandelt.

Neben den geplanten Tätigkeiten, wie der Konsultation CEER Public Consultation on Flexibility Use at Distribution Level (<https://www.ceer.eu/flexibility-use-at-distribution-level>) der CEER Public Consultation on Incentives Schemes for regulating DSOs, including for Innovation (https://www.ceer.eu/eeer_consult/open_public_consultations/pc_on_incentives_schemes_for_regulating_dsos), CEER Report on Power Losses, CEER Guidelines of Good Practice on Electricity Distribution Network Tariffs (<https://www.ceer.eu/1271>) wurden einige White Papers (The Role of the DSOs, Facilitating Flexibility, Distribution and Transmission Network Tariffs and Incentives, Renewable Self-Consumers and Energy Communities <https://www.ceer.eu/white-papers>) als Reaktion auf das Clean Energy Package der Europäischen Kommission veröffentlicht. 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.

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 24 Mitglieder (per Ende 2017), die 20 Länder repräsentieren (Belgien teilt sich in die Regionen Flandern, Wallonien, Brüssel und Federal Belgien mit eigenen Ausgabestellen für Nachweise auf). 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, nicht diskriminierend, transparent und kosteneffizient.

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 E-Control hält seit Jänner 2017 den Vorsitz des Boards (Board 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 oder Kosten der Einführung von vollständigen Stromkennzeichnungssystemen).

AIB arbeitet eng mit europäischen Projekten zusammen, wie beispielsweise das RE- DISS Projekt (Reliable Disclosure for Europe, 2010–2015; durch die E-Control wurden die wesentlichen Aufgaben des Projekts in die AIB überführt) oder in einer Referenten- und Beraterrolle zu Fachthemen im CA-RES Projekt (Concerted Action for Europe) vertreten.

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 essentiellen Beitrag zur Arbeit auf europäischer Ebene durch die AIB.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Auf europäischer Ebene ist die E-Control im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie im Council of European Energy Regulators (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 sowie im Rahmen von CESEC zusammen.

Ein Schwerpunkt in 2017 war die aktive Mitarbeit an den Monitoring Berichten der ACER zu den Netzkodizes zu Bilanzierung sowie zu Interoperabilität und Datenaustausch.

Innerhalb von CEER hat die E-Control federführend an der Studie zur Evaluierung der zukünftigen Rolle von Gas (inkl. Gasinfrastruktur) und möglichen Anpassungen des regulatorischen Rahmens mitgearbeitet. Gemeinsam mit dem Beratungsunternehmen DNV GL hat CEER mit der Studie das Ziel verfolgt, die Hauptthemen im Zusammenhang mit der zukünftigen Entwicklung des Gassektors vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung zu identifizieren sowie Vorschläge für entsprechende zukünftige regulatorische Initiativen zu entwickeln. Zusammenfassend plädiert die Studie für eine kosteneffiziente und technologieneutrale Ausgestaltung der Dekarbonisierung des europäischen Energiemarktes zum Wohle der Energiekunden. Die Studie enthält auch eine detaillierte Beschreibung der Potenziale des Gassektors zur Unterstützung der Dekarbonisierungsziele.

Gas Regional Initiative (GRI)

In Rahmen der Gas Regional Initiative (GRI) ist E-Control in der SSE-Region (Süd-Süd-Ost) aktiv. Die Kooperation basiert auf dem Konzept der freiwilligen Mitgliedschaft und wird momentan von den Regulierungsbehörden Ungarns und Serbiens geleitet. Die SSE-Region, die 13 EU-Mitgliedstaaten umfasst, erstreckt sich von Polen bis Griechenland und stellt die größte und heterogenste Gas-Region Europas dar. Eine weitere Vergrößerung erfolgte durch die Aufnahme der Vertragsstaaten der Energiegemeinschaft (westliche Balkanländer und Ukraine). Die Gas Regional Initiative in der SSE-Region dient vor allem dem Erfahrungsaustausch bezüglich Implementierung der Gas-Netzkodizes. In diesem Kontext positioniert sich der österreichische Gasmarkt als gelungenes Modell und Vorbild für die benachbarten Märkte der Region im Sinne von Transparenz, Liquidität, Attraktivität für neue Marktteilnehmer und vorzeitige Anwendung der Europäischen regulatorischen Vorgaben. Die E-Control koordiniert drei Pilot-Projekte der Region.

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 Energiekonsumentinnen und -konsumenten 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 Konsumentinnen und 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 Expertinnen und 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 2017

Am 30. und 31. Mai 2017 fand das 9. Citizens' Energy Forum in London statt. Die Europäische Kommission lud ein, um die Perspektiven der Konsumentinnen und Konsumenten in den europäischen Energiemärkten zu diskutieren. Das Hauptaugenmerk des diesjährigen Forums lag auf dem „Clean Energy for All Europeans“ Package und seinem Fokus auf Innovationen. Es wurde zum einen diskutiert, wie die Konsumentinnen und Konsumenten überhaupt dazu ermutigt werden können, aktiver teilzunehmen und Möglichkeiten wahrzunehmen, zum anderen auch wie sie durch diese neuen Entwicklungen gestärkt werden können. In der Diskussion wurde auch immer wieder betont, dass auch schutzbedürftige Menschen von neuen Trends profitieren können müssen und keinesfalls benachteiligt werden sollen. Auch die Datensicherheit aller muss gewährleistet bleiben.

CEER 2017 Annual Conference on Energy Customers

Am 28. November 2017 fand in Brüssel die 6. CEER Annual Conference on Energy Customers unter dem Motto „Empowering Clean Energy Self-Consumers and Energy Community“ statt. Die Veranstaltung bot den teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die seltene Möglichkeit, mit Regulatoren und anderen Akteuren der Energiemärkte (EVUs, politische Akteure) zusammenzutreffen. Neben der Präsentation zentraler Aspekte des Konsumentenschutzkapitels des ACER-CEER Marktberichts ging es in den anschließenden Einheiten vorwiegend über die vielerorts zu Beschwerden führende Gestaltung von Energierechnungen, den Lieferantenwechsel und die im Kommissionsentwurf „Clean Energy for All“ dargestellten

Neuregelungen zum aktiven Energiekunden, Energiegemeinschaften und Dynamisierung von Energiepreisen für Haushaltskunden.

ACER-CEER Market Monitoring Report: Consumer Protection and Empowerment

Gemeinsam mit ACER veröffentlichte CEER im Herbst 2017 den nunmehr sechsten 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 wurde, 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 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.

Twinningprojekt in Algerien und Georgien erfolgreich abgeschlossen

2014 bekam die E-Control den Zuschlag für ein Twinningprojekt in Algerien, dessen Umsetzung im August 2015 startete und im August 2017 erfolgreich abgeschlossen wurde. Gemeinsam mit der spanischen Energieregulierungsbehörde CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) und unter Beteiligung der EXAA arbeitete die E-Control über zwei Jahre mit der algerischen CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz) zusammen. Die thematische Bandbreite reichte von Streitschlichtung und Qualitätsregulierung über die Förderung und Einbindung erneuerbarer Energien und die Organisation von Datenflüssen bis hin zum grenzüberschreitenden Stromhandel und der Entwicklung der organisatorischen Kompetenzen der CREG.

Nachdem die E-Control ein Twinningprojekt mit der georgischen Energieregulierungsbehörde 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 dieser Partnerbehörde für sich entscheiden. Dieses zweite Projekt drehte sich um die weitere organisatorische Stärkung der GNERC, um den Aufbau der dortigen Expertise im Bereich der Kostenprüfung (der auf den Ergebnissen des Vorprojektes aufbaut) und um einen Einstieg in strukturiertes Markt Monitoring in Georgien. Das Projekt startete Anfang 2016 und wurde 21 Monate später erfolgreich zum Abschluss gebracht. In der Umsetzung wurde die E-Control außerdem von der litauischen Regulierungsbehörde NCC, von der österreichischen Energieagentur und von der deutschen Bundesnetzagentur unterstützt.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a

Jahr

A & B

A & B Ausgleichsenergie & 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 Energieregulierungsbehörden

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

Ausfallsreserveleistung

ASIDI

Average System Interruption Duration Index

AuSD

Ausfall- und Störungsdaten

BALTF

Balancing Task-Force

BG

Bilanzgruppe

BGBI.

Bundesgesetzblatt

BKO

Bilanzgruppenkoordinator

BMNT

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus

BMWFV

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

bzw.

beziehungsweise

ca.

zirka

CA RES

Concerted Action for Renewables

CACM

Capacity Allocation Congestion Management

CAM

Capacity Allocation Mechanism

CAM TF

Capacity Allocation Mechanisms Task-Force

CBC

Cross Border Committee

CEE

Central Eastern Europe

CEER

Council of European Energy Regulators
Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden

CEF

Connecting Europe Fazilität

CEGH
Central European Gas Hub

CEGHIX
Central European Gas Hub Index, Preisindex basierend auf Börsetransaktionen für Day-ahead-Aufträge über die PEGAS-Plattform

CEM
Customer 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 Energieregulierungsbehörde

CREG
Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, algerische Energieregulierungsbehörde

CWE
Central West Europe

DAVID-VO
Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung

d.h.
das heißt

DSGVO
Datenschutz-Grundverordnung

DS WG
Distribution System Working Group

EG
Electricity Balancing

ECG

Electricity Coordination Group

ECRB

Energy Community Regulatory Board

E-Control

Energie-Control Austria

E-ControlG

Energie-Control-Gesetz

EECS

European Energy Certificate System

E-EnLD-VO

Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung

EEX

European Energy Exchange

EG

Europäische Gemeinschaft

EGHD-VO

Energiegroßhandelsdatenverordnung

EIWOG

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

EN

Europäische Normen

ERF

Energy Regulators Forum

EnLG

Energielenkungsgesetz

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity

ENTSOG

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 Capacity Allocation

FlexMOL

Flexible Merit-Order-List

FNB

Fernleitungsnetzbetreiber

FP TF

Future Policy Task-Force

G

Gesetz

GC

Grid Connection

GCA

Gas Connect Austria

GCG

Gas Coordination Group

GI TF

Gas Infrastructure Task-Force

GMMO-VO

Gasmarktmodell-Verordnung

GNERC

Georgian National Energy and Water Supply Regulatory Commission, georgische Energieregulierungsbehörde

GRISSE

Gas Regional Initiative South-South-East

GSW

Gas Storage Europe

GSNE-VO

Gas-Systemnutzungsentgelte-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 Energieregulierungsbehörde

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 Übertragungsnetzbetreiber

iVm
in Verbindung mit

KI
Kritische Infrastrukturen

KIP
Kittsee-Petrzalka-Gasleitung

KMU
kleine und mittlere Unternehmen

KNEP
Koordinierter Netzentwicklungsplan

KSÖ
Kuratorium Sicheres Österreich

kWh
Kilowattstunde

KWKW
Kleinwasserkraftwerke

LFP
Langfristige Planung

LNG
Liquefied Natural Gas

mhbA
mit hohem biogenem Anteil

Mio.
Million

MMR
Market Monitoring Report

MWh

Megawattstunde

MZ-Energie

Mikrozensus-Sonderprogramm Energieeinsatz der Haushalte

N₂

Stickstoff

NCC

National Commission for Energy Control and Prices

NC TAR

Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, Netzkodex für harmonisierte Gas-Fernleitungsentgeltstrukturen

NCG

Net Connect Germany

NEMOs

Nominated Electricity Market Operator, Nominierter Strommarktbetreiber

NEP

Netzentwicklungsplan

NIS-RL

Netz- und Informationssicherheitsrichtlinie

NSI

North-South Interconnections

MCO-Plan

Market Coupling Operator

MGM

Marktgebietsmanager

MOL

Merit-Order-List

MoU

Momorandum of Understanding

NOVA-Prinzip

Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau

Nr.

Nummer

NRS

Nationales Registrierungssystem

[O₂](#)
Sauerstoff

[OBI-Codes](#)
Object Identification System

[ÖSG](#)
Ökostromgesetz

[OFGEM](#)
Office of Gas and Electricity Market, Energieregulierungsbehörde Vereinigtes Königreich

[OGS](#)
OMV Gas Storage

[OTC](#)
Over-the-Counter

[ÖVGW](#)
Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach

[PCI](#)
Projects of Common Interest

[PW](#)
Penta West

[PRL](#)
Primärregelleistung

[PV](#)
Photovoltaik

[PVS](#)
Primärverteilungssystem

[Q&A-Prozess](#)
Questions & 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 Energiegroßhandelsmarktes

RMS

Risikomanagementsystem

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

Systemnutzungsentgelteverordnung

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

technische 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 Konsumenteninformation

vs.

versus

VGM

Verteilergebietsmanager

VHP

virtueller Handelspunkt

VÜN

Vorarlberger Übertragungsnetz

WAG

West-Austria-Gasleitung

WKO

Wirtschaftskammer Österreich

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

E-Control

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 E-Control

© E-Control 2018

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 mitunter die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Redaktionsschluss: 31. Juli 2018