

TÄTIGKEITSBERICHT 2022
BERICHTSJAHR 2021

UNSERE ENERGIE ZEIGT VIELFALT.



www.e-control.at



INHALT

Vorwort

> Vorwort Leonore Gewessler, Bundesministerin	6
> Vorwort Mag. Dorothea Herzele, Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control	8
> Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. und Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA, Vorstand der E-Control	10
	12

Stromversorgung 2021 **16**

> Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Stromversorgung	18
--	----

Gasversorgung 2021 **20**

> Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf die Gasversorgung	22
--	----

Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt **24**

> Großhandelsmarkt für Stromprodukte	26
> Großhandelsmarkt für Gasprodukte	29

Entwicklungen Europarecht **34**

> Green Deal und „Fit for 55“-Paket	36
> EU-Paket zur Dekarbonisierung des Gasmarktes	36
> Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und -verordnung	37
> Überarbeitung der TEN-E-Verordnung	38
> Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets	38

Rechtsentwicklungen in Österreich **40**

> Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)	42
> Anpassungen EIWOG 2010, GWG 2011, Energielenkungsgesetz 2012, E-ControlG	43
> Netzreserve	45

Strom – Regulierung und Marktaufsicht **46**

> Regulierung der Stromnetze	48
> Kostenermittlung für Strom-Verteilernetze	48
> Kostenermittlung für Übertragungsnetze	49
> Netzentgelte	50



> Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz	52
> Netzreserve Beschaffung 2021	54
> Netzdienstleistungsqualität	55
> Regelreservemarkt	57
> Marktregeln	58
> Smart Meter	59
> Stromkennzeichnung	61
Gas – Regulierung und Marktaufsicht	64
> Regulierung der Gasnetze	66
> Umsetzung des neuen Gasbilanzierungsmodells, Ernennungsverfahren Bilanzierungsstelle	69
> Netzdienstleistungsqualität Gas	70
> Entflechtungsaufsicht	72
> Netzausbauplanung Gas	72
> Ausgleichsenergie	76
> Gasspeicher	78
> Gasmarktintegration	82
> Erneuerbare Gase	83
> Gaskennzeichnung	83
REMIT	84
> Aufgaben	86
> Operative Energiegroßhandelsüberwachung	86
Versorgungssicherheit	92
> Stromversorgungssicherheit	95
> Gasversorgungssicherheit	96
> Energielenkung	99
> Cybersicherheit	99
> Maßnahmen während der COVID-19-Pandemie	100
Internationale Aktivitäten der E-Control	102
> ACER	105
> Council of European Energy Regulators (CEER)	106
> Energy Community und ECRB	107
> Energy Regulators Regional Association (ERRA)	108

Monitoring des Endkundenmarktes	110
> Preisentwicklungen für Konsumentinnen und Konsumenten	112
> Strompreise einzelner Energielieferanten	113
> Gaspreise einzelner Lieferanten	116
> Strom- und Gaslieferanten, Angebotsvielfalt	119
> Vermittler für Strom- und Gaslieferanten	124
> Wechselraten	125
> Household Energy Price Index (HEPI) – Energiepreisentwicklung in ausgewählten Hauptstädten	126
> Aktive Teilnahme der Verbraucherinnen und Verbraucher am Energiemarkt	128
> Schutz der Konsumentinnen und Konsumenten	130
Services der E-Control	134
> Informationsstelle für Markteintritt und Marktaustritt	136
> Preisvergleiche Strom und Gas	136
> Ladestellenverzeichnis	143
> Energie-Hotline	143
> Leistbarkeit von Strom	145
> Messen	146
> Öffentlichkeitsarbeit	146
> Informationsangebot im Internet	147
> Social Media	148
> Schlichtungsstelle der E-Control	149
Statistische Erhebungen	154
Compliance, Informationssicherheit und Datenschutz	158
Jahresabschluss der E-Control	162
Berichtswesen	202
Tätigkeit der E-Control in Zahlen	206
Rechtsgrundlagen mit verwendeten Abkürzungen	212
Abbildungsverzeichnis	216

VORWORT



VORWORT



Credit: BMK/Cajetan Perwein

Leonore Gewessler

Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

2021 war ein ereignisreiches Jahr. Es war nach wie vor geprägt vom Pandemiealltag – mit all seinen Herausforderungen, die dieser mit sich bringt. Gegen Ende des Jahres kamen erschwerend die enormen Energiepreiserhöhungen hinzu. Es kann aber auch auf erfreuliche Ereignisse zurückgeblickt werden: Im Juli 2021 wurde das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) im Parlament beschlossen – ein bedeutender Meilenstein auf dem Weg zur Klimaneutralität. Dieses Gesetz ist der Schlüssel zur 100-prozentigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030. Neben der Förderung des dafür erforderlichen Ausbaus von erneuerbaren Erzeugungstechnologien durch Investitionszuschüsse und Marktprämien werden mit dem EAG die ersten Weichen Richtung Sektorkopplung mit der Herstellung von Schnittstellen zwischen den Energieträgern Strom, Gas

und Wasserstoff und in Richtung dezentrale Energieversorgung durch die Ermöglichung der Gründung von Energiegemeinschaften gelegt. Beides sind wichtige Eckpfeiler für eine klimaneutrale Zukunft.

Der E-Control kommen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes wichtige Aufgaben zu. Beispielhaft genannt seien ihre Aufgaben im Zusammenhang mit der Berechnung der Marktprämie, die Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse, die die Beteiligung von Energiegemeinschaften an den Systemkosten bewerten soll, das Betreiben eines Anlagenregisters, die Beobachtung der Entwicklungen im Zusammenhang mit dem Erneuerbaren-Ausbau und den Energiegemeinschaften oder das Monitoring der Zielerreichung. Die E-Control trägt damit maßgeblich zur Realisierung der Ziele des EAG bei.

Ein weiteres bedeutendes Ereignis war das Jubiläum des 20-jährigen Bestehens der E-Control im Oktober 2021. Die im Jahr 2001 beginnende Liberalisierung der Energiemärkte war die Geburtsstunde der E-Control. Sie nahm ihre Tätigkeit mit einem Geschäftsführer und 43 Angestellten auf. Mittlerweile zählt die E Control zwei Vorstände und rund 120 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.

Im Laufe der letzten 20 Jahre hat sich die E-Control zu einem wichtigen und verlässlichen Partner für die Politik entwickelt. Ihre Kompetenz als unabhängige Akteurin im immer komplexer werdenden Gefüge der Energiemärkte stellt sie immer wieder unter Beweis. Die Aktivitäten der E-Control, die sie unter besonderer Bedachtnahme auf ihre Unabhängigkeit ausübt, veranschaulicht der vorliegende Tätigkeitsbericht in eindrucksvoller Weise.

Für den Einsatz und das Engagement, für die hochprofessionelle Arbeit nicht nur im nationalen Kontext, sondern auch auf europäischer Ebene möchte ich mich bei den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control ganz herzlich bedanken. Ich freue mich auf eine weiterhin fruchtbare und konstruktive Zusammenarbeit.



Leonore Gewessler

Bundesministerin für Klimaschutz,
Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation
und Technologie

**Mag. Dorothea Herzele**

Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control

Das vergangene Jahr war für die gesamte E-Control und auch für die Mitglieder des Aufsichtsrates ein sehr spannendes. Ende März hat das neue Vorstandsduo – Wolfgang Urbantschitsch bereits in seiner zweiten Funktionsperiode und Alfons Haber als neues Mitglied des Vorstands – seine Tätigkeit aufgenommen. Auch die Mitglieder des Aufsichtsrates wurden von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum einen Teil neu und zum anderen Teil wieder bestellt. Mitte Dezember haben wir im Aufsichtsrat eine weitere Änderung erfahren, da unsere langjährige Vorsitzende, Edith Hlawati, den Aufsichtsrat der E-Control verlassen hat. Es erfüllt mich mit Stolz, dass mir von Frau Bundesministerin Leonore Gewessler das Vertrauen entgegengebracht wurde, künftig den Vorsitz zu übernehmen. Und ich freue mich sehr, dass ich mit Ilse Stockinger eine erfahrene Kennerin der Energiewirtschaft als stellvertretende Vorsitzende an meiner Seite habe. Aufgrund der neuen Organbestellungen der E-Control mussten viele organisatorische

Themen auf den Weg gebracht werden: der Abschluss der neuen Vorstandsverträge, die Überarbeitung der Geschäftsordnung und vor allem auch die Verabschiedung eines neuen Budgets für die Behörde, was uns letztendlich erfolgreich gelungen ist.

2021 war aber – gerade in der zweiten Jahreshälfte – für die E-Control sehr herausfordernd. Nicht nur die Corona-Pandemie hat uns weiter im Griff, auch haben enorme Strom- und Gaspreissteigerungen – nicht nur in Österreich, sondern in ganz Europa – dazu geführt, dass die E-Control in ihrer Rolle als Ansprechpartnerin für Strom- und Gaskonsumentinnen und -konsumenten noch mehr gefordert war als in der Vergangenheit. Dazu kommen immer komplexer werdende Fragestellungen in einer sich ändernden Energiewelt, die es zu bewältigen gilt. Ohne die exzellente Expertise der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control wäre es nicht möglich, die bestehenden und kommenden Herausforderungen zu meistern. Die Ziele, bis 2030 Strom aus 100 Pro-

zent erneuerbaren Energiequellen zu produzieren und die Klimaneutralität in Österreich bis 2040 bzw. bis 2050 in der EU zu erreichen, werden einschneidende Veränderungen in Gesellschaft und Wirtschaft mit sich bringen. Die Konsumentinnen und Konsumenten auf dem Weg dahin mitzunehmen, bedarf großer Anstrengungen. Nicht zuletzt dafür braucht es eine starke, unabhängige Regulierungsbehörde, die über ausreichend Expertise verfügt.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht gibt einen Überblick über die Fülle an Aufgaben, die von der E-Control im vergangenen Jahr zu bewältigen war. Und er zeigt, dass hier hervorragende Arbeit geleistet wurde.

Dafür möchte ich mich bei allen Beteiligten sehr herzlich bedanken.

Die Zusammenarbeit zwischen dem Vorstand und dem Team der E-Control und dem Aufsichtsrat war bisher geprägt von einer hohen Professionalität und einer guten Vertrauens-

basis, und ich wünsche mir, dass wir dies auch in den nächsten Jahren leben können. Dafür brauchen wir den Willen aller Beteiligten.

In diesem Sinne möchte ich mich beim Vorstand, bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, bei den Mitgliedern der anderen Organe, bei meinen Kolleginnen und Kollegen im Aufsichtsrat und bei Frau Bundesministerin Leonore Gewessler sehr herzlich bedanken.



Mag. Dorothea Herzele
Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand der E-Control

Das Jahr 2021 war – wie wohl für die meisten Österreicherinnen und Österreicher ebenso wie für die meisten Institutionen – auch für die E-Control ein sehr bewegtes. So beschäftigt die Corona-Pandemie nach wie vor die Arbeitswelt. Erfreulich in diesem Zusammenhang war allerdings die Tatsache, dass aufgrund der großen Flexibilität der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, wie auch der Partner der E-Control, alle gesetzlichen Aufgaben weiterhin in vollem Umfang erfüllt werden konnten. Der hohe Digitalisierungsgrad in der Behörde wird auch nach Corona eine wichtige Rolle spielen.

Innerhalb der Regulierungsbehörde hat das Jahr 2021 Veränderungen gebracht. Seit Ende März sind wir als neues Vorstandsduo für die Geschicke der E-Control verantwortlich, auch der Aufsichtsrat wurde teilweise neu besetzt und in der Regulierungskommission sind ebenfalls neue Kolleginnen und Kollegen im Einsatz. Wir freuen uns schon auf die weitere Zusammenarbeit.

20 Jahre Liberalisierung – 20 Jahre E-Control

Es gab 2021 einige Gründe zu feiern. Seit zwanzig Jahren ist der Strommarkt in Öster-

reich vollständig liberalisiert, seit neunzehn Jahren auch der Gasmarkt. Und vor 20 Jahren wurde die E-Control gegründet. Große Hoffnungen wurden damals an die Öffnung der Strom- und Gasmärkte geknüpft, viele Vorteile und positive Auswirkungen sowohl für die Kundinnen und Kunden als auch für die Marktteilnehmer erwartet. Aus unserer Sicht haben sich die meisten dieser Hoffnungen durchaus erfüllt. Die Energiemarktliberalisierung kann als Erfolgsgeschichte bezeichnet werden, bei der insgesamt alle Bereiche von der Öffnung profitiert haben. Nicht nur für die Kundinnen und Kunden, sondern auch volkswirtschaftlich betrachtet wurden sehr positive Effekte generiert.

Liberalisierung der Energiemärkte mit positiven Effekten

Eine Studie der Österreichischen Energieagentur im Auftrag der E-Control hat die energie- und volkswirtschaftlichen Effekte der Liberalisierung evaluiert. Demnach ersparten sich die österreichischen Haushalte durch die Strommarktliberalisierung durchschnittlich 305 Millionen Euro pro Jahr, die Nicht-Haushalte sogar 347 Millionen Euro pro Jahr. Kumuliert bedeutet das eine Ersparnis

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand der E-Control



von über 13 Milliarden Euro seit Beginn der Liberalisierung. Im Gasbereich setzten die Liberalisierungseffekte zwar zeitverzögert ein, jedoch konnten sich die Haushalte hier auch rund 149 Millionen Euro pro Jahr ersparen, die Nicht-Haushalte sogar rund 630 Millionen Euro pro Jahr. Kumuliert bedeutet das noch einmal 15 Milliarden Euro an Ersparnis. In Summe können wir hier somit von einer jährlichen Ersparnis für die Strom- und Gaskundinnen und -kunden von rund 1,4 Milliarden Euro pro Jahr sprechen.

Meilenstein für die Erneuerbaren

Im Juli 2021 wurde das lang erwartete Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) beschlossen. Das Gesetz ist die Basis dafür, um das Ziel, die Stromversorgung an Endverbraucherinnen und -verbraucher in Österreich bilanziell ab dem Jahr 2030 vollständig durch erneuerbare Energieträger zu decken, erreichen zu können. Dazu müssen alle erneuerbaren Technologien einen Beitrag leisten und die für den Zubau geplanten Anlagen möglichst rasch an das Netz gebracht werden. Der Netzausbau insgesamt muss beschleunigt und effizient geplant und umgesetzt werden. Dort, wo die E-Control ihrem gesetzlichen

Auftrag nach dazu beitragen kann, wird sie an diesem gesellschaftlichen Großvorhaben nach Kräften mitwirken. Für die E-Control hat das neue Gesetz auch neue Aufgaben mit sich gebracht, denen wir uns mit gewohnt großem Engagement widmen werden. Sicher ist, dass der Systemumbau viele Herausforderungen bringen wird, die von der Branche, aber auch von uns zu meistern sein werden.

Aktive Kundinnen und Kunden noch mehr im Fokus

Das Ziel für 100 Prozent Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern kann ohne aktive Beteiligung und Akzeptanz der Bevölkerung nicht erreicht werden. Kundinnen und Kunden, die selbst Strom erzeugen, verkaufen und speichern, können dies nun auch in Energiegemeinschaften tun. Grundlage dafür bietet das EAG. Die Erneuerbaren Energiegemeinschaften und die Bürgerenergiegemeinschaften sind wichtige Instrumente, um einen Beitrag zur Energiewende leisten zu können. Als ein Anreiz für Kundinnen und Kunden, Teil einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft zu werden, wurden 2021 von unserer Regulierungskommission reduzierte Netztarife für den innerhalb der Erneuerbaren Energie-

gemeinschaft erzeugten und verbrauchten Strom beschlossen und entsprechend veröffentlicht. Allen Betroffenen steht die E-Control bei Fragen dazu gerne zur Verfügung.

Versorgungssicherheit war und bleibt Top-Thema

Eine sichere Versorgung mit Strom und Gas ist unerlässlich. Die E-Control hat deshalb auch im vergangenen Jahr dem Thema Versorgungssicherheit einen enorm hohen Stellenwert eingeräumt. In den vergangenen Jahrzehnten hat es in Österreich keinen Zeitraum gegeben, in dem die Vollversorgung mit Strom und Gas über einen langen Zeitraum hinaus nicht gegeben gewesen wäre. Auch die gegenwärtige Versorgungssituation ist stabil. Öffentlich diskutierte Blackout-Szenarien, die zu einer Verunsicherung der Bevölkerung führen, sollten aus Sicht der E-Control vermieden werden. Eine 100-prozentige Sicherheit kann es natürlich auch im Energiebereich nicht geben. Gegen Vorsorge ist absolut nichts einzuwenden, aber akute Szenarien für einen mehrtägigen oder sogar mehrwöchigen flächendeckenden Stromausfall haben keine fachliche Grundlage. Die E-Control hat die Aufgabe, ein Monitoring zur Versorgungssicherheit durchzuführen und

mögliche Engpässe anhand von Prognosedaten frühzeitig zu erkennen, damit zeitgerecht entsprechende Gegenmaßnahmen gesetzt werden können. Das Thema Versorgungssicherheit wird bei der E-Control auch im Jahr 2022 Top-Thema bleiben.

Preise außer Rand und Band

Erhöhte Nachfrage auf der einen Seite und politische Unwägbarkeiten auf der anderen haben die Großhandelspreise seit dem Herbst deutlich ansteigen lassen. Das bedeutet, dass auch die heimischen Kundinnen und Kunden mit zum Teil massiven Preiserhöhungen bei Strom und Gas konfrontiert waren. Darüber hinaus wurden in den letzten Monaten etliche Produkte vom heimischen Markt genommen, Lieferanten haben die Belieferung von Neukundinnen und -kunden auf ihr Netzgebiet eingeschränkt oder sich komplett aus dem Markt zurückgezogen. Der bislang dynamische Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten ist im Moment ins Stocken geraten. Wir gehen aber davon aus, dass sich dies längerfristig wieder ändern wird und sich Konsumentinnen und Konsumenten – wie in den vergangenen 20 Jahren auch – bei einem Anbieterwechsel künftig wieder Geld sparen

können. Kritisch sehen wir in diesem Zusammenhang aber das Verhalten einiger Lieferanten, die ihre Kundinnen und Kunden nicht umfänglich oder gar nicht informieren oder Fristen nicht ordnungsgemäß einhalten. Die E-Control beobachtet das Marktgeschehen sehr genau und wird bei einem Fehlverhalten auch entsprechende Maßnahmen ergreifen. Das Vertrauen der Kundinnen und Kunden in den Markt ist letztlich eine ganz wesentliche Säule für dessen Funktionieren.

E-Control als Ombudsstelle unerlässlich

Die Preisentwicklungen bei Strom und Gas und die damit einhergehenden Aktivitäten der Unternehmen führen für die Kundinnen und Kunden zum Teil zu großer Verunsicherung. Hier war die E-Control in den vergangenen Monaten sehr gefordert und steht den

Konsumentinnen und Konsumenten auch weiterhin zur Verfügung.

Die engagierten, kompetenten und motivierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control sorgen dafür, dass diese und alle anderen Aufgaben der Regulierungsbehörde erfüllt werden können. Dafür wollen wir uns sehr herzlich bedanken. Ein Dank gilt aber auch allen Marktteilnehmern und Partnern der E-Control für die konstruktive Zusammenarbeit auch in schwierigen Zeiten. Und nicht zuletzt wollen wir uns auch bei den Mitgliedern des Aufsichtsrates und der neuen Regulierungskommission für ihren Einsatz und ihr Engagement bedanken. Das Jahr 2022 wird weitere Herausforderungen bringen, die es gilt, gemeinsam zu meistern. Wir freuen uns auf eine weiterhin gute Zusammenarbeit.



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



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

STROM- VERSORGUNG



STROM- VERSORGUNG 2021

Im Jahr 2021 wurden in Österreich 66,1 TWh Strom an Endkunden abgegeben. Damit lag die Abgabe um 3,9% oder 2,5 TWh über dem Wert des Vorjahres. Die Stromerzeugung ist im Vergleichszeitraum um 2,4 TWh oder 3,3% gesunken. Insbesondere die physischen Importe aus Tschechien sind stark angestiegen. Slowenien und Ungarn sind wieder Nettoexportdestinationen geworden. Insgesamt hat sich der Nettoimport nach dem sehr niedrigen Wert 2020 um 5,3 TWh erhöht.

Vor allem das endgültige Auslaufen der öffentlichen Steinkohleverstromung und das relativ schlechte Wind- und Wasserjahr 2021 haben dazu beigetragen, dass viel nach Österreich importiert wurde, um den heimischen Verbrauch abzudecken. Trotz der wirtschaftlich ungünstigen Situation für Gaskraftwerke waren diese dennoch mehr im Einsatz als noch 2020 (+718 GWh). Die sehr niedrige Laufkrafterzeugung (-1,6 TWh) konnte so aber nicht ausgeglichen werden.

STROMBILANZ 2020 UND 2021

in GWh	2021	2020	Δ
Stromerzeugung	69.025	71.378	-2.352
Importe	26.436	24.523	1.914
Exporte	18.893	22.281	-3.388
Nettoimporte	7.543	2.241	5.302
Verbrauch für Pumpspeicherung	5.412	4.780	632
Eigenbedarf	1.811	2.018	-208
Netzverluste	3.236	3.192	44
Summe = Endverbrauch	66.109	63.629	2.481

Abbildung 1
Stromversorgungsstruktur
2021 im Vergleich zu 2020

Quelle: E-Control

Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Stromversorgung

Den größten Einbruch des Stromverbrauchs erlebte Österreich 2020 im zweiten und dritten Quartal. Das vierte Quartal war dann bereits wieder etwa auf dem Vorkrisenniveau von 2019. International lässt sich ein grundsätzlich ähnlicher Verlauf erkennen. Die folgende Grafik stellt die Stromverbrauchsmen-

ge von 2019 bis 2021 je Quartal für Österreich und den Euroraum dar. Die Verbrauchswerte wurden dabei auf das jeweilige Quartal standardisiert. Es lässt sich gegenüber dem Euroraum generell in Österreich ein schnelleres Erreichen des Niveaus des Vorkrisenjahres 2019 feststellen.

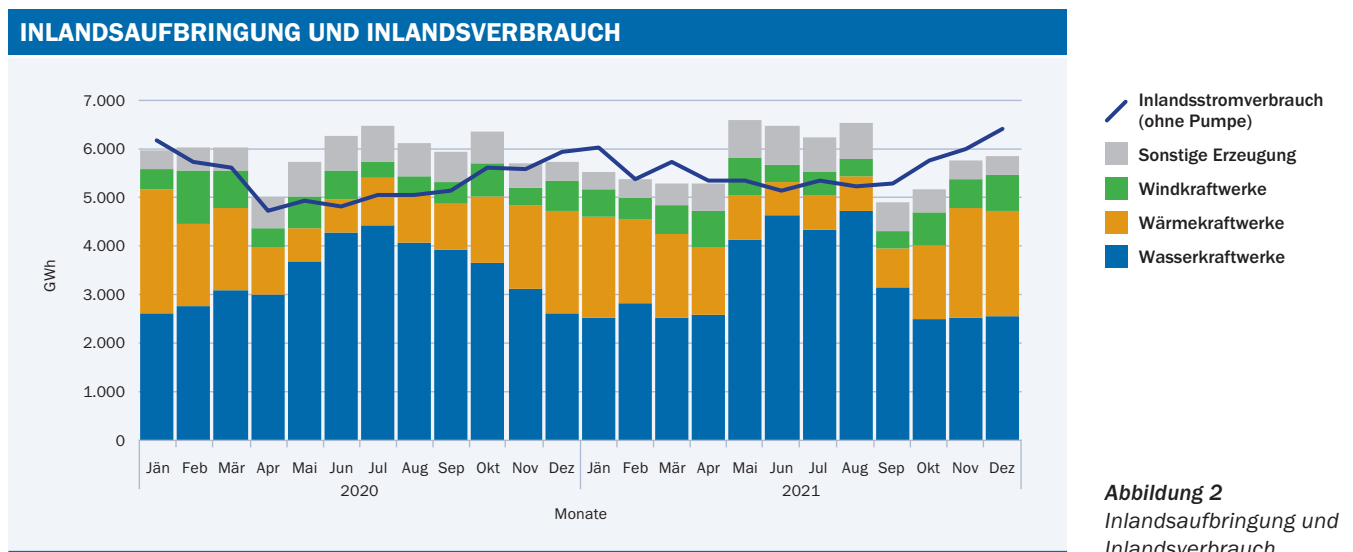


Abbildung 2
Inlandsaufbringung und
Inlandsverbrauch

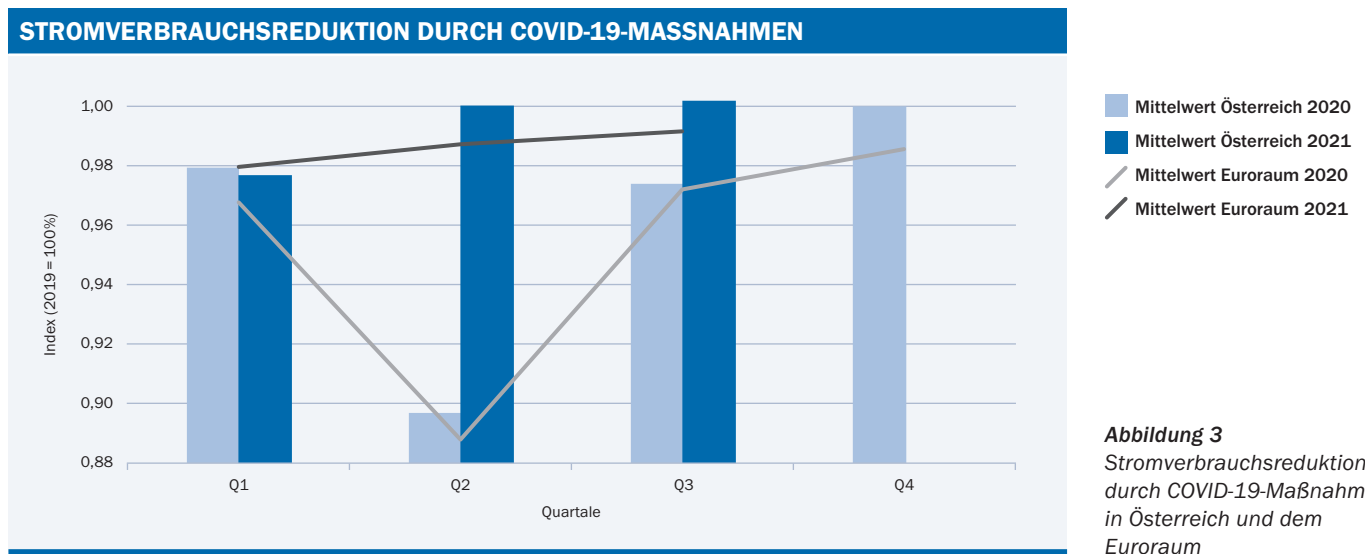


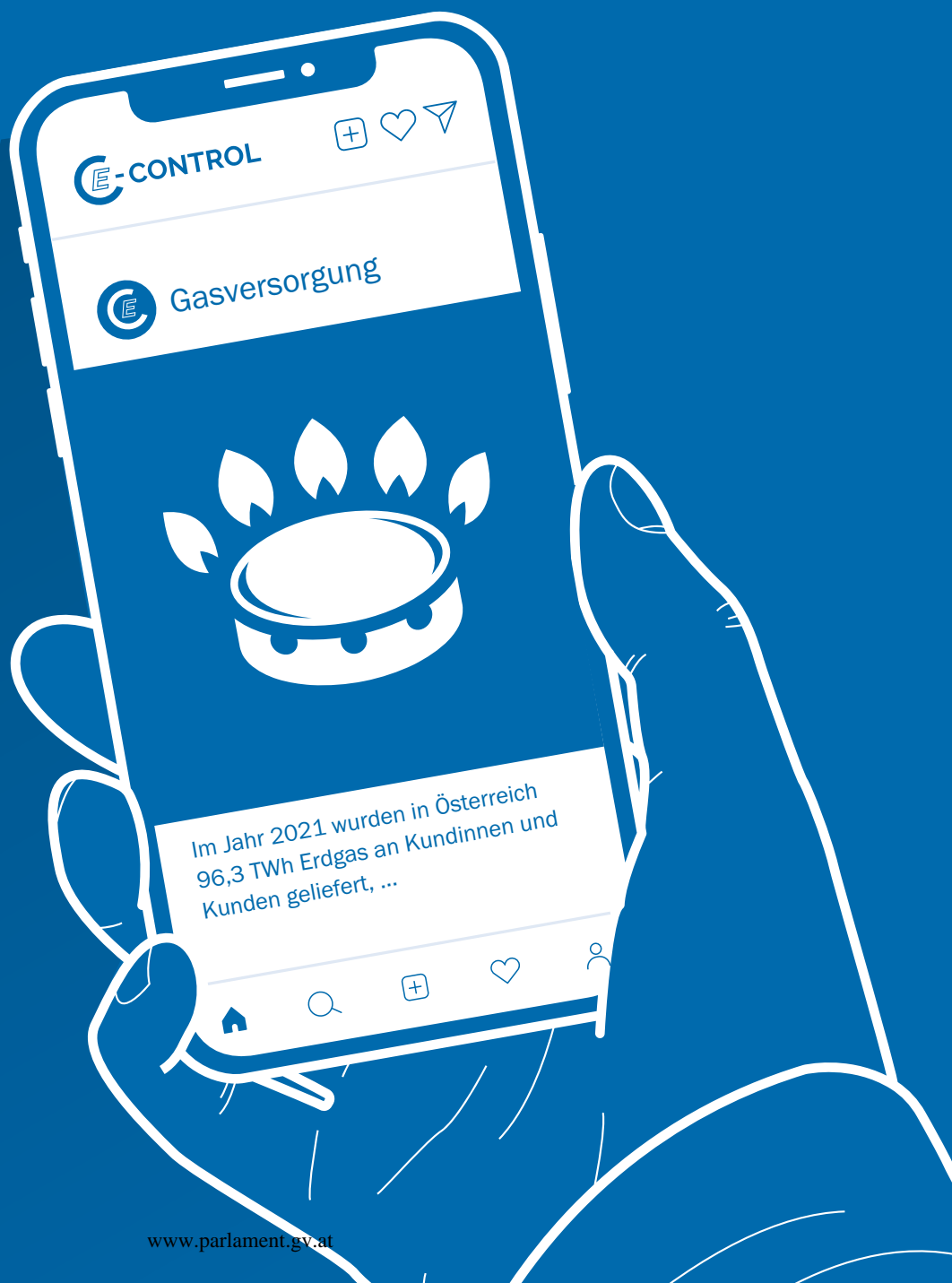
Abbildung 3
Stromverbrauchsreduktion
durch COVID-19-Massnahmen
in Österreich und dem
Euroraum

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

GAS- VERSORGUNG



GAS- VERSORGUNG 2021

Im Jahr 2021 wurden in Österreich 96,3 TWh Erdgas an Kundinnen und Kunden geliefert, das sind 5,8 TWh oder 6,4% mehr als ein Jahr zuvor. Der Import ist in diesem Jahr weiter zurückgegangen und lag mit 444,5 TWh um fast 40 TWh niedriger als 2020. Die Exporte sind hingegen nur um 21,2 TWh gesunken. Dies führte dazu, dass die Nettoimporte um 18,4 TWh gesunken sind. Damit war 2021 das zweite Jahr sehr niedriger Importe in Folge. Vor allem die Importe über die deutsche

Grenze sind stark gesunken (–33,8 TWh), während jene über die slowakische Grenze nur um 5,8 TWh oder 1,5% gesunken sind. Ausgeglichen wurde diese geringere Aufbringung durch mehr Speicherentnahmen (+30 TWh) und lediglich 5,3 TWh mehr Einspeisungen, was einen höheren negativen Speichersaldo in der Höhe von 24,7 TWh ergibt. Die Produktion trug 7,5 TWh zur Versorgung bei.

GASBILANZ 2020 UND 2021

in GWh	2021	2020	Δ
Importe	444.517	484.166	–39.649
Exporte	393.545	414.766	–21.220
Nettoimporte	50.972	69.400	–18.428
Erdgas Produktion	7.460	8.313	–849
Biogas Einspeisung	136	138	–2
Ausspeicherung	96.278	66.304	29.974
Einspeicherung	54.556	49.267	5.290
Nettospeicherbewegung	41.722	17.037	24.684
Eigenverbrauch u. Verluste	–3.912	–4.284	372
Summe = Endabgabe	96.260	90.467	5.793

Abbildung 4
Gasversorgungsstruktur
2021 im Vergleich zu 2020

Quelle: E-Control

Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf die Gasversorgung

Im Unterschied zur Stromversorgung hatte die Pandemie kaum Auswirkungen auf die Gasversorgung, da diese mehr durch Temperatureinflüsse geprägt war und der industrielle Gasverbrauch wenig durch die Pandemie beeinflusst war.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

PREISENT- WICKLUNGEN



PREISENTWICKLUNGEN AM GROSSHANDELSMARKT

Großhandelsmarkt für Stromprodukte

Nach dem äußerst günstigen Preisniveau von 33,1 EUR/MWh im Pandemie- und Rezessionsjahr 2020 stand das Jahr 2021 ganz im Zeichen von wirtschaftlichen Rebound- und Sondereffekten, die zu erheblichen Preisanstiegen im Stromgroßhandel führten. Vor diesem Hintergrund ergab sich ein mittlerer Spotmarktpreis von 109 EUR/MWh (+229% im Vergleich zum Vorjahr) auf Basis der Ergebnisse der Day-ahead-Marktkopplungsauktion. Derartige Marktergebnisse sind auch im langjährigen Vergleich außergewöhnlich. Über das gesamte Jahr betrachtet sind vor allem zwei Hauptfaktoren für diese Preisentwicklung zu nennen:

- > Der Beginn der vierten Phase im europäischen Emissionshandel (ETS) bei gleichzeitigen Verschärfungen in den europäischen Klimazielen und damit verbundene CO₂-Preisanstiege. Der Preis von über 80 EUR/EUA am Jahresende 2021 entspricht etwa einer Verdreifachung im Vergleich zum Preisniveau von unter 30 EUR/EUA im alten Handelsregime.
- > Der Druck der globalen Konjunkturerholung und entsprechende „bullische“ Entwicklungen auf Primärenergienmärkten, die zu steigenden Brennstoffpreisen führten. Die für die österreichische Stromwirtschaft besonders wichtigen Gaspreise waren von den Steigerungen besonders stark betroffen. Im Jahresverlauf kam es im Spotmarkt des Gasgroßhandels zu ei-

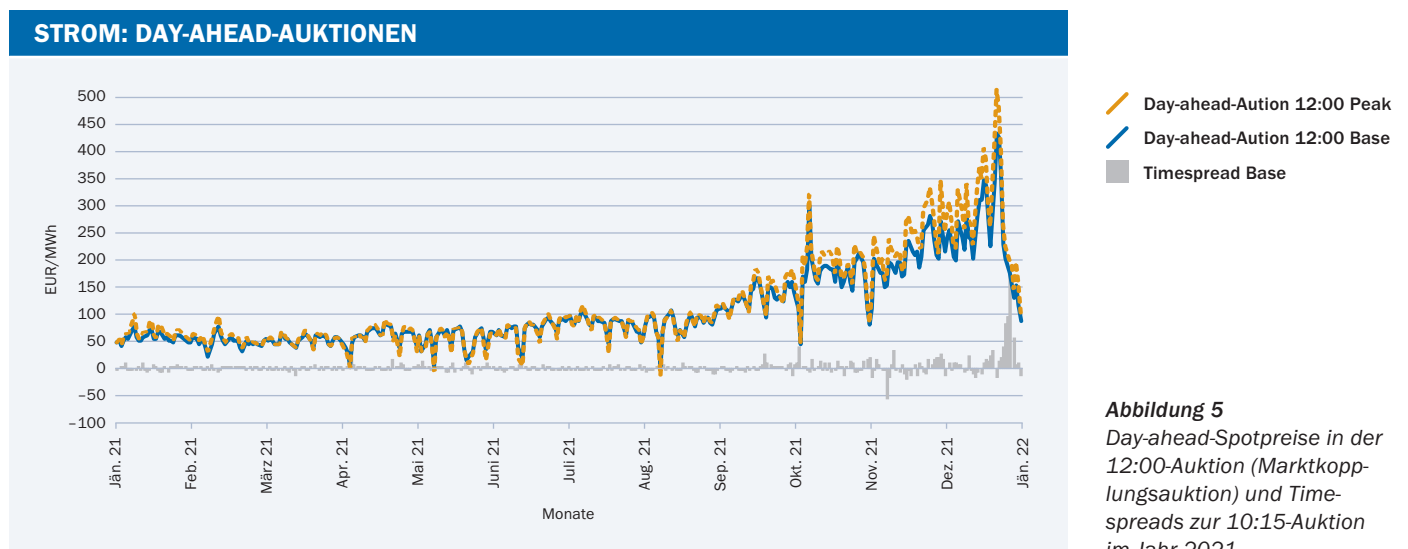
ner Vervierfachung der Preise. Meldungen über eingeschränkte Kapazitäten und potenzielle Knappheitsszenarien im Gassektor führten zudem zu erheblichen Preisspitzen, die sich auch im Stromgroßhandel auswirkten.

Die beiden genannten Hauptfaktoren wirken immer dann auf den resultierenden Strompreis im Großhandel, wenn zur Nachfragedeckung kalorische Kraftwerke eingesetzt werden müssen. Aufgrund der ausgeprägten Saisonalitäten von Strombezug und dem erneuerbaren Erzeugungspotenzial kam es unterjährig zu unterschiedlich starkem Preisdruck auf die Entstehungskosten.

Trotz vergleichsweise geringer Nachfrage im ersten Quartal 2021 etablierte sich in Österreich ein beachtlicher Preis von 54 EUR/MWh, welcher zunächst auf geringe erneuerbare Erzeugung und dem daraus resultierenden Einsatz von kalorischen Kraftwerken bei steigenden CO₂-Preisen zurückzuführen war. Das zweite Quartal begann zunächst mit insgesamt rückläufigen Preisen aufgrund erstarkter Erzeugung aus Wasser- und Windkraft. In dieser Phase traten auch gewisse Häufungen von Base-Preisen nahe Null auf. Gleichzeitig begann jedoch auch der Anstieg der Gasgroßhandelspreise, zunächst befeuert durch einen unerwarteten Kälteeinbruch im Frühjahr, der auch zu einer starken Leerung der Gasspeicher führte. Der folgende

Nachfragedruck zur Füllung der Speicher in Europa bei ebenfalls erhöhter globaler Nachfrage entfaltete eine Sogwirkung auf den Gasmärkten, die bis heute anhält. Im Zuge dessen kam es im Stromgroßhandel zunächst zu einer saisonal ungewöhnlichen, aber moderaten Erhöhung auf 63 EUR/MWh im zweiten Quartal. Die üblichen preistreibenden Effekte im Herbst bewirkten einen weiteren, diesmal beträchtlichen Preisanstieg auf 100 EUR/MWh im dritten Quartal. In den Wintermonaten wirken die Saisonfaktoren aus erhöhter Nachfrage und eingeschränkter erneuerbarer Erzeugung traditionell am stärksten. Zusätzlich kam es zu weiteren erheblichen Preisanstiegen bei Gas und CO₂-Zertifikaten. Diese Mischung ließ die mittleren Stromgroßhandelspreise im vierten Quartal auf das Re-

kordniveau von 209 EUR/MWh steigen. An einzelnen Tagen kam es sogar zu Preisspitzen von über 400 EUR/MWh Base bzw. über 500 EUR/MWh Peak. In den letzten Monaten des Jahres 2021 etablierten sich auch im Mittel deutlich erhöhte Preisunterschiede zwischen Base- und Peak-Produkten, dies kann als Hinweis auf die stärkere Relevanz der untertägigen Nachfrageschwankungen für die Preisbildung gedeutet werden. Am Jahresende zeigten sich deutliche Preisrückgänge im Stromgroßhandel, die von fallenden Gaspreisen ausgelöst wurden. Aufgrund einiger Sonderfaktoren am Jahresende können diese Ergebnisse wohl nicht als nachhaltiges Signal rückläufiger Preise interpretiert werden, eine erneute Preisrallye zu Jahresbeginn erscheint durchaus möglich.



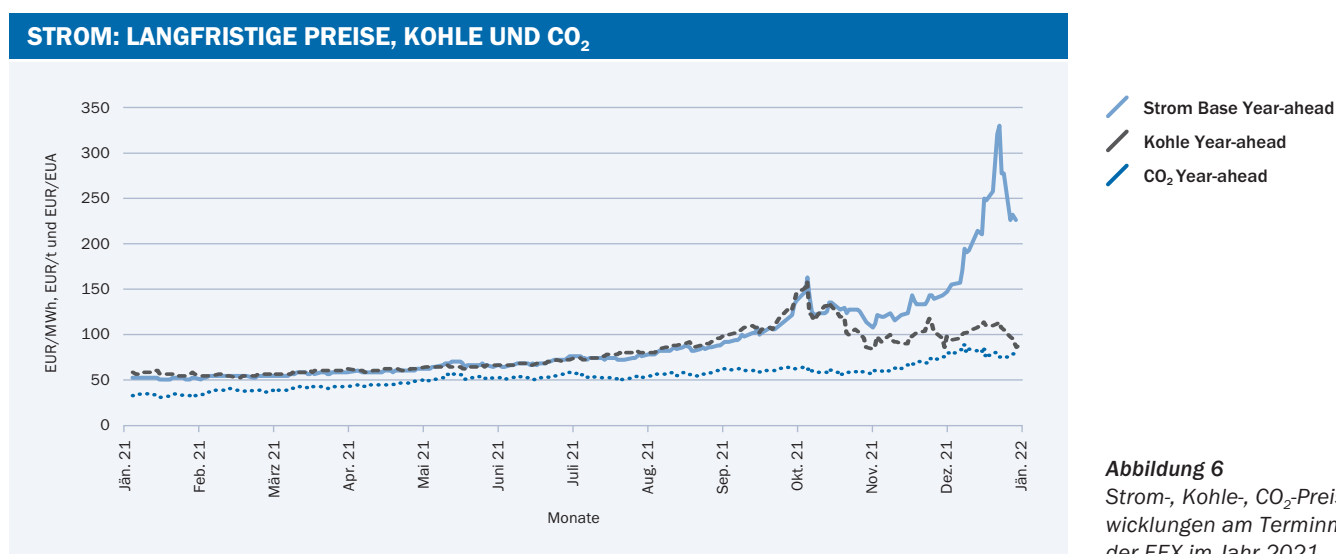
Quelle: EPEX Spot SE, Nord Pool, EXAA, Berechnungen E-Control

Die bisher erläuterten Preisentwicklungen beziehen sich auf die Ergebnisse der Day-ahead-Marktkopplungsauktion mit grenzüberschreitendem Austausch, die täglich um 12 Uhr mittags stattfindet und den wichtigsten Spotpreisindikator darstellt. Eine Besonderheit des österreichischen Stromgroßhandels besteht aber in der bereits zuvor stattfindenden nationalen 10:15-Auktion, welche exklusiv von der Wiener Strombörse EXAA angeboten wird. Aufgrund der zeitlichen Differenz existiert ein sogenannter „Timespread“ in den Handelsabschlüssen der beiden Day-ahead-Auktionen (die gleiche Lieferstunde kann in den beiden Auktionen unterschiedliche Preise aufweisen). Der durchschnittliche Timespread im Jahr 2021 lag bei 2,2 EUR/MWh – die Strompreise der 10:15-Auktion waren also im Mittel teurer als die Vergleichspreise der Marktkopplungsauktion um 12:00. Im Vergleich zu den Vorjahren und speziell im Vergleich zum Krisenjahr 2020 stellt dies einen erheblichen Preisunterschied dar. Ein genauerer Blick auf die Timespreads zeigt, dass die Preisaufschläge in der nationalen 10:15-Auktion zunächst im Frühjahr auftraten und sich mit den besonders stark steigenden Preisen im vierten Quartal erneut manifestiert haben.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Großhandelsmarktentwicklungen der letzten Monate sind die erheblichen Preisunterschiede zum deutschen Marktgebiet. Trotz vermehrter Importe aus Deutschland lag die Preisdifferenz zwischen Stromlieferungen in Österreich und Stromlieferungen in Deutschland von Okto-

ber bis Dezember 2021 im Mittel bei etwa 30 EUR/MWh. Hintergrund dieser Entwicklung ist das Wiedererstarken der deutschen erneuerbaren Erzeugung (vor allem Windkraft) und die damit verbundene reduzierte Residualnachfrage, welche die Nachfragedeckung durch derzeit vergleichsweise günstige Erzeugung aus Kohlekraftwerken in Deutschland ermöglicht. Die zeitgleich in Österreich eingesetzten Gaskraftwerke sind aufgrund der Rekordpreise im Gasmarkt derzeit teurer als die deutsche Kohleverstromung.

Die Entwicklungen auf den Spotmärkten haben naturgemäß direkte Auswirkung auf die Erwartungsbildung, folglich zeigen sich auch auf den Terminmärkten deutliche Preisausschläge. Im Dezember wurde der Base-Jahresfuture für Stromlieferungen in Österreich im Jahr 2022 bereits bei durchschnittlich 220 EUR/MWh gehandelt, zwischenzeitlich stieg der Kontrakt sogar auf 330 EUR/MWh. Der entsprechende Peak-Kontrakt für 2022 bewegte sich zuletzt bei durchschnittlich über 280 EUR/MWh. Die Erwartung von weiterhin hohen Stromerzeugungskosten im Wärmesegment scheint hierfür der wichtigste Aspekt zu sein. Es bleibt jedoch abzuwarten, wie nachhaltig derartige Preisniveaus tatsächlich sind.



Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Abbildung 6
Strom-, Kohle-, CO₂-Preisentwicklungen am Terminmarkt der EEX im Jahr 2021

Großhandelsmarkt für Gasprodukte

Im Gegensatz zum Jahr 2020 waren im Jahr 2021 preissteigernde Einflüsse vorherrschend. Dieser Steigerungstrend zeigte sich bereits zu Beginn des Jahres, als das bilateral am CEGH (Central European Gas Hub) gehandelte Day-ahead-Produkt am 12. Jänner 2021 eine erste Preisspitze von 25,18 EUR/MWh erreichte. Auf anderen europäischen Märkten, z.B. auf dem niederländischen TTF (Title Transfer Facility, niederländischer Erdgas-Handelspunkt), waren die Preise für das Produktäquivalent sogar noch etwas höher. Zum damaligen Zeitpunkt war dies der höch-

ste Preis seit November 2018. Auslöser war die temperaturbedingt außerordentlich große Gasnachfrage im asiatischen Markt und die dadurch stark reduzierten Mengen an LNG für den europäischen Markt. Nachdem in den Wochen danach kurzfristig eine Entspannung der Preise zu beobachten war, manifestierten sich die Dynamik und das Ausmaß der preistreibenden Faktoren im Laufe des Jahres erst wirklich. Das Frühjahr war im historischen Vergleich besonders kühl, was bis in das zweite Quartal hinein zu einer erhöhten Heiznachfrage führte. Das im Vergleich zum

Vorjahr deutlich erhöhte Preisniveau und die kalten Temperaturen im Frühjahr hatten deutliche Auswirkungen auf die ökonomischen Anreize der Speicherbewirtschaftung. Beginnend im April kam es zu saisonal ungewöhnlich starken Ausspeicherungen, wodurch der Füllstand der österreichischen Gasspeicher Ende Mai bei knapp über 20% lag. Dies war der geringste Gasspeicherfüllstand seit April 2018 und stellte vor allem im Vergleich zu den historisch üblichen Werten für den Monat Mai ein 8-jähriges Minimum dar. Die niedrigen Speicherfüllstände führten angebotsseitig zu einer Verringerung der vorhandenen Flexibilität und zu einer Erhöhung der Nachfrage während der Sommermonate. Das LNG-Angebot, welches in den letzten Jahren ein Überangebot im Markt darstellte und das Preisniveau drückte, wurde 2021 gänzlich vom Markt absorbiert. Während 2020 aufgrund des niedrigen Preisniveaus noch als finanziell herausfordernd für Produzenten galt, erholte sich im aktuellen Jahr die Nachfrage des Marktes nach dem pandemiebedingten Einbruch rascher als das Angebot. Trotz des Gaspreisanstieges auf den europäischen Märkten war der asiatische Markt im Jahr 2021 attraktiver und vereinnahmte den Großteil der LNG-Lieferungen aus den USA. Die beschriebenen Einflüsse trugen zu einer verknüpften Angebotssituation im europäischen Markt bei und wirken sich durch die steigende Vernetzung der Märkte auch preistreibend auf den österreichischen Gasmarkt aus.

Der europäische Energiemarkt war im Jahr 2021 zudem mit einer fundamentalen Neu-

bewertung der Preise für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandel (EUA – Europäisches Emissionsrecht, European Union Allowance) konfrontiert. Die verschärften europäischen Klimaziele für 2030 wirkten preistreibend, wodurch der Zertifikatmarkt attraktiver für Finanzinstitutionen und Anleger wurde. Zusätzlich wirkten sich auch die Entwicklungen auf den Gasgroßhandelsmärkten preistreibend auf die Zertifikatpreise aus. Der Höchstwert für das Referenzprodukt Mitte-Dezember-2021 wurde am 8. Dezember 2021 mit 88,88 EUR/EUA erreicht. Verglichen mit dem Vorjahr sind die EUA-Preise im Jahresdurchschnitt um das Zweieinhalbfache höher. Die Gegenüberstellung von Gas- und EUA-Preisen zeigt eine besonders stark ausgeprägte Abhängigkeit dieser beiden Märkte. Mit dem Ende des 3. Quartals reduzierte sich diese Abhängigkeit und die Gaspreise stiegen stärker als die EUA-Preise.

Der Maximalpreis für das Day-ahead-Produkt am CEGH wurde am 21. Dezember 2021 mit 184,26 EUR/MWh erreicht. Im Jahresdurchschnitt waren die Day-ahead-Preise auf dem OTC-Markt am CEGH im Jahr 2021 viereinhalbmal so hoch wie im Vorjahr.

Auch im Jahr 2021 verliefen die Preise am virtuellen Handelspunkt in Österreich weitestgehend im Gleichklang mit dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) und dem liquidesten Hub in Europa, dem TTF in den Niederlanden. Im Jahresmittel kam für das Day-ahead-Produkt auf dem OTC-Markt

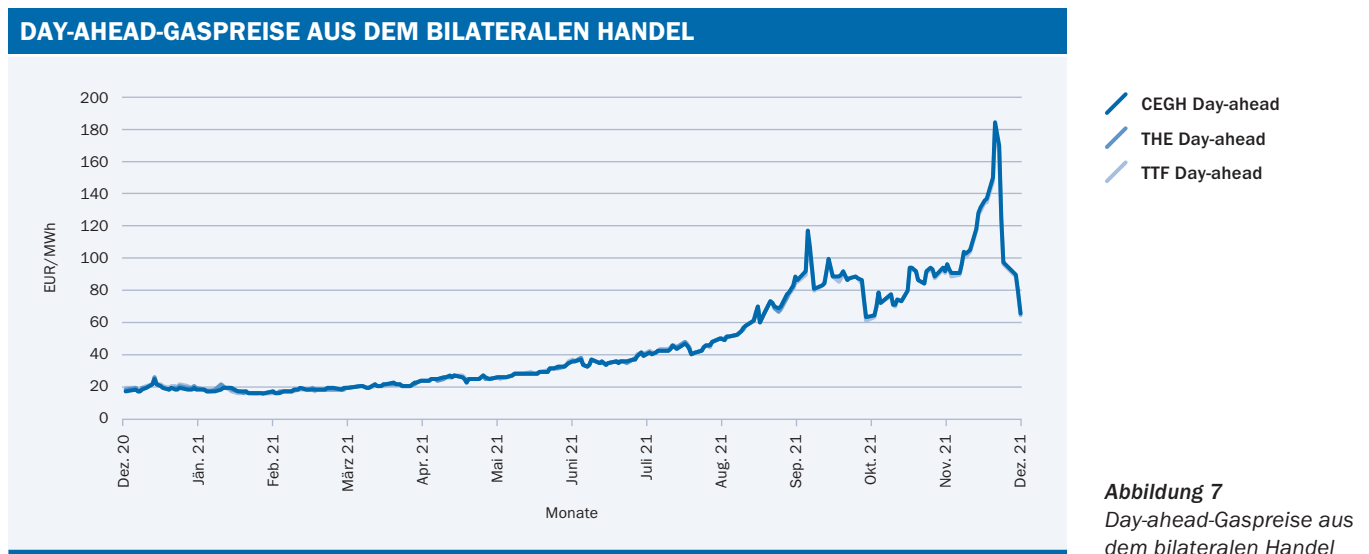


Abbildung 7
Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel

Quelle: ICIS Heren

am CEGH ein Aufpreis von 0,15 EUR/MWh zum niederländischen TTF und 0,23 EUR/MWh zum deutschen THE zustande. Die Preisdifferenzen der Märkte verringerten sich in den letzten zwei Jahren deutlich. Auch lagen die Preise am CEGH seit 2020 phasenweise unterhalb jener an den beiden Vergleichsmärkten.

Die am österreichischen CEGH gehandelten Mengen hinsichtlich kurz- und langfristiger Produkte wuchsen im Jahr 2021 weiter. Aufgrund der gestiegenen Energiepreise und des dadurch gestiegenen Risikopotenzials für Händler war auch eine vermehrte Konzentration der Handelsaktivität an den Börsen zu bemerken. So war das Handelsvolumen an

der Börse für kurzfristige Gasprodukte am CEGH um 32% höher als im Vorjahr und um 18% höher als im selben Betrachtungszeitraum im Jahr 2019.

Die Kohle- und Gaspreise sind im ersten Halbjahr 2021 signifikant gestiegen. Der Kohlepreis für das Year-ahead-Produkt erreichte am 5. Oktober 2021 mit 158,61 EUR/t den Höchstwert des Jahres. Im Jahresdurchschnitt lag der Preis bei 80,72 EUR/t und somit um 59% höher als 2020. Da die Kohlepreise im Vergleich zu den Gaspreisen im aktuellen Jahr gemäßiger und etwas zeitverzögert stiegen, erhöhte sich ab dem dritten Quartal auch die Wettbewerbsfähigkeit von Kohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken. Dies ist auch

CEGHIX DAY-AHEAD

- Volumen 2020 (rechts) ■
- Volumen 2021 (rechts) ■
- Max. Preis 2021 (links) —
- Durchschn. Preis 2021 (links) —
- Min. Preis 2021 (links) —
- Durchschn. Preis 2020 (links) —



Abbildung 8
Day-ahead-Gaspreise vom
CEGHIX

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

ENTWICKLUNG DER GAS-, ÖL- UND KOHLEPREISE

- Kohle Year-ahead (rechts) —
- TTF 2022 (links) —
- CEGH 2022 (links) —
- THE 2022 (links) —
- Brent (Europe) (rechts) —
- WTI (USA) (rechts) —
- CEGH Day-ahead (links) —
- TTF Day-ahead (links) —
- THE Day-ahead (links) —

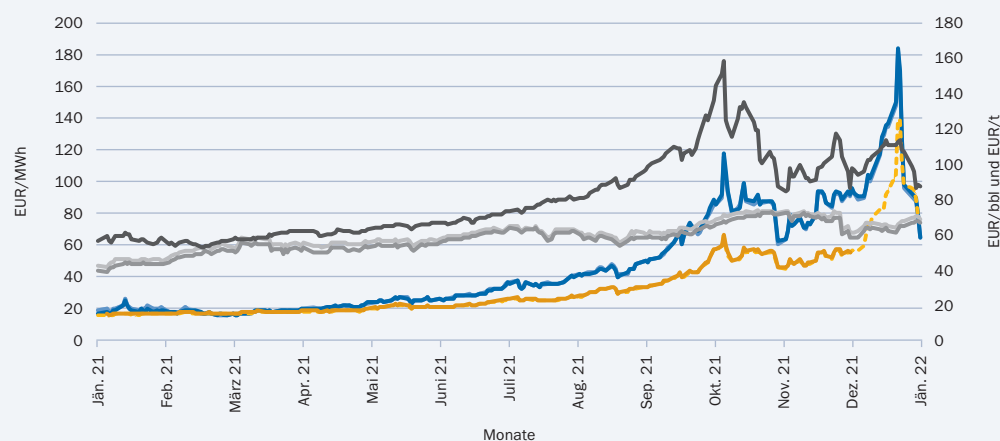


Abbildung 9
Entwicklung der Gas-, Öl- und
Kohlepreise

Quelle: ICIS Heren, ICE, CME, EEX

anhand der Year-ahead-Clean-Spark-Spreads und -Clean-Dark-Spreads erkennbar, wonach Kohlekraftwerke für die Stromerzeugung ab Anfang August profitabler waren als Gaskraftwerke.

Europas wichtigste Rohölsorte, Brent, kostete im Jahr 2021 durchschnittlich 60,08 EUR/

barrel. Dies entspricht im Jahresdurchschnitt einem um 55% höheren Preisniveau als im Jahr 2020. Die Preise von Brent und WTI, der Rohölsorte aus den USA, entwickelten sich auch 2021 sehr ähnlich. Allerdings entkoppelten sich die Energiepreise ab März 2021 wieder vom Ölpreis und wurden vermehrt von anderen Faktoren beeinflusst.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

ENTWICKLUNGEN EUROPARECHT



ENTWICKLUNGEN EUROPARECHT

Green Deal und „Fit for 55“-Paket

Die EU-Kommission stellte bereits Ende des Jahres 2019 ein Maßnahmenpaket für stärkeren Klimaschutz und wirtschaftliche Veränderungen in Europa vor: den Green Deal. Mit diesem Maßnahmenpaket strebt die EU als erster Kontinent Klimaneutralität bis 2050 an.

Im Juli 2021 präsentierte die Europäische Kommission im Rahmen des Maßnahmenpakets „Fit for 55“ weitere Rahmenbedingungen zur Verwirklichung des Green Deal. Die legislativen Vorschläge, die entweder Bepreisung, Zielvorgaben oder Vorschriften beinhalten, stellen Rechtsinstrumente für die Erreichung der im Europäischen Klimagesetz vereinbarten Ziele bereit. So sollen unter anderem das im europäischen Klimagesetz festgeschriebene Treibhausgasreduktionsziel von 55% bis 2030 (gegenüber 1990) und die Klimaneutralität bis 2050 erreicht werden.

Das Paket beinhaltet 13 Vorschläge, insbesondere Verschärfungen im bestehenden

europäischen Emissionshandelssystem und dessen Ausweitung auf die Schifffahrt, die Schaffung eines neuen, separaten Emissionshandelssystems für Gebäude und den Straßenverkehr, eine umfassende Restrukturierung der Energiebesteuerung, ambitioniertere Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und zur Energieeffizienz, die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichsmechanismus und überarbeitete CO₂-Emissionsstandards für Neuwagen.

Bis auf die Energiebesteuerungsrichtlinie, die vom Rat unter Anhörung des Europäischen Parlaments einstimmig beschlossen wird, durchlaufen alle präsentierten Legislativvorschläge das ordentliche Gesetzgebungsverfahren. Auch wenn bereits im Sommer 2021 die ersten Vorschläge im EU-Parlament und Rat diskutiert wurden, ist der Abschluss der Verhandlungen frühestens im zweiten Halbjahr 2022 zu erwarten.

EU-Paket zur Dekarbonisierung des Gasmarktes

Noch im Dezember 2021 legte die EU-Kommission ein weiteres Legislativpaket vor. Dieses Paket zur Dekarbonisierung des Gasmarktes bis 2050 umfasst eine Revision der wesentlichen Rechtsakte für den euro-

päischen Gasbinnenmarkt – der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EG, der Gasverordnung 715/2009 und eine Ergänzung der Gas-SoS-VO 2017/1938. Zusätzlich wird eine neue Verordnung zur Reduzierung der

Methanemissionen im Energiesektor von der EU-Kommission vorgeschlagen.

Der von der EU-Kommission vorgeschlagene Regulierungsrahmen zielt auf die Integration von erneuerbaren Gasen in ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft ab und wird es Energiekundinnen und -kunden künftig ermöglichen, eine deutlich aktivere Rolle wahrzunehmen, während gleichzeitig deren Konsumentenrechte gestärkt werden. Die EU-Kommission beabsichtigt dabei, auf

die Erfahrung der europäischen Energieregulatoren der Strom- und Gasmärkte aufzubauen, die auch für den Wasserstoffmarkt zuständig sein werden. Mit der vorgeschlagenen neuen Verordnung zur Reduktion der Methanemissionen wird die Grundlage für eine objektive Messung, Überwachung und Verringerung der klimaschädlichen Emissionen gelegt, die derzeit eine zentrale Herausforderung bei der weiteren Nutzung von Erdgas darstellen.

Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und -verordnung

Bei der Umsetzung der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung gibt es eine Reihe von Aufgaben für die Übertragungsnetzbetreiber. Eine Vorgabe der Verordnung ist, dass 70% der beschränkten Übertragungskapazitäten dem zonenübergreifenden Handel zur Verfügung zu stellen sind. Auch wegen der raschen Anwendbarkeit der Bestimmung seit 1. Jänner 2020 befinden sich die europäischen Übertragungsnetzbetreiber nach wie vor in einer Umsetzungsphase. Gleichzeitig bauen ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) und die Regulierungsbehörden das entsprechende Monitoring und die Bewertungsmechanismen auf. Laut Aktionsplan des Klimaministeriums (BMK) soll dieses Ziel in Österreich bis zum Jahr 2025 erreicht werden. Die E-Control hat

die Aufgabe, die Einhaltung des Aktionsplans und der darin definierten Mindestkapazitäten zu überwachen.

Weitere Schritte aus der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ergeben sich für die regionalen Koordinierungszentren. Die Übertragungsnetzbetreiber sind derzeit damit beschäftigt, die organisatorischen Voraussetzungen für die Einhaltung der Vorgaben aus der Verordnung zu erfüllen und die Strukturen und Entscheidungsprozesse anzupassen. Die E-Control hat die eingereichten Regelungen dazu im Sommer 2021 gemeinsam mit den anderen Regulierungsbehörden des Synchrongebietes Kontinentaleuropa genehmigt. Jedoch sind noch Anpassungen insbesondere in Bezug auf die Einbindung von Drittstaaten vorzunehmen.

Überarbeitung der TEN-E-Verordnung

Ende 2020 veröffentlichte die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Überarbeitung der Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung). Das Jahr 2021 war dann vom Legislativverfahren der europäischen Gesetzgeber geprägt.

Die neue TEN-E-Verordnung ist am Green Deal ausgerichtet. Politische Diskussionspunkte umfassten insbesondere die Streichung von Gasprojekten sowie die Möglichkeit der Förderung, wenn Wasserstoff bestehenden Erdgasnetzen beigemischt wird (Blending).

Aus Sicht der europäischen Regulatoren ist vor allem jenes Kapitel von Relevanz, das die Rollenverteilung für die Erarbeitung der Kosten-Nutzen-Analyse-Methoden sowie die Szenarien-Erstellung für den EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) behandelt. Aus Sicht der Regulierungsbehörden sollte die Rolle von ACER als Kontrollorgan bei der Erarbeitung dieser Dokumente gestärkt werden. Ende 2021 konnten sich die europäischen Institutionen auf einen Kompromiss einigen. 2022 wird die Verordnung in Kraft treten.

Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets

Aus dem dritten Binnenmarktpaket sind über die Realisierung der Netzkodizes und Leitlinien noch kontinuierlich Genehmigungs- und Umsetzungsprozesse im Gang. Dabei geht es teils um die erstmalige Umsetzung der Vorgaben, teils um die Weiterentwicklung bestehender Methoden.

Einige wesentliche Schritte betreffen die grenzüberschreitende Marktintegration und folgen damit den Vorgaben der Leitlinie für Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (CACM-Leitlinie). Um die Effizienz der Vergabe von Übertragungskapazitäten zu erhöhen, konnten die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des „Inte-

rim Coupling“-Projekts und die nominierten Strommarktbetreiber (NEMOs, nominated electricity market operator) die tägliche Vergabe für die österreichischen Grenzen zu Ungarn und Tschechien mit Juni 2021 von expliziten auf implizite Auktionen umstellen. Die Grenzen wurden damit in das Single-Day-ahead-Coupling (SDAC) eingegliedert, das schon bisher für sämtliche EU-Grenzen Österreichs umgesetzt ist.

Damit sind alle Grenzen der Core-Region gekoppelt und es bleibt lediglich noch die Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der Region. Diese wurde im Jahr 2021 von den NEMOs und Übertragungsnetz-

betreiben intensiv vorbereitet. Die Regulierungsbehörden begleiten den Prozess. Der eigentlich für Februar 2022 geplante Projektstart verzögert sich um einige Monate.

Im Bereich der langfristigen Kapazitätsvergaben wird für die Core-Region ebenfalls eine lastflussbasierte Kapazitätsvergabe im Sinne der Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA-Leitlinie) entwickelt. Die entsprechende Methode wurde während des Jahres 2021 von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gemeinsam mit den Regulierungsbehörden der Core-Region erarbeitet und im November 2021 genehmigt. Für die Vorbereitung und Umsetzung wurde ein Zeitraum von 3 Jahren vorgesehen, d.h., die koordinierte regionale Berechnung kann für Kapazitätsvergaben ab dem Jahr 2025 angewandt werden.

Ein wesentlicher Arbeitsschwerpunkt der Stromarbeitsgruppe von ACER im Jahr 2021 war die Überarbeitung des Netzkodex zur europäischen Regelung der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements.

Auch die Entwicklung der Region Italy-North wird kontinuierlich vorangetrieben. Die markanteste Umsetzung im vergangenen Jahr war die Umsetzung des XBID-Handelssystems an den Grenzen der Region im September; davon war auch die Grenze zwischen Österreich und Italien umfasst. Damit werden nun auch alle österreichischen EU-Grenzen mit dem Standardmechanismus für die Intra-Day-Vergaben gehandhabt.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

RECHTSENT- WICKLUNGEN IN ÖSTERREICH



RECHTSENTWICKLUNGEN IN ÖSTERREICH

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Zur Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie und unter Berücksichtigung der EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen wurde in Österreich im Juli 2021 das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) gemeinsam mit Novellierungen zu weiteren Gesetzesmaterien beschlossen: Neben der Erlassung des EAG, welches das Ökostromgesetz ablöst, wurden das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das E-Control-Gesetz novelliert.

Das Ziel ist, die Stromversorgung an Endkundinnen und -kunden in Österreich bilanziell ab dem Jahr 2030 vollständig durch erneuerbare Energieträger zu decken. Dazu soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gegenüber 2020 um 27 TWh gesteigert werden. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

- > 11 TWh aus Photovoltaik,
- > 10 TWh aus Wind,
- > 5 TWh aus Wasserkraft und
- > 1 TWh aus Biomasse.

Die dafür notwendigen Fördermittel sollen im dreijährigen Mittel 1 Mrd. Euro nicht übersteigen. Sollte dieser Grenzwert überschritten werden, so sind die Mittel der Folgejahre bis zum Jahr 2030 proportional zu kürzen. Wenn durch diese Kürzung allerdings die Zielerrei-

chung gefährdet wird, muss die Bundesregierung dem Nationalrat zur Sicherstellung der Zielerreichung eine neue Gesetzesvorlage übermitteln.

Die finanziellen Anreize für den Ausbau sind Investitionsförderungen sowie Marktprämien, welche einen Zuschuss zum Strom-Markterlös darstellen und die fixen Einspeisetarife ablösen. Sie sind gestaffelt nach Technologie, Anlagengröße und Anlagenbestand (Neuanlage oder Revitalisierung). Die Laufzeit der Förderung durch Marktprämien beträgt 20 Jahre, wobei für rohstoffabhängige Anlagen Verlängerungen möglich sind. Für die Fördervergabe sind Ausschreibungen vorgesehen. Die Betriebsförderungen (Marktprämien) laut EAG bedürften einer beihilferechtlichen Abklärung mit der Europäischen Kommission. Im Dezember 2021 konnte Einigkeit über das weitere Vorgehen gefunden werden. Eine diese Einigung nachziehende Novelle des EAG wurde bereits beschlossen.

Die Aufbringung der Förderungsmittel soll analog dem aktuellen System aus dem ÖSG 2012 erfolgen, durch eine Förderpauschale in Euro pro Zählpunkt und einen Förderbeitrag in Cent/kWh. Dabei sind weiterhin gänzliche oder teilweise Kostenbefreiungen für einkommensschwache Haushalte vorgesehen.

Ein wichtiges Thema des EAG sind auch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG). EEG erzeugen gemeinschaftlich Energie aus erneuerbaren Quellen und können diese Energie dann verbrauchen, speichern oder verkaufen.

Anpassungen EIWOG 2010, GWG 2011, Energielenkungsgesetz 2012, E-ControlG

Neben dem EAG wurden im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaketes unter anderem das EIWOG 2010, das GWG 2011, das Energielenkungsgesetz 2012 und das E-ControlG geändert. Im Folgenden werden die wichtigsten Eckpunkte dieser Novelle kurz dargestellt.

Flankierend zur Umsetzung der EEG im EAG, wurde im EIWOG 2010 eine Vergünstigung bei den Netzentgelten für EEG umgesetzt. Für die selbst verbrauchten Erzeugungsteile aus dem lokalen Nahbereich sollen vergünstigte Netzentgelte (lokaler Ortsnetztarif) zur Anwendung kommen. Auch für den ausgedehnten regionalen Nahbereich sind, vergleichsweise, vergünstigte Netzentgelte (regionaler Ortsnetztarif) vorgesehen.

Das EIWOG 2010 wurde weiters um Regelungen zu Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) ergänzt. Das Konzept einer BEG deckt sich weitestgehend mit dem der EEG; sie müssen aus mindestens zwei Teilnehmern bestehen und können die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern und verkaufen.

Während jedoch EEG auf alle erneuerbaren Energien anwendbar sind, beschränken sich BEG auf Elektrizität. Ein weiteres Spezifikum der BEG ist, dass die Mitglieder einer BEG in verschiedenen Netzbereichen ansässig sein können.

Im Zusammenhang mit Strom-Netzanschlüssen sieht das EAG weitgehende Änderungen des EIWOG 2010 vor, die einen vereinfachten Netzzutritt für Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern ermöglichen. Aufgabe der Regulierungsbehörde wird es in diesem Zusammenhang sein, die Einhaltung der gesetzlichen Verpflichtungen für diesen vereinfachten Netzanschluss zu überwachen.

Zu dem Thema Netzanschluss von Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen gab es umfangreiche Diskussionen mit Interessensvertretern sowie Netzbetreibern, um die gesetzlichen Vorgaben bestmöglich umzusetzen. Die erleichterten Anschlussmöglichkeiten für die Erneuerbaren stellen alle Beteiligten vor gewisse Herausforderungen. Die E-Control ist dabei bestrebt, alle Seiten

anzuhören und auf für alle zufriedenstellende Lösungen hinarbeiten.

Für Forschungs- und Demonstrationsprojekte, welche für die Energiewende wichtige Entwicklungen einleiten können, wurden sowohl im EIWOG 2010 als auch im GWG 2011 regulatorische Freiräume geschaffen („Sandboxes“). Erfüllt ein Projekt im Gesetz vorgegebene Ziele und erhält eine Förderung der Forschungs-Förderungsgesellschaft (FFG) oder einer vergleichbaren Stelle, so kann die E-Control mit Bescheid Systemnutzungsentgelte festlegen, die von den verordneten Entgelten abweichen.

Erstmals wurden Definitionen für die Begriffe „erneuerbares Gas“ und „erneuerbarer Wasserstoff“ im GWG 2011 verankert. Auch wird ein verpflichtendes Herkunfts- und Nachweissystem für erneuerbare Gase (inklusive Wasserstoff) etabliert. Um den Ausbau von erneuerbaren Gasen zu forcieren, wird zudem eine Servicestelle für erneuerbare Gase geschaffen, die den Produzenten bzw. Erzeugern von erneuerbaren Gasen unterstützend zur Seite stehen soll. Im GWG 2011 wird die Bundesministerin für Klimaschutz außerdem ermächtigt, mit Verordnung den Maximalwert für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff im Gasnetz festzulegen.

Im Rahmen des GWG 2011 wurde die auf Rechtsgrundlagen der EU beruhende Erweiterung des Begriffs „Verbindungsleitung“ umge-

setzt. Wesentliche Neuerung dabei ist die Anwendung des Binnenmarktregulierungsrechts auch auf Verbindungsleitungen mit Drittstaaten. Schließlich wurden das GWG 2011 und Energielenkungsgesetz 2012 an Vorgaben der Gas-SoS-VO angepasst. Diese sieht allem voran eine Stärkung der Versorgungssicherheit vor, die in Notfällen zu einer engeren Zusammenarbeit und Hilfeleistung der Mitgliedstaaten untereinander führen soll. Ein wesentlicher Bestandteil der Gas-SoS-VO ist der Abschluss von Solidaritätsübereinkommen zwischen den Mitgliedstaaten. Mithilfe dieser soll der notwendige Rahmen für gegenseitige Unterstützungsmaßnahmen der Mitgliedstaaten geschaffen werden. Eine entsprechende gesetzliche Verankerung für diese völkerrechtlichen Vereinbarungen erfolgte im Energielenkungsgesetz 2012.

Weiters wurden im EIWOG 2010 und GWG 2011 Anpassungen zur Neuausrichtung der bestehenden Infrastruktur-Planungsinstrumente (langfristige und integrierte Planung, koordinierter Netzentwicklungsplan) an das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 vorgenommen.

Schließlich wurde durch die Novelle auch das E-ControlG angepasst. Es wurden die Bestimmungen zum Ladepunkteregister aus diesem herausgelöst und in das Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe integriert. Das Ladepunkteregister wurde im Zuge dessen in Ladestellenverzeichnis umbenannt.

Netzreserve

Die vermehrte Integration erneuerbarer Energiequellen und eine damit verbundene erhöhte Volatilität der Erzeugung erfordern auch kosteneffiziente Regelungen zur Sicherstellung der Netzstabilität durch Vorhaltung notwendiger Kraftwerksreserven, wofür in einer Novelle zum EIWOG neue gesetzliche Grund-

lagen geschaffen wurden. Nach Inkrafttreten dieser neuen Bestimmungen Anfang 2021 wurde die erste Beschaffung der Netzreserveleistung durchgeführt. Die Details zu dieser ersten Beschaffung sind im nachfolgenden Abschnitt ausgeführt.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

STROM – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT



STROM – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT

Regulierung der Stromnetze

Die Festlegung der Netzentgelte für Stromnetzbetreiber erfolgt gemäß EIWOG 2010 auf Basis der anerkannten Kosten der Netzbetreiber mit Bezug auf die transportierten Strommengen. Die angemessenen Kosten und die Strommengen werden von der E-Control mit Bescheid festgestellt. Die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden jährlich geprüft, während für Verteilernetzbetreiber mehrjährige Anreizregulierungsmodelle gelten.

In Summe erkennt die E-Control unter Anwendung der aktuell gültigen Regulierungssyste-

me Kosten von rund 2,5 Mrd. EUR pro Jahr für den Betrieb und Ausbau der Stromnetze an. Auf Basis dieser Kosten und der verteilten Strommengen erlässt die Regulierungskommission eine Verordnung für die Entgelte. Diese Festlegung tritt grundsätzlich am Beginn jedes Kalenderjahres in Kraft. Werden die Erlöse auf Basis der Netzentgelte für das Jahr 2022 mit jenen am Beginn der Regulierung des Jahres 2001 verglichen, so ergibt sich trotz einer spürbaren Erhöhung von 2021 auf 2022 eine Reduktion der Netzkostenbelastung von 150 Mio. EUR.

Kostenermittlung für Strom-Verteilernetze

Für Strom-Verteilernetzbetreiber kommt das System der Anreizregulierung zur Anwendung. Dadurch werden Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen motiviert. Die aktuellen Regulierungssysteme laufen noch bis Ende 2023 für Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh bzw. 2024 für die kostengeprüften Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh.

Jedes Jahr werden unter Anwendung des Regulierungsmodells die Kosten und das Mengengerüst der jeweiligen Netzbetreiber

bestimmt und mit Bescheiden der E-Control festgelegt. Die laufenden Betriebskosten entwickeln sich auf Basis des Regulierungsmodells stabil. Allerdings sind die Gesamtkosten für den Betrieb der Verteilernetze im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2019 gestiegen, und diese Kosten bilden die Basis für die Bestimmung der Entgelte für 2022. Eine wesentliche Ursache für diese Kostensteigerung liegt im Anstieg der Investitionen für die Erneuerung der bestehenden Netzanlagen. Diese sind erforderlich, um die Stromnetze zukunftsfit zu machen.

Kostenermittlung für Übertragungsnetze

Die jährliche Kostenanerkennung der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt auf Basis des sogenannten Kosten-Plus-Regulierungsmodells. Dabei prüft die E-Control die vom Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Kosten und die Regulierungskommission beschließt entsprechende Entgelte.

In der aktuellen Kosten- und Mengenermittlung der Übertragungsnetzbetreiber waren einerseits die hohen erforderlichen Investitionen in die bestehende und neue Netzinfrastruktur sowie andererseits abermals die Kosten zur Vermeidung von Netzengpässen wesentliche Themen. Letztere gingen etwas zurück, was primär auf Aufrollungsbeträge aus der Vergangenheit zurückzuführen war. Zusätzlich wurde im Jahr 2021 die Netzreserve neu ausgeschrieben. Diese soll sicherstellen, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Erzeugungs- bzw. Verbrauchskapazitäten für die Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber wählte die Netzreserveanbieter in einem zweistufigen Verfahren gemäß § 23b Abs 2 ElWOG 2010 aus. Die Gesamtkosten dafür liegen nach Zuschlag und Kontrahierung der Anbieter auf dem Niveau der letzten Jahre. Damit wird auch ein wesentlicher Beitrag zur Systemicherheit und Störungsresilienz geleistet. Mittelfristig sind hier keine Kostenredukti-

onen zu erwarten, da die Anforderungen an das Übertragungsnetz weiter steigen werden (Zunahme volatiler Stromerzeugung) und die notwendigen Investitionen (Salzburgleitung, Kapazitätserweiterungen) abzudecken sind.

Die Kosten zur Abdeckung der Netzverluste mussten aufgrund der massiv steigenden Strommarktpreise ab dem zweiten Halbjahr 2021 deutlich angehoben werden. In der Kostenermittlung wurden um rund 37% höhere Preise als im Vorjahr berücksichtigt. Im Vergleich zu den Preisanstiegen der Strompreise im Laufe des Jahres 2021 ist dieser Wert niedriger und darauf zurückzuführen, dass bereits ein Teil der Netzverluste für das Jahr 2022 zu einem früheren Zeitpunkt beschafft worden war und somit kostensenkend wirkte. Zwar arbeitet der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin an einer optimierten Beschaffung, und die Börsen zeigten ab dem 2. Quartal 2022 wieder sinkende Preise, die weitere Entwicklung des Netzverlustentgelts kann aber noch nicht gut prognostiziert werden.

Auch bei den Kosten für Regelleistung schlugen sich die gestiegenen Marktpreise ab dem zweiten Halbjahr nieder. Daraus resultiert auch eine spürbare Kostenerhöhung für die Leistungsbeschaffung, die den Sekundärregel-Entgelten zugrunde liegt.

Netzentgelte

Grundlage für die Bestimmung der Netzentgelte sind die anerkannten Kosten und verteilten Strommengen der Netzbetreiber. Die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) unterscheidet Netzentgelte sowohl nach Netzebene als auch nach den insgesamt vierzehn gesetzlich definierten Netzbereichen. In den Netzbereichen Niederösterreich, Oberösterreich, Linz, Steiermark, Tirol und Vorarlberg werden die Kosten und Mengen der Netzbetreiber im jeweiligen Netzbereich zusammengefasst. Kosten- und Erlösunterschiede der einzelnen Netzbetreiber im selben Netzbereich werden durch Ausgleichszahlungen zwischen diesen Netzbetreibern kompensiert.

Als eine der wesentlichsten Neuerungen der SNE-VO sind die mit November 2021 in Kraft getretenen Ortsnetztarife für lokale und regionale Energiegemeinschaften zu nennen. Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) darf Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen und die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Das EAG ermöglicht so auch Haushalten sowie kleinen und mittleren Unternehmen die Teilnahme an EEGs und fördert die gemeinsame Nutzung der in der Gemeinschaft produzierten Energie. Die Teilnehmer einer solchen Gemeinschaft bezahlen für die in der Energiegemeinschaft erzeugte und gleichzeitig verbrauchte Energie reduzierte Entgelte. Dabei handelt es sich um prozentuelle Abschläge auf den arbeitsbezo-

genen Anteil der verordneten Netznutzungsentgelte. Die Regulierungsbehörde hat hier für den Lokal- und Regionalbereich jeweils einen bundesweit einheitlichen Abschlagswert auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung der gewälzten Kosten zu bestimmen. Mit der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 2. Novelle 2021 hat die Regulierungskommission für den Lokalbereich einen durchschnittlichen Abschlag von 57% festgesetzt. Für den Regionalbereich wurden für die Niederspannung die Kosten der Netzebenen 5, 6 und 7 einbezogen, für den Ortsnetztarif der Mittelspannung im Regionalbereich wurden nur die Kosten der Netzebene 5 berücksichtigt. Da die vorgelagerten Netzkosten bei den unteren Netzebenen höher sind als in der Mittelspannung, ist der prozentuelle Abschlag im Regionalbereich für die Mittelspannung mit 64% deutlich höher als jene für Kundinnen und Kunden in der Niederspannung.

Trotz der grundsätzlich stabilen Vorgaben innerhalb der laufenden Regulierungsperiode steigen die Entgelte für 2022 an. Die Gründe für die Kostenentwicklung wurden bereits zuvor beschrieben. Neben den festgestellten Kosten sind aber auch die abgegebenen Mengen für die Höhe der Entgelte maßgeblich. Zur Abfederung der Effekte der COVID-19-Krise wurden für die Kalkulation der Entgelte nicht die Abgabemengen des Jahres 2020, sondern jene aus 2019 herangezogen,

NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELTE VON 30.9.2001 BIS 1.1.2022

Entgelt- anpassung pro Ebene	Anpassung 2001–2005		Anpassung 2006–2009		Anpassung 2010–2013		Anpassung 2014–2015		Anpassung 2016–2021		Anpassung 2022			Gesamt- anpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Ebene 3	-7,91	-12,3	-3,85	-6,0	-2,44	-3,8	-0,49	-0,8	21,36	33,3	6,89	10,7	9,7	13,55	21,1
Ebene 4	-6,38	-11,5	-0,95	-1,7	-1,28	-2,3	-0,18	-0,3	14,54	26,3	5,20	9,4	8,5	10,95	19,8
Ebene 5	-62,80	-19,5	-10,04	-3,1	-8,23	-2,6	-2,50	-0,8	52,59	16,3	25,18	7,8	8,6	-5,81	-1,8
Ebene 6	-28,18	-13,5	-4,20	-2,0	-4,30	-2,1	-1,88	-0,9	32,40	15,5	18,12	8,7	8,9	11,96	5,7
Ebene 7 – gemessen	-59,13	-19,9	-14,44	-4,9	-12,29	-4,1	-5,84	-2,0	32,19	10,9	25,53	8,6	10,8	-33,98	-11,5
Ebene 7 – nicht gemessen	-294,75	-23,8	-37,09	-3,0	-26,12	-2,1	-20,75	-1,7	133,91	10,8	88,76	7,2	8,9	-156,04	-12,6
Ebene 7 – unterbrechbar	-1,59	-3,9	-0,50	-1,2	-1,61	-4,0	-1,40	-3,5	8,07	20,0	4,11	10,2	9,4	7,09	17,5
	-460,7	-20,7	-71,1	-3,2	-56,3	-2,5	-33,0	-1,5	295,1	13,3	173,8	7,8	9,1	-152,3	-6,8

Entgelt- anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001–2005		Anpassung 2006–2009		Anpassung 2010–2013		Anpassung 2014–2015		Anpassung 2016–2021		Anpassung 2022			Gesamt- anpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Burgenland	-32,1	-33,6	-6,0	-6,3	-4,0	-4,2	0,4	0,4	14,6	15,3	8,3	8,7	12,1	-18,78	-19,7
Kärnten	-16,4	-12,7	1,7	1,4	11,7	9,0	0,6	0,4	33,6	26,0	11,7	9,0	7,3	42,84	33,2
Klagenfurt	-3,5	-15,4	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,6	7,1	4,6	20,1	2,9	12,8	11,3	5,99	26,4
Niederösterreich	-51,4	-17,1	-3,5	-1,2	-5,9	-1,9	-27,5	-9,1	59,3	19,7	24,0	8,0	8,8	-5,00	-1,7
Oberösterreich	-59,5	-19,5	-17,5	-5,7	-15,3	-5,0	-12,9	-4,2	55,5	18,2	12,5	4,1	4,9	-37,21	-12,2
Linz	-19,7	-20,1	-8,3	-8,4	-3,6	-3,7	-9,8	-10,0	18,4	18,7	-1,6	-1,7	-2,2	-24,61	-25,1
Salzburg	-48,5	-27,0	-13,5	-7,5	-11,2	-6,3	-4,1	-2,3	16,8	9,4	8,9	4,9	7,4	-51,62	-28,7
Steiermark	-96,7	-27,8	-22,4	-6,4	-22,1	-6,4	12,0	3,4	30,8	8,9	23,9	6,9	9,6	-74,58	-21,5
Graz	-12,4	-28,7	-2,8	-6,4	-0,5	-1,1	-2,1	-4,8	8,1	18,7	3,6	8,2	10,6	-6,12	-14,1
Tirol	-25,3	-14,6	-3,4	-1,9	-0,8	-0,5	-10,4	-6,0	25,6	14,8	14,8	8,6	9,3	0,55	0,3
Innsbruck	-3,2	-10,3	1,4	4,6	-0,3	-0,8	0,8	2,6	8,4	27,3	3,2	10,3	8,3	10,36	33,6
Vorarlberg	-9,8	-11,0	2,1	2,3	-2,2	-2,5	-6,6	-7,5	-5,3	-5,9	9,2	10,4	13,7	-12,56	-14,1
Wien	-82,2	-20,2	0,2	0,1	-2,1	-0,5	25,1	6,2	23,6	5,8	51,8	12,7	13,9	16,55	4,1
Kleinwalsertal	-0,2	-6,6	0,0	-1,8	0,4	14,9	0,0	-1,3	1,1	45,3	0,7	29,1	19,3	1,90	79,5
	-460,7	-20,7	-71,1	-3,2	-56,3	-2,5	-33,0	-1,5	295,1	13,3	173,8	7,8	9,1	-152,3	-6,8

1) Prozentuale Entgeltanpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt 2001

2) Prozentuale Entgeltanpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt des Vorjahres

Abbildung 10

Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 2001 bis 2022

Quelle: E-Control

NETZENTGELTENTWICKLUNG IN ÖSTERREICH

SNT-VO: Stand 1.1.2021 ■
SNT-VO: Stand 1.1.2022 ■

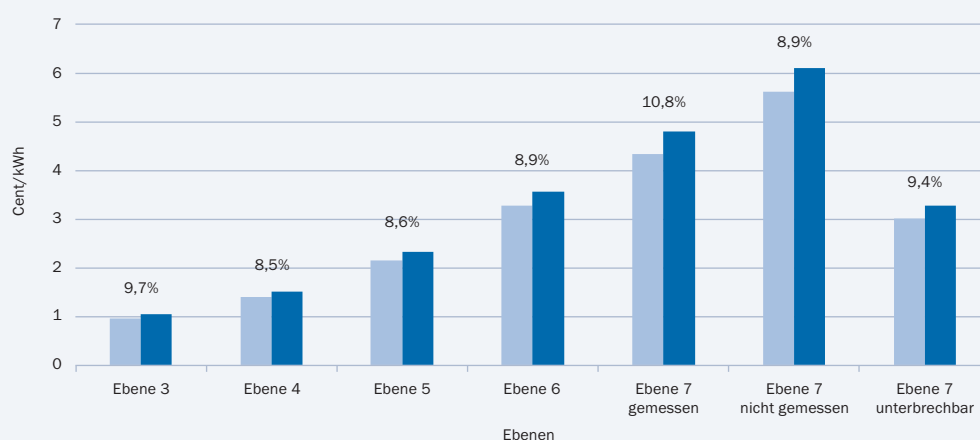


Abbildung 11
Netzentgeltentwicklung in
Österreich von 2021
zu 2022

Quelle: E-Control

da diese einen besseren Schätzwert für das Jahr 2022 darstellen.

Auch bezüglich des Netzverlustentgelts kommt es in allen Netzbereichen aufgrund der erheblich angestiegenen Energiepreise an den Börsen zu deutlichen Erhöhungen. Un-

ter einer gemeinsamen Betrachtung der Netznutzungs- sowie der Netzverlustentgelte ergeben sich im Österreichdurchschnitt steigende Netzentgelte im Ausmaß von rund 9,1%. Für den Haushaltsbereich ergibt sich eine etwas geringere durchschnittliche Erhöhung von 8,9% bzw. 21,34 EUR pro Jahr.

Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz

Um volatilen und meist dezentralen erneuerbaren Strom zu integrieren, dabei aber eine sichere und leistbare Energieversorgung zu gewährleisten, muss die Infrastruktur zur Verteilung und zur Übertragung der Energie

zum richtigen Zeitpunkt bereitstehen. Dafür muss die existierende Infrastruktur laufend evaluiert und gegebenenfalls bedarfsgerecht erweitert und ausgebaut werden. Netzentwicklungsmaßnahmen für das Übertragungs-

netz ergeben sich dann aus dem Status des Bestands, der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last und aus dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau).

Gemäß den Bestimmungen des EIWOG 2010 ist die E-Control mit der Genehmigung und Überwachung des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde von den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern (APG und VÜN) ein gemeinsamer bundesweiter NEP eingereicht. Dieser wurde im November 2021 von der E-Control per Bescheid genehmigt.

Zusätzlich zu den bereits in den letzten Jahren genehmigten Projekten wurden vierzehn neue Projekte der APG genehmigt, welche vorwiegend dem Zweck der Dekarbonisierung des Energiesystems dienen.

Die E-Control überprüft und evaluiert laufend die Umsetzung der Maßnahmen, die im NEP vorgesehen sind. In der Folge wird die Anerkennung der angemessenen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sichergestellt.

Mit der Novellierung des EIWOG 2010 im Rahmen des EAG-Pakets wurde das Erstellungintervall der NEPs der Übertragungsnetzbetreiber auf zwei Jahre erweitert. Außerdem wurde festgelegt, dass der NEP mit dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß GWG 2011

sowie dem integrierten Netzinfrastukturplan gemäß EAG übereinstimmen muss. Der nationale NEP berücksichtigt auch den EU-weiten TYNDP, der alle zwei Jahre erstellt wird.

Die E-Control ist auf mehreren Ebenen an der Entwicklung des TYNDP, der Erstellung des europäischen Szenariorahmens, der Bedarfsermittlung für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten und der anzuwendenden Kosten-Nutzen-Bewertungsmethode involviert. Die Erarbeitung des TYNDP 2022 wurde seitens der europäischen Organisationen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-E und ENTSG) bereits gestartet; die E-Control ist in diesem Zusammenhang sowohl über internationale Arbeitsgruppen in ACER als auch über die direkte nationale Bewertung der Ergebnisse involviert.

Stromversorgungsprojekte von besonderem Interesse für die europäische Energieversorgungsinfrastruktur werden auf Basis der TEN-E-Verordnung als Projekte von gemeinschaftlichem Interesse (PCIs) definiert. Der Entwurf der fünften PCI-Liste enthält sechs Projekte auf österreichischem Staatsgebiet. Die E-Control ist in diesem Prozess Teil der regionalen Gruppen North-South electricity interconnections in Western Europe, North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe und der Smart grid priority thematic group und führt in diesem Rahmen unter anderem auch die regulatorische Bewertung der PCI-Kandidaten durch.

Derzeit wird die zugrunde liegende TEN-E-Verordnung im Rahmen eines ausführlichen europäischen Gesetzgebungsverfahrens über-

arbeitet. Die E-Control hat in diesem Zusammenhang regulatorische Positionen auf nationaler und internationaler Ebene vertreten.

Netzreserve Beschaffung 2021

Die vermehrte Integration erneuerbarer Energiequellen und eine damit verbundene erhöhte Volatilität der Erzeugung erfordern auch kosteneffiziente Regelungen zur Sicherstellung der Netzstabilität durch Vorhaltung notwendiger Kraftwerksreserven, wofür in einer Novelle zum ElWOG neue gesetzliche Grundlagen geschaffen wurden. Nach Inkrafttreten dieser neuen Bestimmungen Anfang 2021 wurde die erste Beschaffung der Netzreserveleistung durchgeführt.

Die zugehörige Interessensbekundung und die allgemeinen Bedingungen für diese Beschaffung waren zwischen E-Control und APG abgestimmt. Nach Eingang der Gebote von teilnahmeberechtigten Unternehmen und einer Reihung anhand des gesetzlich vorgegebenen Kriteriums (niedrigste Gesamtkosten im nächsten Kontrahierungsjahr) durch die APG erfolgte die bescheidmäßige Genehmigung der Auswahl durch die E-Control. Die E-Control ist bestrebt, eine breite Beteiligung von Erzeugern an der Beschaffung der Netzreserve durch den Regelzonenführer zu ermöglichen.

Für das erste Beschaffungsjahr (Oktober 2021 bis September 2022) konnte trotz

der recht kurzen Vorlaufzeiten für die Stilllegungsmeldungen und die Angebotslegung der Netzreservebedarf nach der Systemanalyse abgedeckt werden; es wurden ausreichend Netzreservekapazitäten kontrahiert (Winter 2021/22: 1.280,27 MW; Sommer 2022: 3.235,03 MW). Die neuen Verträge über die Netzreserveleistung wurden ab 1. Oktober 2021 wirksam.

Seit Frühjahr 2021 führt die APG auch eine Systemanalyse für die kommende Beschaffung der Netzreserve ab Oktober 2022 (zweites Beschaffungsjahr) durch. Dazu hat die E-Control bereits die Inputparameter mit dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt. Mittlerweile wurden auch die Stilllegungsmeldungen der Kraftwerke für die Netzreservebeschaffung 2022/23 geliefert.

Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben erstellt und veröffentlicht die E-Control zumindest alle zwei Jahre einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung. Der erste Netzreservebericht wurde von der E-Control erstellt und veröffentlicht.

Netzdienstleistungsqualität

Die Netzdienstleistungsqualität umfasst die Gewährleistung einer stabilen Spannung (Spannungsqualität), die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen (Versorgungszuverlässigkeit) und ein optimales Service für Kundinnen und Kunden (kommerzielle Qualität).

VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT

Wie gesetzlich vorgesehen, erfassen und melden alle österreichischen Netzbetreiber der E-Control im Rahmen der Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten (AuSD) jährlich alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde. Sie geben dabei Ursache, Anzahl der betroffenen Netzbenutzer, betroffene Leistung und andere für die statistische Auswertung relevante Daten an. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vorangegangene Kalenderjahr berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen der kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit (SAIDI) und der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) an die E-Control übermitteln und auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.

Für das Jahr 2020 ergibt die Auswertung der Daten zur Stromversorgung einen österreichweiten SAIDI-Wert von insgesamt 40,07 Minuten (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse, RAE). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse)

errechnen sich hier Werte von 13,50 Minuten für geplante und 26,58 Minuten für nicht geplante Abschaltungen.

Der ASIDI-Wert (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2020 in Summe bei 43,71 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Scheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 17,40 Minuten für geplante und 26,31 Minuten für nicht geplante Abschaltungen.

Das Ergebnis der Bewertung für das Jahr 2020 zeigt, dass die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber dem Vorjahr etwa auf dem gleichen Niveau geblieben ist.

KOMMERZIELLE QUALITÄT

Unter kommerzieller Qualität werden die Anforderungen der Kundinnen und Kunden an den Netzbetreiber verstanden. So müssen zum Beispiel Kundenanfragen oder Beschwerden innerhalb von fünf Arbeitstagen abschließend erledigt, korrigierte Rechnungen innerhalb von zwei Arbeitstagen nach einem solchen Ansuchen übermittelt oder Möglichkeiten zur Barzahlung oder Selbstablesung des Zählerstandes eingeräumt werden. Insgesamt umfassen die ungefähr 25 diesbezügliche Standards die folgenden Aspekte:

VERSORGUNGS-AUSFÄLLE IN ÖSTERREICH

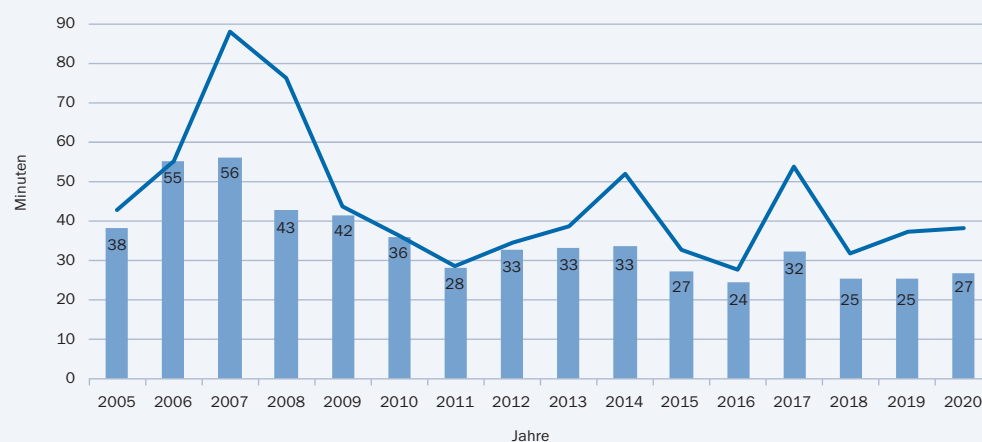


Abbildung 12

Versorgungsausfälle (SAIDI) gerundet in Minuten pro Jahr, ungeplante kundenbezogene Nicht-Verfügbarkeit mit regional außergewöhnlichen Ereignissen (RAE) (Linie) und ohne RAE (Balken)

Quelle: E-Control

- > Netzzutritt, Netzzugang
- > Korrekte und übersichtliche Netzrechnungslegung
- > Minimierung von Versorgungsunterbrechungen
- > Erreichbarkeit für Kundeninformationen und Beschwerdemanagement

Die Einhaltung definierter kommerzieller Mindeststandards wurde durch die E-Control bei

den Netzbetreibern im Jahr 2021 bereits zum achten Mal überprüft. Die Ergebnisse der Erhebung zeigen mit einem Erfüllungsgrad von 98% ein sehr positives Bild. Netzbetreiber erfüllen in 98 von 100 Fällen die an sie gestellten Anforderungen, was noch einmal über die rechtlich erforderlichen 95% hinausgeht. Der Bericht über die Einhaltung der kommerziellen Qualitätsstandards ist auf der Website der E-Control zum Download verfügbar.

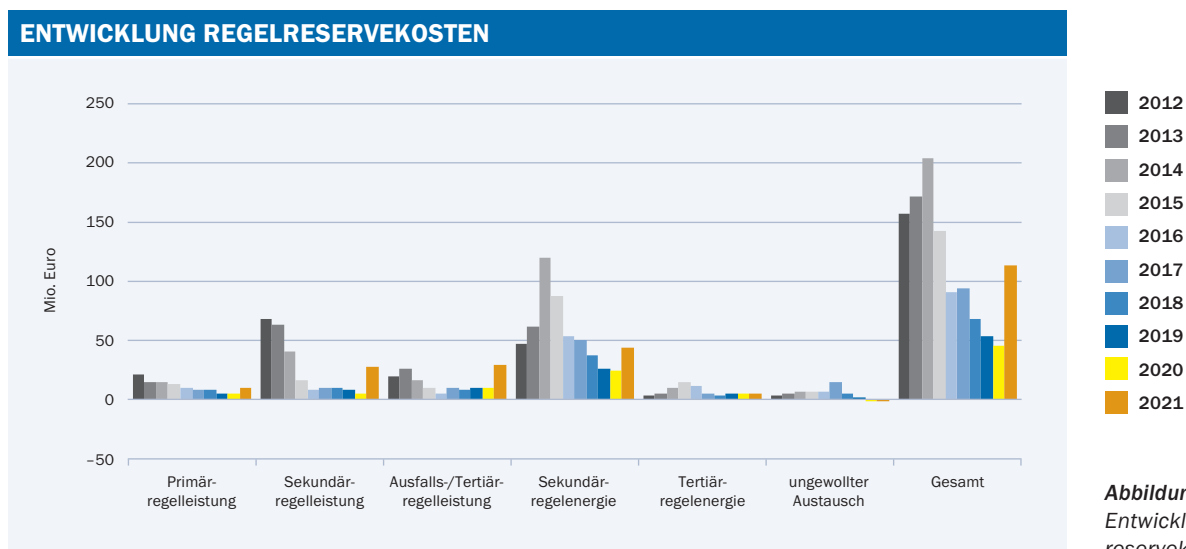
Regelreservemarkt

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit 2012 vollständig marktbasiert durch die APG. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die E-Control gestaltet die Rahmenbedingungen und hat nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes sowie internationale Kooperationen für Regelreserve eingeleitet.

Ein wesentlicher Treiber vieler Entwicklungen im Bereich der Regelreserve ist die Leitlinie über den Systemausgleich (EBGL). Diese sieht die Schaffung gemeinsamer europäischer Plattformen für den Austausch von Regelenergie vor, welche auch bereits beste-

hende bilaterale und regionale Kooperationen ersetzen werden, und beinhaltet weitere Maßnahmen zur Verwirklichung eines europäischen Elektrizitätsmarkts im Bereich der Regelreserve. Das Jahr 2021 stand im Zeichen vieler Implementierungsschritte hin zu diesen Plattformen, Mitte 2022 werden sie in Betrieb gehen.

Nachdem in den Vorjahren die Kosten der Regelreserve – teils sehr deutlich – zurückgingen, setzte sich diese Entwicklung 2021 nicht fort. Die wieder deutlich höheren Kosten sind vor allem im Zusammenhang mit den auch auf anderen Strommärkten 2021 massiv gestiegenen Preisen zu betrachten.



Quellen: APG, E-Control, tlw. vorläufige Kosten

Abbildung 13
Entwicklung der Regelreservekosten

Marktregeln

Marktregeln sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten. Im Speziellen sind dies die Technisch-Organisatorischen Regeln (TOR), die Sonstigen Marktregeln (SoMa) und die Allgemeinen Bedingungen (AB). In Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern hat die E-Control diese zu erarbeiten, in geeigneter Weise zu veröffentlichen und zur Verfügung zu stellen. Rechtswirksam werden die Marktregeln durch Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

TECHNISCH-ORGANISATORISCHE REGELN (TOR)

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

Mit Anfang 2021 wurden die neuen TOR-Begriffe veröffentlicht. Eine Überarbeitung

war notwendig, da mit der Anpassung der TOR durch die diversen Netzwerkkodizes (Anschlussbestimmungen für Stromerzeuger und Lastanschluss) neue Begrifflichkeiten mit bestehenden aus z.B. nationalen Rechtstexten in Verbindung gebracht werden mussten. Derzeit werden die TOR für Netze und Lasten mit Verteilernetzanschluss vorbereitet.

SONSTIGE MARKTREGELN

Die Sonstigen Marktregeln legen die Vorgaben für das Funktionieren des Strommarktes fest. Diese umfassen insbesondere das Beziehungsgeflecht zwischen den Marktteilnehmern, Fahrpläne, Zählwerte und standardisierte Lastprofile, die Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste, die Informationsübermittlung von Netzbetreibern an andere Marktteilnehmer, Grundsätze des Clearings und Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation. Im Zuge der Erledigung ihrer Regulierungsaufgaben hat die E-Control in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern sonstige Marktregeln zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen.

Der Vorstand der E-Control hat im Juli 2021 eine Datenaustausch-Verordnung erlassen. Diese setzt die generellen Anforderungen der europäischen System Operation Guideline in konkretere Bestimmungen um. Geregelt wird dabei der Umfang der Datenübermittlung von Netzbetriebsdaten und Erzeugungsdaten an

Übertragungsnetzbetreiber. Die regelmäßige Datenverfügbarkeit soll auch dazu dienen, die Netzbetriebsplanung zu optimieren und potenziell kritische Situationen exakter identifizieren und beheben zu können. Die ersten Umsetzungsschritte sind seit Dezember 2021 in Kraft, weitere Datenübermittlungsanforderungen gelten ab Juli 2022.

Im Bereich der Marktkommunikation wurde 2021 eine Überarbeitung durchgeführt, u.a. um für mehr Transparenz für alle Marktteilnehmer, bessere Verständlichkeit, einfache Darstellung und klare Verlinkung zwischen gesetzlichen Vorgaben und Prozessen zu sorgen. Dies wird auch im Hinblick auf die

Umsetzung der Energiegemeinschaften wichtiger, da Zugang zum Datenaustausch sowie eine transparente, effiziente und für Beteiligung offene Weiterentwicklung wesentlich für die Abwicklung sind.

Aufgrund der geplanten Adaption, Optimierung und Vereinheitlichung der Datenformate und Prozesse im Bereich des Energiedatenaustausches für Einzelzählpunkte (Netzbenutzer) unabhängig vom Zählpunkttyp bzw. Lastprofiltyp wurden die entsprechenden Änderungen in den Sonstigen Marktregeln in Kapitel 6 und 10 durchgeführt bzw. vorbereitet, die auch Ergänzungen für Energiegemeinschaften umfassen.

Smart Meter

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) sind ein wichtiger Bestandteil der Energiewende. Die zeitnahe Erfassung des Stromverbrauchs ist ein notwendiges Instrument, um insbesondere steigende volatile Erzeugungen und flexible Verbrauchsanpassungen integrieren zu können.

Die E-Control ist zur Erstellung eines jährlichen Fortschrittsberichts zur Einführung intelligenter Messgeräte verpflichtet, der auf der Website der E-Control veröffentlicht ist.

Mit Jahresende 2020 waren von den insgesamt rund 6,3 Mio. betroffenen Zähl-

punkten 1,88 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Das entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von 29,9%. In den Folgejahren wird ein Zielerreichungsgrad von 45,7% für 2021, von 68,8% für 2022 und von 95% für 2024 in Österreich erwartet.

Die Zielsetzung der bisherigen Verordnung über die Einführung intelligenter Messgeräte (IME-VO) von zumindest 80% installierten intelligenten Messgeräten mit Ende 2020 wurde damit verfehlt. Die Mehrzahl der Netzbetreiber wird auch das Ziel von 95% mit Ende

Smart Meter
in % (rechts)

Smart Meter
Anzahl (links)

ÜBERSICHT DER ZÄHLPUNKTE MIT SMART METERN TATSÄCHLICH UND GEPLANT

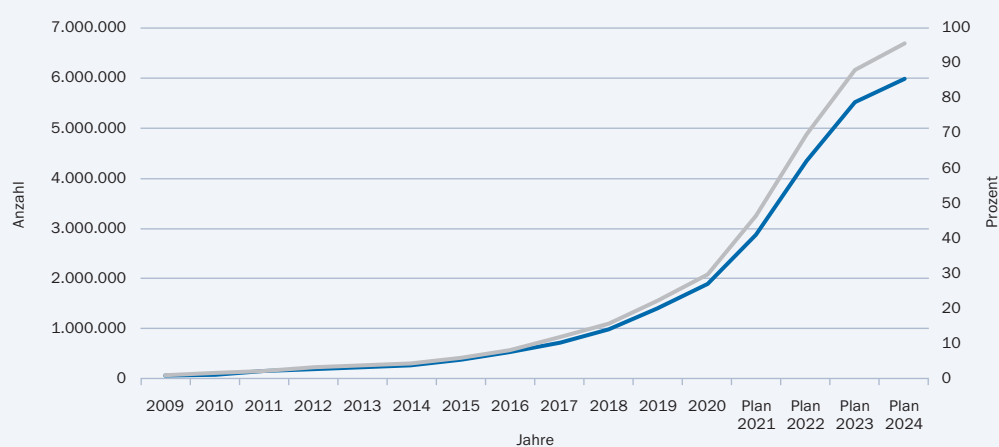


Abbildung 14
Übersicht der Zählpunkte mit Smart Metern tatsächlich und geplant nach Roll-out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2020

Quelle: E-Control

2022 nicht erreichen. Probleme während der Pilot- und Umsetzungsphasen sowie Lieferengpässe bei den Zählerherstellern, verstärkt durch COVID-19-Auswirkungen, haben diese Verzögerungen bewirkt.

Eine Novelle der IME-VO ist am 14. Januar 2022 in Kraft getreten. Die neu festgelegten Zielerreichungsgrade von 40% bis Ende 2022 und 95% bis Ende 2024 sind, folgt man den Plänen der Netzbetreiber, realistisch.

Durch die Messung von viertelstündlichen Leistungsmittelwerten und ihre tägliche Übermittlung an die Verteilernetzbetreiber wird die notwendige Datenbasis für einen optimierten Betrieb der Verteilernetze, des Ausgleichsenergiesystems und die Integration von Energiegemeinschaften in das Gesamtsystem geschaffen. Deshalb werden Empfehlungen seitens der E-Control für notwendige Änderungen im Zählersystem ausgearbeitet und in einen Aktionsplan für Smart Meter aufgenommen.

Stromkennzeichnung

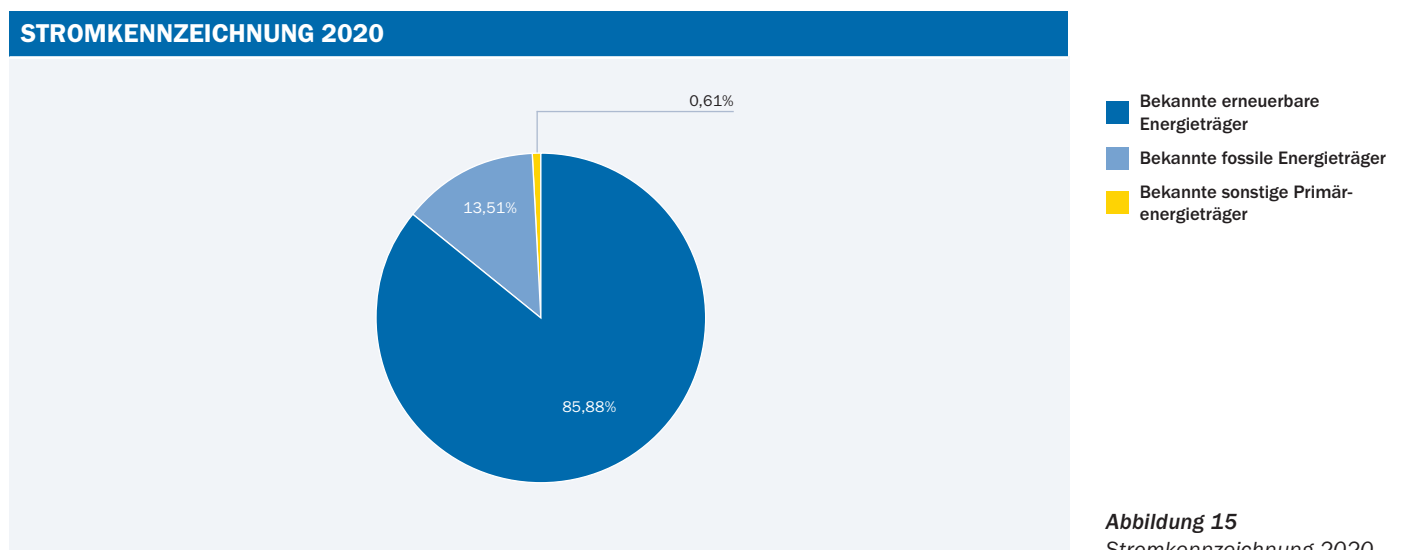
STROMKENNZEICHNUNG IN ÖSTERREICH

Stromlieferanten sind verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromlieferungen offenzulegen. Für die Überwachung der Richtigkeit der Angaben ist die E-Control zuständig. Grundlage der Stromkennzeichnung ist der sogenannte Versorgermix, welcher die gesamte Stromaufbringung des Lieferanten beinhaltet. Dargestellt werden muss die Stromkennzeichnung auf der Jahresabrechnung sowie auf Werbe- und Informationsmaterialien. Die Stromkennzeichnung beruht nicht auf physikalischen Stromflüssen, sondern auf dem Einsatz von Herkunftsnachweisen. Die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen

findet in der Stromnachweisdatenbank der E-Control statt.

In Abbildung 15 ist die Zusammensetzung der insgesamt in Österreich eingesetzten Herkunftsnachweise in der Kennzeichnungsperiode 2020 zu sehen. Der Anteil an eingesetzten Nachweisen aus erneuerbaren Energien lag bei über 85% (Vorjahreswert 81,38%). Der durchschnittliche CO₂-Ausstoß (basierend auf Herkunftsnachweisen) lag bei 55 g/kWh.

Der Einsatz von ausländischen Nachweisen lag im Jahr 2020 mit rund 30% ähnlich hoch wie in den Vorjahren.



Quelle: E-Control

135 Lieferanten wiesen im Jahr 2020 zu 100% Strom aus erneuerbarer Energie aus. Im Jahr 2019 waren es 131 Lieferanten.

Aktuell befindet sich das System der Stromkennzeichnung aufgrund der Neuerungen im EAG im Umbau. Die Stromkennzeichnungsverordnung wurde 2021 von der E-Control novelliert. Die neuen Regeln werden stufenweise ab dem Jahr 2023 für die Kennzeichnungsperiode 2022 zur Anwendung kommen.

Weitere Details sind dem Strom- und Gaskennzeichnungsbericht der E-Control zu entnehmen.

STROMKENNZEICHNUNG IN EUROPA

Zur Standardisierung von Nachweisen für die Stromkennzeichnung in Europa wurde im Jahr 2002 die Association of Issuing Bodies (AIB) gegründet. Die E-Control ist bereits von Anfang an Mitglied der AIB.

Die AIB verfügt über eine technische Schnittstelle für den europäischen Handel mit Herkunftsnachweisen unter Einhaltung des European Energy Certificate System-Standards (EECS). EECS hat sich zu einem effektiven, zuverlässigen und fälschungssicheren Qualitätsmerkmal in Europa etabliert. Der Standard garantiert die Einhaltung der Vorgaben der Europäischen Richtlinien und ist objektiv, nichtdiskriminierend, transparent und kosteneffizient.

Die Anzahl der gehandelten Nachweise steigt stetig in Folge des wachsenden Bewusstseins der Konsumentinnen und Konsumenten für die Umweltstandards der Produkte.

Die E-Control leistet auch und insbesondere durch die Vorreiterrolle, die Österreich in Bezug auf Stromkennzeichnung und Gaskennzeichnung hat, einen essenziellen Beitrag innerhalb der AIB. Im Jahr 2021 erfolgten weitere Maßnahmen zur Ausweitung der Systeme auf Gasherkunftsnachweise.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

GAS – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT



GAS – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT

Regulierung der Gasnetze

Die Regulierung der Gasnetzbetreiber erfolgt gemäß GWG 2011 auf Basis der anerkannten Kosten der Netzbetreiber in Bezug auf die Gasmengen. Dazu werden die angemessenen Kosten und Mengen der Netzbetreiber (Verteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber) mit Bescheid festgestellt.

Unter Anwendung der aktuell gültigen Regulierungssysteme erkennt die E-Control in Summe Kosten von rund 1 Mrd. EUR pro Jahr für den Betrieb und Ausbau der Gasnetze an. Auf Basis dieser Kosten und der verteilten Gasmengen erlässt die Regulierungskommission eine Verordnung für die Entgelte. Diese Festlegung tritt grundsätzlich am Beginn jedes Kalenderjahres in Kraft. Die Entgeltfestlegung für Verteilnetzbetreiber erfolgt jährlich und tritt am Beginn des Kalenderjahres in Kraft. Die Entgelte für Fernleitungsnetzbetreiber werden hingegen für einen mehrjährigen Zeitraum bestimmt.

KOSTENERMITTLUNG FÜR GASVERTEILNETZE

Für die Gasverteilnetze kommt ein Anreizregulierungsmodell zur Anwendung. Durch die Entkoppelung der regulatorisch zugestandenen von den tatsächlichen Kosten werden Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen motiviert. Am 1. Jänner 2023 beginnt die vierte Regulierungsperiode. Die Vorbereitungen dafür begannen im Jahr 2021 unter Einbeziehung aller Parteien (Netzbetreiber, Bundesarbeitskammer, Wirtschaftskammer

Österreich, Österreichischer Gewerkschaftsbund, Landwirtschaftskammer Österreich).

Zur aktuell gültigen Regulierungssystematik gab es im Jahr 2021 Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts (BVwG). Dadurch wurden die Entgelte gegenüber der ursprünglichen Festlegung gesenkt.

METHODENREGULIERUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Die Regulierung der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt auf Grundlage einer definierten Kostenfestlegungsmethode. Die aktuelle Methode gilt für den Zeitraum von 2021 bis 2024. Im Unterschied zu den Verteilernetzbetreibern erfolgt hier die Neubestimmung des Kosten- und Mengengerüsts nicht jedes Jahr, sondern nur in Ausnahmefällen auf Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber. Dies bedeutet, dass die Entgelte für die Dauer einer Periode im Regelfall unverändert bleiben. Abweichungen zwischen Ist- und Plankosten bei unbeflussbaren Kostenkategorien und den Kapitalkosten werden im Zuge der darauffolgender Methodengenehmigungen ermittelt und je nach Über- und Unterdeckung als Auf- oder Abschlag berücksichtigt.

Im September 2021 stellten die Netzbetreiber aufgrund der stark gestiegenen Preise für Brenngas, die nicht durch die Entgelte gedeckt waren, einen Antrag auf Neuüberprüfung der Netzkosten. Dieses Verfahren ist noch nicht abgeschlossen. Abhängig vom

Ausgang dieses Verfahrens kann es noch im Laufe des Jahres 2022 zu höheren Entgelten im Fernleitungsnetz kommen, um diese Effekte abzubilden.

NETZENTGELTE VERTEILERNETZ

Auf Basis der Kostenbescheide werden die Systemnutzungsentgelte für die Nutzung der Gasverteilernetze per Verordnung festgelegt. Die Systemnutzungsentgelte unterscheiden hier zwischen zwei Netzebenen (differenziert nach Druckstufen) und neun Netzbereichen (wobei mehrere Netzbetreiber hierbei zu Netzbereichen mit einheitlichen Entgelten zusammengefasst werden). Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen.

Die einzelnen Entgeltkomponenten sind im GWG 2011 geregelt.

Wesentlicher Treiber für die Veränderung der Netzentgelte für das Jahr 2022 in den einzelnen Netzbereichen war die Veränderung der Mengengröße der Verordnung basiert auf dem arithmetischen Mittel der drei letztverfügbaren Jahre. Diese Tarifierungsmenge ist gegenüber jener für das Jahr 2021 um 2,16% gesunken. Die Abgabemengen sind in beinahe allen Netzbereichen gesunken. Durch geringere Gas-Kraftwerkseinsätze kam es besonders auf der Netzebene 2 und dort bei der Abgabe nach dem Tagesleistungspreis zu Mengenrückgängen, während die Nachfrage auf Netzebene 3 nur geringfügig zurückging.

ENTWICKLUNG DER GAS-TARIFIERUNGSMENGE

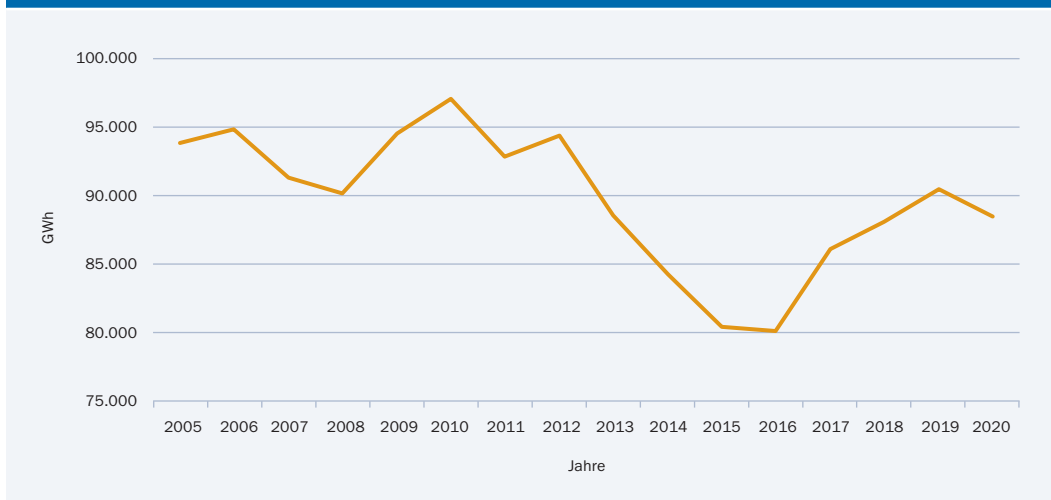


Abbildung 16
Entwicklung der Gas-tarifierungsmenge im 3-Jahres-Schnitt

Quelle: E-Control

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTERKUNDEN AB 2022

Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3

	Cent/kWh		Ersparnis/Erhöhung in Euro (inkl. USt.) zum Vorjahr		%
Österreich ø	1,75		12,35	▲	4,09
Wien	1,88		19,80	▲	6,22
Vorarlberg	1,20	-9,00		▼	-4,00
Tirol	2,24		8,71	▲	2,21
Steiermark	1,63	-6,61		▼	-2,20
Salzburg	1,44		5,56	▲	2,20
Oberösterreich	1,59		15,03	▲	5,55
Niederösterreich	1,53		12,46	▲	4,72
Kärnten	2,04	-1,64		▼	-0,44
Burgenland	1,86		24,10	▲	7,77

Abbildung 17
Gasnetzentgelte
(Netzebene 3) für
Musterkunden 2022
mit Vergleich zu 2021

Quelle: E-Control

Aufgrund der Mengeneffekte (Verminderung des gleitenden Durchschnitts gegenüber der Vorperiode) und des Regulierungskontos (negative Abweichung zwischen tatsächlichem Absatz und Planmenge) steigen die Netzentgelte beinahe in allen Netzbereichen.

Nennenswerte Ausnahmen und damit sinkende Netzentgelte im Jahr 2022 gelten für die Netzbereiche Vorarlberg, wo es aufgrund der Entwicklung im Regulierungskonto zu sinkenden Kosten kommt, sowie Steiermark, wo der Netzbetreiber insgesamt eine Kostensenkung aufgrund des systemimmanenten Zeitverzugs zeigt.

Für einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh

verteuern sich im österreichweiten Schnitt im Jahr 2022 die Netzentgelte um 4,09% bzw. 12,35 Euro.

Auf der für Gewerbekunden wesentlichen Netzebene 2 steigen die Netzentgelte im Durchschnitt stark, in den einzelnen Netzbereichen kommt es jedoch zu unterschiedlichen Entwicklungen. Dies ist größtenteils auf die zuvor beschriebene Mengenentwicklung zurückzuführen. Auf der Netzebene 2 kommt es bei Kundinnen und Kunden mit einem Jahresverbrauch von 90 Gigawattstunden und einer Auslastung von 7.000 Stunden zu einer Erhöhung von 17,86% im Österreichschnitt. In Wien kommt es zu einer deutlichen Steigerung (28,5%) nach der deutlichen Senkung (14,28%) im Vorjahr.

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTERKUNDEN AB 2022

Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 3

	Cent/kWh		Ersparnis/Erhöhung in Euro (inkl. USt.) zum Vorjahr		%
Österreich ø	0,17		28.290	▲	17,86
Wien	0,20		48.238	▲	28,46
Vorarlberg	0,24	-15.103		▼	-5,45
Tirol	0,38		11.033	▲	2,79
Steiermark	0,16		22.859	▲	14,93
Salzburg	0,29		12.081	▲	4,01
Oberösterreich	0,12		23.666	▲	21,60
Niederösterreich	0,14		29.121	▲	24,31
Kärnten	0,17		3.987	▲	2,17
Burgenland	0,26		23.093	▲	9,11

Abbildung 18
Gasnetzentgelte
(Netzebene 2) für
Musterkunden 2022
mit Vergleich zu 2021

Quelle: E-Control

NETZENTGELTE FERNLEITUNGSNETZ: NEUE ENTRY-EXIT-ENTGELTE

Da die Entgelte für die Fernleitungsnetze grundsätzlich eine Gültigkeit von 4 Jahren haben und im Jahr 2020 für die Periode 2021–2024 festgelegt wurden, kam es im Jahr 2021 zu keiner Änderung. Aufgrund der

Anfrage nach Kapazität am noch nicht vorhandenen Punkt Reintal wurden jedoch für diesen Punkt ein Netznutzungsentgelt und ein Aufschlag bestimmt. Das derzeit laufende Ermittlungsverfahren kann noch im Laufe des Jahres 2022 eine Novelle erforderlich machen.

Umsetzung des neuen Gasbilanzierungsmodells, Ernennungsverfahren Bilanzierungsstelle

Nach Abschluss eines Ausschreibungsverfahrens der E-Control wurde im Juli 2021 die Keep In Balance AG, eine Tochtergesellschaft der deutschen Trading Hub Europe GmbH (THE), zur Bilanzierungsstelle für alle

österreichischen Gasmarktgebiete durch Bescheid der E-Control ernannt. Aufgrund einer Beschwerde gegen den Ernennungsbescheid ist die Entscheidung noch nicht rechtskräftig.

Mit einer Novelle 2021 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 wurde das Inkrafttreten des neuen Bilanzierungsmodells um ein Jahr auf den 1. Oktober 2022 verschoben. Analog dazu wurde auch das Inkrafttreten der Bestimmungen zur Abrechnung mit Ist-Brennwerten um ein Jahr auf den 1. Jänner 2024 verschoben. Darüber hinaus erfolgte mit der Novelle eine Anpassung des Prozesses für die Optierung von Endkundinnen und -kunden mit Lastprofilzähler von der Tages-Allokation zur stündlichen Allokation, eine Kon-

kretisierung des angemessenen Zeitraums für Nachverrechnungen im Clearing, Konkretisierungen der Informationsflüsse zwischen Marktteilnehmern sowie Ergänzungen der Übergangsbestimmungen.

Die Umsetzung des neuen Bilanzierungsmodells zum 1. Oktober 2022 wird von den bestehenden Bilanzgruppenkoordinatoren (AGCS und A&B) und dem Marktgebietsmanager sichergestellt.

Netzdienstleistungsqualität Gas

TECHNISCHE QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNG

Die technische Qualität der Netzdienstleistung prägt die Versorgungszuverlässigkeit mit dem Ziel, Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen zu minimieren. Sie wird beeinflusst durch Betrieb und die Instandhaltung der Verteilernetze. Die Verteilernetzbetreiber haben dazu die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien des ÖVGW) einzuhalten. Ziel ist eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage. Gemäß gesetzlicher Vorgaben monitort die E-Control die jährlich aufgetretenen Störfälle und Versorgungsunterbrechungen. Dabei werden neben Ursache und Dauer von Versorgungsunterbrechungen auch die Anzahl der jeweils betroffenen Kundinnen

und Kunden sowie die Art der Unterbrechung (geplant/ungeplant) erhoben. Darüber hinaus werden, basierend auf den von Netzbetreibern gemeldeten Daten, Zuverlässigkeitskennzahlen ermittelt, wie beispielsweise kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) oder mittlere Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI).

Im Jahr 2020 war der österreichweite SAIDI-Wert für ungeplante Versorgungsunterbrechungen 1,28 Minuten. Aus der nachfolgenden Abbildung geht hierzu hervor, dass dieser Wert das zweitbeste Ergebnis seit Beginn der Aufzeichnungen darstellt und auch deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt von 1,85 Minuten liegt.

Auch in Bezug auf die mittlere Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI) konnten die hei-

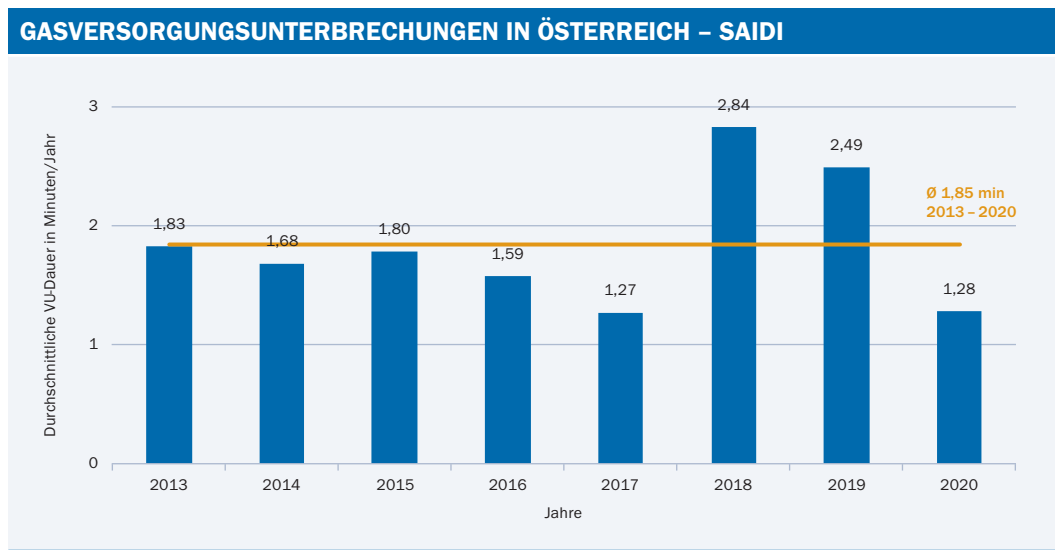


Abbildung 19
Entwicklung SAIDI 2013 bis
2020 für Österreich

Quelle: E-Control

mischen Verteilernetzbetreiber einen sehr guten Wert von durchschnittlich nur 0,0034 ungeplanten Unterbrechungen je versorgtem Zählpunkt erreichen. Umgerechnet bedeutet dies, dass im Durchschnitt im Jahr 2020 nur bei jedem 295. Gas-Zählpunkt eine ungeplante Gasversorgungsunterbrechung stattfand.

KOMMERZIELLE QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNG

Im Jahr 2021 wurde die Einhaltung definierter kommerzieller Mindeststandards durch die E-Control bei den Netzbetreibern überprüft. Netzbetreiber erfüllen in 99 von 100 Fällen die an sie gestellten Anforderungen. Dazu gehört, dass Kundinnen und Kunden regelmä-

ßig über korrektes Verhalten bei Gasgeruch informiert werden oder dass Rechnungen innerhalb von sechs Wochen nach Zählerstandermittlung an die Kundinnen und Kunden gelegt werden müssen. Die Ergebnisse der Erhebung zeigen mit einem Erfüllungsgrad von 99% ein sehr positives Bild.

Zudem konnten erneut alle Gasverteilernetzbetreiber die Einhaltung der Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes per Zertifizierung nachweisen.

Der Bericht über die Einhaltung der Qualitätsstandards steht auf der Website der E-Control zum Download zur Verfügung.

Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat die gesetzeskonforme Entflechtung im Jahr 2021 ebenso wie in den Vorjahren anhand der Gleichbehandlungsberichte von Speicherunternehmen, Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern sowie

seitens des Virtuellen Handelspunktes CEGH überprüft. Kombinetzbetreiber übermittelten hierbei mehrheitlich einen gemeinsamen Bericht für Strom und Gas.

Netzausbauplanung Gas

Die langfristige und integrierte Planung (LFiP) und der koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) wurden im Dezember 2021 vom Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager (MVGGM) bei der Behörde zur Genehmigung eingereicht. Diese erfolgte nach einer vierwöchigen Konsultation per Bescheid durch die E-Control. Beide Pläne mussten bisher jährlich erstellt werden; das novellierte GWG 2011 sieht nunmehr eine Vorlage „mindestens alle zwei Jahre“ vor. Gemäß den Bestimmungen des GWG 2011 ist für die Erstellung der LFP der Verteilergebietsmanager (VGM) und für die Erstellung des KNEP der Marktgebietsmanager (MGM) verantwortlich, in Abstimmung mit den Netzbetreibern.

Das Ziel von LFP und KNEP ist es, das Netz unter Berücksichtigung grenzüberschreitender Gastransport- und Speichererfordernisse so zu entwickeln, dass die Nachfrage der Verbraucherinnen und Verbraucher gedeckt werden kann.

Bei den beiden Plänen sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten zu berücksichtigen. Bei Erstellung des KNEP ist zudem die Kohärenz mit dem TYNDP und der LFP zu beachten. Durch die Novellierung des GWG 2011 im Rahmen des EAG-Pakets zählt nunmehr auch die Unterstützung des Ziels der Klimaneutralität bis 2040 als Ziel der LFP und ist auch bei der Erstellung des KNEP zu berücksichtigen.

Die Berücksichtigung der Interessen der Marktteilnehmer erfolgte mittels öffentlicher Konsultation durch den MVGM (AGGM) und die E-Control. Die im Zuge dieser Konsultation eingelangten Stellungnahmen wurden auf den Websites der AGGM und der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung gewürdigt.

LANGFRISTIGE UND INTEGRIERTE PLANUNG DER VERTEILERNETZE

Die LFP umfasst die Infrastrukturplanung der Verteilerleitungen auf Netzebene 1 in den

Marktgebieten Ost, Vorarlberg und Tirol. Bei den Szenarien werden unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und des Verbrauchs von Endkundinnen und -kunden berücksichtigt. In Summe gehen die Netzbetreiber von einer leicht steigenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten 10 Jahren aus. Dies ist größtenteils auf den steigenden Bedarf der Industrie durch den Umstieg von Kohle auf Gas zurückzuführen.

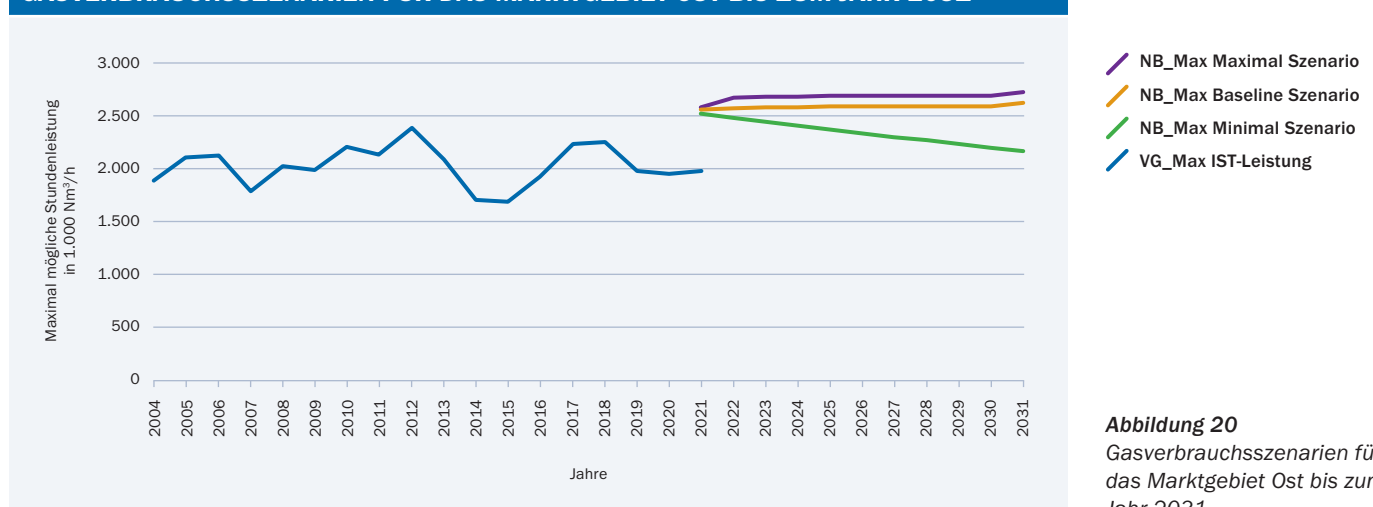
- > Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus.
- > Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt, wobei die Realisierungswahrscheinlichkeit

als gering einzustufen ist.

- > Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie.

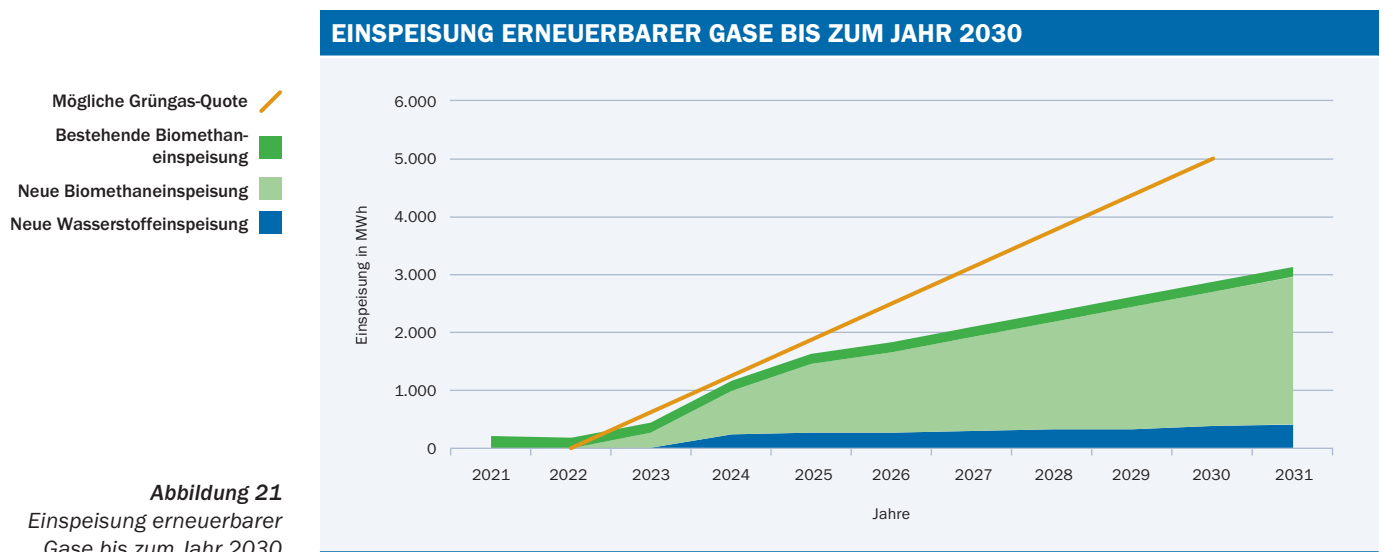
Im Rahmen der LFIP 2021 wurden zusätzlich zu den bereits in den bisherigen LFIP enthaltenen Projekten zweiundzwanzig neue Projekte eingereicht, wovon zehn auf Ersatzinvestitionen entfallen. Zusätzlich wurden vier bereits genehmigte Projekte aufgrund von Änderungen neu eingereicht. Weitere zwei bereits genehmigte Projekte sind unverändert in Umsetzung. Die Investitionssumme für genehmigte oder in Umsetzung befindliche Projekte beträgt 87,70 Mio. EUR, für neu eingereichte Projekte 18,96 Mio. EUR.

GASVERBRAUCHSSZENARIEN FÜR DAS MARKTGEBIET OST BIS ZUM JAHR 2031



Quelle: AGGM LFP 2021

Abbildung 20
Gasverbrauchsszenarien für das Marktgebiet Ost bis zum Jahr 2031



Quelle: AGGM LFP 2021

Ein Teil der LFP 2021 beschäftigt sich mit den langfristigen Herausforderungen für die Gasinfrastrukturplanung vor dem Hintergrund der politischen Vorgaben zur Klimaneutralität bzw. Dekarbonisierung. Diesbezüglich wird auch die Studie ONE 100 der AGGM angeführt. Ein Ergebnis der Studie ist, dass die leistungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Fernwärme das Rückgrat der Energieversorgung in einem erneuerbaren Energiesystem bilden werden. Dabei soll Erdgas größtenteils durch Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden.

Im Rahmen der langfristigen und integrierten Planung wurden auch die voraussichtlichen Biomethan- und Wasserstoffeinspeisungen

ins Verteilernetz bei den Netzbetreibern abgefragt. Erstmals gibt es auch ein Projekt „2021/23 Biomethaneinspeisung“, welches die Einspeisung von erneuerbaren Gasen kontinuierlich bis 900 m³/h in die Ebene 1 ermöglichen soll.

Die Abbildung zeigt, dass im Jahr 2030 eine Einspeisung von ca. 3 TWh an erneuerbaren Gasen von den Netzbetreibern erwartet wird. Vergleicht man diesen Wert mit einer Ziel-Grüngas-Quote von 5,6% bzw. 5 TWh im Jahr 2030, so fehlen dafür noch zusätzlich etwa 2 TWh an erneuerbaren Gasen.

NETZENTWICKLUNGSPLANUNG DER FERNLEITUNGEN

Der KNEP umfasst auch die koordinierte Infrastrukturplanung österreichischer Fernleitungen. Dies sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW) und die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Für den Betrieb der genannten Leitungen sind die Fernleitungsnetzbetreiber Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) und Gas Connect Austria (GCA) zuständig. Diese haben an der Erstellung des KNEP unter Koordination des Marktgebietsmanagers AGGM mitzuwirken.

Voraussetzung für die Genehmigung des KNEP im Hinblick auf die darin enthaltenen Projekte ist gemäß GWG 2011 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die Ergebnisse von Kapazitätsdatenerhebungen führen zu definierten Kapazitätsszenarien als Basis für die Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber.

Der Schwerpunkt der neu eingereichten Projekte liegt im Fernleitungsnetz auf Ersatzinvestitionen. Es wurden 16 neue Projekte für Ersatzinvestitionen von den Fernleitungsnetzbetreibern GCA und TAG eingereicht und ein neues Projekt für zusätzliche Kapazitäten. Die Realisierung des Projektes für zusätzliche

Kapazitäten ist abhängig von der Buchung durch Shipper in der Jahresauktion.

Daneben werden sechs bereits in früheren Bescheiden genehmigte Projekte mit Änderungen und 27 Projekte unverändert fortgeführt. Sieben Projekte wurden zurückgezogen, da sie nicht mehr erforderlich sind, um den erhobenen Kapazitätsbedarf zu erfüllen.

Die Projekte sind zum Teil auch grenzüberschreitende Projekte, die im Rahmen des Europäischen TYNDP gemeldet wurden.

INTEGRIERTE NETZENTWICKLUNGS- PLANUNG ALS ZUKÜNFTIGE AUFGABE

Die Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert weitgehende Infrastrukturveränderungen und Investitionen. Aufbauend auf die bestehende Energieinfrastruktur sind Strom- und Gasinfrastruktur, aber auch sonstige Energienetze (etwa für Wärme, Kälte, Wasserstoff, CO₂) in der Art zu entwickeln, zu errichten und zu betreiben, dass der Endenergiebedarf mit den aus volkswirtschaftlicher Sicht geringsten Transportkosten bedient werden kann. Dies erfordert sektorübergreifende, technologieneutrale Planungs- und Steuerungsprozesse, die derzeit auf europäischer und auch auf nationaler Ebene noch nicht vorhanden sind.

Daher ist im EAG die Erstellung eines integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans vorgesehen. Dieser ist vom BMK auf einen Planungszeitraum von zehn Jah-

ren auszulegen und zu erstellen, bis zum 30. Juni 2023 auf der Internetseite des BMK zu veröffentlichen und alle fünf Jahre zu aktualisieren. Bei der Erstellung kann sich das BMK Sachverständiger, sonstiger Expertinnen und Experten, beliehener Unternehmen und Institutionen bedienen.

Zentrale Inhalte des integrierten Netzinfrastukturplans sind eine Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur zur Integration erneuerbarer Energieträger und -technologien und die Abschätzung notwendiger Energieinfrastruktur zur Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der saisonalen Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Daneben sollten die Wechselwirkungen und Synergien zwischen den relevanten Energieträgern sowie den Erzeugungs- und Verbrauchssektoren betrachtet werden. Ein weiterer wichtiger Punkt ist eine Identifizierung von Regionen, die aus energiewirtschaftlicher Sicht ein hohes Potenzial für die Errichtung von Anlageninfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Konversion sowie zum Transport von Energieträgern aufweisen. Bei der Erstellung sind Länderkompetenzen zu berücksichtigen, es erfolgt eine Abstimmung mit Ländern und Gemeinden.

EUROPÄISCHE NETZENTWICKLUNGS-PLANUNG, PCI-AUSWAHL

Gemäß TEN-E-Verordnung sind PCI-Vorhaben zu definieren, die für die Realisierung der vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete erforderlich sind. Unter die relevanten Energieinfrastrukturkategorien fallen insbesondere Fernleitungen sowie Anlagen für die Übernahme, Speicherung und Rückvergasung oder Dekomprimierung von LNG. Infrastrukturprojekte aus dem TYNDP bilden die Grundlage für die Auswahl der PCI-Projekte.

Im Jahr 2021 wurde die fünfte PCI-Liste erstellt. Sie wird als Anhang zu einer Verordnung durch die Europäische Kommission erlassen. Im April 2021 veröffentlichte die Kommission das technische Dokument für die PCI-Liste, das eine technische Beschreibung aller 149 Projekte (100 Stromübertragungs- und -speicherprojekte, 6 Projekte zur Einführung intelligenter Netze, 32 Gas-, 6 Öl- und 5 grenzüberschreitende Kohlendioxidnetze) sowie Informationen über Fördermittel und Termine für die Inbetriebnahme enthält. Die PCI-Liste enthält keine Gasinfrastrukturprojekte aus Österreich mehr.

Ausgleichsenergie

Die Ausgleichsenergiepreise in Österreich orientieren sich gemäß Marktmodell an den jeweiligen Börsenpreisen mit unterschiedlichen

Auf- oder Abschlägen zur Beanreizung eines ausgeglichenen Aufbringungs- und Verbrauchsverhaltens der einzelnen Bilanzgruppen.

Aufgrund der 2021 stark gestiegenen Gas-großhandelspreise wurde auch die Ausgleichsenergie entsprechend teuer – sowohl in der Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie durch den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager, als auch in der Abrechnung der kommerziellen Ausgleichsenergie durch die Bilanzgruppenkoordinatoren an die jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen.

Die folgende Abbildung zeigt die physikalischen Ausgleichsenergie-Abrufe im Marktgebiet Ost. Bezug und Lieferung der Ausgleichsenergiemengen vom bzw. an den virtuellen Handelpunkt (VHP) waren im Jahr 2021 annähernd ausgeglichen, wobei der Bezug vom VHP etwas höher und das Marktgebiet in Summe somit über das gesamte Jahr ge-

sehen tendenziell leicht unterliefert war. Weiters ist anzumerken, dass auch im Jahr 2021 keine Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) getätigt wurden. Das Umlagekonto im Marktgebiet Ost wuchs von rund 3.090.000 EUR zu Jahresbeginn auf rund 7.624.000 EUR am Jahresende 2021.

Die folgende Abbildung zeigt, dass der Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg 2021 nicht mehr ganz so einseitig entstanden ist wie noch 2020. Allerdings gilt es auch 2021 festzuhalten, dass die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg über das gesamte Jahr gesehen tendenziell überliefert waren. Auch im Jahr 2021 gab es keine Ausgleichsenergieabrufe über die MOL. Das Umlagekonto in den

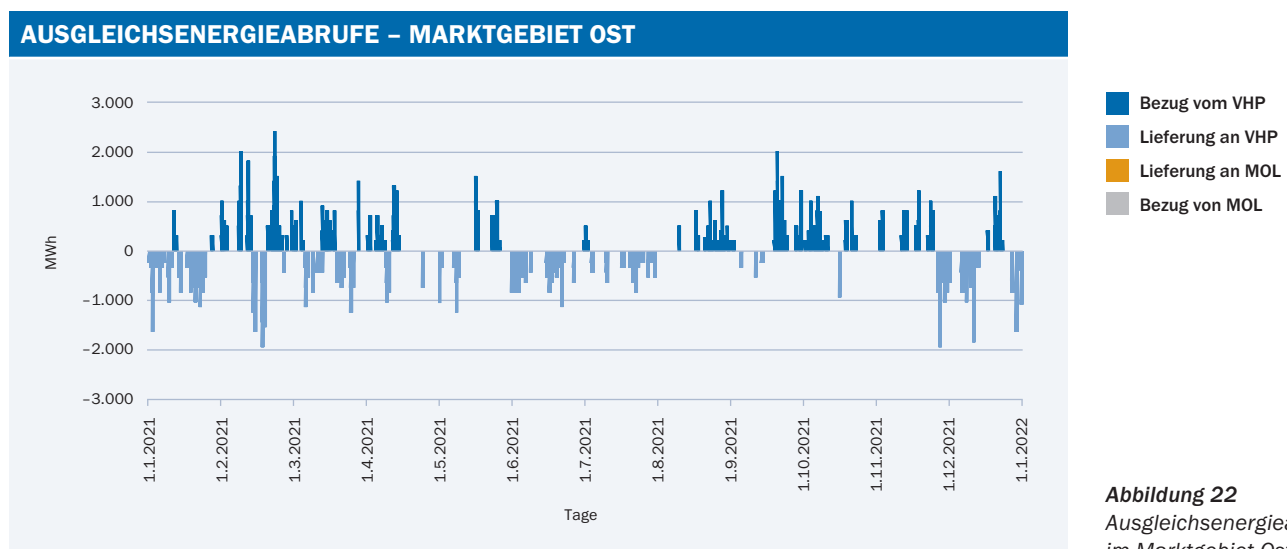


Abbildung 22
Ausgleichsenergieabrufe
im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

Bezug vom VHP
Lieferung an VHP
Lieferung an MOL
Bezug von MOL

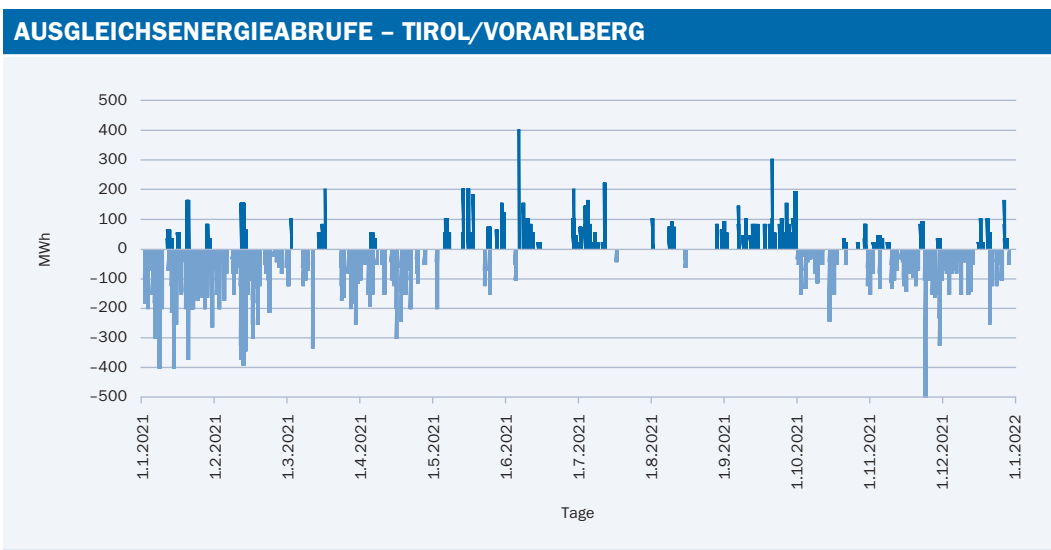


Abbildung 23
Ausgleichsenergieabrufe
in den Marktgebieten
Tirol und Vorarlberg

Quelle: AGCS

Marktgebieten Tirol und Vorarlberg wuchs von rund 162.000 EUR zu Jahresbeginn auf rund 2.172.000 EUR am Jahresende 2021.

Das deutliche Anwachsen der Umlagekonten in allen Marktgebieten hat dazu geführt, dass die jeweiligen Bilanzgruppenkoordinatoren für das

erste Quartal 2022 eine negative Umlage festgelegt haben. Die durch diese negative Umlage initiierte Rückführung des Überschusses aus der Ausgleichsenergieverrechnung an die Marktteilnehmer soll das weitere Anwachsen der Umlagekonten 2022 vermeiden und die dort liegenden Geldbeträge tendenziell abbauen.

Gasspeicher

UNBUNDLING DER SPEICHERUNTERNEHMEN

Gemäß Artikel 15 der Erdgasbinnenmarkt-richtlinie gilt für Speicherunternehmen das

Erfordernis der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung. Demnach müssen Speicheranlagenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, hinsicht-

lich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen.

Außerdem ist jährlich ein Gleichbehandlungsbericht an die E-Control zu übermitteln, aus dem die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer hervorgeht. Die Gleichbehandlungsberichte der Speicherunternehmen über das Berichtsjahr 2021 sind auf der Website der E-Control veröffentlicht. Es wurden keine Verstöße gegen die Gleichbehandlungsbestimmungen gemeldet. Einzelne Auffälligkeiten in der Berichterstattung wurden zwischen der E-Control und den jeweiligen Speicherunternehmen bilateral geklärt.

SPEICHERKAPAZITÄTEN UND SPEICHERBETRIEB

Im Jahr 2021 blieb das für Speicherkunden nutzbare Arbeitsgasvolumen der österreichischen Speicher unverändert bei 95,5 TWh, die Entnahmerate bei 44 GWh/h und die Einspeicherrate bei 35 GWh/h. Mit etwa 26% (25 TWh) des speicherbaren Arbeitsgasvolumens in Bezug auf Österreich-Speicher und mit etwa 40% in Bezug auf die an das Marktgebiet Ost angebundenen Speicher hält OMV Gas Storage (OGS) nach wie vor den größten Anteil an den Speicherkapazitäten.

Die Prozesse rund um die Kapazitätsvergaben 2021 durch die Speicherunternehmen wurden

mit der E-Control abgestimmt und ex post geprüft. Besonderes Augenmerk galt zwei der fünf Speicherunternehmen, die ihre Kapazitäten ausschließlich bilateral bzw. über eine unternehmenseigene Plattform vergaben, anstatt wie die anderen drei Speicherunternehmen mittels einer dafür vorgesehenen Auktionsplattform (PRISMA, CEGH Storage Marketing Plattform).

Darüber hinaus erlaubt die gemäß GWG 2011 gegebene Vorlagepflicht von abgeschlossenen Speicherverträgen durch die Speicherunternehmen der E-Control, den nicht-diskriminierenden Zugang aller Unternehmen zu Speicherkapazitäten zu prüfen.

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) waren im Jahr 2021 durchgehend zwischen 90% und 100% ausgebucht (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen). Speicherkunden waren europäische und österreichische Gashändler und Gasversorger.

Die Abbildung 24 zeigt, dass das Speichervolumen in österreichischen Speichern in den letzten Jahren deutlich ausgebaut wurde – bei einem vergleichbaren stabilen Jahresverbrauch in Österreich. Ein Großteil dieses erweiterten Angebots wird von Gashändlern und auch ausländischen Versorgern genutzt. Daher sind die Speicherfüllstände in Prozent auch nur bedingt für die Versorgungssicherheit der österreichischen Endkundinnen und -kunden aussagekräftig.

ENTWICKLUNG DES MAXIMALEN SPEICHERVOLUMENS UND INLANDSGASVERBRAUCHS

Speichervolumen ■
Speichervolumen ohne Haidach ■
Inlandsgasverbrauch —

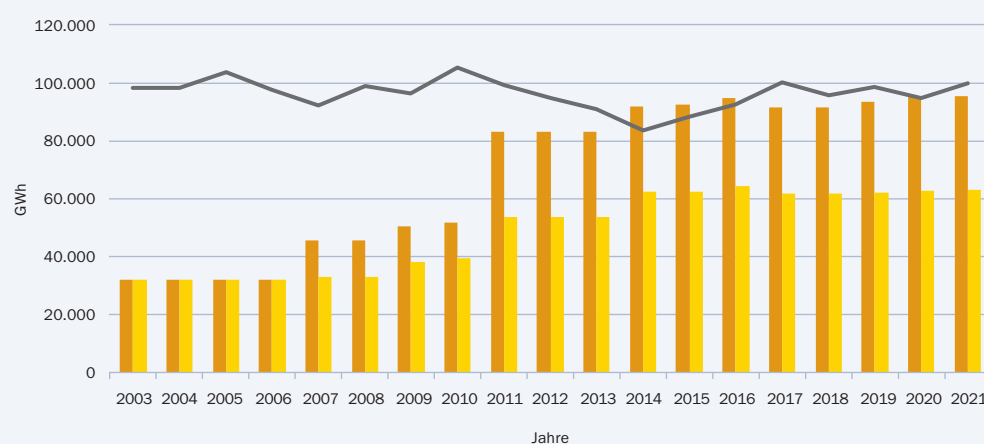


Abbildung 24
Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs in Österreich 2003 bis 2021

Quelle: E-Control

SPEICHERFÜLLSTAND ÖSTERREICH

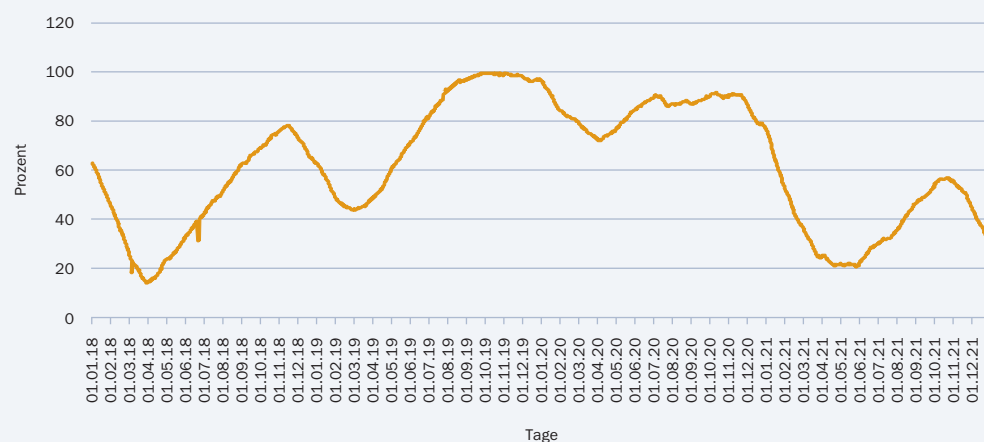


Abbildung 25
Gas-Speicherfüllstände in Österreich von Oktober 2018 bis Dezember 2021

Quelle: E-Control

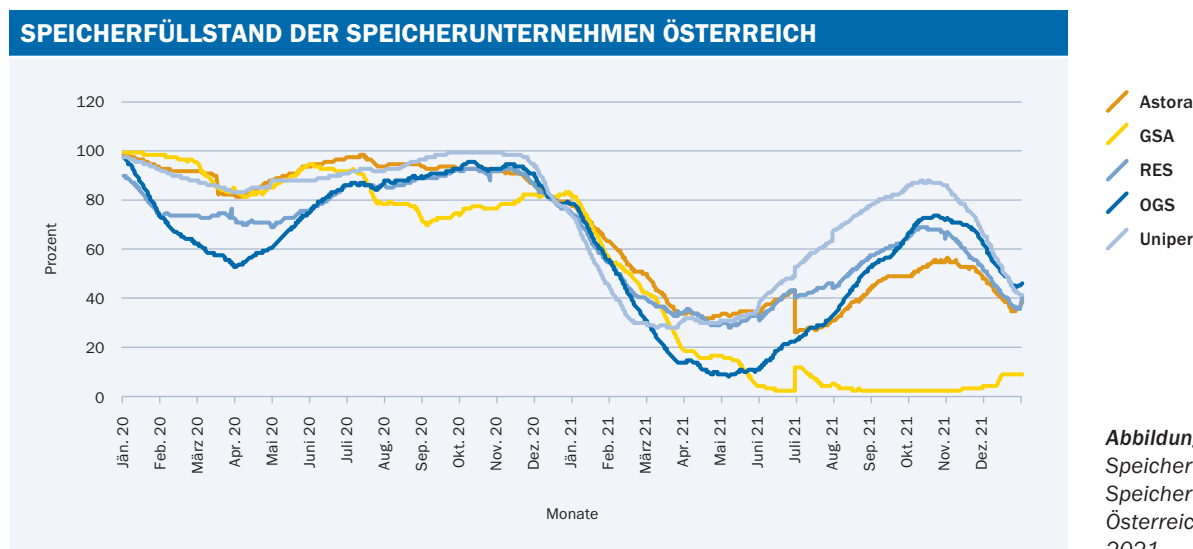


Abbildung 26
Speicherfüllstand der
Speicherunternehmen in
Österreich von 2020 bis
2021

Quelle: AGSI+

Die Abbildung 25 zeigt den Füllstand der Gasspeicher.

Wie die Abbildung 26 zeigt, nutzten die Speicherkunden die gebuchten Speicherkapazitäten im Winter 2020/2021 deutlich stärker als im Vorjahr. Zu Beginn der Einspeichersaison Anfang April 2021 lag der Speicherfüllstand daher bei ca. 25%.

Aufgrund des starken Gaspreisanstiegs in den folgenden Frühjahrs- und Sommermo-

naten blieb die Speicherbefüllung durch die Speicherkunden deutlich niedriger als in den Vorjahren, in denen ein wesentlich niedrigeres Preisniveau vorherrschte. Infolgedessen wurde im Oktober 2021 mit einem niedrigeren Speicherfüllstand in Höhe von 54% (90% im Vorjahresvergleich) in die Ausspeicherperiode gestartet. Auffällig ist, dass der von GSA vermarktete Speicher Haidach dieses Jahr zwar gebucht, aber nicht gefüllt wurde.

Gasmarktintegration

INFRASTRUKTURPROJEKTE ZUR MARKTINTEGRATION

Als Maßnahme zur verbesserten Integration des österreichischen Marktes in den europäischen Gasmarkt wurde das Kapazitätsprodukt am Einspeisepunkt Arnoldstein (Flussrichtung Italien-Österreich) ab 1. April 2021 für 1.000.000 Nm³/h als frei zuordenbare Kapazität (FZK) zur Verfügung gestellt. Zudem sind weitere Verbindungen zu angrenzenden Märkten und Handelsplätzen in Entwicklung: Das Projekt CZATi stellt eine direkte Verbindung zwischen dem Fernleitungsnetz der GCA auf österreichischer Seite und dem der NET4GAS auf tschechischer Seite her. Ziel des Projekts ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK-Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.

Weitere Projekte treiben die Flexibilisierung der Infrastruktur voran, indem auch Importe aus Slowenien und Ungarn ermöglicht werden. Am Ein-/Ausspeisepunkt Murfeld existiert ein Cluster von Projekten, das Gas aus dem LNG-Terminal Krk in Kroatien via Slowe-

nien nach Österreich bringen soll. Dadurch soll eine zusätzliche Quelle an den virtuellen Handelspunkt in Österreich angebunden werden. Ein weiteres Projekt stellt eine wesentliche Verbindung mit Ungarn dar. Es handelt sich um ein Projekt für neu zu schaffende Einspeisekapazität aus Ungarn, die im Juli 2022 in Koordination mit dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber angeboten werden wird.

SZENARIO MARKTINTEGRATION MIT ITALIEN

Die beiden Regulierungsbehörden ARERA für Italien und E-Control setzten im Jahr 2021 ihre Bewertungen einer etwaigen Gasmarktintegration fort. Aufgrund der erheblichen Implementierungskomplexität einer gesamten Marktintegration und um Marktteilnehmer in ihren Planungsausrichtungen nicht zu verunsichern, beschlossen die Regulierungsbehörden, derzeit keine Gesamtmarktintegration der beiden Märkte voranzutreiben. Es sollen jedoch weiterhin mögliche Wege zur Verbesserung der effizienten Nutzung der bestehenden Kapazität zwischen den beiden Marktgebieten zum Nutzen aller Marktteilnehmerinnen und -teilnehmer sowie Gaskundinnen und -kunden untersucht werden.

Erneuerbare Gase

Mit dem EAG wurden diverse Rahmenbedingungen für die verstärkte Einbindung erneuerbarer Gase (Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff) in das Energiesystem geschaffen. Mittels Investitionsförderungen für Produktionsanlagen soll der Anteil von erneuerbarem Gas im österreichischen Gasnetz erhöht werden. Ziel der österreichischen Bundesregierung ist es, bis 2030 erneuerbare Gase im Ausmaß von 5 TWh im österreichischen Gasnetz zu erreichen. Neben Investitionsförderungen soll unter anderem ein reduziertes Netzzutrittsentgelt für bestehende und neu zu errichtende Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas zur Zielerreichung beitragen.

Erneuerbarer Wasserstoff wurde bisher weitestgehend im Rahmen von (geförderten) Forschungs-/Pilot- oder Demonstrationsprojekten und in vernachlässigbaren Mengen in das Gasnetz eingespeist. Die Einspeisung von Biomethan (erneuerbarem Gas biogenen Ursprungs) in das österreichische Gasnetz erfolgt aktuell an 14 Erzeugungsstandorten mit einer Gesamteinspeisung in Höhe von 138 GWh im Jahr 2020. Dies entspricht einem Anteil von etwa 1% der Gesamtabgabe an Haushalte. Zusätzlich wurde im Jahr 2020 im Rahmen des ÖSG 2012 Biogas im Ausmaß von 571 GWh verstromt.

Gaskennzeichnung

Die bisher nur freiwillige Gaskennzeichnung wird durch die Novelle des GWG 2011 ab dem Jahr 2023 (für die Kennzeichnungsperiode 2022) erstmals verpflichtend. Die im Jahr 2019 erlassene Verordnung zur Gaskennzeichnung wird daher derzeit von der E-Control novelliert. Die Verordnung regelt die Ausgestaltung der Gaskennzeichnung gegenüber den Verbraucherinnen und Verbrauchern, führt somit zu Transparenz und bietet ein weiteres Unterscheidungsmerkmal bei der Versorgerwahl.

Die E-Control überprüft die Richtigkeit der Angaben der Versorger zur Gaskennzeichnung. Die Ergebnisse der Überprüfung werden im Strom- und Gaskennzeichnungsbericht der E-Control dargestellt.

Die Gaskennzeichnung wird über die Gasnachweisdatenbank der E-Control abgebildet. Derzeit werden alle Anlagen, die Biomethan in das öffentliche Netz einspeisen, in der Datenbank registriert. Für die eingespeisten Mengen werden Herkunftsnachweise ausgestellt. Diese können für die Gaskennzeichnung eingesetzt werden.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

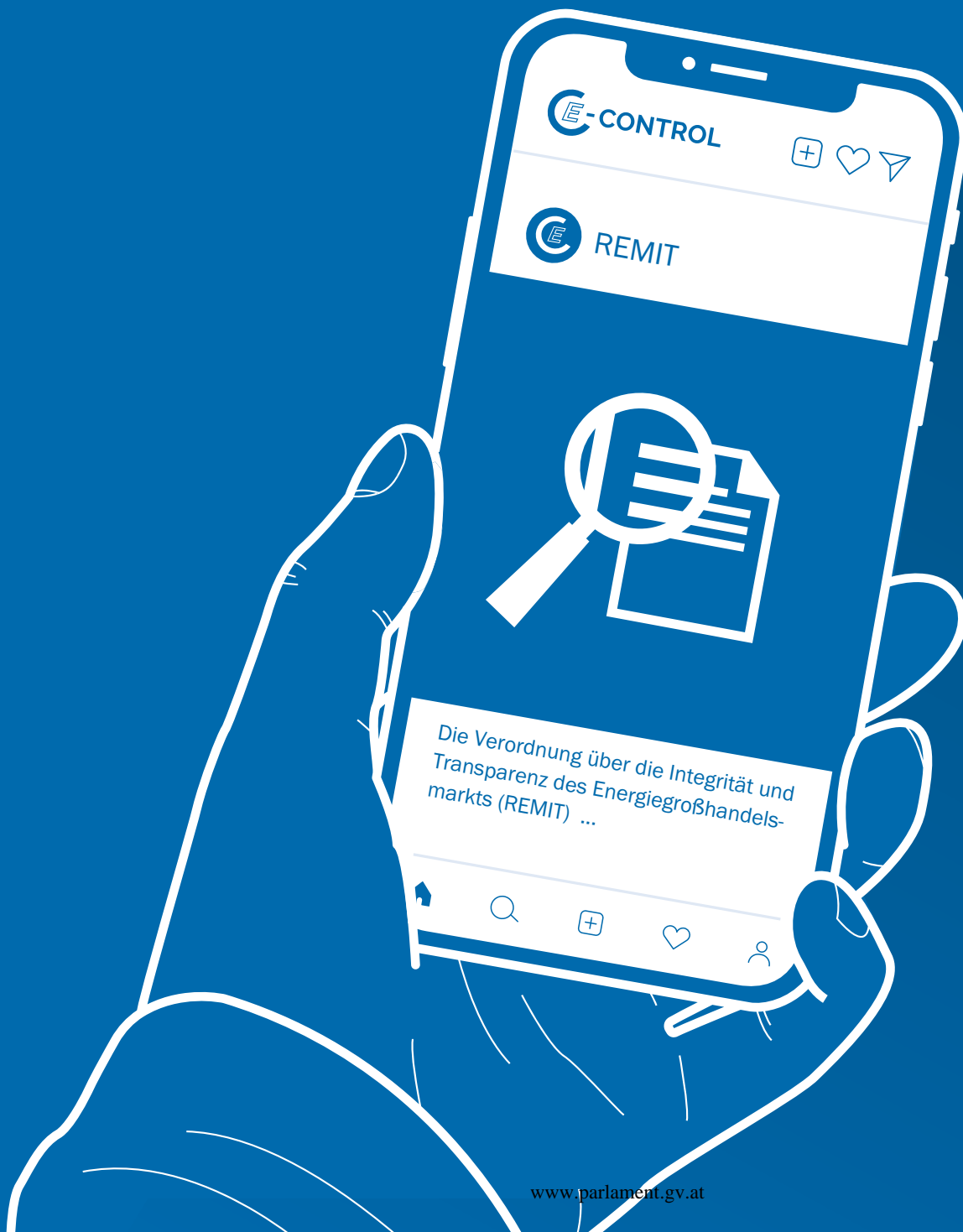
Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT





REMIT

Aufgaben

Die Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) gewährleistet Aufsicht und Handelskontrolle auf den Energiemärkten, parallel zum kartell- und finanzmarktrechtlichen Regulierungsrahmen. Diese Aufsicht hat besondere Bedeutung für die Sicherstellung der Integrität und nachhaltigen Funktionsfähigkeit der Energiegroßhandelsmärkte für Marktteilnehmer und schließlich für die Verbraucherinnen und Verbraucher. Zentrale Bestimmungen der unmittelbar geltenden Verordnung sind das Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation.

Insiderhandel definiert sich durch den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten auf Basis von Insiderinformationen zum eigenen oder fremden Nutzen, durch die Weitergabe von Insiderinformationen an Dritte oder

Handelsempfehlungen auf Basis von Insiderinformation.

Marktmanipulation umfasst den Abschluss einer Transaktion bzw. das Stellen eines Handelsgebots, womit (i) falsche oder irreführende Signale für das Angebot, die Nachfrage oder den Preis eines Energiegroßhandelsprodukts gegeben werden oder werden könnten, oder (ii) der Preis des Großhandelsproduktes beeinflusst wird oder werden könnte.

Als nationale Regulierungsbehörde ist die E-Control insbesondere für die Einhaltung dieser Vorschriften auf dem österreichischen Markt zuständig (bzgl. der Verfahrensrichtlinien s. Tätigkeitsbericht 2020, Abschnitt 8.2.). Auf europäischer Ebene werden das Marktmonitoring und die Zusammenarbeit der nationalen Behörden durch ACER koordiniert.

Operative Energiegroßhandelsüberwachung

Operativ lagen 2021 die Schwerpunkte der E-Control im Bereich der Großhandelsmarktüberwachung auf der zeitgerechten Veröffentlichung von Insiderinformationen und Aktivitäten auf den Regelle Energiemärkten. Weiters wurde eine Prüfung der österreichischen Energiebörse EXAA als eine Person Professionally Arranging Transactions (PPAT) durchgeführt.

Die kontinuierliche Überwachung konnte trotz Büro einschränkungen wegen der COVID-19-Pandemie ohne Unterbrechung aufrechterhalten und weiterentwickelt werden. Adäquate technische Maßnahmen erlauben weiterhin das Erfassen von Warnmeldungen und das Screening der Märkte im Überwachungssystem der E-Control.

VERDACHTSFÄLLE

Verdachtsfälle ergeben sich aus der Analyse von Daten folgender Quellen:

- > das reguläre Marktmonitoring unter Nutzung von Handelsüberwachungssoftware durch die nationalen Regulierungsbehörden (siehe unten)
- > Meldung von Betreibern von Börsen, Brokerplattformen oder sonstigen Handelsplattformen (PPATs)
- > die gesamteuropäische Überwachung durch ACER
- > (anonyme) Anzeigen, z.B. durch andere Marktteilnehmer

2021 untersuchte die E-Control insgesamt 12 neue Verdachtsfälle.

Im Vergleich zu 2020 kam es zu einer deutlichen Steigerung. Dies hat mehrere Gründe: Die stärker automatisierte Überwachung erlaubt die systematische Durchleuchtung von immer mehr Marktsegmenten, und europäische Kooperationen zeigen auch grenzüberschreitende Handelssituationen mit Relevanz für den österreichischen Markt. Zusätzlich kam es 2021 bei einigen Marktteilnehmern zu Problemen hinsichtlich der korrekten Publikation von Kraftwerksstillegungen und Außerbetriebnahmen für Wartungen.

VERTIEFENDE UNTERSUCHUNGEN VON VERDACHTSFÄLLEN

Mit Ende 2021 befanden sich 17 Verdachtsfälle in Bearbeitung, in 11 davon wurde be-

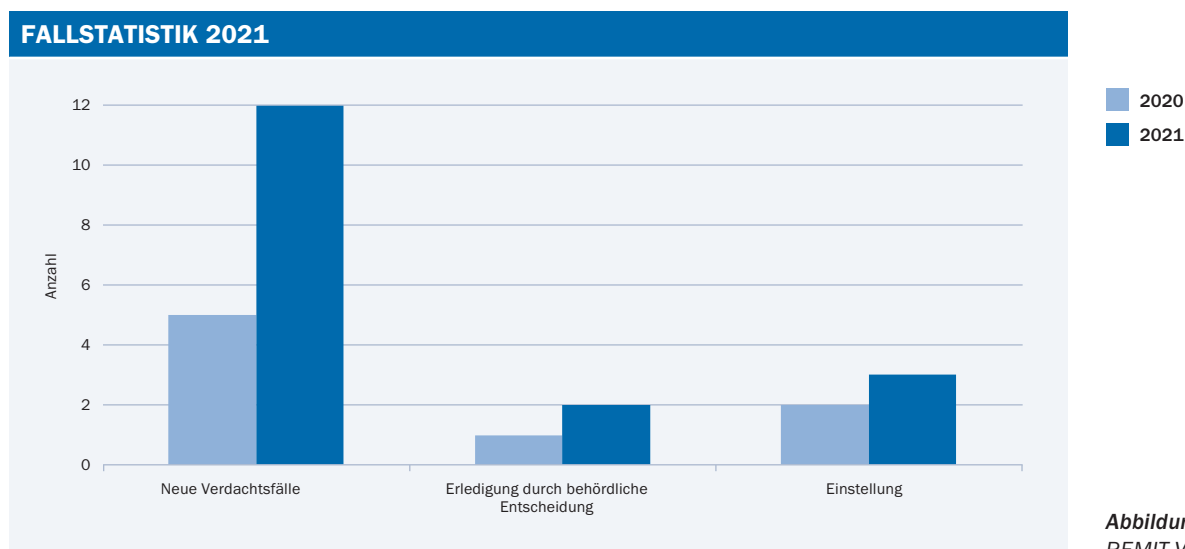
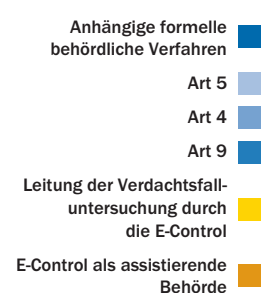


Abbildung 27
REMIT-Verdachtsfälle 2021

Quelle: ACER, E-Control



VERDACHTSFÄLLE IN UNTERSUCHUNG

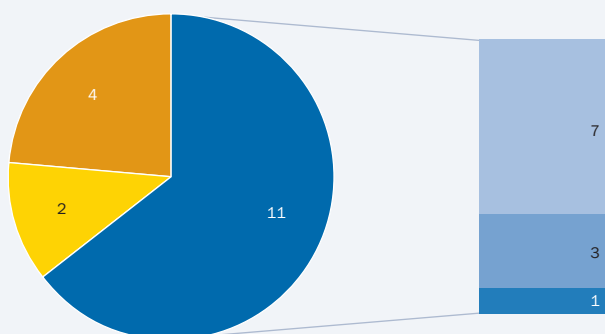


Abbildung 28
 REMIT – Offene Fallunter-
suchungen 2021

Quelle: ACER, E-Control

reits ein formelles Ermittlungsverfahren eingeleitet. Ein Großteil davon, konkret 7 Fälle, betraf den Verdacht auf Marktmanipulation gemäß Artikel 5 der REMIT.

Bei grenzüberschreitenden Fällen ist danach zu differenzieren, ob die Untersuchung durch die E-Control geleitet wird oder ob die E-Control einer Regulierungsbehörde eines anderen Mitgliedstaats assistiert, d.h. etwa Daten oder Informationen bereitstellt. Die E-Control war 2021 in insgesamt 4 laufenden Untersuchungen assistierende Behörde, während die Verdachtsfalluntersuchung in 15 Fällen selbst geleitet wurde.

WARNMELDUNGEN DURCH ÜBERWACHUNGSTOOLS

Die Überwachungssoftware der E-Control konzentriert sich auf die Überwachung des Energiegroßhandels mit Erfüllungsort Österreich und generiert automatisiert eigens kalibrierte Warnmeldungen (Alerts). Diese können daraufhin im Detail analysiert werden.

ACER konzentriert sich besonders auf grenzüberschreitende bzw. handelsplatzübergreifende Verhaltensweisen und leitet seine Alerts in engem Austausch an die zuständigen Regulierungsbehörden weiter. Der E-Control wurden im Jahr 2021 von ACER insgesamt zehn Alerts übermittelt.

AUSGEWÄHLTE REMIT-FÄLLE

In zwei REMIT-Fällen konnte 2021 nach einer Untersuchung von der Beantragung einer Geldstrafe abgesehen werden. Die Marktteilnehmer zeigten sich in den Verfahren kooperativ, konnten den rechtmäßigen Zustand in zufriedenstellender Weise herstellen und glaubhaft machen, dass keine weiteren Verstöße auftreten werden.

Ein Verfahren betraf Aktivitäten von Marktteilnehmern ohne aktives Benutzerprofil im europäischen Centralized European Register for Energy Market Participants (CEREMP). Marktteilnehmer sind verpflichtet, ihre Registrierung als Marktteilnehmer im CEREMP-Portal aktuell zu halten. Für die Regulierungsbehörden ist das eine notwendige Voraussetzung für die Analysen von Handelsaktivitäten.

Weitere REMIT-Fälle betrafen die Nichteinhaltung der Verpflichtung, Insider-Information der Öffentlichkeit zeitgerecht und effektiv zur Verfügung zu stellen. Betreiber von bestimmten Erzeugungsanlagen sind verpflichtet, dem Regelzonenführer jährlich bis 30. September temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlagen ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres verbindlich anzuzeigen. Hinsichtlich dieser Qualitätskriterien kam es in zwei Fällen zu Verstößen, die jedoch mit entsprechenden Verpflichtungszusagen behoben werden konnten.

PPAT-AUDIT

Artikel 15 der REMIT legt die allgemeinen Pflichten für PPATs fest. Dies sind einerseits Meldungen von verdächtigen Verhaltensweisen an ACER bzw. die Regulierungsbehörden, andererseits haben PPATs selbst organisatorisch wirksame Maßnahmen und Vorkehrungen zur Feststellung von Verstößen gegen Artikel 3 und 5 der REMIT zu implementieren.

Die österreichische Strombörse EXAA bietet seit 2019 als nominierter Strommarktbetreiber (NEMO) i.S.d. CACM-Verordnung auch Zugang zur europäischen Day-ahead-Marktkopplungsauktion für die Marktgebiete Österreich und Deutschland an. Diese Auktion sammelt und optimiert europaweit Gebote von Marktteilnehmern. Dabei wendet sie sich an einen weitaus größeren Teilnehmerkreis und stellt sich technisch deutlich komplexer dar als die bisherigen EXAA-exklusiven Auktionen. Deshalb wurde seitens der E-Control die Entscheidung für eine neuerliche Überprüfung der Marktüberwachungsinstrumente und -strategie der EXAA getroffen, die schließlich im November 2021 stattfand.

Die Marktüberwachung der EXAA wurde als mit Artikel 15 REMIT vereinbar beurteilt. Seitens der E-Control wurden im Audit-Bericht jedoch auch einige Empfehlungen zur Aufrechterhaltung der Effektivität ausgesprochen, insbesondere im organisatorischen Bereich.

MONITORING DES GRENZÜBERSCHREITENDEN HANDELS

Österreichs Grenzübertragungskapazität nimmt als Teil des europäisch gekoppelten Marktes eine immer zentralere Rolle ein. Im Sinne der bestmöglichen Verfügbarkeit dieser Kapazität für den Handel wird ihre Buchung und Nutzung kontinuierlich überwacht.

Im September 2021 wurde der Third Go-Live durchgeführt. Dabei handelte es sich um die Ausweitung der einheitlichen Intraday-Marktkopplung (SIDC) des europäischen Elektrizitätsgroßhandelsmarktes auf den italienischen Markt. Dies bedeutet, dass außer der Schweiz und der Slowakei nun alle Nachbarländer Österreichs am gekoppelten Intraday-Trading teilnehmen.

KOOPERATIONEN UND AUSTAUSCH

Die nationalen Regulierungsbehörden arbeiten bei der Implementierung und Durchset-

zung der REMIT mit ACER und untereinander auf regionaler Ebene zusammen. Dadurch soll eine konsistente Anwendung der REMIT in Europa sichergestellt werden.

Das REMIT-Team der E-Control bringt sich regelmäßig aktiv in internationalen Arbeitsgruppen von ACER zu den Themen Energiegroßhandel und Marktüberwachung ein. Gleichzeitig wurde in einzelnen Projekten, etwa zum Thema Machine Learning in der Marktüberwachung, direkt mit ACER kooperiert.

Auch die Zusammenarbeit mit Regulatoren anderer europäischer Staaten, insbesondere mit den Behörden in Deutschland, den Niederlanden und der Schweiz, wurde weiter forciert.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

VERSORGUNGS- SICHERHEIT





VERSORGUNGS- SICHERHEIT

Eine funktionierende Strom- und Gasversorgung ist für eine funktionierende Volkswirtschaft und einen ausreichenden Lebensstandard der Bevölkerung unersetzbar. Die E-Control hat die Aufgabe, ein Monitoring zur Versorgungssicherheit durchzuführen und mögliche Engpässe anhand von Prognosedaten frühzeitig zu erkennen, sodass die Marktteilnehmer frühzeitig Gegenmaßnahmen setzen können.

In den vergangenen Jahrzehnten gab es in Österreich keinen einzigen Zeitraum, in dem die Vollversorgung mit Strom und Gas nicht gegeben gewesen wäre. Auch die gegenwärtige Versorgungssituation ist stabil. Sollte aufgrund unvorhersehbarer Ereignisse dennoch ein flächendeckender Stromausfall eintreten, so ist der Übertragungsnetzbetreiber im Zusammenwirken mit den Kraftwerks- und Netzbetreibern jederzeit in der Lage, innerhalb von Stunden die Stromversorgung wieder herzustellen.

Blackout-Szenarien, die manchmal auch mehrtägigen oder sogar mehrwöchigen flächendeckenden Stromausfall unterstellen, haben keine fachliche Grundlage.

Bei einer Verknappung der Stromversorgung bzw. Gasversorgung dahingehend, dass nicht mehr der volle Bedarf aller Abnehmerinnen

und Abnehmer gedeckt werden kann, tritt der Energielenkungsfall ein. Die E-Control bereitet für diesen Fall die Grundlagen vor, wie weit die Versorgung kontingentiert werden muss. Bisher ist ein solcher Fall nicht eingetreten.

Eine besondere Herausforderung sind die Anforderungen der Cybersicherheit. In einer beispielhaften Kooperation von Behörden mit Unternehmen leitet die E-Control gemeinsam mit den Branchenvertretungen regelmäßige Workshops zu Cyberrisiken und Gegenmaßnahmen mit Expertinnen und Experten der Strom- und Gasunternehmen. Im Jahr 2021 wurde ein Update zum zugehörigen Bericht erstellt.

Energieversorgung als Teil der kritischen Infrastruktur muss den Pandemierisiken begegnen. Die Energieversorger schützen das für den Betrieb erforderliche Schlüsselpersonal durch Teamsplitting, Homeoffice und Testregelungen.

Die E-Control erstellt jährlich Berichte zur Lage der Stromversorgungssicherheit. Die Situation zur Gasversorgungssicherheit ist in den LFP abgebildet mit einer Überprüfung der Einhaltung von Infrastrukturstandards und Versorgungsstandards.

Stromversorgungssicherheit

Zur Bewertung der Stromversorgungssicherheit wird von der E-Control jährlich ein eigener Bericht erstellt, der sowohl die innerösterreichische Aufbringung hinsichtlich Lastspitze als auch die gesamtenergetische Abdeckung des Stromverbrauchs über einen definierten Zeitraum bewertet.

Der Bericht zur Versorgungssicherheit besteht aus zwei Teilen. Im ersten wird die aktuelle Situation der Versorgung Österreichs dargestellt. Dazu gehören die Beschreibung der zuletzt beobachteten Änderungen im Verbrauch, in den installierten Kraftwerkskapazitäten und in der Lastspitze. Im zweiten Teil werden diese Größen dann für das Jahr 2030 prognostiziert, um eine Aussage treffen zu können, wie die Versorgungssituation in diesem Jahr möglicherweise sein wird.

Österreich deckt seinen Strombedarf mit heimischen erneuerbaren Energiequellen, mit fossilen Gaskraftwerken und mit Speicherkraftwerken. Erstmals hatte im Jahr 2020 die Windkraft einen im Median gleichen Anteil an der Erzeugung wie die Wärmekraft, nämlich etwa 10%. Im Jahr 2020 lag der Stromverbrauch bei Haushalten um 1,8% unter jenem des Jahres 2019 und bei Nicht-Haushalten sogar um 4,4%. Die Lastspitze lag um 194 MW oder 1,8% niedriger als 2019.

Für die energetische Bedarfsdeckung gilt die „Speicherreichweite“ als Hauptindikator, da

die Speicherkraftwerke viel Leistung erbringen, aber typischerweise durch ihren Wasserfüllstand begrenzt sind. Für den Jänner 2021 wurde errechnet, dass als Spitzenwert neben den anderen verfügbaren Erzeugungsquellen etwas mehr als ein Viertel der Wassermenge in österreichischen Speichern nötig gewesen wäre, um den gesamten österreichischen Strombedarf während einer Woche zu decken. Dies ist im Vergleich zu den beiden Vorwintern ein höherer Wert. Dennoch bedeutet dies auch, dass sich Österreich energetisch etwa 4 Wochen allein hätte versorgen können. Dies wurde auch in den letzten Berichten als ausreichend angesehen.

Im Jahr 2030 wird mit einer installierten Kraftwerksleistung von 41.874 MW gerechnet, bei einer maximalen Lastspitze von 12,3 GW. Dies ergibt sich aus bekannten Kraftwerkszu- und -abgängen sowie aus dem im EAG festgelegten Ausbauziel. In den durchgeführten 1000 Simulationen anhand unterschiedlicher Wetterjahre wurde ein Fall ermittelt, in dem eine vierstündige Unterdeckung von durchschnittlich etwa 630 MW gegeben ist. Die Situation ist gekennzeichnet durch eine sehr unwahrscheinliche Entwicklung, in der erneuerbare Energie sehr gering vorhanden (Windflaute, geringe Wasserkraftproduktion), fossile Kraftwerke wenig verfügbar sind und die Last besonders hoch ist. In 91% der Simulationen ergab sich keine Unterdeckung. In den restlichen knapp 9% der Fälle kam es zu ein oder zwei Stunden an Unterdeckungen. In all

diesen Situationen ist Österreich also auf Importe angewiesen, die aber aufgrund der guten Netzanbindung Österreichs möglich sind.

Basis der energetischen Prognose im Jahr 2030 ist die Simulation des Verbrauchs in diesem Jahr. Mit einer durchschnittlichen Verbrauchssteigerung von 1,7% ausgehend vom Verbrauch 2020 wurden 71,8 TWh energetischen Endverbrauchs prognostiziert. Dazu sind etwa 10 TWh an Netzverlusten, Kraft-

werksbedarf und Pumpbedarf zu addieren, sodass etwa mit 82 TWh Strombedarf gerechnet wird. Als maximaler Restbedarf in einem Monat wurden etwa 2 TWh errechnet, die aus eigenen fossilen Kraftwerken oder aus Importen zu decken sind. Dies entspricht immerhin einem durchschnittlichen Bedarf von 2,7 GW, der nicht mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird und daher aus einer Kombination von heimischer fossiler Produktion und/oder Importen zu decken ist.

Gasversorgungssicherheit

UMSETZUNG DER SOS-VERORDNUNG

Die Verordnung zur Gasversorgungssicherheit (SoS-Versorgung) setzt Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung. Wesentliche Punkte dieser Verordnung sind:

- > die Definition von geschützten Kundinnen und Kunden (seit Inkrafttreten des EAG im Sommer 2021 sind dies in Österreich zusätzlich zu den Haushalten auch grundlegende soziale Dienste, welche nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören)
- > die Etablierung einer europäischen Koordinierungsgruppe für Gas
- > die Beschreibung eines europäischen Infrastrukturstandards
- > die Festlegung eines Gasversorgungsstandards für die Versorger geschützter Kundinnen und Kunden, wobei die E-Control

diesen jährlich überprüft

- > die Verpflichtung für Mitgliedstaaten zur Erstellung einer Risikobewertung, eines Präventionsplanes und eines Notfallplanes, unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten
- > die Gewährung von Solidarität im Falle von massiven Versorgungsengpässen in angrenzenden Mitgliedstaaten

Die Umsetzung der SoS-Verordnung erfolgt in enger Abstimmung mit den relevanten Marktteilnehmern und gemeinsam mit dem BMK.

SOLIDARITÄTSVEREINBARUNGEN

Gemäß SoS-Verordnung haben verbundene Mitgliedstaaten eine Einigung über Solidaritätsmaßnahmen zu erzielen. Solidaritätsvereinbarungen sind Vereinbarungen zur Versorgung geschützter Kundinnen und Kunden in

verbundenen Nachbarstaaten, wenn diese nicht ausreichend versorgt sind und die Versorgung der eigenen geschützten Kundengruppen dadurch nicht bedroht ist.

In Österreich wurde die Möglichkeit zur Unterzeichnung von Solidaritätsvereinbarungen mit dem EAG geschaffen. Am 2. Dezember 2021 wurde ein entsprechender Vertrag mit Deutschland abgeschlossen. Detailvereinbarungen dazu müssen noch entwickelt werden.

INFRASTRUKTURSTANDARD

Auch im Jahr 2021 wurde der Infrastrukturstandard gemäß Artikel 5 der SoS-Verordnung wieder im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung durch den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager AGGM berechnet; er liegt im Marktgebiet Ost bei 172% (siehe Abbildung 29). Die Erhöhung im Vergleich zum Vorjahr ergibt sich aus der Erhöhung der freizuordenbaren Kapazität am Punkt Arnoldstein (an dem zuvor nur unterbrechbare Kapazität existierte).

Somit ist durch die österreichische Gasinfrastruktur gewährleistet, dass die Gasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung gemäß SoS-Verordnung von mehr als 100% gerecht wird und daher eine gute Versorgungssicherheit gegeben ist.

VERSORGUNGSSTANDARD

Die E-Control prüfte auch im Jahr 2021 die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß Artikel 6 der SoS-Verordnung für die Winter-

saison 2020/21. Die Versorger mussten die gesicherte Verfügbarkeit entsprechender Gasmengen für geschützte Kundinnen und Kunden belegen. Zu diesem Zwecke wurden die Unternehmen im Sommer 2021 aufgefordert, der E-Control abgeschlossene Beschaffungs-, Speicher- und Transportverträge vorzulegen.

Basierend auf den übermittelten Daten wurde festgestellt, dass sich die befragten Versorger ausreichend Gasmengen gesichert hatten, um Haushaltskundinnen und -kunden auch in Extremsituationen (wie länger andauernden Kälteperioden) versorgen zu können.

Im Zuge des EAG wurde im Sommer 2021 festgelegt, dass zusätzlich zu den Haushaltskundinnen und -kunden auch grundlegende soziale Dienste, welche nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören, zur Gruppe der geschützten Kundinnen und Kunden hinzukommen. Aufgrund dieser kurzfristigen Erweiterung des geschützten Kundenbegriffes musste die E-Control mangels vorhandener Basisdaten auf Werte der Statistik Austria zurückgreifen. Anhand der übermittelten Vertragsdaten sowie Daten von Statistik Austria konnte aber auch hier festgestellt werden, dass die befragten Versorger ausreichend Mengen vertraglich gesichert hatten, um in Summe auch den erweiterten geschützten Kundenkreis abdecken zu können.

INFRASTRUKTURSTANDARD FÜR DIE GASVERSORGUNG IN ÖSTERREICH		
Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition & Erläuterung
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	17,29	Exit Italien
Freilassing & Laa/Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	180,45	Techn. Kapazität von Einspeisepunkten
Produktion OMV	1,99	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,36	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,06	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,41	Max. techn. Produktionskapazität
Speicherpool OMV	23,39	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	—	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergelände	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergelände	—	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	44,07	Max. techn. Ausspeisekapazität
LNGm	0	Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen
Im	140,34	Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur
Dmax	50,31	Max. tägliche Gasnachfrage Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N – 1 [%]	172%	

Abbildung 29
Infrastrukturstandard für die
Gasversorgung in Österreich

Quelle: AGGM

Energielenkung

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 ist die Vorbereitung und Koordinierung von Energielenkungsmaßnahmen der E-Control übertragen. Dafür erforderliche Daten werden auf Grundlage der Energielenkungsdaten-Verordnungen für Strom und für Gas an die E-Control übermittelt. Zur Vorbereitung und Durchführung von Energielenkungsmaßnahmen ist ein Energielenkungs-Handbuch vorhanden, das jährlich aktualisiert wird. Zur Erprobung der Abläufe werden regelmäßig Übungen durchgeführt.

Vor allem auch in Hinblick auf die kommunika-tions- und prozesstechnischen Herausforde-rungen, die sich bei einem Blackout ergeben

würden, wurde das Krisenmanagement der E-Control 2021 mit Unterstützung von Satel-litentelefonen und Behördenfunkgerät weiter optimiert und ausgebaut. Zu diesem Thema wurden mehrere Übungen abgehalten. Am 9. November 2021 wurden die netzstrom-un-abhängigen Kommunikationsmittel sowie das Krisenmanagementsystem der E-Control mit einem simulierten Stromausfall erprobt. Am 12. November 2021 fand eine Krisenübung mit angenommener Stromversorgungs-knappheit mit dem Bundesministerium für Inneres (BMI) sowie den Bundesländern statt, bei der umfassende Krisenmaßnahmen sowie die Kontingentierung mit begrenzten Stromver-sorgungsmengen erprobt wurden.

Cybersicherheit

Das Netz- und Informationssystemsicher-heitsgesetz (NISG) beinhaltet Verpflichtungen für Strom- und Gasversorgungsunternehmen, die für die Versorgung eines signifikanten An-teils der Bevölkerung maßgeblich sind. Die Verpflichtungen beinhalten die Einhaltung von festgelegten Sicherheitsstandards, deren Überprüfung im Rahmen von periodischen Audits, Meldeverpflichtungen von Sicher-heitsvorfällen und die Benennung zuständi-ger Kontaktpersonen.

Das NISG sieht außerdem die Einrichtung von Computer-Notfall-Teams (CERT) vor. Für den Energiesektor ist zusätzlich bereits derzeit ein Energiesektor-Cybersecurity-Notfall-Team eingerichtet (AEC – Austrian Energy CERT). Durch das AEC erfolgt eine permanente Beob-achtung von Cyberrisiken. Cyber-Vorfälle im Energiebereich werden an das AEC gemeldet, dieses empfiehlt zeitnah verfügbare Abhilfe-maßnahmen. Vom AEC werden wöchentlich Lageberichte der Cybersicherheitssituation

an die Energieunternehmen übermittelt. Die E-Control ist Mitglied des Beirates des AEC.

Im Auftrag der E-Control werden außerdem mit Unterstützung von Expertinnen und Experten in Workshops mit Strom- und Gasversorgungsunternehmen IKT-Risikoanalysen durchgeführt. Im Jahr 2021 wurde die Version 4.0 des aus dieser Expertengruppe resultierenden Berichtes mit Risikoanalysen und Empfehlungen abgeschlossen, der zugehörige Endbericht ist auf der Website der E-Control abrufbar.

Im Jahr 2021 wurde außerdem ein Netzkodex mit Bestimmungen zur Sicherheit der Stromversorgung vor Cyberangriffen weiter vorbereitet. Dieser Netzkodex wird die NIS-Richtlinie ergänzen, die grundlegende Bestimmungen für alle betroffenen Branchen („wesentliche Dienste“) enthält. Weiters wurde im Jahr 2021 durch die Europäische Kommission im Dialog mit den Mitgliedstaaten eine Überarbeitung der NIS-Richtlinie vorbereitet.

Maßnahmen während der COVID-19-Pandemie

Mit COVID-19 traf die Energieversorger eine Krise, für die es keine vergleichbaren Erfahrungswerte gab. Grundsätzlich ist die österreichische Energieversorgung auf Krisenfälle vorbereitet. In allen relevanten Unternehmen gibt es Krisenstäbe, die innerhalb kürzester Zeit aktiviert werden können und in der Lage sind, Situationen sachlich zu analysieren. Das geschah auch bei Eintreten der COVID-

19-Situation. Die resultierenden Maßnahmen umfassten z.B. getrennte Arbeitsplätze für sicherheitsrelevantes Personal, regelmäßige Desinfektion und die Möglichkeit schneller Tests. Die Unternehmen standen dabei im regelmäßigen Austausch mit der E-Control zur aktuellen Lage. Es kam im Jahr 2021 zu keinen durch COVID-19-Effekte verursachten Versorgungseinschränkungen.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN



INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL

Die Tätigkeit der Regulierungsbehörden in Europa war in den letzten 20 Jahren davon geprägt, fairen und freien Netzzugang in Europa zu schaffen, die Märkte in Europa zu entwickeln und miteinander zu verbinden, um so Europa als Wirtschaftsstandort zu stärken und die Kaufkraft der europäischen Bürgerinnen und Bürger zu verbessern. Zu Beginn war der Fokus vor allem auf das Thema Wettbewerbsfähigkeit gerichtet. In den vergangenen Jahren waren Versorgungssicherheit und Leistungsfähigkeit wichtige Themen. Seit einigen Jahren ist die Energiewende in Richtung Dekarbonisierung, nachhaltige Energieversorgung und Klimaneutralität von immer größerer Bedeutung.

Die E-Control leistet ihren Beitrag zur Schaffung des europäischen Energiebinnenmarktes, zur Entwicklung von Regionalmärkten und zur Beseitigung von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel. Dafür ist eine aktive Einbringung der Regulierungsbehörde auf europäischer Ebene unerlässlich. Dem entsprechen zahlreiche Aktivitäten der E-Control in den europäischen Gremien.

Die E-Control ist in ACER, CEER, im ECRB und bei ERRA aktiv. Zusätzlich ist die E-Control an bilateralen Kooperationsprojekten beteiligt. Im Jahr 2021 konnte ein Twinning-Projekt in Georgien erfolgreich abgeschlossen und das Folgeprojekt gestartet werden. Auch wesent-

liche Teile der Umsetzung dieses neuen Projekts fanden bereits statt.

Der Modus der internationalen Arbeit war weiterhin maßgeblich von der COVID-19-Krise geprägt. Dabei zeigte sich, dass in der Krise auch eine Chance steckte: Die meisten nationalen Regulierungsbehörden und Verbände konnten sich rasch an die Umstände anpassen, indem sie die Arbeit von zu Hause aus und die internationale Zusammenarbeit über digitale Kanäle ermöglichten. Damit ging eine flächendeckende Verbesserung der IT-Infrastruktur ebenso einher wie das allmähliche Einschleifen der diversen Gremien auf diesen Arbeitsmodus. Durch das temporäre und regionale Abflachen der Pandemie wurden vereinzelt auch schon hybride Sitzungen abgehalten. Dieses Konzept ist einerseits wichtig, bis die Pandemie vollständig unter Kontrolle ist, und andererseits auch zukunftssträchtig. Die mit hybriden und virtuellen Meetings in Zusammenhang stehenden Vorteile werden der grenzüberschreitenden Arbeit auch in Zukunft zur Verfügung stehen.

Inhaltlich waren die bestimmenden Themen auf EU-Ebene der Klimaschutz – hier insbesondere das „Fit for 55“-Paket – und die rasante Preisentwicklung im Herbst 2021. Eine endgültige Auswertung und Schlussfolgerungen dazu werden für 2022 erwartet.

ACER

ACER ist eine europäische Agentur, die Regulierungsbehörden bei der Ausübung ihrer grenzüberschreitenden Verpflichtungen unterstützt. Sie hat 2019 im Zuge des CEP mit der revidierten ACER-Verordnung eine erhebliche Erweiterung ihrer Aufgaben und Kompetenzen erfahren. Die Umsetzung des CEP ist eine Herausforderung für ACER ebenso wie für die nationalen Energieregulierungsbehörden in Europa.

Die Stromarbeitsgruppe von ACER wird seit Dezember 2019 von der E-Control-Abteilungsleiterin für Strom geleitet; im Dezember 2021 wurde sie in ihrer Funktion für weitere zwei Jahre verlängert. Wie bereits zuvor waren die bestimmenden Themen im Jahr 2021 die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und die Umsetzung des CEP. So wird z.B. kontinuierlich an der Umsetzung der bestehenden CACM-Leitlinie und der Kopplung aller Grenzen in den Märkten aller Zeithorizonte gearbeitet. Zugleich lag 2021 aber auch ein Schwerpunkt auf der Weiterentwicklung ebendieser Leitlinie.

Die Gasarbeitsgruppe von ACER beschäftigte sich im Jahr 2021 vor allem mit der Dekarbonisierung des Gassystems. Hierzu wurden bereits Impulse zu den erwartbaren Themen des Dekarbonisierungspakets der EU-Kommission gesetzt – etwa zu Power-to-Gas oder zum Themenkomplex Wasserstoff. Diese wurden gegen Ende des Jahres in einem gesamt-

haften Dokument zusammenfassend dargestellt und um Positionen zu bislang nicht detailliert erarbeiteten Themen erweitert. An der Erarbeitung dieser Veröffentlichungen, die gemeinsame CEER-ACER-Positionen enthalten, war die E-Control zentral beteiligt.

ACER gibt außerdem Stellungnahmen und Empfehlungen ab, die an die Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber, ENTSO-E, ENTSG, die Organisation der Verteilernetzbetreiber in der Union (EU-VNBO), die regionalen Koordinierungszentren und die nominierten Strommarktbetreiber, aber auch an Regulierungsbehörden und das Europäische Parlament, den Rat oder die EU-Kommission gerichtet sind. In bestimmten Fällen kann ACER auch Einzelfallentscheidungen treffen. Die wichtigsten Entscheidungen, die ACER 2021 traf und veröffentlichte, betreffen langfristige Übertragungsrechte, die Kapazitätsberechnungsmethode zur marktbasierten Kapazitätszuweisung in der Core-Region, die Definition der Netzbetriebsregionen, koordinierte Betriebssicherheitsanalysen und Ausweichverfahren. Neben den Entscheidungen wurden von ACER zahlreiche Berichte zu Themen der Strom- und Gasmärkte erstellt und veröffentlicht.

Im Zusammenhang mit diesen inhaltlichen Themen stehen Expertinnen und Experten der E-Control im regelmäßigen Austausch mit der Europäischen Kommission und neh-

men an den entsprechenden Fora (Florenz, Kopenhagen, Madrid) und Meetings (Strom- und Gaskoordinierungsgruppe, Cross-Border Committee, regionale PCI-Gruppen) teil.

Ein wesentlicher Arbeitsbereich von ACER liegt auch im Monitoring der Märkte und der Energiewirtschaft allgemein. Das Kernstück der Monitoring-Arbeit von ACER stellt jedes Jahr der Market Monitoring Report dar. Er wird gemeinsam mit CEER erstellt und ist in drei Bände gegliedert: Stromgroßhandel, Gasgroßhandel sowie Einzelhandel und Verbraucherschutz.

Aufgrund der physischen Gegebenheiten der Elektrizitätsinfrastruktur ist ein maßgeblicher Teilaspekt der europäischen Tätigkeiten von ACER auch das Schaffen von Rahmenbedingungen im Umgang mit Drittstaaten in Bezug auf Elektrizitätsmärkte und Versorgungssicherheit. Nicht zuletzt durch den Brexit sowie durch das Ziel einer grenzüberschreitenden europäischen Minimalkapazität 2021 rückte dieser Themenbereich noch einmal deutlich in den Vordergrund. Bedingt durch die geografische Lage Österreichs ist die E-Control bei diesem Themenbereich in allen relevanten ACER-Gruppen stark vertreten.

Council of European Energy Regulators (CEER)

CEER ist ein freiwilliger Zusammenschluss von Regulierungsbehörden aus 30 Mitglieds- und 9 Beobachterländern. Die verabschiedeten Positionspapiere stellen die gemeinsame Sichtweise von Energieregulierungsbehörden aus 39 Ländern mit europäischem Schwerpunkt dar. Die strategische Leitung und die Repräsentation von CEER nach außen obliegen einem sechsköpfigen Board. E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch wurde im Herbst 2018 erstmals in dieses Gremium bestellt und im Mai 2020 in dieser Funktion bestätigt. Geleitet wird die Organisation von Präsidentin Annegret Groebel von der deutschen Energieregulierungsbehörde.

Ebenso wie bei ACER liegt die Leitung der CEER-Stromarbeitsgruppe bei der Abteilungsleiterin für Strom der E-Control. Auch hier wurde sie für weitere 2 Jahre im Vorsitz wiederbestellt. Die Überarbeitung einiger zentraler Gesetzesmaterien durch das „Fit for 55“-Paket bzw. der Beitrag zur entsprechenden öffentlichen Diskussion auf EU-Ebene war 2021 ein wichtiger Baustein der Arbeit bei CEER. Expertinnen und Experten der E-Control waren auch federführend an der Erstellung einer Position zur Überarbeitung der TEN-E-Verordnung beteiligt und brachten sich stark in die Arbeit zur Untersuchung der neu vorgeschlagenen EU-Regelungen und der sich ändernden Marktumstände allgemein

auf Konsumentinnen und Konsumenten ein. Dies wurde wie immer von einer Reihe regelmäßiger Berichte begleitet, die CEER seit Jahren zu einer zuverlässigen Informationsquelle in Bereichen wie Regulierungssysteme europäischer Länder, Erneuerbaren-Fördersysteme, Rechte der Energieverbraucherinnen und -verbraucher u.v.m. machen.

Die 3D-Strategie von CEER aus dem Jahr 2018 wurde im Laufe des Jahres 2021 langsam von der Nachfolgestrategie mit einem stärkeren Fokus auf Energiekonsumentinnen und -konsumenten in der Energiewende abgelöst. Die Säulen dieser Arbeit werden von drei Kernbereichen gebildet: die Integration erneuerbarer Erzeugung ins Netz; die zentrale Rolle der Verbraucherinnen und Verbraucher;

und die Fähigkeit des Energiesystems, neue Entwicklungen zu fördern und anzunehmen. Bei der aktuellen Neugestaltung der CEER-Strategie brachte sich die E-Control stark ein, um den Weg zur Energiesystemwende und zum zukünftigen Marktdesign 2030 mitzugestalten.

Im Sinne dieser Strategie beteiligte sich CEER auch 2021 aktiv am europäischen Gesetzgebungsprozess und veröffentlichte Expertise zu zahlreichen Elementen des „Fit for 55“-Pakets, zur Dekarbonisierung des Gassystems, zur Energieeffizienz, zur Energiespeicherung etc. Daneben wurden auch diverse Monitoringberichte veröffentlicht, oftmals auch gemeinsam mit ACER.

Energy Community und ECRB

Im Jahr 2006 wurde die Energy Community gegründet, die die Zusammenarbeit der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsländer mit den südosteuropäischen Staaten fördert. Vorrangiges Ziel ist es, die europäischen Regelungen und Vorschriften aus dem Bereich Energie auch in Südosteuropa und in den östlichen Nachbarstaaten der EU umzusetzen. In vielen Fällen bedeutet dies längere Übergangszeiträume oder eine Anpassung der EU-Regelungen für die Staaten der Energy Community. Die regulatorische Kompo-

nente dieser Arbeit ist im ECRB angesiedelt und wird vom Sekretariat in Wien aus organisiert. Die regulatorische Arbeit erfolgt in erster Linie über die Arbeitsgruppen Strom, Gas, Konsumentinnen und Konsumenten sowie REMIT.

Ein Schwerpunkt der Arbeitsgruppe für Konsumentinnen und Konsumenten ist bereits seit 2020 die Analyse der Endkundenmärkte für Strom und Gas sowie die Entwicklung von Empfehlungen zur besseren Funktionsweise

dieser Märkte. Außerdem wurde 2021 auch an der Eingliederung der Länder der Energy Community in diverse CEER-Berichte (z.B. zur Versorgungsqualität) gearbeitet. Ähnlich gelang es der Strom- und Gasarbeitsgruppe der Energy Community die Aufnahme in den Marktmonitoring-Bericht von ACER voran; außerdem wurde in diversen Workshops (z.B. zu erneuerbaren Energien) die Zusammenarbeit mit anderen internationalen Organisationen wie z.B. Medreg im Mittelmeerraum gestärkt. Im März 2021 wurde außerdem eine neue Workshop-Reihe mit ACER zur Umsetzung der REMIT-Verordnung in den Ländern der Energy Community gestartet. Sie wird von laufenden Maßnahmen zur Handhabung der REMIT-Vorgaben in einer eigenen Arbeitsgruppe begleitet.

Wolfgang Urbantschitsch ist Präsident des Advisory Committee der Energy Community. Dieser Ausschuss ist ein beratendes Gremium unabhängiger Rechtsexpertinnen und -experten, das den Ministerrat der Energy Community in Vertragsverletzungsverfahren berät.

Beim Ministerrat der Energy Community wurde Ende 2021 unter anderem die Dekarbonisierungs-Roadmap angenommen, die eine Entwicklung zur Einhaltung der Klimaziele 2030 und zur Klimaneutralität 2050 aufzeichnet. Dort wurde auch Hr. Artur Lorkowski zum neuen Direktor des Sekretariats ernannt; er trat seine Position mit 1. Dezember an.

Energy Regulators Regional Association (ERRA)

ERRA ist eine überregionale Regulierungsvereinigung, die mit Ausnahme von Australien/Ozeanien auf allen Kontinenten vertreten ist. Sie umfasst 34 Vollmitglieder sowie 14 assoziierte Mitglieder. Die E-Control ist seit ihrem Bestehen 2001 in die Aktivitäten von ERRA involviert und seit 2018 ordentliches Mitglied. Insbesondere bringt sich die E-Control in die Arbeitsgruppe zu erneuerbaren Energi-

en ein und leitet seit Ende 2021 die Initiative zur Förderung von Frauen in der Energiebranche (Women in Energy). In zweiterem Bereich wurde gemeinsam mit dem ERRA-Sekretariat eine Webinar-Serie entwickelt, in der Frauen in Führungspositionen weltweit zu ihrer Karriere, ihren Erfolgen, Rückschlägen und Lernerfahrungen im beruflichen und privaten Kontext interviewt werden.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

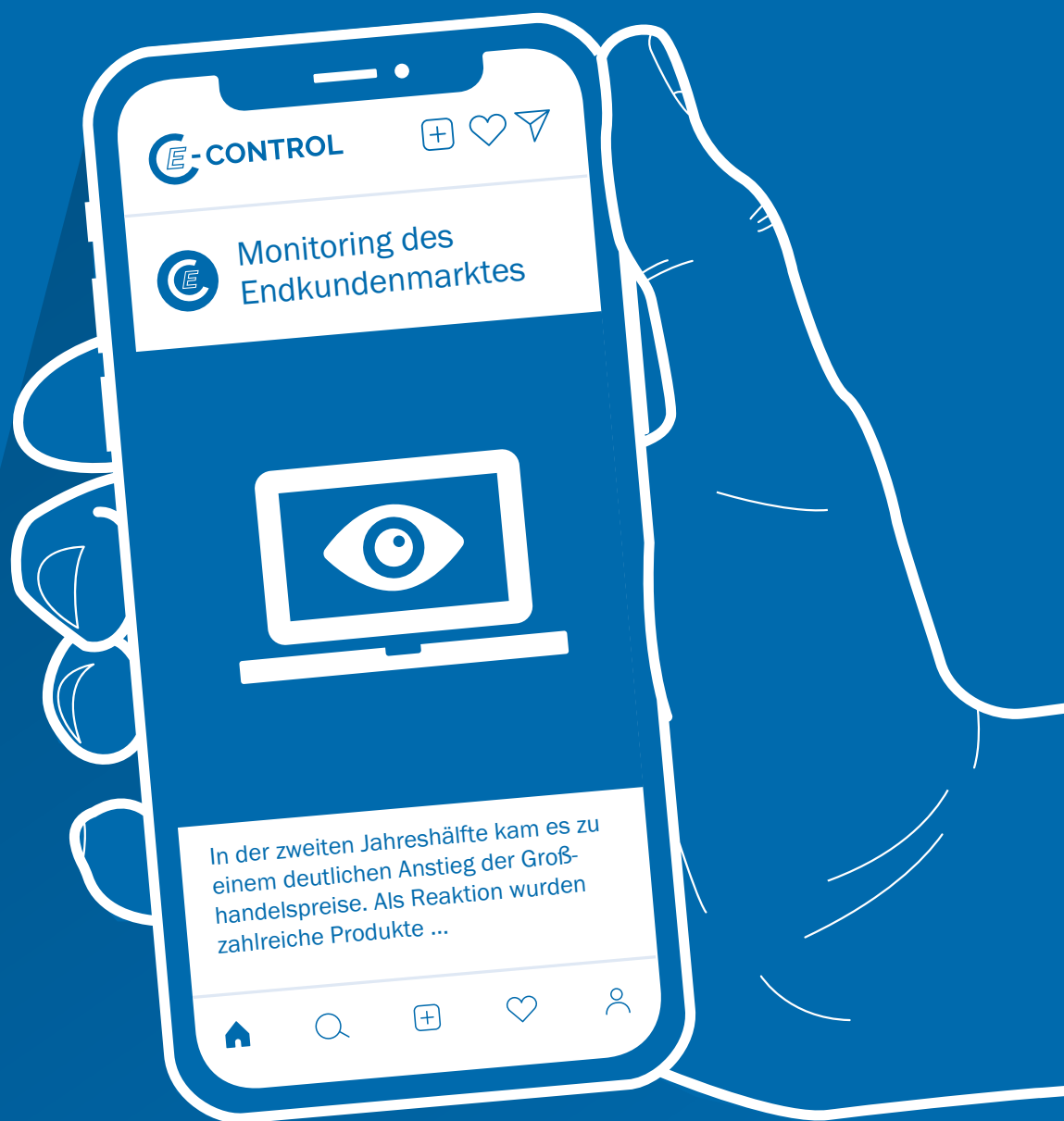
Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

MONITORING DES ENDKUNDEN- MARKTES



MONITORING DES ENDKUNDEN- MARKTES

Preisentwicklungen für Konsumentinnen und Konsumenten

In der zweiten Jahreshälfte kam es zu einem deutlichen Anstieg der Großhandelspreise. Als Reaktion wurden zahlreiche Produkte vom Markt genommen und Lieferanten beschränkten ihre Liefertätigkeit auf ihr eigenes Netzgebiet. Die Preise für Neukundenprodukte wurden mitunter beträchtlich erhöht, allerdings nur wenige große Lieferanten erhöhten bis zum Jahresende die Preise ihrer Standardtarife. Insgesamt kam es im Laufe des Jahres zu 40 Strompreiserhöhungen, zwei Lieferanten erhöhten die Gaspreise ihrer Standardprodukte. Es ist davon auszugehen, dass noch zahlreiche Lieferanten ihre Strom-

und Gaspreise zu Beginn des nächsten Jahres an die hohen Großhandelspreise anpassen werden.

Die folgende Abbildung zeigt den Großhandelspreis im Vergleich zu den Endkundenpreisen im österreichischen gewichteten Mittel. Aufgrund der noch ausstehenden Erhöhungen der Standardprodukte der großen lokalen Versorger ist der Endverbraucherpreis im gewichteten Mittel noch nicht merklich angestiegen. Der Haushaltspreis wird sich im Laufe des nächsten Jahres jedoch deutlich in Richtung der Großhandelspreise bewegen.

ENERGIEPREISE DER ENDVERBRAUCHER VS. EEX-TERMINMARKTPREISE

Haushalte Österreich
gew. Mittel

Industriekunden

Year-ahead

Base/Peak Mischung

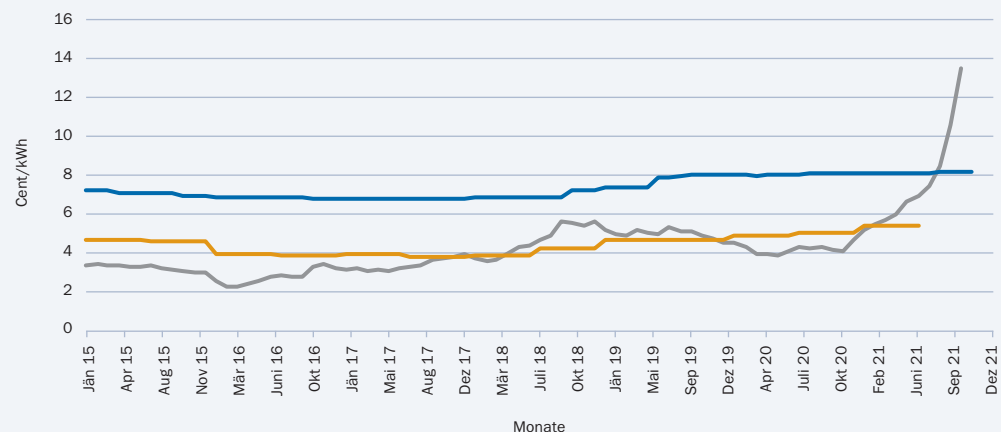


Abbildung 30
Energiepreise Strom der
Endverbraucher vs. EEX
Terminmarktpreise Year-
ahead

Quelle: E-Control, EPEX/EEX

Strompreise einzelner Energielieferanten

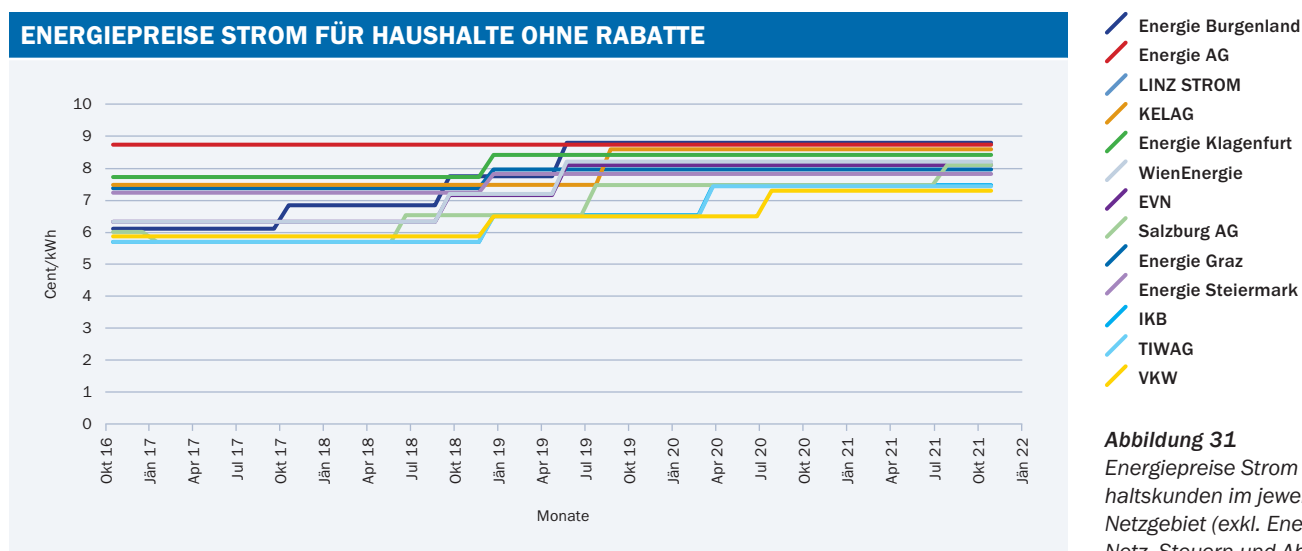
ENERGIEKOMPONENTE

Von den großen lokalen Anbietern erhöhten im November 2021 die Energie Steiermark Kunden GmbH und die Energie Graz GmbH ihre Strompreise, im Dezember 2021 folgte die Kelag. Bei den alternativen Anbietern erhöhten u.a. die Enstroga GmbH, die Ökostrom AG und die Montana Energie-Handel AT GmbH ihre Preise. Weitere Energiepreiserhöhungen wurden für den Jänner 2022 angekündigt.

Die Preissteigerungen in diesem Jahr fielen sehr unterschiedlich aus und betrugen bei den angestammten Stromlieferanten zwischen 2,3

und 71%. Für einen Musterhaushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh bedeutete dies Mehrkosten zwischen 8 und 220 Euro jährlich. Weitaus höher waren die Preiserhöhungen bei den alternativen Anbietern, hier verdoppelten sich die Energiepreise mitunter.

Mit einem Energiepreis von 8,76 bzw. 8,75 Cent/kWh für einen durchschnittlichen Haushalt zählen die Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG und die Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG zu den teuersten regionalen Anbietern. Der günstigste



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 31
Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

regionale große Anbieter war die VKW Vorarlberger Kraftwerke AG mit einem Energiepreis von 7,26 Cent/kWh.

Bei den meisten großen lokalen Anbietern waren die Energiepreise in Relation zu den Großhandelspreisen nach wie vor günstig,

die Produkte galten aber vielfach nur mehr für bestehende Kundinnen und Kunden, während Neukundinnen und -kunden Angebote mit höheren Energiepreisen erhielten.

Die Energiepreise bei alternativen österreichweiten Anbietern waren bis zum Sommer des

Abbildung 32
Energiepreise Strom bei Haushalten nach Größenklassen

ENERGIEPREISE STROM BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN				
Größenklassen in Cent/kWh	2019	2020		2021
	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte	6,948	7,162	7,256	7,197
Haushalte bis 1.000 kWh/a	9,402	9,823	9,915	9,878
bis 2.500 kWh/a	7,727	8,007	8,021	7,981
bis 5.000 kWh/a	7,060	7,293	7,353	7,346
bis 15.000 kWh/a	6,533	6,741	6,833	6,831
über 15.000 kWh/a	6,018	6,275	6,341	6,348

Quelle: E-Control

Abbildung 33
Energiepreise Strom bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

ENERGIEPREISE STROM BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN				
Größenklassen in Cent/kWh	2019	2020		2021
	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte	4,664	4,923	5,024	5,435
Nicht-Haushalte bis 20 MWh/a	6,650	7,028	7,026	7,143
bis 500 MWh/a	5,287	5,842	5,833	5,914
bis 2.000 MWh/a	4,652	5,214	5,231	5,284
bis 4.000 MWh/a	4,505	5,034	5,101	5,230
bis 20.000 MWh/a	4,516	4,779	4,846	5,116
bis 70.000 MWh/a	4,343	4,433	4,741	5,136
bis 150.000 MWh/a	4,209	4,239	4,451	5,224
über 15.000 MWh/a	4,113	4,032	4,253	5,159

Quelle: E-Control

Jahres wesentlich niedriger als bei regionalen Anbietern. Inklusive Neukundenrabatten betrug der Energiepreis des günstigsten Stromlieferanten im Juni noch 2,99 Cent/kWh, ohne Neukundenrabatte bezahlten Kundinnen und Kunden in Wien 5,78 Cent/kWh für Strom. Aufgrund der Angebotsreduktion bzw. der Preiserhöhungen für Neukundinnen und -kunden änderte sich die Situation ab September merklich. Im Dezember betrug der günstigste Energiepreis in Wien inklusive Rabatten 6,9 Cent/kWh.

Erstmalig gab es keinen Preisunterschied mehr zwischen den günstigsten Angeboten mit Neukundenrabatten und den günstigsten Angeboten ohne Neukundenrabatte.

Sowohl bei den Haushalten als auch bei den kleineren Nicht-Haushalten war im Vergleich zum Vorjahr noch kein starker Anstieg zu verzeichnen. Demgegenüber kam es bei den größeren Nicht-Haushaltsklassen schon zu einem stärkeren Anstieg gegenüber den Vorperioden.

GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten, die ein Durchschnittshaushalt für seine Stromversorgung aufwenden musste, stiegen mit Jahreswechsel von 2020 auf 2021 infolge der veränderten Netzkosten bzw. Steuern und Abgaben im österreichischen Durchschnitt um 3,54%. Sie betrugen durchschnittlich 799 EUR/a. Davon entfielen am Beispiel eines Wiener Musterhaushalts beim Standardprodukt des loka-

len Lieferanten 36% auf die Energie, 25% auf den Netzpreis und 39% auf Steuern und Abgaben.

Mit 28. Juli 2021 ersetzte die Erneuerbaren-Förderpauschale aus dem EAG die Ökostrompauschale aus dem ÖSG 2012. Diese war im Vergleich zum letzten Jahr von 28,38 auf 35,97 Euro angehoben worden. Die Erhebung des Ökostromförderbeitrages ist nur mehr bis Ende des Jahres vorgesehen.

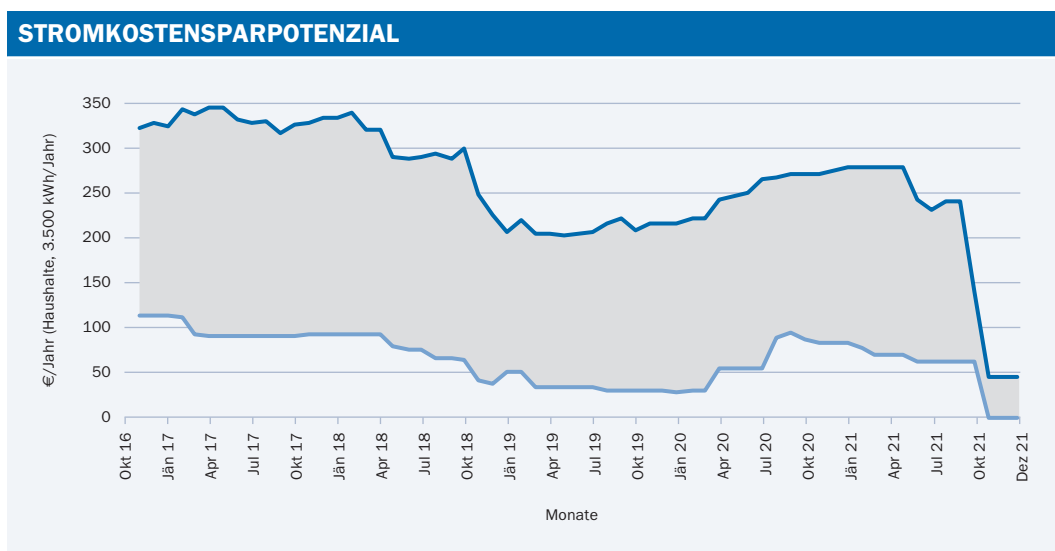
Nach wie vor heben einige Bundesländer auch einen Biomasseförderbeitrag ein. In Kärnten, der Steiermark, Ober- und Niederösterreich, Salzburg und Wien verursacht dies jährlich zusätzliche Kosten zwischen 1,7 Euro und 9,6 Euro.

KOSTENEINSPARPOTENZIAL

Das jährliche Einsparpotenzial für einen durchschnittlichen Haushalt fiel im Laufe des Jahres drastisch. Im Jänner lag es im Durchschnitt noch bei 253 Euro, im Juni bei 215 Euro, im Dezember zeigte der Preismonitor eine Ersparnis von nur mehr 11 Euro. In drei Netzbereichen konnte man sich bei einem Wechsel vom angestammten zum günstigen Anbieter nichts mehr ersparen. Das höchste Einsparpotenzial hatten Kundinnen und Kunden in Vorarlberg mit 44 Euro jährlich.

Ein ähnliches Bild ergibt sich ohne Neukundenrabatte, wobei die maximale Ersparnis für diese Betrachtung nur mehr bei 36 Euro liegt.

Abbildung 34
Entwicklung Einsparpotenzial
(Energiekosten inkl.
Umsatzsteuer und Neu-
kundenrabatten) eines
Musterhaushaltes
(3.500 kWh/a) durch den
Wechsel vom angestammten
zum günstigsten Lieferanten



Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

Gaspreise einzelner Lieferanten

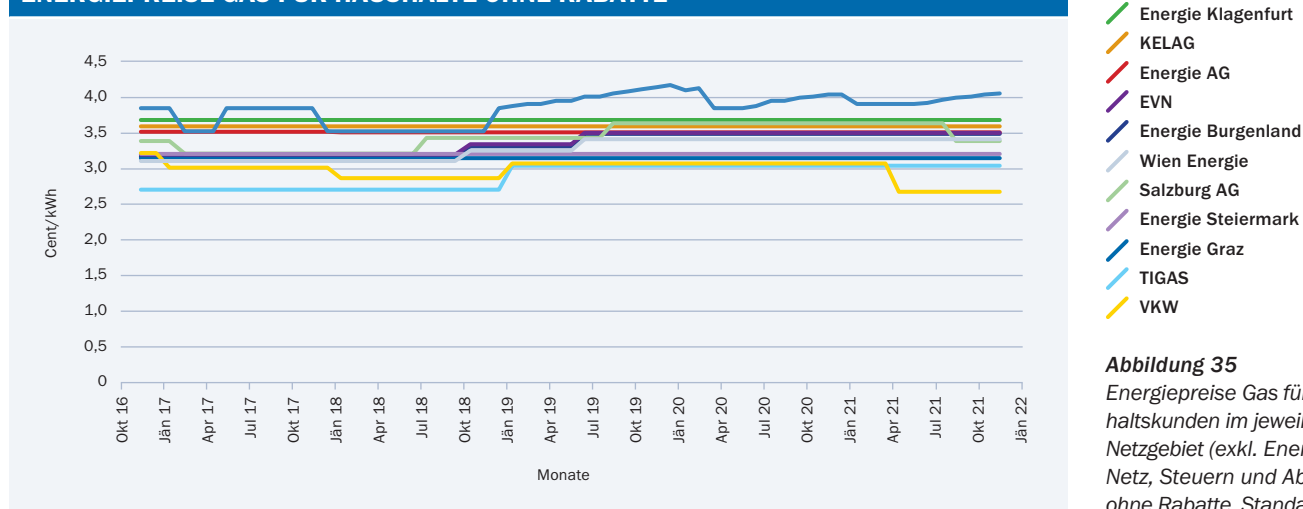
ENERGIEKOMPONENTE

Im Gasbereich erhöhte bislang nur ein Lieferant seine Gaspreise, was bedeutet, dass die steigenden Großhandelspreise bislang nicht an Bestandskundinnen und -kunden weitergegeben wurden. Im April senkten die illwerke vkw AG und die Stadtwerke Bregenz GmbH sogar ihre Gaspreise, im August folgte die Salzburg AG.

Zu den günstigsten regionalen Anbietern zählten nach wie vor die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und die VKW Vorarlberger Kraftwer-

ke AG mit einem Energiepreis von 3,04 bzw. 2,67 Cent/kWh für einen Musterhaushalt mit 15.000 kWh Verbrauch. Deutlich teurer war hier die LINZ Gas Vertrieb GmbH & Co KG.

Der Energiepreis des günstigsten Gaslieferanten betrug im Juni noch 0,042 Cent/kWh, ohne Neukundenrabatte bezahlten Kundinnen und Kunden in Wien 2,11 Cent/kWh für Gas. Im November betrug der günstigste Energiepreis in Wien inklusive Rabatten bereits 3,25 Cent/kWh für Gas. Die günstigsten Energiepreise inkl. Neukundenrabatten

ENERGIEPREISE GAS FÜR HAUSHALTE OHNE RABATTE

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 35

Energiepreise Gas für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

ENERGIEPREISE GAS BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN

Größenklassen in Cent/kWh	2019	2020		2021
	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte	6,963	6,716	6,763	6,480
Haushalte bis 5.600 kWh/a	10,292	9,789	10,138	9,721
bis 55.600 kWh/a	6,742	6,481	6,558	6,355
über 55.600 kWh/a	5,773	5,642	5,536	5,555

Quelle: E-Control

Abbildung 36

Energiepreise Gas bei Haushalten nach Größenklassen

waren im vierten Quartal häufig bei lokalen Anbietern zu finden. Die große Ausnahme stellte hier der Netzbereich Klagenfurt dar, in dem die redgas GmbH Gas bis Ende November den sehr günstigen Preis von

0,04 Cent/kWh inklusive Neukundenrabatte anbot.

Bei den Haushalten war in allen Größenklassen im Vergleich zum ersten Halbjahr 2020

ENERGIEPREISE GAS BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN				
Größenklassen in Cent/kWh	2019	2020		2021
	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte	2,991	2,642	2,816	3,299
Nicht-Haushalte bis 278 MWh/a	6,052	5,764	5,645	5,831
bis 400 MWh/a	5,300	4,835	5,129	5,018
bis 2.778 MWh/a	4,832	4,569	4,621	4,401
bis 5.595 MWh/a	4,230	4,165	4,069	4,098
bis 27.778 MWh/a	3,565	3,493	3,447	3,646
bis 277.778 MWh/a	3,052	2,749	2,849	3,285
bis 1.111.111 MWh/a	2,779	2,823	2,732	2,925
über 1.111.111 MWh/a	2,347	2,103	2,234	2,836

Abbildung 37
Energiepreise Gas bei
Nicht-Haushalten nach
Größenklassen

Quelle: E-Control

ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Bei den Nicht-Haushalten hingegen war eine leichte Steigerung erkennbar, eine Ausnahme war die Größenklasse über 1.111.111 MWh/a, hier kam es zu einer deutlichen Preiserhöhung.

GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für einen Musterhaushalt sind im ersten Halbjahr 2021 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum im österreichischen Durchschnitt um 0,90% gestiegen. Im Durchschnitt bezahlten Haushalte für Gas 1.069 EUR/a. Davon entfielen am Beispiel eines Musterhaushalts in Wien beim Standardprodukt des lokalen Lieferanten 46% auf Energie, 25% auf den Netznpreis und 29% auf Steuern und Abgaben.

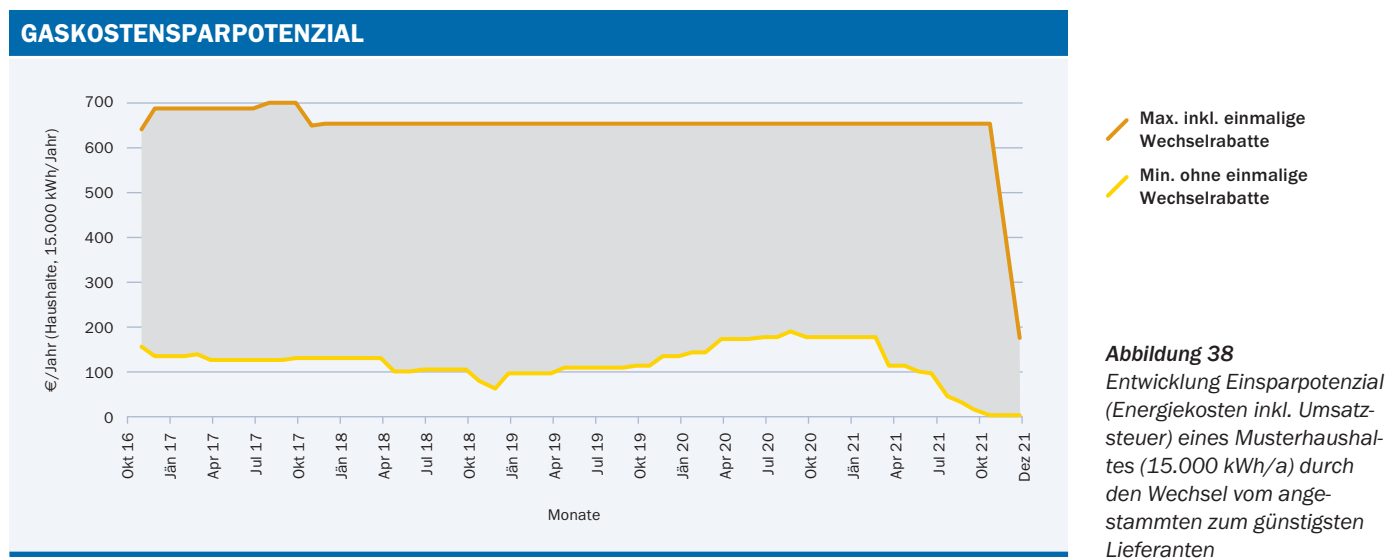
Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Gasnetzentgelte in Wien, Burgenland, Nieder-

österreich und Kärnten zwischen 1,9 und 6,8%.

KOSTENEINSPARPOTENZIAL

Bei Gas war die Ersparnis beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten alternativen Lieferanten für einen Musterhaushalt mit 653 EUR inkl. Neukundenrabatten in Klagenfurt am höchsten. Klammert man diesen Netzbereich aus, so ist eine deutliche Senkung des Einsparpotenzials erkennbar. Während die Ersparnisse im Jänner im Netzbereich mit dem zweithöchsten Einsparpotenzial noch 577 Euro betrugen, ersparte sich ein durchschnittlicher Haushalt im Juni 467 Euro, im Dezember lag das Einsparpotenzial bei nur mehr 61 Euro.

Ohne Neukundenrabatte betrug die maximale Ersparnis in den ersten drei Monaten des



Quelle: E-Control, Tarifikalkulator

Jahres 178 Euro jährlich, sie sank bis zum Jahresende auf 61 Euro. In zwei Netzbereichen konnte man sich nichts mehr ersparen (Abbildung 38).

Strom- und Gaslieferanten, Angebotsvielfalt

Mit Ende des Jahres 2021 waren 150 Unternehmen im Tarifikalkulator registriert, welche mehr als 5,5 Millionen Zählpunkte (Haushalte sowie Kleinkundinnen und -kunden) mit Strom belieferten. Im ersten Halbjahr 2021 boten mehr als 55 dieser Lieferanten österreichweit an. Die übrigen Anbieter waren regionale, angestammte Lieferanten, die sich ausschließlich auf ihr Netzgebiet beschränkten. Aufgrund der angespannten Preissituation in der zweiten

Jahreshälfte entschlossen sich zahlreiche Anbieter, ihr Liefergebiet vorerst zu beschränken. Insgesamt 14 Lieferanten stellten ihre österreichweite Versorgung für Neukundinnen und -kunden ein. Darunter befanden sich auch große lokale Lieferanten wie die Kelag, die Energie Graz GmbH oder die illwerke vkw AG.

Im Jahr 2021 registrierten sich vier neue Lieferanten im Tarifikalkulator, nämlich die Felix

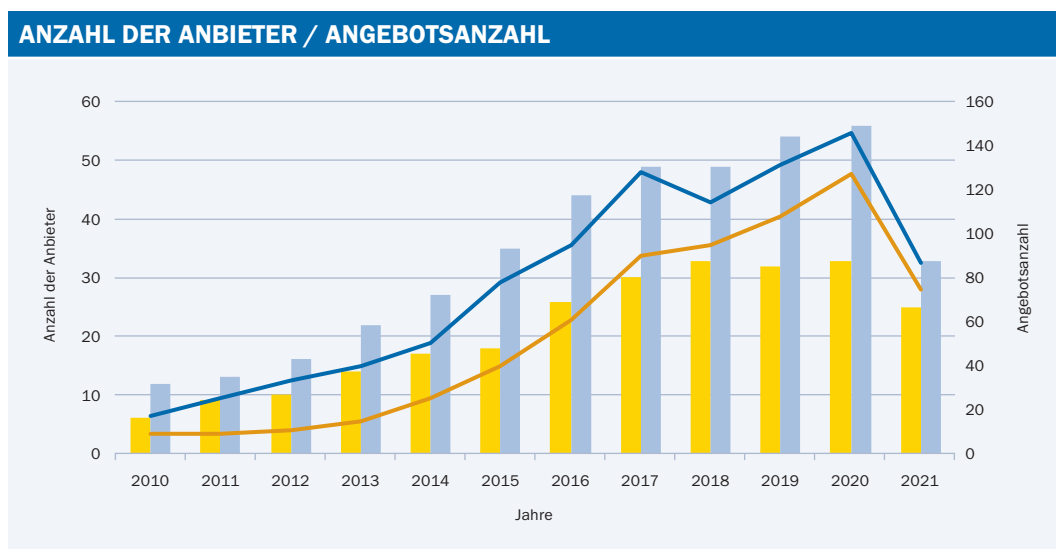
Energie GmbH, die E.ON Energie Österreich GmbH, die AVIA Energy Austria GmbH sowie die Gutmann Energiesysteme GmbH. Während die erstgenannten Lieferanten Kundinnen und Kunden sowohl mit Strom als auch mit Gas versorgen, konzentriert sich die Gutmann Energiesysteme GmbH auf den Strommarkt. Die AVIA Energy Austria GmbH war zusätzlich mit zwei Marken präsent, nämlich AVIA Hoffelner und AVIA Eogl. Aus dem Strommarkt für den Klein-kundenmarkt zogen sich 2021 die ENAMO Ökostrom GmbH, die E WIE EINFACH GmbH (wurde in die E.ON Energie Österreich übergeleitet), die envitra Energiehandel Ges.m.b.H, die E-Werk Ebner GesmbH (für Haushaltskunden und -kunden) sowie die Fulminant Energie GmbH zurück. Infolge der Insolvenz der

Fulminant Energie GmbH kam die E-Control ihrer Verpflichtung nach, die Versorgung für alle bestehenden Kundinnen und Kunden zu gewährleisten, weshalb Ende November 2021 eine für diesen Fall vorgesehene Verlosung stattfand. Damit wurde sichergestellt, dass sämtliche Kundinnen und Kunden ohne Unterbrechung weiterversorgt wurden.

Die Situation am Großhandelsmarkt hat auch dazu geführt, dass Lieferanten ihre Angebote stark reduzierten. Während sich die Anzahl der Strom- und Gasprodukte in den letzten Jahren stetig erhöht hatte, verringerten sich die Angebote ab August merklich. Gegen Ende des Jahres standen einem durchschnittlichen Wiener Haushalt weniger

Gaslieferanten (links) ■
Stromlieferanten (links) ■
Angebotsanzahl Strom (rechts) —
Angebotsanzahl Gas (rechts) —

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



Einfache Abfrage am 1. Dezember 2021, Musterhaushalt 3.500 kWh Strom bzw. 15.000 kWh Gas, Postleitzahl 1010

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

als 90 Strom- und weniger als 80 Gasprodukte zur Verfügung.

Mit Ende des Jahres waren außerdem 48 Gasunternehmen im Tarifikalkulator registriert, welche mehr als 1,3 Millionen Zählpunkte (Haushalte sowie Kleinkundinnen und -kunden) belieferten. Ungefähr ein Viertel aller Lieferanten beschränkte sich auf Kundinnen und Kunden in ihrem angestammten Gebiet. Von den Stromlieferanten aus dem Kleinkundenbereich boten 25% sowohl Strom- als auch Gasprodukte an.

Aus dem Gasmarkt zogen sich 2021 die E WIE EINFACH GmbH (die in die E.ON Energie Österreich übergeleitet wurde), die envitra Energiehandel Ges.m.b.H., die Fulminant Energie GmbH und die Leu Energie Austria GmbH zurück.

Viele Lieferanten hatten bislang in ihren Portfolios sowohl Produkte mit Neukundenrabatten und höheren Energiepreisen als auch Produkte ohne Neukundenrabatte und niedrigeren Energiepreisen.

Ein wesentliches Differenzierungsmerkmal zwischen Produkten von alternativen Lieferanten, wie z.B. der ENSTROGA GmbH, der Grünwelt Energie GmbH, der Maingau Energie GmbH oder der MAXENERGY Austria Handels GmbH waren bislang immer die Neukundenrabatte. Bei den drei günstigsten Lieferanten für das erste Lieferjahr betrug

der Anteil des Neukundenrabatts am Energiepreis im Juli noch zwischen 65 und 70%. Aufgrund der angespannten Preissituation ab Herbst kam es in weiterer Folge zu einer deutlichen Reduktion der Neukundenrabatte. In zwei Netzbereichen konnten sich Kundinnen und Kunden bei einem Wechsel nichts mehr ersparen. Sehr ähnlich verlief die Situation am Gasmarkt, eine Ausnahme stellte lediglich der Netzbereich Klagenfurt dar.

Der Zeitpunkt der Auszahlung des Neukundenrabattes spielt bei der Angebotsauswahl eine wichtige Rolle, da er, je nach Lieferant und Produkt, unterschiedlich ausfallen kann. Dieser Zeitpunkt kann z.B. bei der ersten Abrechnung nach dem Lieferantenwechsel liegen (also irgendwann zwischen dem Lieferstart durch den neuen Lieferanten und dem Ende des ersten Lieferjahres), aber auch erst viel später, z.B. nach 12 vollen Liefermonaten, also erst im zweiten Belieferungsjahr.

Neukundenrabatte sind sehr oft dicht gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den angemeldeten Verbrauchsmengen zu wesentlichen Änderungen der vereinbarten Rabatte kommen kann, die mitunter sogar zum Entfall des Rabattes führen. Dies verursacht nicht selten Diskussionen zwischen Verbraucherinnen und Verbrauchern einerseits und Lieferanten andererseits.

Die regionalen Anbieter verfolgen unterschiedliche Strategien. Diese reichen von

der Pflege der regionalen Verbundenheit und der persönlichen Beziehungen zu ihren angestammten Kundinnen und Kunden bis zur Erweiterung des Absatzgebietes. Mitunter ist der Auftritt mancher Lieferanten auch sehr agil und stark digitalisiert und umfasst ein breites Dienstleistungsangebot (von der Beratung bis zur Installation von PV-Anlagen, Energieeffizienzberatung, E-Mobilität inkl. Ladestellen, Speicher etc.).

Als bewährten Weg der Kundenbindung bieten einige Lieferanten bereits seit Jahren gebündelte Produkte an, wie z.B. die Salzburg AG, die neben Energieprodukten (Strom und Gas) auch Internet, TV und Telefonie anbietet. Auch die Energie AG Oberösterreich Vertrieb AG bietet Strom, Gas und Internet gebündelt an.

Andere Geschäftsmodelle konzentrieren sich ausschließlich auf die Nachfrageseite, wie zum Beispiel die Spotty Smart Energy Partner GmbH, die aWATTar GmbH und die schlaustrom GmbH. Hier erhalten Kundinnen und Kunden dynamische Preise (Day-ahead-Spotmarktpreise, bekannt am Vortag), können ihren Verbrauch steuern und auf diese Weise zeitnah von Ersparnissen profitieren. Voraussetzung ist der Einbau eines Smart Meter.

ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN

Energielieferanten bzw. -versorger haben Allgemeinen Geschäftsbedingungen für Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen.

Diese Allgemeinen Geschäftsbedingungen sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, kann die Anwendung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen, die gegen ein gesetzliches Verbot oder die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid untersagen. Die Regulierungskommission führt dabei eine abstrakte Vorabkontrolle der Allgemeinen Geschäftsbedingungen durch. Die zivilrechtliche Überprüfung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen vor den ordentlichen Gerichten, z.B. auch im Wege einer Verbandsklage, ist bei einer erfolgten Nicht-Untersagung durch die Regulierungskommission jederzeit möglich.

Ein ganz erheblicher Teil der Beurteilung der angezeigten Allgemeinen Geschäftsbedingungen betrifft dabei nach wie vor die sog. „Preisanpassungsklauseln“. Dies sind Klauseln, mit denen die Möglichkeit für den Lieferanten, die mit den Kundinnen und Kunden zu Vertragsschluss vereinbarten Preise zu ändern, vorgesehen wird.

Bereits Ende des Jahres 2019 wurden damals weit verbreitete Formulierungen von Preisanpassungsklauseln vom OGH zu 3Ob139/19s insb. aufgrund deren Unvereinbarkeit mit dem Transparenzgebot des §6 Abs 3 KSchG für rechtswidrig befunden. In der Folge kam es zur Formulierung (verschiedener Varianten) von alternativen

Preisanpassungsklauseln, darunter insb. auch die Möglichkeit der Preiserhöhung für den Lieferanten bei Anstieg bestimmter, in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen genannten Energiepreisindizes (ÖSPI und ÖGPI), und zwar wiederum unter Heranziehung einer sog. „Zustimmungsfiktion“ (d.h. ein nicht erfolgender Widerspruch gegen die Preiserhöhung durch Kundinnen und Kunden wird als deren Zustimmung gewertet). Auch gegen diese Formulierungen wurden (im Rahmen von Verbandsklagen) rechtliche Bedenken vorgebracht. Der OGH trat (ebenso wie zuvor die Unterinstanzen) diesen Bedenken bei und entschied zu 50b103/21i im Herbst 2021 daher abermals, dass auch die verfahrensgegenständliche(n) Preisanpassungsklausel(n) den Maßstäben insb. des KSchG (aber auch des ABGB) nicht genügten. Dabei hielt der OGH u.a. fest, dass, auch wenn den Preisanpassungsklauseln Energiepreisindizes zugrunde liegen, durch Verbraucherinnen und Verbraucher weiterhin nicht transparent beurteilt werden kann, wann nun der Energielieferant Preiserhöhungen konkret vornehmen kann. Weiters konnten Verbraucherinnen und Verbraucher nach den gegenständlichen Klauseln im Falle des Sinkens der verwiesenen Energieindizes keine Senkung des Preises durchsetzen, was mit den Wertungen des KSchG unvereinbar ist. Dies trifft auch auf die mit den genannten Preiserhöhungen verbundene Zustimmungsfiktion zu. Auch die Festlegung der Indexwerte, anhand derer

die für die Preiserhöhungsmöglichkeit des Lieferanten relevante Veränderung der betreffenden Energiepreisindizes festgestellt werden sollte (und zwar durch den Vergleich eines „Index-Ausgangswerts“ mit einem „Index-Vergleichswert“ zu einem gegebenen Zeitpunkt), hielt der höchstgerichtlichen Kontrolle nicht stand. So wurde die Festlegung eines in der Vergangenheit liegenden Index-Ausgangswerts, mit dem im zu 50b103/21i verfahrensgegenständlichen Fall eine Preiserhöhung von fast 50% möglich gewesen wäre, als nachteilig und überraschend iSd §864a ABGB beurteilt. Offen gelassen wurde die Frage nach der grundsätzlichen Eignung der genannten Energiepreisindizes für den Zweck der Preisanpassung in Energielieferverträgen. Weitere Aspekte des Beschlusses des OGH zu 50b103/21i betrafen u.a. zu kurze Reaktionsfristen für Verbraucherinnen und Verbraucher auf Mitteilungen des Unternehmers und unzulässige Formvorschriften (Schriftlichkeitsgebot) bei der Berufung auf die sog. „Grundversorgung“ (siehe §77 ElWOG 2010; §124 GWG 2011).

Vor diesem rechtlich komplexen und insb. auch mit Blick auf die Marktsituation und Preisentwicklung außerordentlich herausfordernden Hintergrund ergab sich im Jahr 2021 für die Unternehmen offenkundig hoher Informationsbedarf, was sich auch in einem signifikanten Anfall sowohl an generellen als auch einzelfallbezogenen Anfragen von Marktteilnehmern bei der E-Control niederschlug. Die

komplexen rechtlichen (und für die Marktteilnehmer schlussendlich auch wirtschaftlichen) Fragestellungen im Zusammenhang mit Allgemeinen Geschäftsbedingungen in Energielieferverträgen erfordern von allen Beteiligten nach wie vor hohe Anstrengungen und laufende Kommunikation.

Inhaltlich kommt es hinsichtlich der Preisanpassungsklauseln seit dem Beschluss des OGH zu 50b103/21i nunmehr vermehrt zur Anzeige von „Preisgleitklauseln“ iSd §6 Abs 1 Z. 5 KSchG, also eine Bindung der Endkundenpreise an die Entwicklung von Energiepreisindizes im Sinne einer automatischen Preisanpassung (nach oben oder nach unten). Auch diesbezüglich stellen sich zahlreiche und komplexe (Detail-)Fragen, etwa hinsichtlich der zeitlichen Festlegung der Index-Werte, die Art der Berechnung der festzulegenden Indexwerte u.v.m.

Im Jahr 2021 zeigten für die Belieferung mit elektrischer Energie vier Versorger bzw. Marken erstmalig Allgemeine Geschäftsbedingungen an, rund 30 Versorger zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen an. Für die Belieferung mit Erdgas zeigten zwei Versorger bzw. Marken erstmalig Allgemeine Geschäftsbedin-

gungen an, rund zwanzig reichten Änderungen ein. Bereits jetzt kann für 2022 mit anhaltend hohem Aufwand gerechnet werden.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass auch der Gesetzgeber auf die Entwicklungen reagiert hat. Für den Bereich der elektrischen Energie (noch nicht aber Erdgas) sieht ein Gesetzesentwurf für eine Novelle u.a. des EIWOG 2010 in §80 Abs 2a (neu) leg cit ausweislich der Begründung für den Gesetzesantrag ein gesetzliches Preisänderungsrecht für Energielieferanten in unbefristeten Lieferverträgen vor. Hierzu legt der Gesetzesentwurf auch bestimmte Kriterien fest, so hat eine Preiserhöhung u.a. in einem angemessenen Verhältnis zum für die Änderung maßgebenden Umstand zu stehen, und im Sinne eines Symmetriegebots hat bei Änderung oder Wegfall dieses Umstands für eine Entgelterhöhung eine entsprechende Entgeltsenkung zu erfolgen. Vorgesehen sind auch umfangreiche Informationspflichten und Fristen sowie eine Kündigungsmöglichkeit für die Kundinnen und Kunden. Auch in diesem Zusammenhang werden zahlreiche Fragen noch zu klären sein, darunter das Verhältnis dieser neuen Gesetzespassage zu den (sowohl bestehenden als auch neu anzuzeigenden) Allgemeinen Geschäftsbedingungen.

Vermittler für Strom- und Gaslieferanten

Seit ein paar Jahren sind neben den herkömmlichen Anbietern am Strom- und Gas-

markt auch einige Vermittler am Markt präsent. Sie tragen zusätzlich zu einer Inten-

sivierung des Wettbewerbs bei und bieten Kundinnen sowie Kunden einen alternativen Weg zum optimalen Einkauf. In den meisten

Fällen basieren ihre Geschäftsmodelle bezüglich Kundengewinnung auf Provisionsvereinbarungen mit den Lieferanten.

Wechselraten

Rund 248.999 Strom- und Gaskundinnen und -kunden – sowohl Haushalte als auch Unternehmen – wechselten in den ersten drei Quartalen 2021 ihren Strom- oder Gaslieferanten. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutete dies ein Plus von 6,73%.

Einen neuen Stromlieferanten suchten sich bislang 197.713 Kundinnen und Kunden, darunter 143.865 Haushalte; bei einem neuen

Gaslieferanten unterschrieben 51.286 Kundinnen und Kunden, darunter 46.977 Haushalte. Die Wechselrate betrug in den ersten drei Quartalen bei Strom insgesamt 3,2% und bei Gas gesamt 3,9%.

Das wechselfreudigste Bundesland war Oberösterreich: Hier suchten sich 5,2% (55.002 Kundinnen und Kunden) einen neuen Stromlieferanten und 5,7% (8.070 Kundinnen und

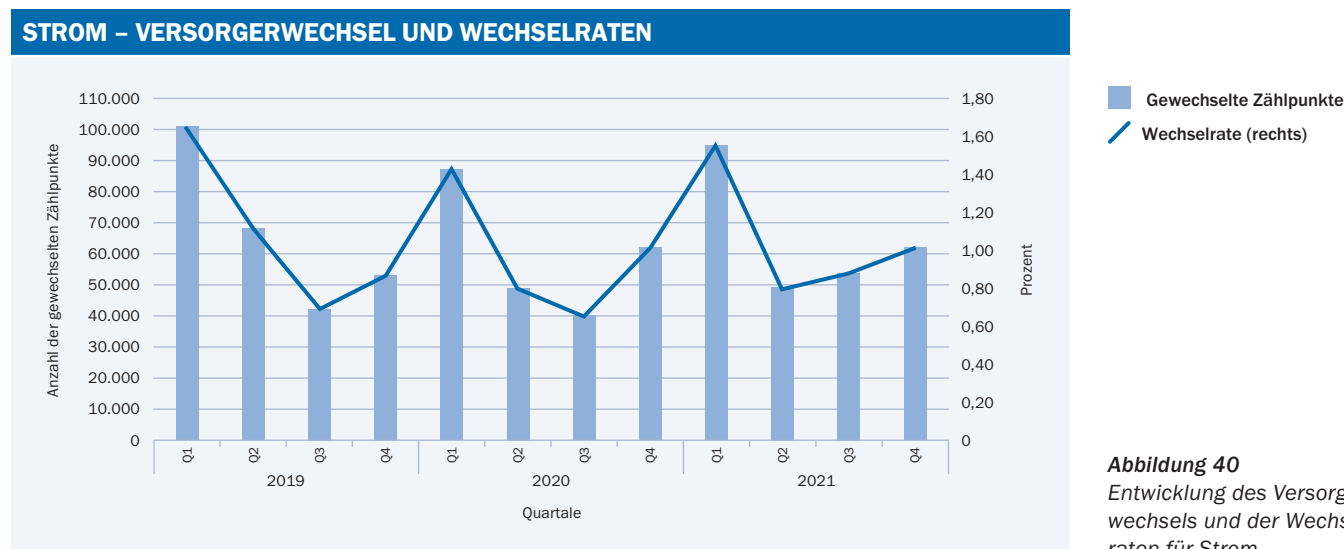


Abbildung 40
Entwicklung des Versorgerwechsels und der Wechselraten für Strom

Quelle: E-Control

GAS – VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN

Gewechselte Zählpunkte ■
Wechselrate (rechts) —

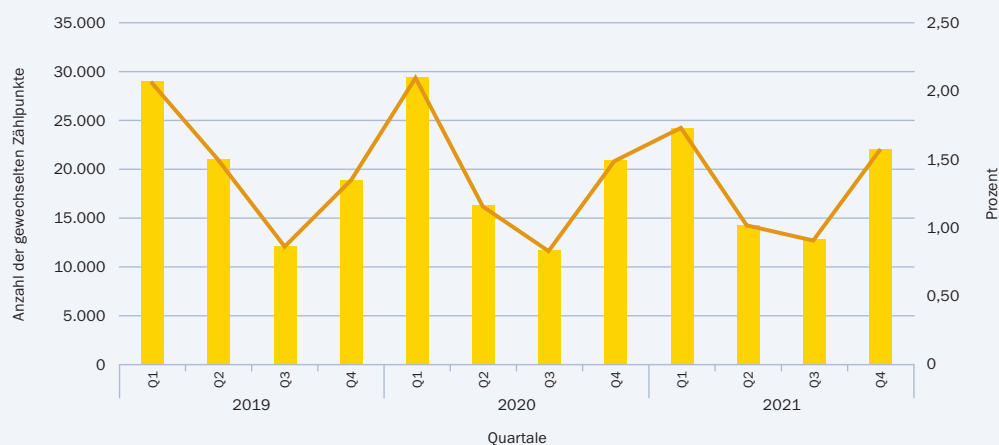


Abbildung 41
Entwicklung des Versorgerwechsels und der Wechselraten für Gas

Quelle: E-Control

Kunden) einen neuen Gaslieferanten. Am zweithäufigsten wurde in Kärnten gewechselt; bei Strom von 4,0% (15.719 Kundinnen und Kunden) und bei Gas von 4,8% (656 Kundinnen und Kunden).

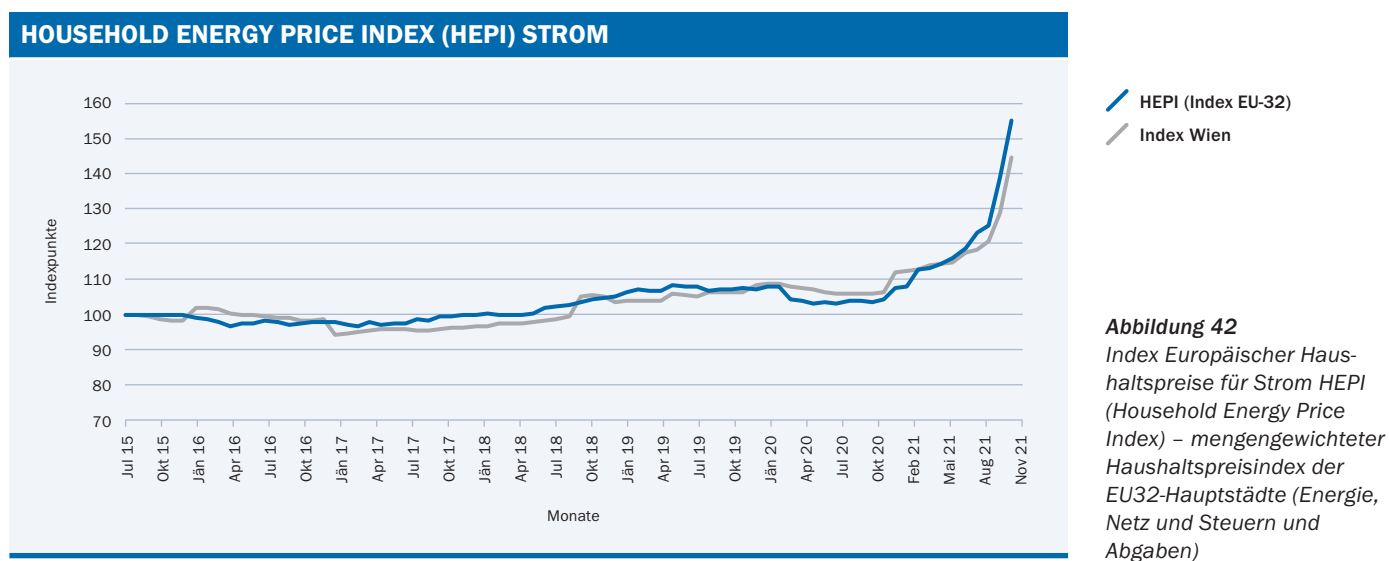
Weiterhin sehr wenig gewechselt wurde im Westen Österreichs. Vorarlberg bildet sowohl bei Strom (0,8%, 2.106 Kundinnen und Kunden) als auch bei Gas (1,7%, 631 Kundinnen und Kunden) das Schlusslicht.

Household Energy Price Index (HEPI) – Energiepreisentwicklung in ausgewählten Hauptstädten

Die E-Control erstellt seit Januar 2009 den Household Energy Price Index (HEPI), der die Preisentwicklung in den Hauptstädten der EU15-Länder abbildet. Im Spätsommer 2013 wurde der HEPI um einige osteuropäische Hauptstädte erweitert und wird nunmehr ge-

meinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde (MEKH) für 32 europäische Länder erhoben.

Nachdem 2020 Preissenkungen infolge sinkender Großhandelspreise von Lieferanten



Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

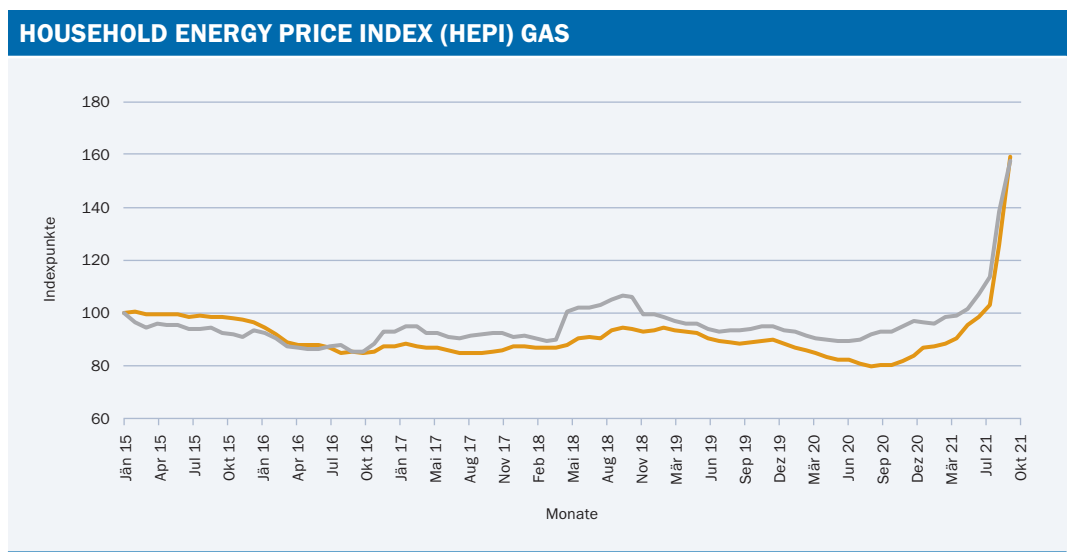
an Kundinnen und Kunden weitergegeben worden war, mussten die Lieferanten 2021 infolge der stark steigenden Großhandelspreise die Preise wieder anheben. Der HEPI-Index für Strompreise (Energie und Netz inkl. Steuern und Abgaben) in den EU28-Hauptstädten erreichte im Jahr 2021 die höchsten Werte seit Beginn der Datenerfassung. Bereits im Jänner 2021 wurde der bisherige Höchststand von Juni 2019 mit 108,18 Indexpunkten übertroffen. Im Laufe des Jahres stieg der Index noch weiter und erreichte im November 2021 155,02 Indexpunkte.

Auch der Stromindex für Wien, der die Preise beim regionalen und beim größten alternativen Anbieter berücksichtigt, erreichte den höchsten

Wert seit Beginn der Datenerfassung. Im Gesamtpreisvergleich lagen die Preise für Haushaltskundinnen und -kunden in Wien mit 28,26 Cent/kWh im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wurde Haushalten in London verrechnet (40,29 Cent/kWh). Insgesamt stiegen die Stromrechnungen im gewichteten Durchschnitt der EU28-Hauptstädte im November 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 27%.

Nach einem Rückgang 2020 stieg auch der Gaspreisindex der EU15-Länder im Jahr 2021 stark an und erreichte Ende des Jahres einen historischen Höchstwert von 157,9 Indexpunkten. In Wien entwickelten sich die Preise synchron mit dem HEPI. Im Städtevergleich lag Wien knapp über dem Durchschnitt. Hier

Abbildung 43
Index Europäischer Haus-
haltspreise für Gas HEPI
(Household Energy Price
Index) – mengengewichteter
Haushaltspreisindex der
EU15-Hauptstädte (Energie,
Netz und Steuern und
Abgaben)



Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

wurde im November 2021 ein Gesamtgaspreis von 12,26 Cent/kWh errechnet. Günstiger war der Preis in Paris mit 10,38 Cent/kWh und teurer in Brüssel mit 12,30 Cent/kWh.

Insgesamt stiegen die Gasrechnungen der EU28-Hauptstädte im gewichteten Durchschnitt im November 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 50%.

Aktive Teilnahme der Verbraucherinnen und Verbraucher am Energiemarkt

ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

Für das Gelingen der Energiewende ist eine umfassende Akzeptanz und Beteiligung der Bevölkerung notwendig. Einen maßgeblichen Beitrag soll dazu die aktive Teilnahme von Kundinnen und Kunden an der Energieversorgung leisten. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-

richtlinie ermöglicht es daher, dass aus bisher passiven Strom- und Gasbeziehern aktiv Teilnehmende am Energiemarkt werden.

Diese sogenannten aktiven Kundinnen und Kunden, die Strom selbst erzeugen, verkaufen, speichern oder an Energieeffizienz- oder

Flexibilitätsprogrammen teilnehmen, werden ergänzt um die Möglichkeit der gemeinschaftlichen Erzeugung von Energie durch die sogenannten Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEG) bzw. die Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) aus der Erneuerbaren-Richtlinie.

Die Schaffung von EEGs erfolgt in Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie und soll die gemeinsame Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen unter Wahrung des Nähekriteriums ermöglichen. Ein Vorteil für die Teilnehmenden liegt in geringeren Netzentgelten für den Bezug lokal erzeugter Ener-

gie. Aufgabe der Regulierungsbehörde ist die Festlegung eines eigenen Lokaltarifs, der nur die angemessenen Netzentgelte für die in Anspruch genommene lokale Netzinfrastruktur umfasst, nicht jedoch die anteilig gewälzten Kosten der höheren Netzebenen.

In der folgenden Tabelle ist die Anzahl von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen mit Stand Februar 2021 angegeben. Verglichen mit Anfang 2020 ist eine deutliche Steigerung gegeben, nämlich von 291 Anlagen in Betrieb Anfang 2020 auf 404 Anlagen im Februar 2021 und von 337 Anlagen in Planung Anfang 2020 auf 550 Anlagen im Februar 2021.

ERZEUGUNGSANLAGEN GEM. § 16A IN ÖSTERREICH			
	in Betrieb	in Umsetzung/ Transformation	in Planung
Wien	19	30	307
Niederösterreich	8	11	5
Oberösterreich	143	61	158
Tirol	43	8	12
Steiermark	41	57	20
Salzburg	40	8	6
Kärnten	14	4	15
Vorarlberg	66	14	13
Burgenland	30	10	14
Gesamt	404	203	550

Quelle: Österreichs E-Wirtschaft

Abbildung 44
Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (EIWOG-§16a-Anlagen) in Österreich

Schutz der Konsumentinnen und Konsumenten

COVID-19-PANDEMIE – VERZICHT AUF ABSCHALTUNGEN

Die COVID-19-Krise verursachte sowohl bei privaten Personen als auch bei Unternehmen Veränderungen ihrer wirtschaftlichen Situation. Dadurch konnte es zu Problemen beim Bezahlen von Strom- und Gasrechnungen kommen. In einer Branchenvereinbarung versuchen die Strom- und Gaslieferanten, den Kundinnen und Kunden entsprechend entgegenzukommen und Abschaltungen möglichst zu vermeiden. Die E-Control begleitete diesen Prozess auch im Jahr 2021 durch ein Monitoring.

Im Jahr 2021 blieb die Anzahl der Abschaltungen wegen Zahlungsverzugs, wie auch schon 2020, deutlich unterhalb der Werte aus den Jahren 2017 bis 2019. Die Rate der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten ist niedrig.

MONITORING VON KONSUMENTENSCHUTZ

Zum Thema Endkundenmarkt und Konsumentenschutz erhebt die E-Control jährlich Daten von Netzbetreibern und Energielieferanten, insbesondere zum Themenkreis Zahlungsschwierigkeiten. Rechtliche Grundlage dafür bieten die Strom- und Gas-Monitoring-Verordnungen.

Erhoben werden dabei Informationen zur Anzahl von Anfragen und Beschwerden an Energieversorgungsunternehmen, Daten zu den Mahnverfahren (Anzahl der letzten Mahnungen), die Anzahl der Kundinnen und Kunden, die sich auf die Grundversorgung berufen haben, die Zahl der eingesetzten Prepayment-zähler sowie die Zahl der Abschaltungen bei Verletzung vertraglicher Pflichten und Wiederaufnahmen der Belieferungen nach Aussetzung.

Abbildung 45
Konsumentenschutz-
Kennzahlen 2020

KONSUMENTENSCHUTZ-KENNZAHLEN 2020		
Schutzmechanismen für Haushalte	Anzahl Strom	Anzahl Gas
Letzte Mahnungen	276.877	76.794
Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten	15.449	2.975
... davon bei Aussetzung	8.404	1.101
... davon bei Vertragsauflösung	7.045	1.874
Wiederherstellungen der Belieferung	8.780	1.202
Berufungen auf Grundversorgung	873	91
Vorauszahlungszähler	1.662	141

Quelle: E-Control

Durch die langwierigen Erhebungswege liegen den aktuellen Berichten stets die Werte aus dem Vorjahr vor. Im vorliegenden Tätigkeitsbericht 2021 sind dies also die Werte des Jahres 2020.

Abbildung 45 zeigt Kennzahlen des Konsumentenschutz-Monitorings. Deutlich geht hervor, dass es nur in relativ wenigen Fällen nach letzten Mahnungen zu Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten kam. Gerechnet auf die Anzahl der Haushaltszählpunkte für Strom entsprechen 15.449 Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten einer jährlichen Abschalttrate von 0,30%; beim Gas entsprechen 2.975 Abschaltungen einer ebenso, vergleichsweise, niedrigen Abschalttrate von 0,25%. Ebenso geht aus Abbildung 45 hervor, dass Berufen auf Grundversorgung und Vorauszahlungszähler sehr selten zum Einsatz kamen.

Erstmalig steht zum Thema Konsumentenschutz ein detaillierter Bericht auf der Website der E-Control zum Download zur Verfügung. Dort finden sich viele Details zum Endkunden-Monitoring sowie weitere konsumentenschutzrechtlichen Themen des vergangenen Jahres.

BEKÄMPFUNG VON ENERGIEARMUT

Internationale Kennzahlen deuten auf ein niedriges Niveau von Energiearmut in Österreich im Jahr 2020 hin. Laut Eurostat gaben 1,5% der Haushalte in Österreich an, dass sie

es sich nicht leisten können, die Wohnung angemessen warm zu halten. Ähnlich verhielt es sich mit dem Anteil der Bevölkerung mit Zahlungsrückständen bei Energieversorgern. Dieser betrug im Jahr 2020 3,1%. Der Anteil von Wohnungen mit Feuchtigkeits- bzw. Schimmelproblemen betrug hingegen 9,1%. Angesichts der aktuellen Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten, insbesondere den Preiserhöhungen für Haushaltskundinnen und -kunden, ist für 2021 bzw. spätestens ab 2022 mit zusätzlichen Betroffenen zu rechnen.

Eine Definition von Energiearmut der E-Control aus dem Jahr 2013 ist: „Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle verfügen, aber gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben.“ Gemäß eigenen Abschätzungen der E-Control auf Grundlage der Eurostat-Daten war im Jahr 2020 ein Anteil von etwa 4% der Haushalte in Österreich gemäß der eigenen Definition als energiearm anzusehen.

Zusätzlich beauftragte die E-Control eine weitere Studie bei der Statistik Austria, die das Verständnis von Energiearmut weiterentwickelte. Neben einer Gegenüberstellung von Einkommen und Energieausgaben versuchte diese Studie nun auch Auswertungen der Lage von Haushalten, die es sich nach eigenen Angaben finanziell nicht leisten können, die Wohnung angemessen zu beheizen.

Die zentrale Schlussfolgerung aus der Studie der Statistik Austria ist, dass Haushalte mit geringem Einkommen in unterschiedlichen Wohnsituationen auch unterschiedlich auf einen hohen Energiebedarf reagieren und damit verschiedene Wege der Energiearmut beschreiten könnten. Das bedeutet, dass es neben einer breiten Definition, die diese und weitere Facetten von Energiearmut eingehend berücksichtigt, auch mehrere Indikatoren und dementsprechend unterschiedliche Maßnahmen braucht, um Energiearmut erfolgreich zu bekämpfen.

Diese Studie der Statistik Austria im Auftrag der E-Control zu Energiearmut steht unter www.e-control.at zum Download zur Verfügung.

BEFREIUNG VON FÖRDERKOSTEN FÜR ERNEUERBARE

Mit 31. Dezember 2020 waren 131.084 Kundinnen und Kunden von der Zahlung der Erneuerbaren-Förderkosten befreit. Dies entspricht laut Gebühren Info Service (GIS), die für die Abwicklung der Befreiung zuständig ist, einer geringfügigen Steigerung gegenüber dem Vorjahr von rund 0,7% (31. Dezember 2019: 130.091).

Durch das EAG wird es in Zukunft zusätzlich zur Befreiung von Strom-Förderbeiträgen auch die Möglichkeit geben, sich von den künftig einzuhebenden Grüngas-Förderbeiträgen befreien zu lassen. Im Strombereich haben Kundinnen und Kunden, die zwar nicht von den Rundfunkgebühren befreit sind und daher die Befreiung nicht in Anspruch nehmen können, jedoch ein sehr niedriges Einkommen aufweisen, durch das neue EAG die Möglichkeit, eine Deckelung der Förderbeiträge für Erneuerbare auf 75 Euro zu beantragen. Für die Abwicklung dieser Kostendeckelung ist ebenfalls die GIS zuständig.

Um die Kostenbelastung der Kundinnen und Kunden angesichts stark gestiegener Energiepreise im Jahr 2022 abzdämpfen, entfallen für alle Stromkundinnen und -kunden dieses Jahr der Erneuerbaren-Förderbeitrag sowie die Erneuerbaren-Pauschale für Strom.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

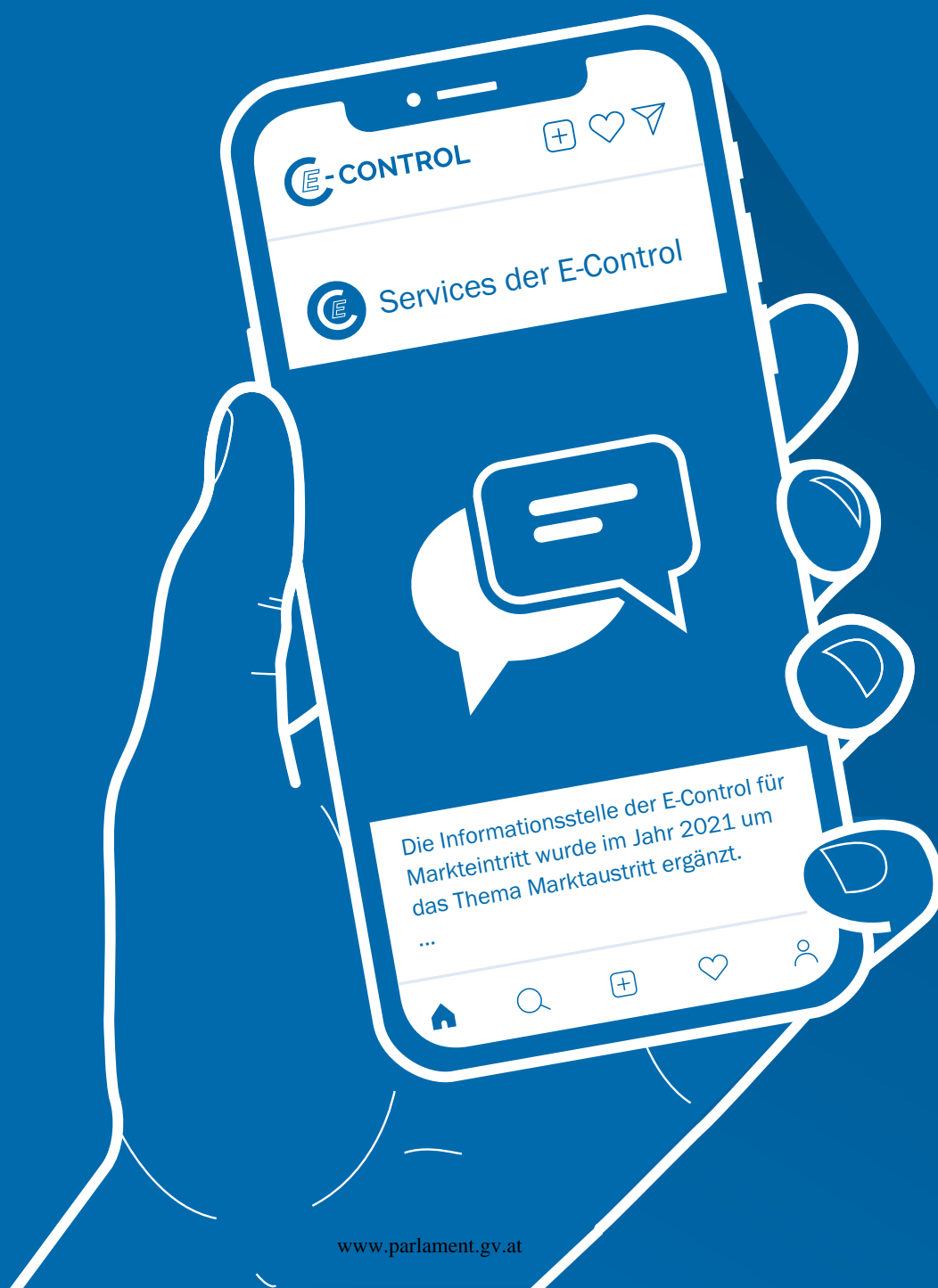
REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

SERVICES DER E-CONTROL





SERVICES DER E-CONTROL

Informationsstelle für Markteintritt und Marktaustritt

Die Informationsstelle der E-Control für Markteintritt wurde im Jahr 2021 fortgeführt. Sie wurde um das Thema Marktaustritt ergänzt.

Im Jahr 2021 sanken die Zugriffe zum Webbereich der Markteintrittsstelle deutlich. Der im Herbst 2021 neu errichtete Webbereich für den Marktaustritt verzeichnete hingegen spürbares Interesse an einem geordneten Ausstieg.

Bei spezifischen und komplexeren Fragestellungen besteht die Möglichkeit, sich direkt an die E-Control zu wenden. Im Jahr 2021 erreichten die Eintrittsstelle 31 persönliche Anfragen zum Thema Markteintritt (ähnlich viele wie im Vorjahr). An die noch sehr junge Austrittsstelle wendeten sich zwei Unternehmen mit konkreten Fragen. Über diese Stelle wurden zudem die intensiven Kommunikati-

onsabläufe mit dem am 22. November 2021 (vorläufig) insolvent gemeldeten Unternehmen Fulminant Energie GmbH abgewickelt.

Die 31 Interessenten für den Markteintritt kamen im Jahr 2021 insgesamt aus zwölf Nationen, wobei aus Österreich knapp die Hälfte (15) stammte. Insgesamt 20 Interessenten haben im Jahr 2021 ihren Eintritt durch den Abschluss ihres Behördenweges finalisiert. Gut ein Drittel wurden im physischen Handel von Strom (5) oder Gas (8) aktiv. Für Großkunden kamen zwei neue Stromlieferanten und vier Gaslieferanten hinzu. Das Angebot für Kleinkunden, also Haushalte und Kleingewerbe, wuchs im Jahr 2021 für Strom um drei und für Gas um zwei neue Anbieter, allerdings verließen auch vier Strom- und drei Gaslieferanten den Kleinkundenmarkt.

Preisvergleiche Strom und Gas

Die E-Control ermöglicht Endkundinnen und -kunden im Strom- und Gasbereich Preisvergleiche durchzuführen, um dadurch die beste Wahl angesichts ihrer eigenen Verbrauchersituation treffen können. Je nach Verbrauchergruppe stehen dafür unterschiedliche Methoden und Applikationen zur Verfügung: Tarifikalkulatoren für Haushaltskundinnen und -kunden und Gewerbekunden mit Stan-

dardlastprofil sowie der KMU-Energiepreischeck für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 5 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 10 GWh.

TARIFKALKULATOR

Mit mehr als einer halben Million Abfragen im Jahr ist der Tarifikalkulator die meistgenutzte

Applikation der E-Control. Entsprechend dem Gesetzesauftrag dient der Tarifikalkulator zur Erstellung und Veröffentlichung von Strom- bzw. Gaspreisvergleichen für Haushalte und Gewerbebetriebe. In die Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten, Systemnutzungsentgelte sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben eingepflegt.

Lieferanten sind ihrerseits gesetzlich verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für Standardprodukte unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifikalkulator zu übermitteln. Über einen Freigabeprozess werden seitens der E-Control alle Änderungen und Neueintragungen von Lieferanten vor dem Erscheinen im Tarifikalkulator geprüft und danach freigegeben oder abgelehnt.

Im Tarifikalkulator

erfasste Strom- und Gasprodukte

Ende 2021 waren insgesamt 162 Strom- und 56 Gasmarken im Tarifikalkulator registriert. Die Produktpflege wird dabei von über 300 externen Zuständigen durchgeführt. Den Verbraucherinnen und Verbrauchern standen zu diesem Zeitpunkt ca. 4.000 Strom- bzw. Gasprodukte zum Vergleich zur Verfügung, was ein Plus von 15% im Vergleich zum Vorjahr darstellt. Rund 25% dieser Produkte wurden aktiv am Markt angeboten, d.h., es konnten für diese Produkte neue Lieferverträge abgeschlossen werden. Die restlichen Produkte waren Bestandskundenprodukte, also Produkte, für die laufende Verträge bestehen, die aber potenziellen Neukundinnen und Neukunden nicht mehr angeboten wurden. Die gestiegene Anzahl solcher Bestandskundenprodukte machte

ABFRAGEN IM TARIFKALKULATOR NACH BUNDESLAND				
Bundesland	Jahr		Anteil Haushaltskunden	
	2020 in %	2021 in %	Strom in %	Gas in %
Wien	51,40	50,77	28,63	47,93
Oberösterreich	14,68	14,47	15,15	11,04
Steiermark	9,82	10,51	13,94	5,01
Niederösterreich	9,24	10,72	14,20	22,57
Salzburg	4,18	3,44	6,12	2,41
Kärnten	3,55	3,39	6,06	0,94
Tirol	3,28	3,27	7,91	3,72
Burgenland	2,86	2,34	3,69	3,92
Vorarlberg	0,99	1,09	4,29	2,46

Quelle: E-Control

Abbildung 46
Abfragen im Tarifikalkulator
nach Bundesland

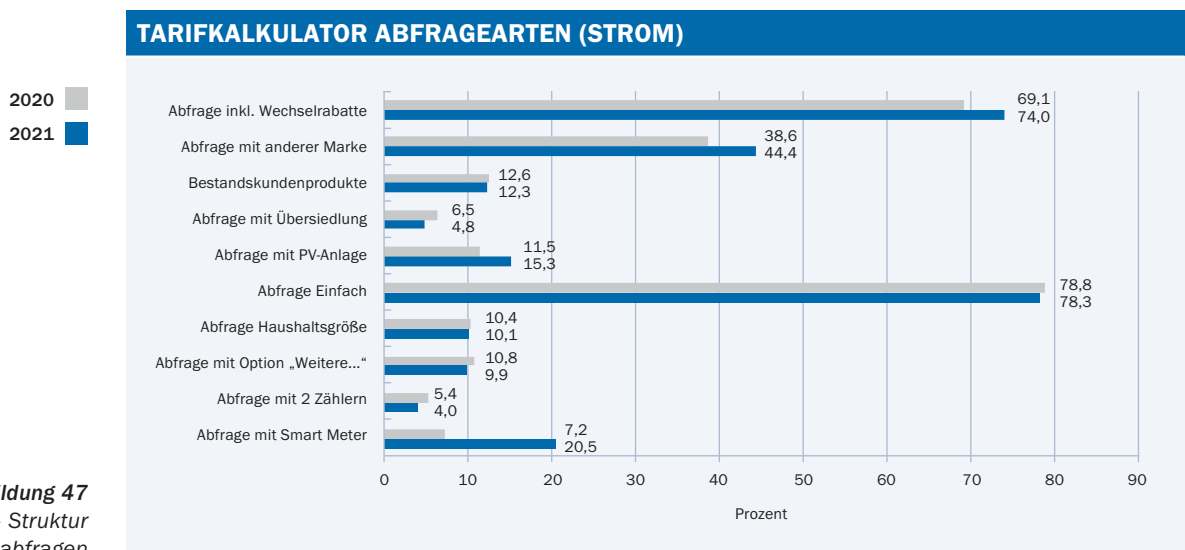


Abbildung 47
Tarifkalkulator – Struktur
der Stromabfragen

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

auch den Großteil des Zuwachses an Produkten im Tarifkalkulator aus.

Im Jahr 2021 wurden über 7.000 Produktänderungen bzw. Neuanlagen in die Datenbank des Tarifkalkulators eingepflegt und zur Überprüfung mit anschließender Freigabe/Ablehnung weitergeleitet. Dies entspricht einer Steigerung von 20% zum Vorjahr. Insgesamt übermittelten 130 Unternehmen Produktaktualisierungen zur Überprüfung, wobei auf die ersten 20 Unternehmen 70% aller Freigaben entfielen.

Nutzungsanalyse des Tarifkalkulators

Von 1. Jänner 2021 bis 1. Dezember 2021 wurden im Tarifkalkulator insgesamt 592.407 Abfragen durchgeführt. Aus dem Jahresverlauf der Abfragen geht hervor, dass

die Abfrageanzahl stark vom Wochentag und von der Jahreszeit abhängig war. Typischerweise wurden die meisten Abfragen in den ersten drei Wochentagen durchgeführt, danach reduzierten sie sich etwas, um am Samstag ein Tief zu erreichen und sich am Sonntag wieder leicht zu erholen. Durch den starken Anstieg der Großhandelspreise in der zweiten Jahreshälfte 2021 und den damit einhergehenden Medienberichten über Preiserhöhungen kam es ab September zu einer starken Steigerung der Abfragen im Tarifkalkulator. Interviews und Presseaktivitäten der E-Control führten zusätzlich zu einer erhöhten Zahl an Abfragen.

Etwas mehr als die Hälfte aller Abfragen (Abbildung 46) kam aus Wien, d.h. Wiener

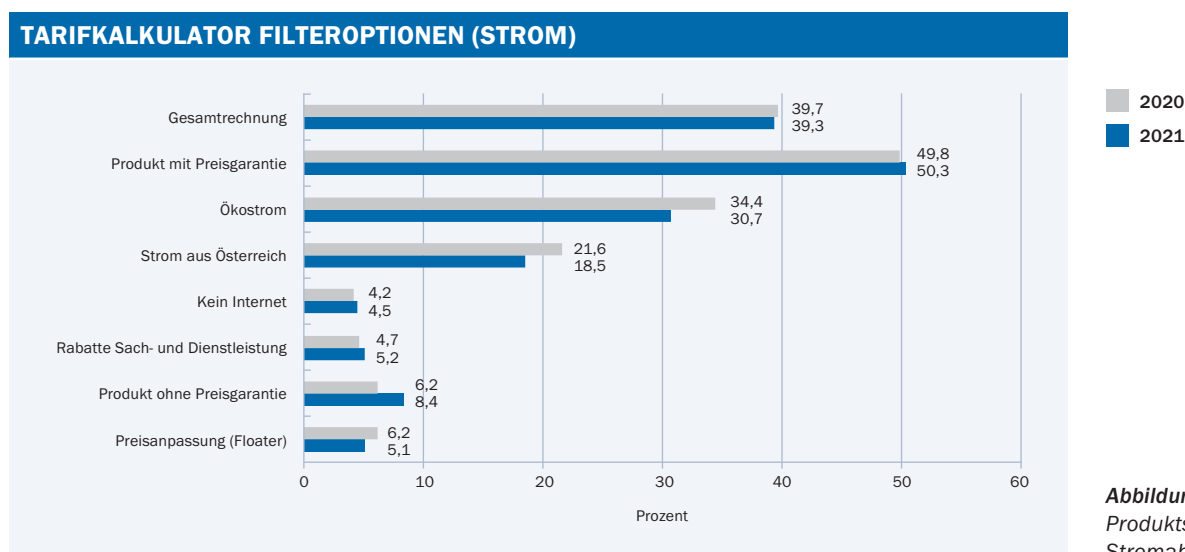


Abbildung 48
Produktspezifikationen bei Stromabfragen

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

Kundinnen und Kunden nutzten den Tarifkalkulator im Verhältnis zu ihrem Anteil an der Gesamtzahl der Haushaltskundinnen und -kunden (Strom und Gas) überproportional stark. Kundinnen und Kunden aus Tirol, Salzburg und Niederösterreich waren deutlich unterrepräsentiert.

Vier Fünftel aller Abfragen entfielen auf Strom, rund ein Fünftel auf Gas. Der Anteil jener Abfragen, bei denen vorab die Neukundenrabatte ausgeblendet wurden, lag über das ganze Jahr hinweg weitgehend gleichbleibend bei knapp einem Drittel. Rund 44 Prozent der Abfragen wurden mit einer anderen Marke als der des voreingestellten angestammten Lieferanten durchgeführt. Es ist davon auszugehen, dass es sich hier um jene Kundinnen

und Kunden handelt, die bereits mindestens einmal ihren Lieferanten gewechselt haben. Bei 15% der Stromabfragen interessierten sich die Nutzerinnen und Nutzer für Angebote mit PV-Überschusseinspeisung, was ein Plus von 33% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Die Smart-Meter-Funktionen des Tarifkalkulators wurden verstärkt verwendet; so wurde bei 20,5% der Stromabfragen die Option Smart Meter ausgewählt, was zum Vorjahr beinahe einer Verdreifachung dieser Abfragen entspricht. Mit steigendem Ausrollungsgrad konnte somit eine vermehrte Nutzung der Smart-Meter-Funktionen im Tarifkalkulator beobachtet werden.

Der Tarifkalkulator bietet zahlreiche Filtermöglichkeiten an, mit denen Abfragen

PREISMONITOR STROM – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

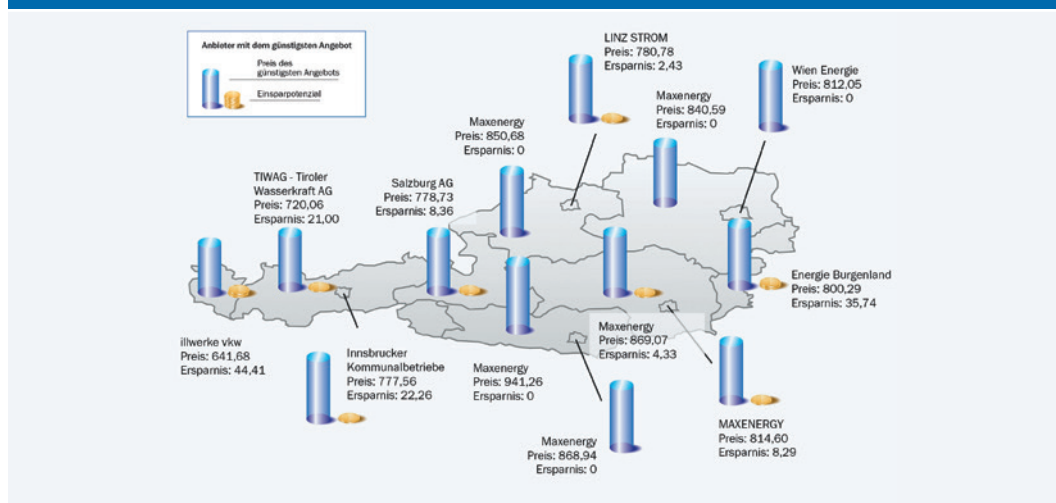


Abbildung 49
Preismonitor Strom – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2021

Quelle: E-Control-Website, <https://www.e-control.at/preismonitor>

PREISMONITOR GAS – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

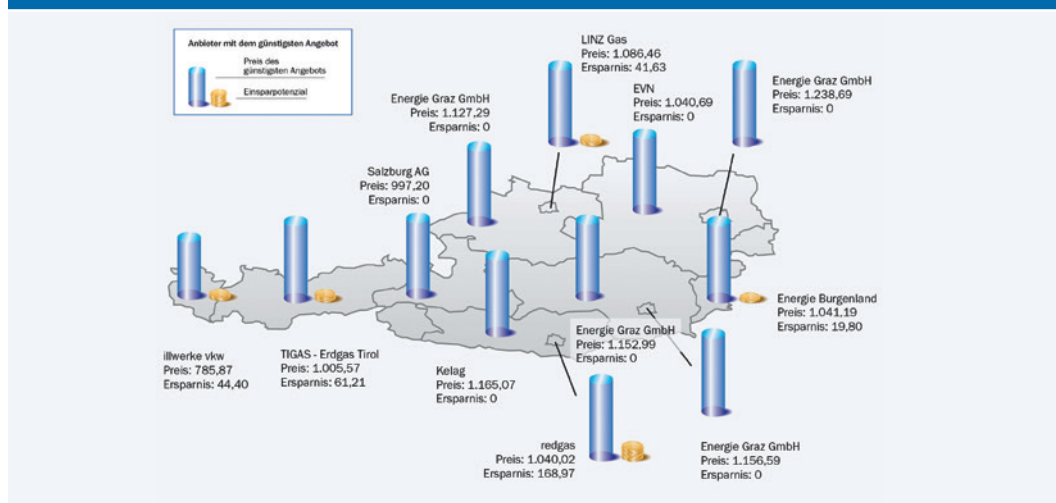


Abbildung 50
Preismonitor Gas – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2021

Quelle: E-Control-Website, <https://www.e-control.at/preismonitor>

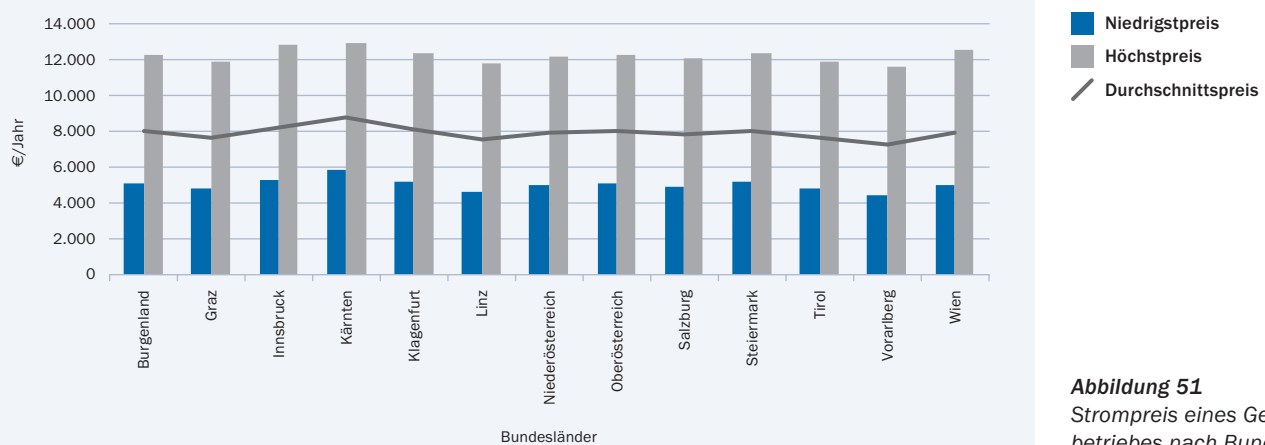
JAHRESVERBRAUCH 30.000 kWh/Jahr

Abbildung 51
Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2021)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

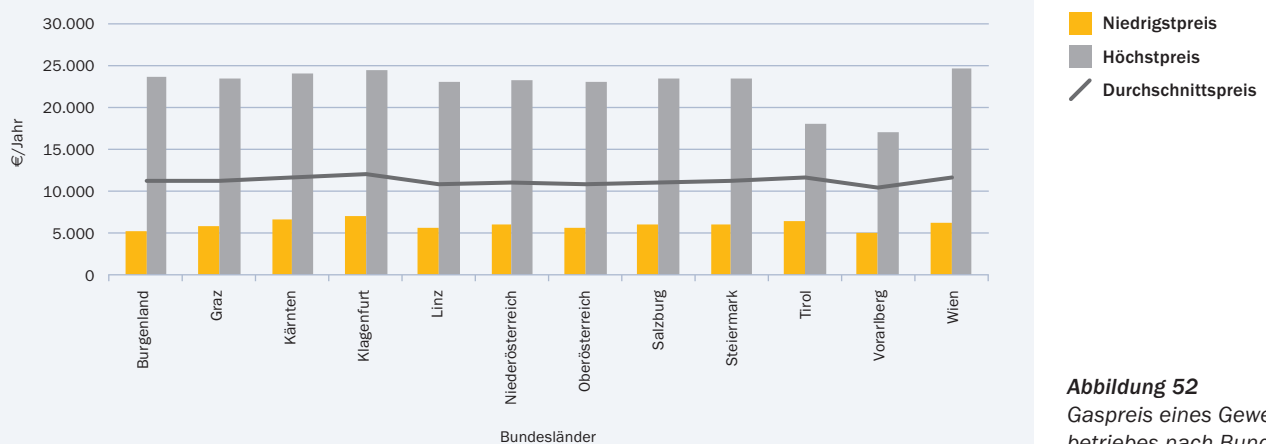
JAHRESVERBRAUCH 100.000 kWh/Jahr

Abbildung 52
Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2021)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

konkretisiert werden können. So wurden bei 39% aller Ergebnisse explizit nach Angeboten mit Gesamtrechnung gesucht (etwas weniger als im Vorjahr) und bei der Hälfte der Abfragen nach Produkten mit Preisgarantie (entspricht dem Vorjahreswert). Die Option, die Ergebnisliste auf Produkte mit Strom aus Österreich einzuschränken, wurde in 19% der Fälle genutzt (etwas weniger als im Vorjahr). Ebenfalls ein leichter Rückgang auf 31% konnte bei der Filteroption „Ökostrom“ festgestellt werden (Abbildung 48).

PREISMONITORE AUS TARIFKALKULATORDATEN

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifkalkulator-Daten monatliche Preismonitore, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte, und das entsprechende Ersparnispotenzial beim Wechsel vom Standardprodukt des regionalen Lieferanten zum jeweils günstigsten Angebot darstellen (Abbildung 49, Abbildung 50).

Auf der Website der E-Control werden monatlich auch Preisinformationen für Gewerbebetriebe veröffentlicht (Abbildung 51, Abbildung 52).

KMU-ENERGIEPREIS-CHECK

Die Applikation KMU-Energiepreis-Check funktioniert nach dem Prinzip Kunden informieren Kunden und ist für Unternehmen mit Leistungsmessung und einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/a und 5 GWh/a und/oder einem Gasverbrauch zwischen

400.000 kWh/a und 10 GWh/a anwendbar. Für diese Kundengruppe gibt es seitens der Lieferanten keine Standardprodukte mehr, Energiepreise werden frei verhandelt. Der KMU-Energiepreis-Check bietet diesen Kunden eine Orientierung, ob ein Kostenangebot im Vergleich mit den Preisen, die Gewerbetreibende vergleichbarer Branchen abgeschlossen haben, eher günstig oder eher teuer erscheint. Die Einträge stammen bis zu 80% von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

SPRITPREISRECHNER

Seit September 2011 betreibt die E-Control gemäß Preistransparenzgesetz bzw. Preistransparenzverordnung Treibstoffpreise 2011 die Preistransparenz-Datenbank mit der Verbraucherwebsite www.spritpreisrechner.at. Auch 2021 war diese Applikation wieder das am häufigsten besuchte Online-Service der E-Control. Mit dem Spritpreisrechner ließen sich 2021 Autofahrerinnen und -fahrer rund 2,7 Millionen Mal die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen. Das sind gut 17% mehr als im Vorjahr (2020: 2,3 Mio.), in dem allerdings auch 13% weniger Besuche verzeichnet wurden als vor Ausbruch der COVID-19-Pandemie. Bei bereits wieder weitgehend normaler Mobilität sorgten die im Sommer noch extrem tiefen Preise an den Tankstellen zunächst für wenig Interesse an Preisvergleichen. Das änderte sich jedoch abrupt im Oktober, als die Preise für Super-95 und Diesel auf

ein Acht-Jahres-Hoch kletterten. Die Spritpreisrechner-Besuche lagen im 4. Quartal 2021 knapp 60% über jenen aus dem Vor-COVID-19-Herbst 2019.

Ladestellenverzeichnis

Mitte November 2019 nahm die E-Control das auf Initiative des BMK eingerichtete Ladestellenverzeichnis in Betrieb, womit Österreich als eines der ersten Länder innerhalb der EU ein nationales Ladestellenregister besaß; derartige Verzeichnisse werden mit der Verordnung für alternative Kraftstoffe (AFIR) vermutlich ab 2022 für alle Mitgliedstaaten verpflichtend. Mit der gleichzeitig freigeschalteten, öffentlichen Schnittstelle (API) für Drittnutzer, die seit Frühjahr 2021 auch im internationalen Datenstandard für Verkehrsinformationen (DATEX II) genutzt werden und über den National Access Point (NAP) der AustriaTech aus ganz Europa leicht gefunden werden kann, erfüllt Österreich auch diesbezüglich bereits jetzt kommende, europäische Standards.

Die E-Control ist am Projekt der Europäischen Kommission zu Data collection related to recharging/refuelling points for alternative

fuels and the unique identification codes related to e-Mobility actors (IDACS) beteiligt, dessen Ergebnisse bereits vor dem offiziellen Abschluss 2022 Eingang in die AFIR gefunden haben. Mit der Teilnahme an diesem europäischen Projekt konnte die E-Control aktiv an der Errichtung eines einheitlichen, europäischen Systems mit standardisiertem Datenaustausch in diesem wichtigen Segment der Energiewende mitwirken.

Mit Stand 31. Dezember 2021 waren im Ladestellenverzeichnis 213 Betreiber registriert (+109% gegenüber 2020), die in Summe rund 5.341 Ladestellen (+55%) mit rund 10.500 Ladepunkten (+41%) gemeldet hatten. Insgesamt wurden 2021 auf www.ladestellen.at knapp 23.500 Besuche (+39%) registriert. Weitere Details zum Ladestellenverzeichnis werden regelmäßig in Quartalsberichten veröffentlicht.

Energie-Hotline

Als zentrale Informationsstelle für Konsumentinnen und Konsumenten steht die E-Control bereits seit 2001 mit Rat und Tat zur Seite und

beantwortet alle Fragen rund um die Strom- und Gasversorgung. Das Kontaktangebot ist vielfältig und bewusst niederschwellig gehalten.

ten. Dabei werden verschiedenste Zielgruppen über zahlreiche Kanäle bedient. Neben klassischen Services wie die kostenlose Energie-Hotline gibt es auch die Möglichkeit, Anfragen und Beschwerden schriftlich per Post, E-Mail, Webformular oder Messenger-Apps wie WhatsApp und Signal an die E-Control zu senden. Ein Rückrufservice und ein Anrufbeantworter ermöglichen es Kundinnen und Kunden außerdem, ihre Anliegen außerhalb der telefonischen Öffnungszeiten zu deponieren.

Hotline und Schlichtungsstelle wurden organisatorisch im Jahr 2021 noch näher zusammengeführt. Die dadurch entstandene Beratungsstelle ermöglicht eine noch effizientere Bearbeitung von Anfragen und Beschwerden. Der Kundenservice der E-Control kann dadurch weiter optimiert werden.

Die Beratungsstelle wirkt dabei als Barometer für die Fachabteilungen der E-Control. Probleme oder Trends auf den Märkten werden rasch erkennbar. Neben der Einzelfallbearbeitung werden diese Themen auch strukturiert aufbereitet, um so Lösungen auf anderen Ebenen anstreben zu können. Dieser zeitnahe Informationsgewinn zählt zu den Stärken der E-Control.

Im Jahr 2021 wurden 5.971 telefonische und 1.776 schriftliche Anfragen und Beschwerden bearbeitet. Das ist ein deutlicher Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr (insgesamt 68%), aber auch zum Jahr 2019 (48%). Thematisch war besonders das zweite Halbjahr von den Preiserhöhungen auf den Großhandelsmärkten dominiert. Viele Konsumentinnen und Konsumenten wandten sich auf-

ANFRAGEGRÜNDE ENERGIE-HOTLINE 2021

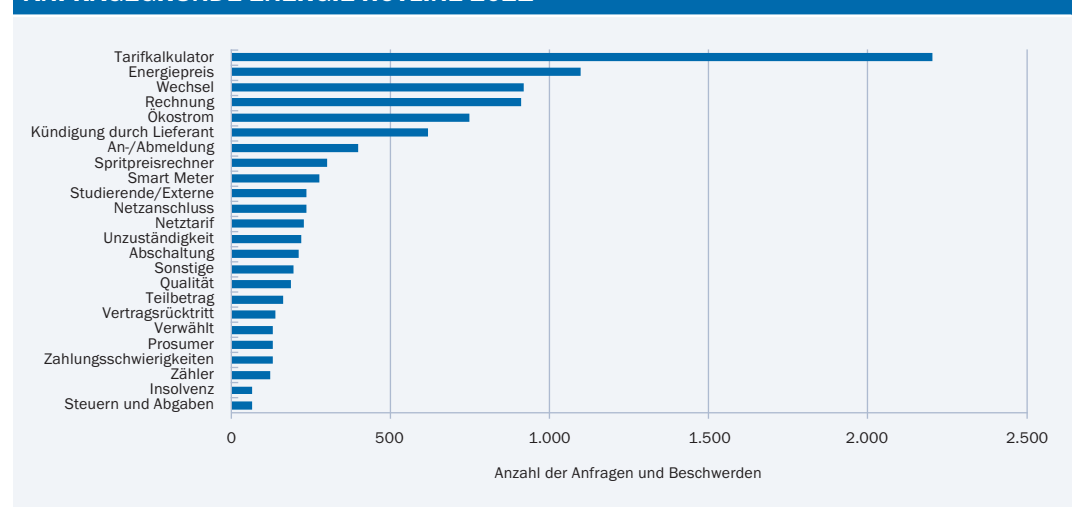


Abbildung 53
Anfragegründe Energie-Hotline

Quelle: E-Control

grund der Ankündigung einer Änderung ihrer Energiepreise oder der Kündigung ihres Liefervertrags an die Energie-Hotline, um sich über alternative Angebote zu informieren. Auf dem ersten Platz unter den Anfragegründen liegt damit der Tarifikalkulator. Die E-Control bietet hier unter anderem jenen Menschen Hilfestellung, die entweder über keine Internetverbindung verfügen oder noch nicht so selbstsicher durch die digitale Welt navigieren. Interessant war 2021 dabei, dass die meisten Betroffenen bereits mit dem Prozedere des Lieferantenwechsels vertraut waren und sich hauptsächlich über neue Angebote informieren ließen. Zusätzlich informiert das Team der Energie-Hotline natürlich auch ausführlich über die Rechte der Konsumentinnen und Konsumenten, zum Beispiel in Bezug auf

das Recht auf Widerspruch bei einer einseitigen Vertragsveränderung, wie es im Falle einer Preiserhöhung zutrifft.

Auch das Thema Rechnung zählte im Jahr 2021 zu den wichtigen Anfragegründen. Darunter fallen zum Beispiel allgemeine Fragen zur Abrechnung oder zur Verbrauchsermittlung oder der Berechnung von Rabatten. Beim Thema Energiepreise spielten, ganz klar, die Preiserhöhungen in der zweiten Jahreshälfte eine große Rolle, aber es wandten sich im Laufe des Jahres auch sehr viele Überschusseinspeiser an die E-Control, um sich darüber zu informieren, welche Angebote für sie attraktiv sein könnten. Hier ist der Tarifikalkulator ebenso als praktisches Werkzeug für Preisvergleiche im Einsatz.

Leistbarkeit von Strom

Zusammenarbeit mit sozialen Einrichtungen

2019 startete die E-Control eine Informationsoffensive, bei der durch die direkte Zusammenarbeit mit sozialen Einrichtungen Menschen in schwieriger finanzieller Lage durch Aufzeigen ihrer Rechte und Möglichkeiten geholfen werden soll. Viele Betroffene haben in schwierigen Lebenssituationen Kontakt mit diversen sozialen Einrichtungen. Das gilt auch für Fälle, in denen Menschen Probleme beim Bezahlen der Energierechnung haben. Durch gezielte Informationsaufbereitung und Schulungen baut die E-Control einen verbesserten Wissensstand bei Beraterinnen und

Beratern in sozialen Einrichtungen auf bzw. unterstützt in konkreten Fällen bei der persönlichen Beratung.

Themenschwerpunkt im Konsumentenbereich der Website der E-Control

Mit einem eigenen Bereich auf der Website zum Thema „Kosten senken“ setzt die E-Control eine weitere Maßnahme zur Unterstützung der Strom- und Gaskundinnen und -kunden. Es wird auf herausfordernde Situationen und Möglichkeiten für einkommensschwache Haushalte bzw. Haushalte mit hohen Energiekosten eingegangen und Un-

terstützungsmöglichkeiten aufgezeigt. Dabei werden Informationen zu Abschaltung und Grundversorgung bis hin zur Befreiung von

Erneuerbaren-Förderkosten und Beratungs- und Überbrückungshilfen in den Bundesländern zur Verfügung gestellt.

Messen

Traditionell stehen Expertinnen und Experten der E-Control bei verschiedenen Messen in ganz Österreich auch für persönliche Gespräche zur Verfügung. Leider mussten wegen der COVID-19-Pandemie alle für die E-Control re-

levanten Messen im Jahr 2021 abgesagt werden, sodass dieses Instrument zur Information der Konsumentinnen und Konsumenten in diesem Jahr nicht genutzt werden konnte.

Öffentlichkeitsarbeit

Im Zuge ihrer Informationspflicht führte die E-Control auch 2021 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch, auch wenn diese pandemiebedingt häufig in hybrider Form oder rein online stattfinden mussten.

Die Energiewelt wird komplexer und damit steigt die Notwendigkeit von objektiver, unabhängiger Information durch die E-Control weiter an. Bei manchen Themen (wie z.B. bei Versorgungssicherheit) wird durch häufig einseitige und mitunter polemische Diskussion in der Öffentlichkeit Verunsicherung bei den Konsumentinnen und Konsumenten erzeugt. Hier ist sachliche Information umso wichtiger.

Die relevanten Inhalte der verschiedenen Themen wurden in Pressemitteilungen, Presse-

gesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalistinnen und Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen verschiedenste Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen, E-Mail-Newsletter, Websites, Social-Media-Kanäle und die Website <http://frag.e-control.at>.

Auch im Bereich der Durchführung der bewährten Fachtagungen der E-Control spielte die COVID-19-Pandemie nach wie vor eine Rolle. So konnten Veranstaltungen weiterhin nur online durchgeführt werden. Es zeigte sich, dass diese in Zeiten von Homeoffice und Distance Working von den relevanten Zielgruppen der E-Control sehr gut angenommen wurden.

Die inhaltlichen Schwerpunkte in der Öffentlichkeitsarbeit ließen sich unter den Gesichtspunkten der Nachhaltigkeit, Leistbarkeit,

Wirtschaftlichkeit sowie Versorgungssicherheit zusammenfassen.

Informationsangebot im Internet

Im Jahr 2021 verzeichnete die Website der E-Control knapp 900.000 Besuche, was ziemlich genau dem Stand des Vor-Coronajahres 2019 entspricht und einen Zuwachs von gut 20% gegenüber 2020 bedeutet. Es zeigte sich erneut, dass wohl selbst bei erhöhtem Sparbedarf für die Verbraucherinnen und Verbraucher die Themen Strom und Gas als eher nachrangig betrachtet wurden.

Ein ähnliches Bild zeigt sich beim Tarifikalkulator, der nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Website der E-Control ist, dessen Besuchszahlen aber nur um 2% gegenüber 2020 auf knapp 295.000 gestiegen sind.

Sowohl bei den Besuchen auf der Website insgesamt wie auch beim Tarifikalkulator kehrte sich der Trend ab Anfang Oktober jedoch um. Im letzten Quartal 2021 wurde der Tarifikalkulator um 41% häufiger besucht als im selben Quartal des Vorjahres. Die Website wurde im selben Zeitraum sogar um über 60% öfter besucht als im vierten Quartal 2020. Die Besuchszahlen liegen hier sogar knapp 30% über jenen aus demselben Quartal des Vor-COVID-Jahres 2019.

Neben dem Tarifikalkulator und den ebenfalls bekannteren Internet-Applikationen Spritpreisrechner und Ladestellenverzeichnis stellt die E-Control nach wie vor eine Reihe weiterer Tools sowohl für private wie auch gewerbliche Verbraucherinnen und Verbraucher zur Verfügung. Auch bei diesen Angeboten verlief die Besuchskurve ganz ähnlich. In Summe verbuchte der Gewerbe-Tarifikalkulator im Laufe des Jahres rund 10.900 (2020: 15.000), der KMU-Energiepreis-Check 1.300 (2020: 1.650) und der Energiespar-Check 4.770 (2020: 3.400) Besuche. Letzterer verzeichnete damit wieder deutlich mehr Nachfrage als in den Vorjahren.

Seit vielen Jahren informiert die E-Control Interessierte außerdem vier Mal im Jahr mittels mehrerer, zielgruppenspezifischer Newsletter über Aktuelles vom Energiemarkt. Bislang gab es quartalsweise einen Newsletter für Konsumentinnen und Konsumenten und einen für Marktteilnehmer. Im zweiten Quartal 2021 kam ein weiterer Newsletter für Industrie & Gewerbe dazu. Insgesamt hatten die Newsletter der E-Control bis Ende 2021 2.650 Abonnentinnen und Abonnenten (+55%). Mit einer Öffnungsrate von stets um die 60% und einer

Klickrate von konstant über 30% erfreut sich dieser Weg der direkten Kommunikation großer Beliebtheit.

Gleichfalls sehr beliebt sind weiterhin die regelmäßigen Webinare der E-Control, bei denen die Abteilungsleiter der verschiedenen Fachbereiche jeweils in 30 Minuten aktuelle Themen beleuchten. Im Jahr 2021 wurden sechs Webinare abgehalten, an denen im Schnitt über 170 Interessierte teilnah-

men. Mit Herbst 2021 wurde das Webinar-Angebot um eine neue Schiene erweitert. Unter dem Titel „Online-Talk“ begeben sich abwechselnd die Vorstände der E-Control in einen Online-Dialog mit ausgewiesenen Expertinnen und Experten zu aktuellen Fachthemen. Bei den beiden ersten Ausstrahlungen dieses neuen Formats waren bereits knapp 1.000 Teilnehmerinnen und Teilnehmer online live dabei.

Social Media

Auch 2021 war die E-Control wieder auf Facebook präsent sowie auf der vor allem für Medien und Fachpublikum relevanten Plattform Twitter. Ebenfalls seit einigen Jahren hat die E-Control einen eigenen Kanal auf der Videoplattform YouTube.

Die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzerinnen und -Nutzer hat sich von 23.000 auf gut 23.500 weiter leicht erhöht. Damit konnte die erfreulich hohe Reichweite der auf Facebook veröffentlichten Beiträge gehalten werden. Erneut wurden monatlich im Schnitt über 320.000 Nutzerinnen und Nutzer mit Informationen der E-Control in Kontakt gebracht (2020: 325.000). Dabei interagierten Verbraucherinnen und Verbraucher pro Monat durchschnittlich rund 5.500-mal mit den Beiträgen (Teilen, Kommentieren, Liken).

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen, sondern weist auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Rund 1.700 Follower (+11%) nutzen mit Jahresende den E-Control-Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle. Besonders für die Bereitschaft einer effektiven Informationsverbreitung im Krisenfall sind die Vernetzung auf Twitter sowie die Beobachtung und die Analyse des allgemeinen Twitter-Aufkommens ausgesprochen wichtig.

Abgesehen von den eigenen Beiträgen (Posts) auf Facebook und Twitter wurde die E-Control im Lauf des Jahres in über 1.200 Beiträgen (+49%) anderer Nutzerinnen und Nutzer erwähnt, die in Summe auf eine Reichweite von 6,4 Mio. (+78%) potenziellen Leserinnen und Leser kamen.

Das 2021 stärkste wachsende Medium der E-Control im Bereich Social-Media waren die Videos auf YouTube. Auf dem Kanal der E-Control wurde auch 2021 die informative Serie von zweiminütigen Erklärfilmen zu verschiedenen Themen fortgesetzt. Diese und andere Videos der E-Control, wie beispielsweise die Aufzeichnungen der E-Control-Webinare, wurden auf dem YouTube-Kanal rund 115.000 Mal aufgerufen, was einer Verzwölfachung der angesehenen Clips entspricht. Besonders erfreulich ist hier auch, dass über dieses Medium vorwiegend junge Verbraucherinnen und Verbraucher erreicht werden.

19% derjenigen, die 2021 Videos der E-Control sahen, waren zwischen 18 und 24 Jahre alt, 22% zwischen 25 und 34. Damit sind fast die Hälfte der per Video Erreichten unter 34 Jahre alt.

Die Erklärfilme, von denen 2021 vier neue produziert wurden, werden neben YouTube auch auf Facebook, auf Twitter, auf der E-Control-Website sowie bei Messen und Veranstaltungen zur Verfügung gestellt. Über alle Kanäle hinweg wurden die Erklärfilme 2021 rund 185.000 Mal angesehen.

Schlichtungsstelle der E-Control

Im Berichtsjahr 2021 bearbeitete die Schlichtungsstelle 1.903 Anliegen von Strom- und Gaskundinnen und -kunden. Die Schlichtungsstelle war hier überwiegend beratend tätig. Insgesamt wurden 633 Schlichtungsanträge eingebracht; es gab deutlich mehr Eingaben als im Vorjahr (+32%).

Die Preisentwicklungen auf den Großhandelsmärkten riefen unterschiedliche Reaktionen der Unternehmen gegenüber ihren Kundinnen und Kunden hervor. So kündigten zahlreiche Unternehmen die Lieferverträge anstatt Preisänderungen auszusprechen, die den Betroffenen ein Recht auf Widerspruch einräumen. Unter diesen Kündigungen gab es allerdings einige Fälle, die innerhalb einer Bindefrist

oder einer aufrechten Preisgarantie einseitig ausgesprochen wurden. Zahlreiche dieser Einzelfälle wurden im Rahmen von Schlichtungsverfahren behandelt. Das Lösungsangebot der betroffenen Unternehmen wurde in den meisten Fällen angenommen, es konnten also Einigungen herbeigeführt werden. Teilweise mussten Schlichtungsverfahren allerdings auch erfolglos eingestellt werden, da die Betroffenen nicht mit dem Angebot einverstanden waren und das Unternehmen zu keiner anderen Lösung bereit war. In diesen Fällen konnte die Schlichtungsstelle die Kundinnen und Kunden nach erfolglosem Einigungsversuch im Rahmen des Schlichtungsverfahrens nur an den Verein für Konsumenteninformation bzw. die ordentlichen Gerichte verweisen.

Zusätzlich beschäftigten die Schlichtungsstelle Marktaustritte einiger Lieferanten, die sich aufgrund der Entwicklung der Großhandelspreise aus dem Geschäft zurückzogen.

hinzugezogen und versuchte eine gütliche Lösung für Konsumentinnen und Konsumenten zu erreichen bzw. eine Abschaltung zu verhindern.

Zu den Top-Themen der Schlichtungsstelle zählten im Berichtsjahr immer noch Probleme mit der Rechnung. Bezweifelt wurde zumeist der verrechnete Verbrauch, aber auch Nachverrechnungen waren weiterhin Ausgangspunkt zahlreicher Beschwerden. Auch Kundinnen und Kunden in Zahlungsschwierigkeiten wandten sich an die Schlichtungsstelle. In diesen Fällen stand zumeist schon eine Mahnung, ein Schreiben eines Inkasobüros oder die Androhung einer Abschaltung ins Haus. Die Schlichtungsstelle wurde also erst zu einem sehr späten Zeitpunkt

Auch Anfragen, Beschwerden und Verfahren rund um den Themenbereich Smart Metering beschäftigten die Schlichtungsstelle der E-Control. Dabei handelte es sich oft um Kundinnen und Kunden, die ein intelligentes Messgerät selbst, aber auch die Opt-Out-Konfiguration ablehnen. Einigungen wurden hier zumeist nicht gefunden, da sowohl Kundinnen und Kunden als auch Netzbetreiber auf ihrem Standpunkt beharrten.

Auch das Thema Netzanschluss Erneuerbarer beschäftigte die Schlichtungsstelle im

ANFRAGEN, BESCHWERDEN UND VERFAHREN DER SCHLICHTUNGSSTELLE 2021

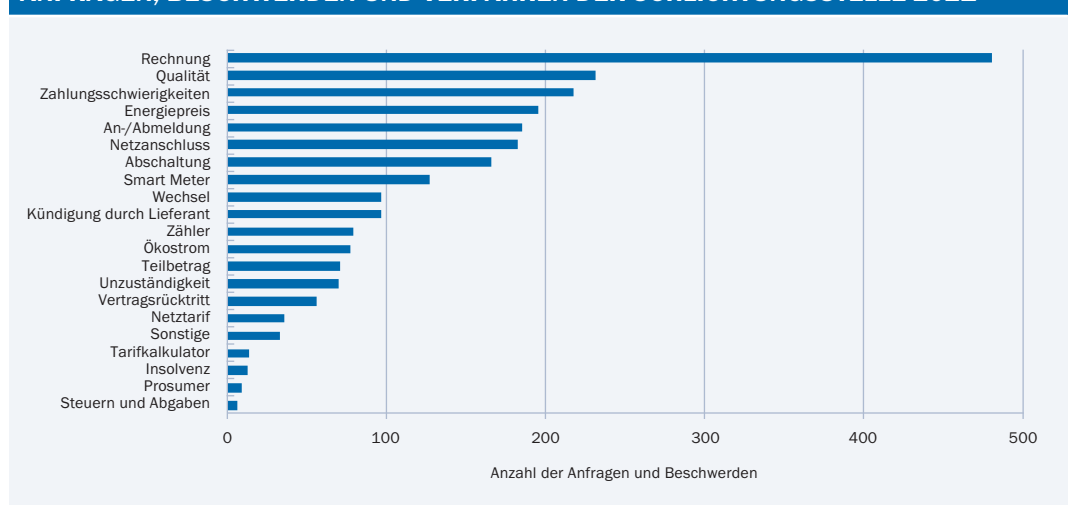
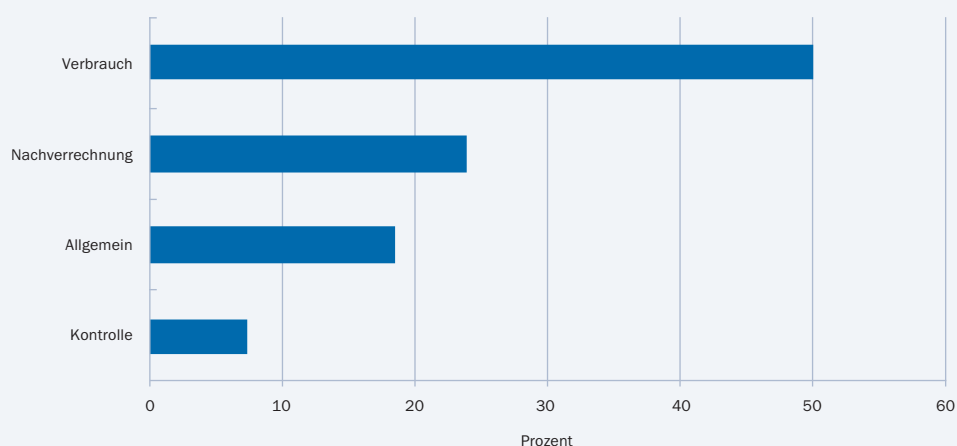


Abbildung 54

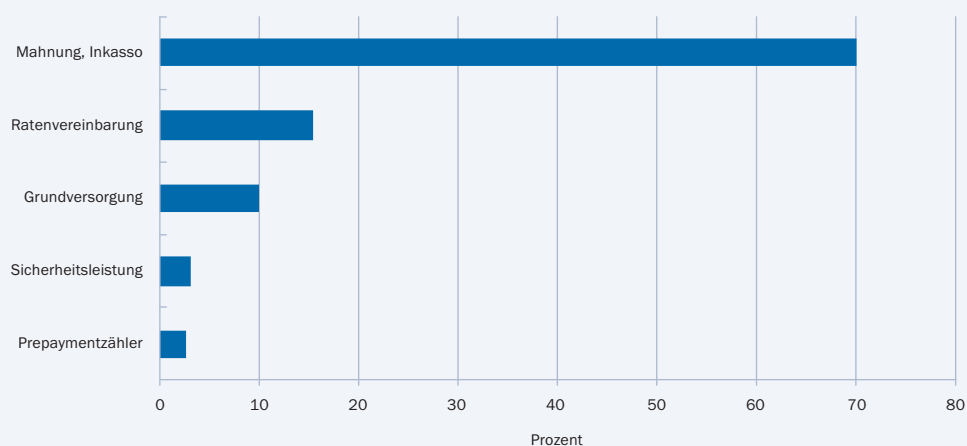
Anfragen, Beschwerden und Verfahren der Schlichtungsstelle 2021

Quelle: E-Control

GESCHÄFTSFÄLLE ZUM ANFRAGEGRUND RECHNUNG 2021**Abbildung 55**

Geschäftsfälle der Schlichtungsstelle zum Anfragegrund Rechnung 2021

Quelle: E-Control

GESCHÄFTSFÄLLE ZUM ANFRAGEGRUND ZAHLUNGSSCHWIERIGKEITEN 2021**Abbildung 56**

Geschäftsfälle der Schlichtungsstelle zum Anfragegrund Zahlungsschwierigkeiten 2021

Quelle: E-Control

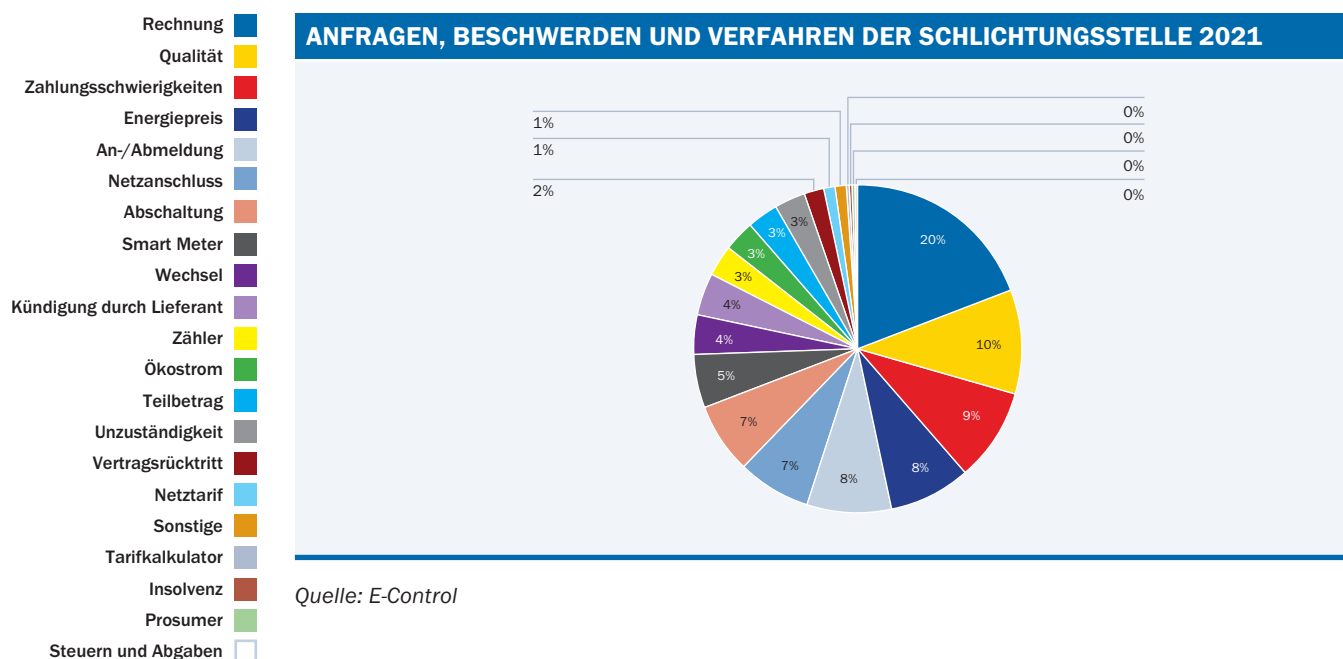


Abbildung 57
Anfragen, Beschwerden und
Verfahren der Schlichtungs-
stelle 2021

Berichtsjahr. Insbesondere in einem Netzbereich traten zahlreiche Beschwerden auf, dies im Zusammenhang mit (zumindest zeitnahe) nicht gewährtem Netzzugang für PV-Anlagen über einem bestimmten Ausmaß.

Der Leitfaden für Netzanschluss wurde aufgrund der geänderten Gesetzeslage grundlegend überarbeitet und in der neuen Version auf der Website der E-Control veröffentlicht.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

STATISTISCHE ERHEBUNGEN



STATISTISCHE ERHEBUNGEN

Die E-Control erfüllt statistische Aufgaben als Teil der österreichischen Bundesstatistik in den Bereichen der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft.

Die Daten werden verschlüsselt übermittelt. Die Verarbeitung der eingegangenen Meldungen erfolgt automatisch. Die erhobenen Daten werden in Form standardisierter Auswertungen auf der Website der E-Control publiziert, wobei sowohl monatliche und halbjährliche als auch jährliche Publikationen vorhanden sind. Seit 2021 stehen neben den standardisierten Publikationen auch interaktive Grafiken zur Verfügung. Weiters können die veröffentlichten Daten auch vereinfacht heruntergeladen werden, womit eine einfache Weiterverarbeitung möglich ist. Einmal jährlich wird auch ein Statistikbericht als Broschüre herausgegeben.

Eurostat-Preiserhebungen

Die E-Control meldet die durchschnittlichen Haushaltspreise und Nicht-Haushaltspreise

für Strom und Gas nach Verbrauchergruppen und Größenklassen an Eurostat und kommt damit ihren internationalen Meldepflichten in diesem Bereich nach. Jährlich werden die Anteile der einzelnen Größenklassen an der jeweiligen Verbraucherkategorie übermittelt. Zur Erfüllung der Meldepflicht werden die entsprechenden Preiskomponenten bei Lieferanten und Netzbetreibern halbjährlich erhoben.

Zahl der Melder und Meldungen

Eine Unterscheidung des Datenvolumens nach Anwendungsgebieten (Statistik, Monitoring, Energielenkung) ist insofern schwierig, als Daten oft für mehrere Zwecke notwendig und in den jeweiligen Verordnungen definiert sind, allerdings nur einmal tatsächlich erhoben werden. Da sich bei einer Untergliederung nach Anwendungsgebiet Doppelzählungen ergeben würden, werden hier die Anzahl der Datenmelder und die Menge der erhobenen Daten in ihrer Gesamtheit dargestellt.

Abbildung 58
Anzahl der meldepflichtigen
Unternehmen und Daten-
meldungen aus dem Bereich
Gas

GAS				
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte
Netzbetreiber	21	–	22	22
BKO	2	–	–	–
Produzenten und Speicherunternehmen bzw. Speicherbetreiber	–	5	5	10
Versorger / Einspeiser	–	–	126	122
Großabnehmer	(12 NB)	–	–	56
Anzahl Zeitreihen	5.900	256	3.000/4.150	15.400

Quelle: E-Control

STROM				
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	¼-Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte
Netzbetreiber	38	–	120	123
BKO	1	–	–	–
Erzeuger	–	9	61	416
Lieferanten	–	–	175	173
Großverbraucher	(38 NB)	–	–	656
Anzahl Zeitreihen	5.650	283	4.400/12.850	62.550

Quelle: E-Control

Erinnernde Kontakte

Im Jahr 2021 gab es folgende Erinnerungen an Meldepflichtige im Bereich Statistik, Energieleitung und Monitoring:

GAS				
Anzahl der Erinnerungen/Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	128	46	–	76
halbjährliche Meldungen	54	24	4	95
Jahresmeldungen	53	42	1	210

Quelle: E-Control

STROM				
Anzahl der Erinnerungen/Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	485	97	2	181
halbjährliche Meldungen	200	140	16	216
Jahresmeldungen	473	384	41	1.368

Quelle: E-Control

Abbildung 59

Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Elektrizität

Abbildung 60

Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Gas

Abbildung 61

Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Elektrizität

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

COMPLIANCE, INFORMATIONSS- SICHERHEIT UND DATENSCHUTZ



COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Die gesetzlich eingerichteten Organe der E-Control, nämlich der Vorstand, die Regulierungskommission und der Aufsichtsrat, bekennen sich zu den Grundsätzen des Public Corporate Governance-Kodex 2017 des Bundes (B-PCGK 2017). Bereits mit Abschluss des Geschäftsjahres 2018 wurden die auf E-Control anwendbaren Vorgaben des B-PCGK 2017 erfüllt.

Neben der jährlichen Erstellung eines Corporate-Governance-Berichtes, der umfassenden Schulung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control sowie der andauernden internen Beratung in allen compliancerelevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer werden weitere Schritte zur Vertiefung und fortwährenden Verbesserung des bereits implementierten Compliance-Systems der E-Control unternommen.

Ein solcher Schritt für die Verbesserung des Compliance-Systems der E-Control war die Einführung einer technischen Plattform, die es allen Angestellten der E-Control ermöglichen soll, schwerwiegende Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen auf anonymer Basis zu melden (Hinweisgebersystem). Diese Maßnahme dient auch der Umsetzung der Vorgaben der Whistleblower-Richtlinie. Die Umsetzungsfrist der Richtlinie läuft mit dem 17. Dezember 2021 ab. Der österreichische Gesetzgeber hat zwar noch keine nationalen Umsetzungsmaßnahmen erlassen, da die

E-Control aber zweifelsohne in den Anwendungsbereich der Richtlinie fällt, hat der Vorstand beschlossen, bereits mit Ablauf der Umsetzungsfrist ein Hinweisgebersystem zur Verfügung zu stellen.

Als Regulierungsbehörde ist der E-Control insbesondere auch der Schutz von vertraulichen Informationen ein wichtiges Anliegen. Aus diesem Grund wurde im gesamten Unternehmen ein Informationssicherheits-Managementsystem etabliert und 2019 nach dem internationalen Standard ISO 27001 zertifiziert. Auch die Maßnahmen zum Schutz der personenbezogenen Daten und die Vorgaben der Datenschutz-Grundverordnung (DSG-VO) sind in das Managementsystem integriert.

Integraler Bestandteil des Systems ist die kontinuierliche Verbesserung sowie die Umsetzung von risikobasierten Maßnahmen, um auf geänderte Bedrohungslagen rasch und gezielt reagieren zu können. Auch dieses Jahr wurde der hohe Sicherheitsstandard wieder von externen Auditoren im Rahmen der jährlich stattfindenden Audits bestätigt.

Neben der Weiterentwicklung des Managementsystems wurden umfangreiche Schulungsmaßnahmen umgesetzt. So wurde dem gestiegenen Risiko durch Phishing-Mails mit einer Awareness-Kampagne Rechnung getragen.

Technisch lag der Schwerpunkt auf der Inbetriebnahme eines Security Information and Event Management System (SIEM) sowie eines Schwachstellen-Scanners. Durch die automatisierte Verarbeitung und Bewertung aller sicherheitsrelevanten Informationen können Bedrohungen frühzeitig erkannt und Gegenmaßnahmen effektiv umgesetzt werden. Die Expertinnen und Experten der E-Control werden dabei durch ein externes Cyber-Defence-Center unterstützt, um bei Vorfällen rasch und zielgerichtet reagieren zu können.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

Compliance, Informationssicherheit
und Datenschutz, Seite 158

JAHRES- ABSCHLUSS DER E-CONTROL



JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2021

Aktiva	Stand am 31.12.2021 €	Stand am 31.12.2020 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	467.756,85	326.097,71
II. Sachanlagen	811.693,78	671.614,43
	1.279.450,63	997.712,14
B. Umlaufvermögen:		
I. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	5.947,26	241.955,05
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €) (davon aus Steuern: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	12.245,53	10.007,17
II. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	7.437.435,54	7.668.648,58
	7.455.628,33	7.920.610,80
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	725.339,06	756.913,35
SUMME Aktiva:	9.460.418,02	9.675.236,29
Treuhandvermögen – EU-Twinning:	481.997,65	1.335.307,92

Passiva	Stand am 31.12.2021 €	Stand am 31.12.2020 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControlG	542.577,62	608.969,07
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 40 €, Vorjahr TS 36 €)	44.000,00	40.000,00
	812.710,13	875.101,58
B. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	694.013,58	665.273,42
2. Sonstige Rückstellungen	1.890.789,75	1.882.480,77
	2.584.803,33	2.547.754,19
C. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 589 €, Vorjahr: TS 830 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	589.049,18	830.058,67
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 3.352 €, Vorjahr: TS 2.683 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 2.054 €, Vorjahr: TS 2.315 €) (davon aus Steuern: TS 128 €, Vorjahr: TS 57 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 316 €, Vorjahr: TS 258 €)	5.405.883,98	4.997.649,23
	5.994.933,16	5.827.707,90
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 3.940 €, Vorjahr: TS 3.513 € Restlaufzeit von mehr als einem Jahr TS 2.054 €, Vorjahr: TS 2.315 €		
D. Rechnungsabgrenzungsposten:	67.971,40	424.672,62
SUMME Passiva:	9.460.418,02	9.675.236,29
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning:	481.997,65	1.335.307,92

GEWINN-UND-VERLUST-RECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021		
	31.12.2021 €	31.12.2020 €
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	17.496.802,16	17.673.255,57
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	509.354,83	412.665,17
c) sonstige	595.416,24	396.337,36
2. Sonstige betriebliche Erträge	451.074,13	169.209,12
3. Personalaufwand	-11.500.152,99	-11.288.755,50
4. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-786.867,15	-827.583,76
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern, soweit sie nicht unter Z 11 fallen TS 2 €, Vorjahr TS 1 €)	-6.801.433,87	-6.532.227,93
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	-35.806,65	2.900,03
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	667,42	644,35
8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-27.085,35	0,00
9. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 9 (Finanzerfolg)	-26.417,93	644,35
10. Ergebnis vor Steuern	-62.224,58	3.544,38
11. Steuern vom Einkommen und Ertrag	-166,87	-161,12
12. Ergebnis nach Steuern	-62.391,45	3.383,26
13. Auflösung von Gewinnrücklagen	66.391,45	616,74
14. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
15. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	40.000,00	36.000,00
16. Bilanzgewinn	44.000,00	40.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

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

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

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

Soweit die Bestimmung eines Wertes nur auf Basis von Schätzungen möglich ist, beruhen diese auf einer umsichtigen Beurteilung.

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

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

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2021 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

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

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten bewertet, die um planmäßige Abschreibungen vermindert werden. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear. Die Nutzungsdauern belaufen sich auf drei bis fünf Jahre. Bei der Ermittlung der Herstellkosten werden keine direkt zurechenbaren Fremdkapitalzinsen einbezogen.

Für die Aktivierung und damit Berechnung der Abschreibung der immateriellen Anlagegüter und Sachanlagen ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme maßgeblich. Liegt die Inbetriebnahme im ersten Halbjahr, werden immaterielle Anlagegüter und Sachanlagen mit einem vollen Jahresbetrag abgeschrieben. Im Fall der Inbetriebnahme im zweiten Halbjahr erfolgt die Abschreibung der immateriellen Anlagegüter und Sachanlagen mit dem halben Jahresbetrag.

Gegen Entgelt erworbene geringwertige Vermögensgegenstände werden im Sinne des § 13 EStG sofort im Jahr der Anschaffung abgeschrieben. Seit dem 1.1.2020 gilt für geringwertige gegen Entgelt erworbene Vermögensgegenstände unverändert eine Wertegrenze von 800 €.

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

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftsbar-

wertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 1,35% (Vorjahr 1,61%) (Durchschnittszinssatz der letzten sieben Jahre), einer erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 2,50% (Vorjahr 2,50%) und des gesetzlichen Pensionsantrittsalters (gemäß Pensionsreform 2004 – Budgetbegleitgesetz 2003) ermittelt. Ein Fluktuationsabschlag wird nicht berücksichtigt. Der Berechnung wurden die AVÖ (Aktuarvereinigung Österreichs) 2018-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung – Pagler & Pagler zugrundegelegt.

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

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

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Po-

sition Sondervermögen sowohl in der Bilanz als auch in der Gewinn-und-Verlust-Rechnung (zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) gesondert ausgewiesen.

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

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

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt 990 T€ für das Geschäftsjahr 2021 (Vorjahr 977 T€). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten fünf Jahre betragen 4.949 T€ (Vorjahr 4.885 T€).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

In den sonstigen Forderungen und Vermögensgegenständen sind keine Beträge mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von 9 T€ (Vorjahr 10 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

TREUHANDVERMÖGEN – EU-TWINNING

Twinning-Projekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen Kommission und wurden im Jahr 1998 ins Leben gerufen. Es handelt sich dabei um von der Europäischen Kommission finanzierte zeitlich befristete Partnerschaftsprojekte.

Sie basieren auf genau definierten Leitlinien für den gesamten Projektablauf und werden nach Projektabschluss von der Europäischen Kommission einer eingehenden Prüfung unterzogen.

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

In Folge der im Jahr 2020 aufgetretenen Corona-Pandemie und der damit verbunde-

nen weitreichenden Einschränkungen wurde, in Abstimmung mit der Europäischen Kommission sowie den übrigen beteiligten Projektpartnern, die geplante Laufzeit des Twinning-Projektes Georgien III um vier Monate verlängert. So konnte das Twinning-Projekt Georgien III von der E-Control sowie den anderen beteiligten Projektpartnern im Jänner 2021 abgeschlossen und entsprechend der vertraglich vorgesehenen Vorgaben Ende des ersten Quartals 2021 der abschließenden finanziellen Prüfung unterzogen werden.

Zusätzlich erhielt die E-Control im Geschäftsjahr 2020 neuerlich von Seiten der Europäischen Kommission den Zuschlag, als Projektpartner und finanzielle Abwicklungsstelle für ein weiteres Twinning-Projekt in Georgien (Georgien IV) zu agieren. Dieses Twinning-Projekt konnte noch im Februar 2021 gestartet werden.

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

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Projektkonto Twinning-Georgien III & IV	481.997,65	1.095.418,52
Projektkonto Twinning-Ukraine	0,00	239.889,40
	481.997,65	1.335.307,92

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Der im Posten „Sonstige Rückstellungen“

ausgewiesene Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	73.000,00	65.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	214.465,00	378.600,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	843.422,68	758.791,57
Prämien – Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	555.342,42	529.660,20
Prämien – Mitglieder des Vorstands	56.777,65	0,00
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	32.550,00	26.450,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	115.232,00	123.979,00
	1.890.789,75	1.882.480,77

Zur Ermittlung der Rückstellung für noch nicht konsumierte Urlaube wurde im Berichtsjahr

ein Divisor von 19 herangezogen. Der Divisor blieb im Vergleich zum Vorjahr unverändert.

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von 251 T€ (Vorjahr 224 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Im Juli 2017 wurde der Restbetrag des von der E-Control bisher verwalteten gesetzlichen Sondervermögens entsprechend der Bestimmungen des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017) in eine „Erhaltene Anzahlung“ in Höhe von 2.072 T€ umgewidmet und im Jahr 2019 um weitere 761 T€ erhöht, die ein zur Einhebung dieser ursprünglich für Förderzwecke an die E-Control abzuführende Sondermittel verpflichteter Netzbetreiber verspätet an die E-Control abgeführt hat.

Dieser nachträglich entrichtete, zusätzliche Betrag dient nun der weiteren Finanzierung der von der E-Control gemäß § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die damit zusammenhängenden Aufwendungen werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der E-Control abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2021 sind insgesamt 509 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 413 T€) an Aufwendungen für von der E-Control im Sinne des § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse angefallen.

Davon wird im Jahr 2021 ein Betrag in Höhe von 217 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 78 T€) mit der „Erhaltenen Anzahlung“ verrechnet. Der noch verbleibende „Differenzbetrag“ auf den Gesamtaufwand des Jahres 2021 in Höhe von 292 T€ zuzüglich 20% USt wird mit der noch vorhandenen nicht rückforderbaren „Vorauszahlung“ (Ausweis als passive Rechnungsabgrenzung), resultierend aus der Umwidmung des Stammkapitals sowie Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH aus dem Jahr 2011, verrechnet.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr. Ausgenommen davon ist die Verbindlichkeit resultierend aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens in Folge der Umsetzung des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017) in eine „Erhaltene Anzahlung“ für Aufwendungen im Rahmen des § 5 Abs 4 E-ControlG in Höhe von rd. 2.054 T€ (Vorjahr 2.315 T€) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

**PASSIVE RECHNUNGS-
ABGRENZUNGSPOSTEN**

Das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH in Höhe von ursprünglich insgesamt rd. 3.707 T€ wurden im Rahmen der Umwandlung in eine Anstalt öffentlichen Rechts mit Wirkung 2. März 2011 von Seiten der Republik Österreich in eine nicht rückforderbare „Vorauszahlung“ umgewidmet.

Diese als passive Rechnungsabgrenzung ausgewiesene „Vorauszahlung“ dient der E-Control (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) seit dem Jahr 2012 zur Verrechnung der nach § 5 Abs 4 E-ControlG von der E-Control im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben, die die Republik Österreich der E-Control gemäß § 32 Abs 6 E-ControlG abzugelten hat.

Im Jahr 2021 sind insgesamt 509 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 413 T€) an Aufwendungen für von der E-Control im Sinne des § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse angefallen.

Davon wird im Jahr 2021 ein Betrag in Höhe von 217 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 78 T€) mit der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens in Folge der Umsetzung des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017) verrechnet. Der Restbetrag in Höhe von 292 T€ zuzüglich 20% USt wird mit

der noch vorhandenen nicht rückforderbaren „Vorauszahlung“ verrechnet, die in Folge dieser Verrechnung vollständig aufgebraucht ist.

Mit Beginn des Geschäftsjahres 2022 kann damit zur Abdeckung der Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs 4 E-ControlG ausschließlich die „Erhaltene Anzahlung“ aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens in Folge der Umsetzung des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017) in Höhe von rd. 2.054 T€ herangezogen werden.

VERPFLICHTUNGEN AUS TREUHANDVERMÖGEN – EU-TWINNING

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

Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

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

UMSATZERLÖSE

A) AUS REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Erlöse Strommarktregulierung	15.092.663,48	14.802.845,12
Erlöse Gasmarktregulierung	5.302.957,96	5.228.777,96
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-2.898.819,28	-2.358.367,51
	17.496.802,16	17.673.255,57

B) AUS NICHT-REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Erlöse aus nicht-regulatorischer Tätigkeit	509.354,83	412.665,17

C) SONSTIGE UMSATZERLÖSE (ÜBRIGE)		
	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Vortrags- und Beratungstätigkeit Ausland	581,82	33.082,12
Vortrags- und Beratungstätigkeit Inland	58.086,09	47.168,38
Weiterverrechnung AIB, IDACS, REMIT	70.920,00	69.920,00
Weiterverrechnung Gas- und Stromtarifkalkulator	6.666,67	6.666,67
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	459.161,66	239.500,19
	595.416,24	396.337,36

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	663,73	785,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	450.399,30	168.086,25
c) Sonstige Erträge (übrige)	11,10	337,87
	451.074,13	169.209,12

PERSONALAUFWAND

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
a) Gehälter	8.748.922,53	8.681.251,37
Aufwendungen für Altersversorgung	532.510,22	517.199,13
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	300.230,85	198.305,97
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.847.863,14	1.814.949,76
Sonstige soziale Aufwendungen	70.626,25	77.049,27
b) Soziale Aufwendungen	2.751.230,46	2.607.504,13
	11.500.152,99	11.288.755,50

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Dotierung Abfertigungsrückstellung	175.933,60	75.813,95
Freiwillige Abfertigung	1.677,15	0,00
Mitarbeitervorsorgekasse	122.620,10	122.492,02
	300.230,85	198.305,97

**AUFWENDUNGEN FÜR GESETZLICH VORGESCHRIEBENE SOZIALABGABEN
SOWIE VOM ENTGELT ABHÄNGIGE ABGABEN UND PFLICHTBEITRÄGE**

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.497.019,43	1.462.249,84
Beiträge zum Familienbeihilfen-Ausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	340.237,71	342.331,92
U-Bahn-Steuer	10.606,00	10.368,00
	1.847.863,14	1.814.949,76

MITARBEITERINNEN UND MITARBEITER

	zum 31. 12. 2021	durchschnittlich	zum 31. 12. 2020	durchschnittlich
Vorstand	2	2,0	2	2,0
Angestellte	122	115,4	113	113,3
	124	117,4	115	115,3

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.542,55	1.159,39
Übrige	6.799.891,32	6.531.068,54
	6.801.433,87	6.532.227,93

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Zinserträge	667,42	644,35
	667,42	644,35

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Bank- und Darlehenszinsen	-27.085,35	0,00
	-27.085,35	0,00

In den Zinsen und ähnlichen Aufwendungen sind erstmalig sogenannte „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ ausgewiesen, die von Geschäftsbanken seit Beginn des Jahres 2021 von institutionellen Kunden bzw. Großkunden auf Basis der durchschnittlichen Liquidität berechnet und eingehoben werden.

Die „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ stellen ein Äquivalent der bereits seit dem Jahr 2014 von der Europäischen Zentralbank von Geschäftsbanken für Kapitaleinlagen eingehobenen Negativzinsen dar (derzeit rd. -0,50% p.a.).

Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von 44.000 € soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

Es sind keine besonderen Ereignisse nach dem Schluss des Geschäftsjahres eingetreten.

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2021 wie folgt zusammen:

	31.12.2021 €	31.12.2020 €
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	23.000	23.000
Andere Bestätigungsleistungen (Prüfungshandlungen im Zusammenhang mit dem Public Corporate Governance Kodex)	3.350	3.000
Prüfungsnahe Dienstleistungen	398	1.000

Ergänzende Angaben

Eine Aufschlüsselung der Bezüge des Vorstandes unterbleibt im Sinne des § 239 Abs 1 Ziffer 3 und 4b UGB, da weniger als drei Personen betroffen sind.

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betrugen im Geschäftsjahr 2021 insgesamt 14.365 € (Vorjahr 10 T€).

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

[Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA](#)

(seit 25. März 2021)

[Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.](#)

[DI Andreas Eigenbauer](#)

(bis 24. März 2021)

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Geschäftsjahr 2021 folgende Personen tätig:

[Mag. Dorothea Herzele](#)

(Vorsitzende) (seit 15. Dezember 2021)

(bis 14. Dezember 2021 Stellvertreterin der Vorsitzenden)

[Dr. Ilse Stockinger, CSE](#)

(Stellvertreterin der Vorsitzenden)

(seit 15. Dezember 2021)

(von 28. April 2021 bis 14. Dezember 2021)

Mitglied des Aufsichtsrates)

[Dr. Dörte Fouquet](#)

(seit 28. April 2021)

[Nicolas Rathauscher, MSc.](#)

(seit 15. Dezember 2021)

[Dr. Edith Hlawati](#)

(Vorsitzende) (bis 14. Dezember 2021)

[Mag. Christian Domany](#)

(bis 15. März 2021)

[Robert Strayhammer, MA](#)

(bis 15. März 2021)

Vertreter des Betriebsrates:

[Eva Lacher, MSc.](#)

[Dr. Johannes Mrazek](#)

Wien, am 3. Februar 2022
Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2021

Anschaffungs- und Herstellungskosten					
	1.1.2021 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	31.12.2021 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00	18.601,71
2. EDV-Software	5.366.831,22	304.522,13	22.338,99	5.290,09	5.688.402,25
3. Patentrechte und Lizenzen	5.108,00	0,00	0,00	0,00	5.108,00
4. Geleistete Anzahlungen	56.293,00	86.439,99	-22.338,99	38.994,00	81.400,00
	5.446.833,93	390.962,12	0,00	44.284,09	5.793.511,96
II. Sachanlagen:					
1. Einbauten in fremde Gebäude	854.743,05	2.799,05	0,00	2.332,75	855.209,35
2. Geschäftsausstattung	1.591.688,68	17.588,65	0,00	3.911,31	1.605.366,02
3. EDV-Hardware	3.261.341,61	513.169,47	0,00	138.706,58	3.635.804,50
4. Personenkraftwagen	129.328,75	0,00	0,00	0,00	129.328,75
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	882.684,04	183.799,71	0,00	3.987,68	1.062.496,07
	6.719.786,13	717.356,88	0,00	148.938,32	7.288.204,69
	12.166.620,06	1.108.319,00	0,00	193.222,41	13.081.716,65

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2021

	kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2021 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2021 €	31.12.2020 €	31.12.2021 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:						
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	18.601,71	0,00	0,00
2. EDV-Software	5.100.156,11	209.798,18	5.290,09	5.304.664,20	266.675,11	383.738,05
3. Patentrechte und Lizenzen	1.978,40	510,80	0,00	2.489,20	3.129,60	2.618,80
4. Geleistete Anzahlungen	0,00	0,00	0,00	0,00	56.293,00	81.400,00
	5.120.736,22	210.308,98	5.290,09	5.325.755,11	326.097,71	467.756,85
II. Sachanlagen:						
1. Einbauten in fremde Gebäude	665.287,87	25.852,93	2.207,50	688.933,30	189.455,18	166.276,05
2. Geschäftsausstattung	1.436.192,05	65.604,16	3.685,02	1.498.111,19	155.496,63	107.254,83
3. EDV-Hardware	2.934.678,99	301.301,37	138.338,76	3.097.641,60	326.662,62	538.162,90
4. Personenkraftwagen	129.328,75	0,00	0,00	129.328,75	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	882.684,04	183.799,71	3.987,68	1.062.496,07	0,00	0,00
	6.048.171,70	576.558,17	148.218,96	6.476.510,91	671.614,43	811.693,78
	11.168.907,92	786.867,15	153.509,05	11.802.266,02	997.712,14	1.279.450,63

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL) FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Im Geschäftsjahr 2021 ist die E-Control den ihr gesetzlich übertragenen umfassenden Regulierungsaufgaben vollumfänglich nachgekommen. Es wurden 261 Verwaltungsverfahren und 9 Verordnungsverfahren geführt und abgeschlossen. Hinzu kommen 198 laufende Verwaltungsverfahren, wovon zum Bilanzstichtag 75 gerichtsanhängig sind.

Bereits im Mai 2019 wurde ein umfassendes EU-Legislativpaket zur Energie- und Klimapolitik – das Clean Energy Package – beschlossen. Die neuen Richtlinien und Verordnungen leiten einen Transformationsprozess ein, der sich teils direkt aus den Bestimmungen der Verordnungen und teils aus den nationalen Umsetzungen der Mitgliedstaaten nach den Vorgaben der Richtlinien ergibt. Der reformierte Rechtsrahmen legt die künftigen Spielregeln für den europäischen Strommarkt fest und überträgt den Energieregulierungsbehörden zusätzliche weitreichende Kompetenzen im Zuge der Umsetzung der ambitionierten Ziele.

In diesem Zusammenhang genehmigte die E-Control bereits in den Geschäftsjahren 2019 und 2020 Anträge des Übertragungsnetzbetreibers auf Freistellung von der Verpflichtung, Mindestwerte an verfügbaren Kapazitäten für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung zu stellen. Nachdem

das Einverständnis der anderen Regulierungsbehörden der betroffenen Kapazitätsberechnungsregion eingeholt wurde, gewährte die E-Control im Geschäftsjahr 2021 erneut eine Ausnahme für das folgende Jahr.

In Umsetzung von Teilen des Clean Energy Packages erging Mitte 2021 das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), das die Rahmenbedingungen für den Umbau des österreichischen Stromsystems hin zu – über das Geschäftsjahr betrachtet – 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen bis 2030 ermöglichen soll.

Neue Aufgaben aus diesem Gesetzespaket für die E-Control bestehen beispielsweise in Zusammenhang mit Energiegemeinschaften (Erlassung eines Ortsnetztarifs für Erneuerbare Energiegemeinschaften im Rahmen der 2. SNE-VO Novelle 2021) und Bescheidkompetenzen in Zusammenhang mit Forschungs- und Demonstrationsprojekten („Sandboxes“). Auch wurde die aufgrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen erforderliche Neuerlassung bzw. Novellierung der Strom- und Gaskennzeichnungs-Verordnungen weitestgehend vorbereitet, deren Erlassung Anfang 2022 erfolgen soll.

Ebenfalls auf Basis einer neuen gesetzlichen Grundlage erfolgt die Beschaffung von Netzreserve. Diese soll sicherstellen, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichende Erzeugungs-

bzw. Verbrauchskapazitäten für die Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen. Die Systemanalyse, technischen Eignungskriterien und die allgemeinen Bedingungen für diese Beschaffung waren zwischen der E-Control und der APG abgestimmt. Nach Eingang der Gebote von teilnahmeberechtigten Unternehmen und einer Reihung anhand des gesetzlich vorgegebenen Kriteriums durch die APG erfolgte die bescheidmäßige Genehmigung der Auswahl durch die E-Control.

Zu den Aufgaben der E-Control gehört die Ernennung der Bilanzierungsstelle Gas, weshalb Ende Jänner 2021 das Verfahren zur Ernennung der Bilanzierungsstelle eingeleitet wurde. Die Ernennung hat durch die E-Control nach Durchführung eines transparenten Auswahlverfahrens, basierend auf den Grundsätzen des freien und lauten Wettbewerbs sowie der Gleichbehandlung aller Bewerber, zu erfolgen. Dementsprechend erfolgte eine umfangreiche Ausschreibung.

Nach Einholung externer Expertise und Durchführung einer mündlichen Verhandlung wurden die eingelangten Anträge von der E-Control in einem umfassenden Verwaltungungsverfahren geprüft und mit 20. Juni 2021 bescheidmäßig erledigt. Gegen diesen Bescheid erhob eine Verfahrenspartei Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht (BVwG). Nach einer Novelle der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 ist ein Inkrafttreten des neuen Marktmodells mit 1. Oktober 2022 geplant.

In den von Legalparteien, aber auch vereinzelt Gasnetzbetreibern seit dem Geschäftsjahr 2017 angestregten Beschwerdeverfahren gegen erstinstanzliche Kostenbescheide im Gasbereich wurden auch im Geschäftsjahr 2021 Verfahren vor dem BVwG geführt. Nicht zuletzt aufgrund übereinstimmender Parteivorbringen (von Beschwerdeführern, aber auch Gasnetzbetreibern) konnten die meisten dieser Beschwerdeverfahren vom Bundesverwaltungsgericht entschieden werden.

Ein infolge der Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone von der E-Control angestregtes Verfahren gegen eine Entscheidung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (ACER „Agency for the Cooperation of Energy Regulators“), konnte die E-Control verfahrensrechtlich gewinnen. Nunmehr hat das Board of Appeal von ACER den Fall an ACER zurückverwiesen, wobei die angefochtene Entscheidung aus Gründen der Rechtssicherheit bis zur neuerlichen Entscheidung durch ACER in Kraft blieb. ACER hat im Mai 2021 auf Basis eines konsultierten Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber eine neue Entscheidung zur Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen erlassen.

Neben diesen Schwerpunkten der Regulierungstätigkeit setzte die E-Control ihre laufende Regulierungstätigkeit fort. Sie umfasst auch die Prüfung und Genehmigung von allgemeinen Bedingungen von Netzbetreibern, die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte,

die Zulassung für die Tätigkeit von Bilanzgruppenverantwortlichen und die Überwachung der Entflechtung. Überdies wurden Marktaufichtsverfahren gegen Marktteilnehmer zur Einhaltung der einschlägigen Rechtsgrundlagen geführt.

Die von der E-Control im Geschäftsjahr 2021 international wahrgenommenen Aktivitäten waren in organisatorischer Hinsicht erneut durch die Corona-Pandemie geprägt. Der überwiegende Anteil aller Konferenzen, Arbeitsgruppenmeetings und bilateralen Besprechungen wurde virtuell abgewickelt. Spürbar waren die Investitionen in die IT-Infrastruktur bei der E-Control und externen Organisationen und auch der professionelle Umgang aller involvierten Experten an derartigen virtuellen Besprechungsformaten. Dadurch konnte die Arbeitseffizienz im Geschäftsjahr Zwei der Pandemie gegenüber 2020 weiter gesteigert werden. Die E-Control konnte so erneut ihre gesetzlichen Verpflichtungen im internationalen Bereich zufriedenstellend wahrnehmen.

Mit großem Engagement hat sich die E-Control in den Arbeitsgruppen und Gremien von ACER, von CEER (Council of European Energy Regulators), bei ERRA (Energy Regulators Regional Association), im ECRB (Energy Community Regulatory Board) und auch bei ICER (International Confederation of Energy Regulators) wieder eingebracht. Die bestehenden Leitungsfunktionen in diesen Gremien konnten erhalten und sogar erweitert (ICER) werden.

Das im Februar 2021 neu begonnene Twinning-Projekt in Georgien ist angelaufen. Bei der Umsetzung der Projektziele befindet man sich trotz der Einschränkungen in Folge der Corona-Pandemie im Zeitplan.

Die Schlichtungsstelle bildet einen wesentlichen Bestandteil des gesetzlich verankerten Endkundenservices der E-Control. Hier können Endkundinnen und -kunden umfangreiche Hilfestellung zu Fragen und Problemen mit Netzbetreibern oder Lieferanten erhalten.

Im Geschäftsjahr 2021 wurden rund 1.902 Eingaben von Strom- und Gaskunden bearbeitet – rund ein Drittel mehr als im Vorjahr. Dabei wurden 633 Schlichtungsanträge eingebracht, das entspricht annähernd einer Verdopplung der Zahlen im Vorjahresvergleich. Weitere Kundenanfragen und -beschwerden wurden durch schriftliche und telefonische Beantwortung geklärt. Zudem wurden 5.964 telefonische Anfragen an der Energie-Hotline verzeichnet (+73%) sowie 1.783 schriftliche Anfragen beantwortet (+51%). Grund für diese enormen Steigerungen bei den Kundenkontakten sind die extremen Preiserhöhungen auf den Großhandelsmärkten im Strom- und Gasbereich, die mittlerweile auch zu einer entsprechenden Verteuerung der Preise für Haushaltskundinnen und -kunden geführt haben.

Neben Preiserhöhungen sind derzeit viele Kundinnen und Kunden von Vertragskündigungen durch ihre Lieferanten betroffen, ei-

nige Anbieter haben sich bereits vom Markt zurückgezogen.

Auch im Geschäftsjahr 2021 führte die E-Control im Zuge ihrer gesetzlichen Informationspflicht Maßnahmen und Initiativen der Öffentlichkeitsarbeit durch. Die Bereitstellung unabhängiger Informationen zu unterschiedlichsten Energie-Themen stand erneut auf der kommunikativen Agenda: Versorgungssicherheit, Energiegemeinschaften, aber vor allem auch außergewöhnliche Preisentwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten erforderten objektive und sachliche Darstellungen.

Mit Hilfe von Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie weiteren zielgerichteten Medienaktivitäten leistet die E-Control dazu einen wichtigen Beitrag. Den Konsumentinnen und Konsumenten stehen verschiedenste Informationsangebote zur Verfügung: Publikationen, E-Mail-Newsletter, Websites und Social-Media-Kanäle. Während der weiter andauernden Corona-Pandemie führte die E-Control die praxiserprobten Fachtagungen und andere Veranstaltungen hauptsächlich in einem virtuellen Format durch.

Die inhaltlichen Schwerpunkte der Öffentlichkeitsarbeit wurden im Geschäftsjahr 2021 unter den Gesichtspunkten der Nachhaltigkeit, Leistbarkeit, Wirtschaftlichkeit sowie Versorgungssicherheit behandelt.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER E-CONTROL

Aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags und der damit fehlenden Gewinnorientierung sind finanzielle Kennzahlen als Leistungsindikatoren für die E-Control nur von geringer Aussagekraft, da sich daraus die regulatorische Wirkung und Effektivität der Regulierungstätigkeiten nicht ableiten lassen.

Aus diesem Grund hat die E-Control nunmehr über mehrere Geschäftsjahre zu beobachtende Wirkungsindikatoren identifiziert, die als Grundlage für die Wirkung der regulatorischen Maßnahmen herangezogen werden können.

Als finanzielle Leistungsindikatoren der E-Control, welche deren Vermögens-, Finanzierungs- und Kapitalstruktur darstellen, sind die nachfolgenden Kennzahlen (Werte in €) zu nennen.

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2020
1. Fiktive Schuldentilgungsdauer*		
Rückstellungen	2.584.803	2.547.754
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	5.994.933	5.827.708
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-7.437.436	-7.668.649
Zwischensumme	1.142.301	706.814
Ergebnis nach Steuern	-62.391	3.383
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	786.867	827.584
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-664	215
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	28.740	30.371
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	752.552	861.553
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,52 Jahre	0,82 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2020
2. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	812.710	875.102
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	9.460.418	9.675.236
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	8,59%	9,04%

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Wie schon in den Geschäftsjahren 2019 und 2020 musste auch im Jahr 2021 die Rücklage gemäß § 33 E-ControlG für unvorhergesehene Belastungen im Ausmaß von rd. 66.391 € (Vorjahr: rd. 700 €) aufgelöst werden. Grund hierfür ist, dass die für die Bemessung der Rücklage maßgeblichen, testierten Gesamtkosten des vorangegangenen Geschäftsjahres nochmals deutlich unter den testierten Gesamtkosten des für die Bildung maßgeblichen Vorjahres lag.

In Folge dieser deutlichen, nochmaligen Abschmelzung der Rücklage nach § 33 E-ControlG hat sich die Eigenmittelquote im Vergleich zum Vorjahr von rd. 9,04% auf nun rd. 8,59% verringert. Wesentlicher Grund dafür ist die auch im abgelaufenen Geschäftsjahr anhaltende und nicht zuletzt durch die Corona-Pandemie weiter begünstigte, positive Kostenentwicklung (regulatorische Gesamtkosten: 2021 rd. 17,50 Mio. €, 2020: rd. 17,67 Mio. €) sowie die weitere Reduktion des Fremdkapitals der E-Control auf rd. 6,06 Mio. € (Vorjahr: rd. 6,25 Mio. €).

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1.1.-31.12.2021	Zeitraum 1.1.-31.12.2020
1. Working Capital Ratio *		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	8.180.967	8.677.524
kurzfristige Passiva	5.774.822	5.395.079
= Working Capital Ratio	141,67%	160,84%
	Zeitraum 1.1.-31.12.2021	Zeitraum 1.1.-31.12.2020
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *		
Rückstellungen	2.584.803	2.547.754
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	5.994.933	5.827.708
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-7.437.436	-7.668.649
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-5.947	-241.955
- sonstige Forderungen	-12.246	-10.007
= Effektivverschuldung	1.124.108	454.851
Cashflow aus dem Ergebnis	902.492	142.610
= Dynamischer Verschuldungsgrad	1,25 Jahre	3,19 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

GELDFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN		
	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2020
Ergebnis vor Steuern*	-62.225	3.544
+/- Abschreibung/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	786.867	827.584
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	38.682	215
-/+ Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen	26.418	-644
+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	0	0
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	789.742	830.699
-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte	0	0
-/+ Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	236.008	-241.491
-/+ Zunahme/Abnahme der sonstigen Forderungen	-2.238	115.433
-/+ Zunahme/Abnahme der Aktiven Rechnungsabgrenzungsposten	31.574	-345.520
+/- Zunahme/Abnahme der kurzfristigen Rückstellungen	8.309	3.779
+/- Zunahme/Abnahme der langfristigen Rückstellungen	28.740	30.371
+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	-241.009	-244.717
+/- Zunahme/Abnahme der sonstigen Verbindlichkeiten	408.235	418.506
+/- Zunahme/Abnahme der Passiven Rechnungsabgrenzungsposten	-356.701	-424.289
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	902.659	142.771
- Zahlungen für Ertragsteuern	-167	-161
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	902.492	142.610
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	1.032	785
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang und sonstigen Finanzinvestitionen	0	0
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	-1.108.319	-590.927
- Auszahlungen für Finanzanlagenzugang und sonstige Finanzinvestitionen	0	0
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen	667	644
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.106.620	-589.498

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

**GELDFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG
DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN**

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2020
+ Einzahlungen von Eigenkapital	0	0
- Rückzahlungen von Eigenkapital	0	0
- ausbezahlte Ausschüttungen	0	0
+ Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und Finanzkrediten	0	0
- Auszahlungen für die Tilgung von Anleihen und Finanzkrediten	0	0
- Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-27.085	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-27.085	0
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-231.213	-446.888
+/- wechsellkursbedingte und sonstige Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	0	0
+ Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	7.668.649	8.115.536
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	7.437.436	7.668.649

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2021 wurde die „Vorauszahlung“ sowie „Erhaltene Anzahlung“ – resultierend aus der Umwidmung des Stammkapitals samt Bilanzgewinn im Jahr 2011 sowie der Umwidmung des Sondervermögens – bestimmungsgemäß von der E-Control zur Verrechnung für geleistete Tätigkeiten im Rahmen des § 5 Abs 4 E-ControlG verwendet.

Insgesamt wurden im Jahr 2021 rd. 0,51 Mio. € zuzüglich 20% USt (Vorjahr rd. 0,41 Mio. €) an Aufwendung für „nicht regulatorische Tätig-

keiten“ zur Verrechnung gebracht. Der Stand der „Vorauszahlung“ aus der Umwidmung des Stammkapitals samt Bilanzgewinn sowie der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des Sondervermögens beläuft sich mit Ende 2021 auf insgesamt rd. 2,05 Mio. € (Vorjahr rd. 2,67 Mio. €). Die Vorauszahlung aus der Umwidmung des Stammkapitals samt Bilanzgewinn aus dem Jahr 2011 ist nun zur Gänze aufgebraucht.

Ein Liquiditätsrisiko in Folge einer vorzeitigen Fälligkeitstellung der noch verbleibenden als

rückforderbar klassifizierbaren „Erhaltenen Anzahlung“ (rd. 2,05 Mio. €) ist als gering einzuschätzen und auch weiterhin durch den Bestand an liquiden Mitteln gedeckt. Somit ergibt sich für die E-Control, in Kombination

mit der zum Bilanzstichtag ermittelten Schuldentilgungsdauer von nur rd. 1,25 Jahren (Vorjahr 3,19 Jahre), auch weiterhin kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die personelle und sachliche Ausstattung der E-Control ist – trotz der auch im Geschäftsjahr 2021 fortgeführten Kostensenkung und den sichtbaren Auswirkungen der Corona-Pandemie – in den wesentlichen Bereichen auskömmlich. Jedoch werden die gesetzliche Wahrnehmung weiterer regulatorischer Aufgaben und die gesetzliche Wahrnehmung weiterer nichtregulatorischer Aufgaben in den kommenden Jahren, nach einem langjährigen Kostensenkungspfad, eine Gesamtkostenerhöhung entlang einer steigenden Inflation bewirken.

Für die kommenden Geschäftsjahre ist eine wesentliche gesetzliche Änderung zur Unabhängigkeit und zum Aufgabenbereich der Behörde und damit zur strategischen Ausrichtung, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, nicht zu erwarten. Daher sind keine ergebnisbelastenden Vorkehrungen, die sich nicht aus dem täglichen Kerngeschäft der Regulierung direkt ergeben oder gesetzlich ohnehin vorzusehen sind, zu treffen.

Erweiterungen des regulatorischen Aufgabenumfanges waren im Rahmen der Um-

setzung des Clean Energy Package bereits für die Geschäftsjahre 2020 und 2021 zu erwarten, verlagern sich jedoch im Zuge der Corona-Pandemie in das Geschäftsjahr 2022 und werden sich noch spürbarer in den Folgejahren niederschlagen. Die Erweiterung des nichtregulatorischen Aufgabenumfanges durch die geplante Übernahme des behördlichen Monitorings im Bereich der Energieeffizienz verlagern sich ebenso auch auf Grund von gesetzlichen Verzögerungen nun in die zweite Hälfte des Jahres 2022.

Zusätzliche Aufgaben und Aufwendungen verbleiben für die E-Control nach wie vor in Folge der Anwendung der EU-Datenschutz-Grundverordnung, des Bundes Public Corporate Governance Kodex, des nach ISO 27001 zertifizierten Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) sowie des weiterentwickelten unternehmensweiten Internen Kontrollsystems (IKS) sowie Risikomanagementsystems (RMS) in die bestehenden Regelprozessen. Zukünftige datenschutzrechtliche und sicherheitstechnische Anforderungen ergeben sich neben weiteren organisatorischen Anpassungen in Folge einer

breiteren Inanspruchnahme von Homeoffice, auch im Geschäftsjahr 2022.

Die durch diese Rechtsvorschriften allenfalls erforderlichen Personal- und Sachressourcen sind im Rahmen der nach § 30 Abs 1 und 2 E-ControlG gesetzlich zwingend vorgeschriebenen Budgetierung für das Geschäftsjahr 2022 und auch bereits für das Geschäftsjahr 2023 gedeckt.

Die E-Control ist gemäß § 32 Abs 1 E-ControlG verpflichtet, zur Finanzierung ihrer den Elektrizitätsmarkt betreffenden Aufgaben von den Betreibern der Höchstspannungsnetze sowie ihrer den Erdgasmarkt betreffenden Aufga-

ben von den Marktgebiets- bzw. Verteilergebietsmanagern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt in Rechnung zu stellen und individuell mit Bescheid vorzuschreiben.

Für die Geschäftsjahre 2022 sowie 2023 wird daher von dieser gesetzlich vorgesehenen Kostendeckung ausgegangen. Der Budgetierungs- und Finanzierungsprozess der E-Control entspricht unter Risikogesichtspunkten und dem „Going Concern-Prinzip“ den Empfehlungen des Rats der Europäischen Regulierungsbehörden CEER (CEER: „Safeguarding the independence of regulators“ – C16-RBM-06-03).

Risikoberichterstattung

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

Aufgrund der behördlichen Tätigkeit der E-Control erzeugt oder vertreibt sie keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne, für die es eine Preisbildung an Märkten durch Angebot und Nachfrage gibt. Die E-Control ist damit unverändert auch zukünftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt.

Die E-Control ist nicht auf Gewinn ausgerichtet, wodurch sich auch alle damit in Zusam-

menhang stehenden Risiken ausschließen. Die E-Control steht als unabhängige Regulierungsbehörde in der Rechtsform einer Anstalt des öffentlichen Rechts mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben behördlich und unabhängig jeglicher Einflussnahmen aus. Da aus heutiger Sicht insoweit keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, werden auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

Die finanziellen und personellen Aufwendungen der E-Control sind derzeit durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vol-

lem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko dann nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen würden. Dies würde jedoch gesetzliche Änderungen voraussetzen, die im Regelfall aus einem längeren Entstehungsprozess hervorgehen könnten. Derzeit sind keine Gesetzesänderungen erkennbar, die bestehenden Finanzierungsregelungen zu ändern, und daher entfällt auch eine bilanzielle Vorsorge.

Für die E-Control bestehen auch weiterhin keine Währungsrisiken, da annähernd alle Geschäftsvorfälle in Euro abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten oder bilanziellen Vorsorgen zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch etwaige Veranlagungen würden nur in Euro getätigt werden. Somit blieben zwar einerseits bei der Veranlagung Währungschancen durch ein Spekulationsverbot ungenutzt, andererseits würden hier aber auch die Währungsrisiken weitestgehend ausgeschlossen.

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

Das Finanzierungsrisiko der E-Control ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschaurechnungen (Budget) für die Geschäftsjahre 2022 und 2023 („Doppelbudget“) wurden vom Aufsichtsrat am 28. September 2021 genehmigt.

Auch im Geschäftsjahr 2021 fand die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der E-Control von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur der E-Control. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2021 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Das Risikomanagementsystem (RMS) der E-Control wird regelmäßig überprüft und bedarfsgemäß angepasst, um sowohl bestehende Risiken als auch neue Risiken im Rahmen der Erfüllung der übertragenen Tätigkeiten erkennen zu können.

Mit dem Risikomanagementsystem wird erreicht, ein aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibendes Restrisiko für die E-Control zu minimieren. Die E-Control hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 2021 unter dem Einfluss der Corona-Pandemie die erarbeiteten Regelprozesse zum Update des Risikomanagements angewendet und einem Review unterzogen.

Grundlage für das Interne Kontrollsystem (IKS) und Risikomanagementsystem der E-Control bilden die Empfehlungen des nationalen Rechnungshofs, die sich einerseits am COSO-Standard (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) und andererseits an den INTOSAI GOV-Standards (International Organisation of Supreme Audit Institutions) zu Risikomanagement und Internem Kontrollsystem orientieren.

RISIKOMANAGEMENT VERANLAGUNG

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2021 wurden keine Veranlagungen abgeschlossen. Die Veranlagungsrichtlinie der E-Control wurde nach wie vor beibehalten. Sie hat zum Ziel, Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen oder sich aus Währungsdifferenzen ergeben – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten. Gleichzeitig soll auch jede Veranlagung einem hohen Liquiditätsgrad entsprechen.

Das Insolvenzrisiko einer mit der E-Control in Geschäftsbeziehung stehenden Bank verbleibt nach wie vor und würde möglicherweise Veranlagungen in Festgeld und Gelder auf Geschäftskonten der E-Control betreffen. Zur weiteren Berücksichtigung eines möglichen Insolvenzrisikos einer mit der E-Control in Geschäftsbeziehung stehenden Bank darf die E-Control daher nur mit jenen Banken

Geschäfte tätigen, die innerhalb von Europa bzw. Österreich Systemrelevanz haben.

PERSONALRISKEN

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, insbesondere Vertretungsregelungen, zeitgemäße und effiziente Organisationsformen und Steuerungsprozesse, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten und vielfältigen sachorientierten Weiterbildungsmaßnahmen sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung weitestgehend eingegrenzt. Alle diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert, um die Wissensbasis der E-Control auf einem hohen Standard zu halten.

Die durchgeführten Maßnahmen federten auch im abgelaufenen Geschäftsjahr die Fluktuation ab. Zudem wurde in diesem Geschäftsjahr wiederholt ein deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegendes Krankenstandniveau erreicht, eine sehr hohe Leistungsorientierung beibehalten und eine starke Mitarbeiterbindung und beiderseitige Loyalität erzielt.

Alle Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, das hohe Expertenniveau der spezialisierten Fachkräfte zu halten und zu steigern, um den erhöhten Anforderungen auf nationaler und europäischer Ebene weiterhin entsprechen zu können.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH IT

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

Eine Nicht-Funktionsfähigkeit oder nur eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen hat somit auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der E-Control.

Es wurde daher das IT-Risikomanagement auch im Geschäftsjahr 2021, wie schon in Vorjahren, einer Analyse und Anpassung hinsichtlich der Risiken in Zusammenhang mit Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unterzogen. Durch Maßnahmen wie der Inbetriebnahme eines Security Information and Event Management Systems (SIEM) sowie eines Schwachstellen-Scanners wird sowohl die Verfügbarkeit als auch die Betriebssicherheit weiterhin auf einem konstant hohen Niveau gehalten.

Durch einen im Geschäftsjahr 2017 eingeleiteten und im Geschäftsjahr 2021 nahezu abgeschlossenen, notwendigen sukzessiven Austausch hochspezieseller Eigenentwicklungen durch moderne Plattformen und Standardlösungen, die das Abbilden der Geschäftsprozesse der E-Control digital ermöglichen, wurde die Abhängigkeit von ex-

ternen, hochspezialisierten Dienst- und Entwicklungsunternehmen auf ein strategisch und wirtschaftlich vertretbares Maß zurückgestellt.

Um die Sicherheit der in der E-Control verfügbaren Dokumente, Daten und Informationen zu erhöhen, wurde ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) etabliert. Die Einhaltung der technischen und organisatorischen Vorgaben wird jährlich von einem externen Auditor einer akkreditierten Zertifizierungsstelle überprüft und wurde im Geschäftsjahr 2021 erneut nach dem internationalen Standard ISO 27001 rezertifiziert. Dadurch wird sichergestellt, dass die E-Control die Risiken bestmöglich minimiert und eine hohe Datensicherheit gewährleistet.

Auch im Geschäftsjahr 2021 und der durch die Corona-Pandemie bedingten höheren Nutzung von Homeoffice wurde ein unterbrechungsfreier, dezentraler Betrieb ohne zusätzliche Investitionen ermöglicht.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT „Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency“) trat im Geschäftsjahr 2011 in Kraft. Hinzu kam im Geschäftsjahr 2014 eine Durchführungsverordnung mit neuen Registrierungs- und Meldepflichten. Im Geschäftsjahr 2016 wurde die Implementierung der Software zur Überwachung des Großhandels

erfolgreich abgeschlossen, sodass mit der operativen Überwachung des Handels 2017 mit Erfüllungsort Österreich begonnen werden konnte.

Die Entwicklung der für REMIT-Zwecke verarbeiteten Transaktionen steigt seit Einführung stark an. So haben sich seit 2016 sowohl die Zahl der abgeschlossenen Geschäfte als auch die der Handelsaufträge um den Faktor 7 erhöht. Bis Ende 2023 könnte die Datenmenge nochmals zwischen 50% und 100% steigen. Dies hat bereits sowohl hardware- als auch softwareseitig zu Investitionen in Kapazität und Performance geführt, so dass aus heutiger Sicht die Systemvoraussetzungen zumindest bis 2024 ausreichend sind.

Mit den gestiegenen Datenmengen einher ging auch eine Erhöhung der eingeleiteten Verfahren nach REMIT. Im Jahr 2021 haben sich die neuen Verdachtsfälle gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt. Einige der Verfahren führten schlussendlich auch zu Anzeigen bei den Strafbehörden.

Anzumerken ist, dass Verfahren gemäß Art 3 und 5 der REMIT-VO besonders aufwändig sind und sehr zeitintensive Recherchen und Berechnungen erfordern, die als Ergebnis zur Einstellung des Verfahrens oder zu einer Anzeige führen können. Aktuell sind sieben Art-5-Verfahren offen. Demgemäß wurden die personellen Ressourcen im REMIT-Bereich angepasst, um der gesetzlich vorgesehenen maximalen Untersuchungsfrist von 12 Monaten entsprechen zu können.

Die primäre Datenquelle für Transaktionen stellt die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Regulierungsbehörden (ACER) dar. Bedingung für den Erhalt dieser Daten war ein von ACER durchgeführter Peer-Review-Prozess hinsichtlich der Maßnahmen zur Gewährleistung der Datenvertraulichkeit. Die Erfüllung aller Bedingungen zum Schutz dieser vertraulichen Daten stellt daher eine notwendige Bedingung für die Überwachung des Großhandelsmarktes dar. Diese Schutzmaßnahmen umfassen sowohl bauliche, IT-technische als auch Verhaltensmaßnahmen. Im Geschäftsjahr 2021 wurden diese Maßnahmen überarbeitet und mit den generellen Datenschutzvorgaben der E-Control in Einklang gebracht. Die dabei durchgeführte Risikobewertung wurde, wie geplant, ACER vorgelegt und von dieser angenommen.

Der operative Betrieb besteht einerseits aus der Analyse der übermittelten Daten und andererseits aus der Untersuchung von Verdachtsfällen, die über genau definierte Kanäle an die E-Control herangetragen werden. Somit bildete der Schwerpunkt der Startphase die Erarbeitung der programmatischen Warnhinweise, mit denen Auffälligkeiten im Verhalten von Händlern identifiziert werden.

Einen weiteren Schwerpunkt bildete die Vervollständigung der Daten durch ACER und Tätigkeiten im Bereich der Datenqualität, insbesondere der Verbesserung der übermittelten Daten für den Intraday-Handel elektrischer Energie. Auf Initiative der E-Control wurde dazu ein europäisches Projekt gemeinsam

mit ACER, anderen Regulierungsbehörden und Strombörsen gestartet, welches im Geschäftsjahr 2021 abgeschlossen werden konnte.

Daten unzureichender Qualität stellen insofern ein Risiko dar, als sie die Verwendung von Alerts (Mustererkennungsroutinen) erheblich erschweren. Die untersuchten Fehlverhaltenfälle bezogen sich im Geschäftsjahr 2021 insbesondere auf Art 4, Art 5 und Art 9 der REMIT-Verordnung, Art-3-Untersuchungen haben sich 2021 nicht erhärtet. Ein Art-4-Fall konnte, wie auch im Vorjahr, mit einer Verpflichtungszusage abgeschlossen werden.

Das im Geschäftsjahr 2016 implementierte und im Geschäftsjahr 2017 weiterentwickelte Risikomanagementsystem für REMIT hat

sich auch im Geschäftsjahr 2021 bewährt. Nur wenige autorisierte Mitarbeiter der E-Control haben eine grundsätzliche Zugangsberechtigung zu den Produktivdaten von REMIT. Aufgrund der Corona-Pandemie wurde eine zeitlich befristete Ausnahme zu den Sicherheitsregeln ausgesprochen und mit ACER akkordiert. Die Fortführung der Überwachungstätigkeit während des pandemiebedingten Lockdowns wurde dadurch autorisiert. Da nicht im dedizierten lokalen Überwachungsraum gearbeitet werden konnte, wurden durch ein besonderes Zugangssystem zum separaten IT-Netzwerk für REMIT zusätzliche Verhaltensmaßnahmen und Aufzeichnungen so weit kompensiert, dass ein allfälliges daraus resultierendes zusätzliches Risiko weitestgehend minimiert wurde. So konnte die Überwachung aufrechterhalten und sichergestellt werden.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Der E-Control ist es aufgrund des Know-hows ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen und – auch aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags – wichtige Aufgaben der europäischen Regulierung mitzuverantworten.

Auch im Geschäftsjahr 2021 setzte die E-Control ihre Zusammenarbeit und den wechselseitigen Wissenstransfer mit nationalen und internationalen Universitäten,

Forschungseinrichtungen und anderen Energieregulierungsbehörden fort. Dazu wurden Vereinbarungen eingegangen, in denen Interesse an Forschungsprojekten von Organisationen und Konsortien, welche für die regulatorischen Aufgaben der E-Control relevante Ergebnisse versprechen, bekundet wurde.

Auch ist die E-Control in europäischen Arbeitsgruppen vertreten, die sich mit innovativen Themen im Bereich des Strominfrastrukturausbaus, des Systembetriebs und des Markt-

modells befassen. Zudem wurde eine Kooperation mit der Wirtschaftsuniversität Wien mit dem Institut für Entrepreneurship und Innovation gestartet. Im Rahmen von Lehrveranstaltungen werden firmenspezifische Praxisprobleme von Studententeams be- und Lösungsansätze erarbeitet. Mit dieser Kooperation wird für die E-Control ein zentraler Erfolgsfaktor in Lehre und Forschung gesetzt, indem ein professionelles, wissenschaftlich fundiertes Beratungsprojekt gestartet wurde, mit Out-of-the-Box-Ideen und Kontakt zu jungen Studierenden.

Die E-Control ist weiterhin im Projekt INDU-GRID involviert. Unter der Leitung der FH Wels und im Konsortium mit weiteren Forschungseinrichtungen und Unternehmen werden die Anwendbarkeit von Energiegemeinschaften im industriellen Bereich untersucht. Dabei geht es um rechtliche, technische und orga-

nisatorische Fragestellungen. Dieses Projekt soll planmäßig im Geschäftsjahr 2022 abgeschlossen werden.

Auf europäischer Ebene ist die E-Control Projektpartner in der Concerted Action zur Energieeffizienz-Richtlinie der Europäischen Kommission. Gemeinsam mit Partnern aus allen EU-Mitgliedstaaten wird die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie beobachtet, bewertet und zusammengefasst. Die E-Control hat dabei den Lead eines gesamten Arbeitspaketes. Dieses Projekt ist auf 5 Jahre angesetzt.

Die E-Control fördert umfangreich Aus- und Weiterbildung ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Sie leistet damit einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

Zweigniederlassungen

Die E-Control verfügt über keine Zweigniederlassungen.

Wien, am 3. Februar 2022
Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der **Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Wien**, bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2021, der Gewinn- und Verlust-Rechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2021 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz).

GRUNDLAGE FÜR DAS PRÜFUNGSURTEIL

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von der Anstalt öffentlichen Rechts

unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise bis zum Datum des Bestätigungsvermerks ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu diesem Datum zu dienen.

SONSTIGE INFORMATIONEN

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen beinhalten alle Informationen im Tätigkeitsbericht, ausgenommen den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Bestätigungsvermerk. Der Tätigkeitsbericht wird uns voraussichtlich nach dem Datum des Bestätigungsvermerks zur Verfügung gestellt.

Unser Prüfungsurteil zum Jahresabschluss erstreckt sich nicht auf diese sonstigen Informationen, und wir werden dazu keine Art der Zusicherung geben.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses haben wir die Verantwortlichkeit, diese sonstigen Informationen zu lesen, sobald sie vorhanden sind, und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen wesentliche Unstimmigkeiten zum Jahresabschluss oder zu unseren bei der Abschlussprüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder anderweitig falsch dargestellt erscheinen.

VERANTWORTLICHKEITEN DER GESETZLICHEN VERTRETER UND DES AUFSICHTSRATES FÜR DEN JAHRESABSCHLUSS

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz) ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit – sofern einschlägig – anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Anstalt öffentlichen Rechts zu liquidieren oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Anstalt öffentlichen Rechts.

VERANTWORTLICHKEITEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- > Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- > Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.
- > Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- > Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Anstalt öffentlichen Rechts von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.
- > Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

- > Wir tauschen uns mit dem Aufsichtsrat unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

BERICHT ZUM LAGEBERICHT

Der Lagebericht ist aufgrund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des

Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz).

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

Urteil

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Anstalt öffentlichen Rechts und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, am 3. Februar 2022

RSM Austria Wirtschaftsprüfung GmbH



WP/StB Mag. Kristina Weis WP/StB Mag. Stefan Walter
Wirtschaftsprüferin Wirtschaftsprüfer

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

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

Compliance, Informationssicherheit
und Datenschutz, Seite 158

Jahresabschluss der E-Control, Seite 162

BERICHTE DER E-CONTROL



BERICHTSWESEN

Im Jahr 2021 hat die E-Control die folgenden Berichte erstellt und veröffentlicht:

- > Tätigkeitsbericht
- > Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle
- > Ökostrombericht
- > Monitoring Report zur Versorgungssicherheit Strom
- > Stromkennzeichnungsbericht



- > Corporate Governance Bericht
- > Monitoring Report Qualität der Netzdienstleistungen
- > Smart Meter Bericht
- > Ausfall- und Störungsstatistik
- > Konsumentenschutzbericht
- > Bericht 20 Jahre E-Control
- > Statistikbroschüre



Sämtliche Berichte sind auf der Website der E-Control unter www.e-control.at abrufbar.

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

Compliance, Informationssicherheit
und Datenschutz, Seite 158

Jahresabschluss der E-Control, Seite 162

Berichte der E-Control, Seite 202

TÄTIGKEIT DER E-CONTROL IN ZAHLEN



TÄTIGKEIT DER E-CONTROL IN ZAHLEN

Behördliche Verfahren

BEHÖRDLICHE VERFAHREN		
Verfahren	Anzahl	
In Summe wurden im Jahr 2021	261	Verwaltungsverfahren
und zusätzlich	9	Verordnungsverfahren geführt und abgeschlossen.
Hinzu kommen noch rund	198	laufende Verwaltungsverfahren,
davon	75	gerichtsanhängige Verfahren.

BEHÖRDLICHE VERFAHREN		
Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Konsultationen – Gas	5	
		Gaskennzeichnungsverordnungsnovelle 2021
		GSNE-VO 2013 - Novelle 2022
		Sonstige Marktregeln Kapitel 2 und 4 - Novelle 2021
		Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 - Novelle 2021
		Sonstige Marktregeln Kapitel 5 V 2.0
Konsultationen – Strom	8	
		EAG-Befreiungsverordnung
		Stromkennzeichnungsverordnung 2022
		SNE-V 2018 - Novelle 2022
		Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2022
		Sonstige Marktregeln Kapitel 6 - Novelle 2021
		Sonstige Marktregeln Kapitel 10 V3.3
		SOGL Datenaustausch-Verordnung
		Sonstige Marktregeln Kapitel 5 V 2.0

VERORDNUNGEN		
Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Verordnungen – Gas	4	
		Gaskennzeichnungsverordnungsnovelle 2021
		GSNE-VO 2013 - Novelle 2022
		Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 - Novelle 2021
		GSNE-VO 2013 - 2. Novelle 2021
Verordnungen – Strom	5	
		EAG-Befreiungsverordnung
		Stromkennzeichnungsverordnung 2022
		SNE-V 2018 - Novelle 2022
		Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2022
		SOGL Datenaustausch-Verordnung
Beschcheidverfahren		
Abgeschlossene Verfahren	250	
Anzahl der laufenden Verfahren	145	
Davon gerichtsanhängige Verfahren	75	
Beteiligung an Verfahren anderer Behörden	11	

Öffentlichkeitsarbeit

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT	
	Anzahl
Veröffentlichung inhaltlicher Updates auf der E-Control-Website	rund 1.000
Veröffentlichung von Fachpublikationen und Berichten auf der E-Control-Website	29
Veröffentlichung von Meldungen auf den Social-Media-Kanälen Facebook, Twitter und YouTube	218
> Gesamtreichweite in Personen	3.300.000
Beauskunftung von Anfragen über Social-Media-Kanäle	rund 600
Abhaltung öffentlicher Webinare	6
> durchschnittliche Teilnehmer	170
Online-Talks	2
Versendung Branchen-, Industrie- und Gewerbe- bzw. Konsumenten-Newsletter	12
> Reichweite Branche (Empfänger)	852
> Reichweite Industrie und Gewerbe (Empfänger)	163
> Reichweite Konsumenten (Empfänger)	1.738
> Durchschnittliche Öffnungsrate	54%
Erklärfilme	2
> Aufrufe gesamt	185.000
Community-Mailings für junge Erwachsene	14
> Reichweite (Bewerbung)	275.884
> Link-Klicks (Leads)	2.538
Pressegespräche	5
Energie Round Table	1
Presseausendungen	24
Journalistenseminare	1
(Online) Fachveranstaltungen	3
Veranstaltungen	1

Direkte Endkundeninformation

PERSÖNLICHE ENDKUNDENKONTAKTE	
	Anzahl
Anrufe bei der Energie-Hotline	5.971
Schriftliche Anfragen an die Energie-Hotline	1.776
Schlichtungsanträge	633
Anfragen und Beschwerden bei der Schlichtungsstelle	1.270

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

Compliance, Informationssicherheit
und Datenschutz, Seite 158

Jahresabschluss der E-Control, Seite 162

Berichte der E-Control, Seite 202

Tätigkeit der E-Control in Zahlen, Seite 206

RECHTS- GRUNDLAGEN



RECHTSGRUNDLAGEN MIT VERWENDETEN ABKÜRZUNGEN

Kurzbezeichnung im Text	Vollständiger Titel
ACER-VO	Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
BAK	Bundesamt für Korruptionsbekämpfung
B-PCGK 2017	Public Corporate Governance Kodex des Bundes 2017
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EBGL	Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem
Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie	Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
Elektrizitätsbinnenmarktverordnung	Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
Elektrizitätsstatistikverordnung	Verordnung über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft
EIWOG 2010	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010
EMo-V	Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung
END-VO 2012	Netzdienstleistungsverordnung Strom 2012
Energieeffizienz-Richtlinie	Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz
Energienkungsgesetz 2012	Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung
Erdgasbinnenmarktrichtlinie	Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG
Erneuerbaren-Richtlinie	Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
Gas-Bilanzierungsnetzkodex	Verordnung (EU) 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
Gaskennzeichnungsverordnung	Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Gaskennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern
Gas-SoS-VO	Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung
Gasstatistikverordnung	Verordnung betreffend die Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art
Gasverordnung	Verordnung (EG) 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
GMMO-VO 2020	Gas-Marktmodell-Verordnung 2020
GMO-VO	Gas-Monitoring-Verordnung
Governance-Verordnung	Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz
GQND-VO	Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung
GSNE-VO	Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung

Kurzbezeichnung im Text	Vollständiger Titel
GWG 2011	Gaswirtschaftsgesetz 2011
Infrastruktur-Verordnung	Verordnung (EU) 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
IME-VO	Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung)
ISMS	Informationssicherheits-Managementsystem
KSchG	Konsumentenschutzgesetz
LULUCF-Verordnung	Verordnung (EU) 2018/841 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030
NC TAR	Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen
NISG	Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz
NIS-Richtlinie	Richtlinie (EU) 2016/1148 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen in der Union
ÖSG 2012	Ökostromgesetz 2012
Preistransparenzgesetz	Bundesgesetz über die Transparenz von Preisen für Erdöl, Mineralölerzeugnisse, Gas, Strom und Arzneimittel sowie der Preisauszeichnungsvorschriften
Preistransparenzverordnung Treibstoffpreise 2011	Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend betreffend Mitteilung und Meldung von Treibstoffpreisen an die Preistransparenzdatenbank nach dem Preistransparenzgesetz
REMIT-Verordnung	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
SNE-V	Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018
SOGL	Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
SOS-Verordnung	Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010
TEN-E-Verordnung	Verordnung (EU) 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009
Transparenz-VO	Verordnung (EU) 543/2017 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

Compliance, Informationssicherheit
und Datenschutz, Seite 158

Jahresabschluss der E-Control, Seite 162

Berichte der E-Control, Seite 202

Tätigkeit der E-Control in Zahlen, Seite 206

Rechtsgrundlagen, Seite 212

ABBILDUNGS- VERZEICHNIS



ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Stromversorgungsstruktur 2021 im Vergleich zu 2020	18
Abbildung 2	Inlandsaufbringung und Inlandsverbrauch	19
Abbildung 3	Stromverbrauchsreduktion durch COVID-19-Maßnahmen in Österreich und dem Euroraum	19
Abbildung 4	Gasversorgungsstruktur 2021 im Vergleich zu 2020	22
Abbildung 5	Day-ahead-Spotpreise in der 12:00-Auktion (Marktkopplungsauktion) und Timespreads zur 10:15-Auktion im Jahr 2021	27
Abbildung 6	Strom-, Kohle-, CO ₂ -Preisentwicklungen am Terminmarkt der EEX im Jahr 2021	29
Abbildung 7	Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel	31
Abbildung 8	Day-ahead-Gaspreise vom CEGHIX	32
Abbildung 9	Entwicklung der Gas-, Öl- und Kohlepreise	32
Abbildung 10	Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 2001 bis 2022	51
Abbildung 11	Netzentgeltentwicklung in Österreich von 2021 zu 2022	52
Abbildung 12	Versorgungsausfälle (SAIDI) gerundet in Minuten pro Jahr, ungeplante kundenbezogene-Nicht-Verfügbarkeit mit regional außergewöhnlichen Ereignissen (RAE) und ohne RAE	56
Abbildung 13	Entwicklung der Regelreservekosten	57
Abbildung 14	Übersicht der Zählpunkte mit Smart Metern tatsächlich und geplant nach Roll-out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2020	60
Abbildung 15	Stromkennzeichnung 2020	61
Abbildung 16	Entwicklung der Gastarifizierungsmenge im -3-Jahres-Schnitt	67
Abbildung 17	Gasnetzentgelte (Netzebene 3) für Musterkunden 2022 mit Vergleich zu 2021	68
Abbildung 18	Gasnetzentgelte (Netzebene 2) für Musterkunden 2022 mit Vergleich zu 2021	69
Abbildung 19	Entwicklung SAIDI 2013 bis 2020 für Österreich	71
Abbildung 20	Gasverbrauchsszenarien für das Marktgebiet Ost bis zum Jahr 2031	73
Abbildung 21	Einspeisung erneuerbarer Gase bis zum Jahr 2030	74
Abbildung 22	Ausgleichsenergieabrufe im Marktgebiet Ost	77
Abbildung 23	Ausgleichsenergieabrufe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	78
Abbildung 24	Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs in Österreich 2003 bis 2021	80
Abbildung 25	Gas-Speicherfüllstände in Österreich von Oktober 2018 bis Dezember 2021	80
Abbildung 26	Speicherfüllstand der Speicherunternehmen in Österreich von 2020 bis 2021	81
Abbildung 27	REMIT-Verdachtsfälle 2021	87
Abbildung 28	REMIT – Offene Falluntersuchungen 2021	88
Abbildung 29	Infrastrukturstandard für die Gasversorgung in Österreich	98
Abbildung 30	Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX -Terminmarktpreise Year-ahead	112
Abbildung 31	Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr	113
Abbildung 32	Energiepreise Strom bei Haushalten nach Größenklassen	114
Abbildung 33	Energiepreise Strom bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen	114
Abbildung 34	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer und Neukundenrabatten) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	116

Abbildung 35	Energiepreise Gas für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr	117
Abbildung 36	Energiepreise Gas bei Haushalten nach Größenklassen	117
Abbildung 37	Energiepreise Gas bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen	118
Abbildung 38	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	119
Abbildung 39	Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten	120
Abbildung 40	Entwicklung des Versorgerwechsels und der Wechselraten für Strom	125
Abbildung 41	Entwicklung des Versorgerwechsels und der Wechselraten für Gas	126
Abbildung 42	Index Europäischer Haushaltspreise für Strom HEPI (Household Energy Price Index) – mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU32-Hauptstädte (Energie, Netz und Steuern und Abgaben)	127
Abbildung 43	Index Europäischer Haushaltspreise für Gas HEPI (Household Energy Price Index) – mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU15-Hauptstädte (Energie, Netz und Steuern und Abgaben)	128
Abbildung 44	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (EIWOG-§16a-Anlagen) in Österreich	129
Abbildung 45	Konsumentenschutz-Kennzahlen 2020	130
Abbildung 46	Abfragen im Tarifikalkulator nach Bundesland	137
Abbildung 47	Tarifikalkulator – Struktur der Stromabfragen	138
Abbildung 48	Produktspezifikationen bei Stromabfragen	139
Abbildung 49	Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2021	140
Abbildung 50	Preismonitor Gas – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2021	140
Abbildung 51	Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2021)	141
Abbildung 52	Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2021)	141
Abbildung 53	Anfragegründe Energie-Hotline	144
Abbildung 54	Anfragen, Beschwerden und Verfahren der Schlichtungsstelle 2021	150
Abbildung 55	Geschäftsfälle der Schlichtungsstelle zum Anfragegrund Rechnung 2021	151
Abbildung 56	Geschäftsfälle der Schlichtungsstelle zum Anfragegrund Zahlungsschwierigkeiten 2021	151
Abbildung 57	Anfragen, Beschwerden und Verfahren der Schlichtungsstelle 2021	152
Abbildung 58	Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Gas	156
Abbildung 59	Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Elektrizität	157
Abbildung 60	Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Gas	157
Abbildung 61	Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Elektrizität	157

VERLAUF ...

Vorwort, Seite 6

Stromversorgung, Seite 16

Gasversorgung, Seite 20

Preisentwicklungen, Seite 24

Entwicklungen Europarecht, Seite 34

Rechtsentwicklungen in Österreich, Seite 40

Strom – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 46

Gas – Regulierung und Marktaufsicht, Seite 64

REMIT, Seite 84

Versorgungssicherheit, Seite 92

Internationale Aktivitäten, Seite 102

Monitoring des Endkundenmarktes, Seite 110

Services der E-Control, Seite 134

Statistische Erhebungen, Seite 154

Compliance, Informationssicherheit
und Datenschutz, Seite 158

Jahresabschluss der E-Control, Seite 162

Berichte der E-Control, Seite 202

Tätigkeit der E-Control in Zahlen, Seite 206

Rechtsgrundlagen, Seite 212

Abbildungsverzeichnis, Seite 216



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:

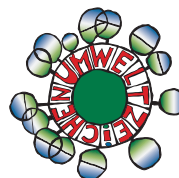
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. (Brügge)
 Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
 Vorstand E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Text: E-Control

Druck: DER SCHALK, 2486 Pottendorf

© E-Control 2022



Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“
 des Österreichischen Umweltzeichens,
 Michael Schalk Ges.m.b.H., UZ-Nr. 1260

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.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2021



Gefällt mir



Kommentieren



Teilen



