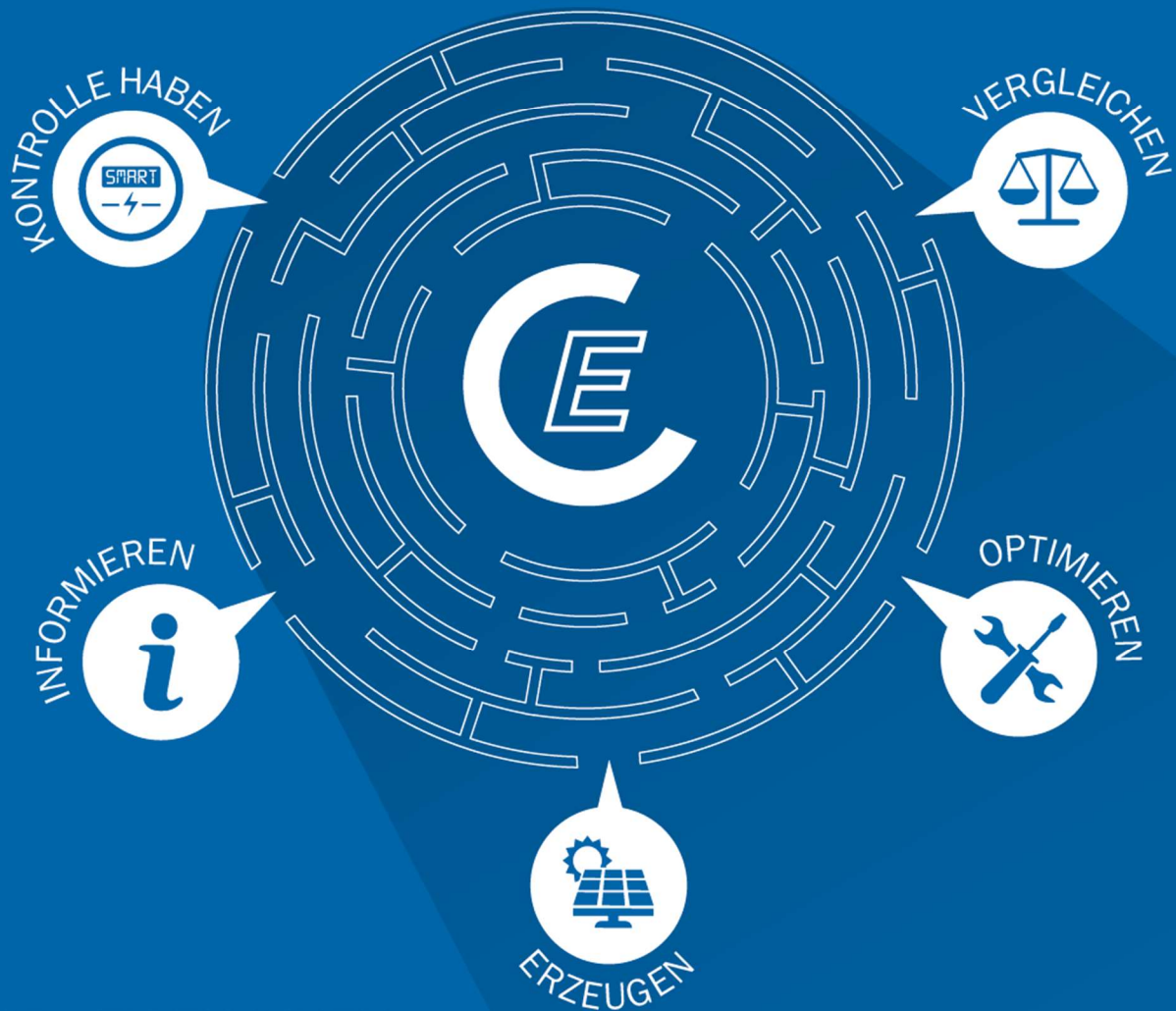


# UNSERE ENERGIE SCHAFFT KLARHEIT.



WIR ZEIGEN IHNEN  
DEN RICHTIGEN WEG!

[www.e-control.at](http://www.e-control.at)

1. VORWORT .....	4
2. STROMVERSORGUNG 2019 .....	6
2.1. Gesamtstromversorgung 2019 .....	6
2.2. Entwicklung der Ökostrommengen .....	7
3. GASVERSORGUNG 2019 .....	9
4. PREISENTWICKLUNG AM GROSSHANDELSMARKT .....	10
4.1. Stromgroßhandelsmarkt 2019 .....	10
4.2. Gasgroßhandelsmarkt 2019 .....	12
5. ENTWICKLUNGEN DES RECHTSRAHMENS AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH .....	14
5.1. EU-Rechtsentwicklungen – Clean Energy Package .....	14
5.2. Nationale Rechtsentwicklungen, Ökostromgesetz-Novelle 2019 .....	15
6. STROMREGULIERUNG UND STROMMARKTAUFSICHT .....	16
6.1. Regulierung der Stromnetze .....	16
6.2. Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz .....	19
6.3. Netzdienstleistungsqualität .....	19
6.4. Entflechtungsaufsicht .....	22
6.5. Regelreservemarkt .....	22
6.6. Stromhandelsplätze .....	23
6.7. Marktregeln .....	25
6.8. Smart Meter .....	26
6.9. Stromkennzeichnung .....	26
7. GASREGULIERUNG UND GASMARKTAUFSICHT .....	27
7.1. Das neue Gasmarktmodell .....	27
7.2. Regulierung der Gasnetze .....	29
7.3. Netzdienstleistungsqualität Gas .....	33
7.4. Entflechtungsaufsicht .....	34
7.5. Infrastrukturentwicklung .....	34
7.6. Virtual Trading Point (CEGH) .....	36
7.7. Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt .....	36
7.8. Gasspeicher .....	36
7.9. Weiterentwicklung der Marktintegration mit Deutschland .....	38
7.10. Integration von erneuerbarem Gas in den Gasmarkt .....	39
7.11. Brennwertbeurteilung .....	40
7.12. Umsetzung der Gas-SoS-VO .....	40

8. REMIT .....	42
8.1. Schwerpunkte der operativen Energiegroßhandelsüberwachung 2019 .....	43
8.2. Kooperation und Austausch .....	45
9. VERSORGUNGSSICHERHEIT.....	45
9.1. Stromversorgungssicherheit.....	45
9.2. Energielenkung .....	48
9.3. Cybersicherheit.....	48
10. INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL .....	49
10.1. Zusammenarbeit in ACER.....	49
10.2. Zusammenarbeit in CEER.....	51
10.3. Weitere internationale Kooperationen .....	53
11. MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES .....	55
11.1. Lieferanten und Angebotsvielfalt .....	56
11.2. Vermittler sowie Plattformen .....	58
11.3. Strom.....	59
11.4. Erdgas.....	61
11.5. Household Energy Price Index: HEPI.....	65
11.6. Konsumentenschutz (Bericht gem. § 28 E-ControlG) .....	66
12. SERVICES DER E-CONTROL .....	69
12.1. Informationsstelle für Markteintritt Strom und Gas .....	69
12.2. Preisvergleiche .....	70
12.3. Spritpreisrechner .....	76
12.4. Energie-Hotline .....	76
12.5. Informationsoffensive für soziale Einrichtungen.....	77
12.6. Messen .....	78
12.7. Öffentlichkeitsarbeit .....	78
12.8. Informationsangebot im Internet.....	78
12.9. Social Media .....	79
12.10. Schlichtungsstelle der E-Control .....	80
13. STROMRECHNUNGEN DER ZUKUNFT .....	81
14. STATISTISCHE ERHEBUNGEN .....	81
14.1. Eurostat-Preiserhebungen .....	81
14.2. Zahl der Meldepflichtigen und Meldungen .....	82
14.3. Erinnernde Kontakte .....	82
15. COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ .....	83

## 1. VORWORT

Die Energiewelt verändert sich. Einerseits soll die Energieversorgung ökologischer und nachhaltiger gestaltet werden. Andererseits gibt es immer mehr neue technische Möglichkeiten, massiv unterstützt durch die Digitalisierung. Und letztendlich geht der Trend in Richtung Selbsterzeugung von Strom. Was für Industrieunternehmen zum Teil bereits Wirklichkeit ist, wird auch für immer mehr Haushalte und kleine Gewerbebetriebe zur Realität.

Dezentrale Erzeugungsstrukturen, die Volatilität der Erneuerbaren, neue Akteure und Rahmenbedingungen, gleichzeitig innovative Geschäftsmodelle und nicht zuletzt die Energy Communities bieten Chancen und Möglichkeiten, sie bringen aber auch Herausforderungen mit sich.

### ***Clean Energy Package***

Das Clean Energy Package mit seinen vielen Teilbereichen trägt der veränderten Stromwelt Rechnung. Erste Teile sind bereits in Kraft getreten, wie etwa die Vorgabe, dass ein Anteil von 70 Prozent der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen, was für die Übertragungsnetzbetreiber durchaus herausfordernd ist. Weitere Umsetzungsschritte zum Clean Energy Package folgen im heurigen Jahr und werden auch von der E-Control begleitet, da viele Bereiche jene Themen berühren, mit denen sich die E-Control ohnehin intensiv beschäftigt.

Gleichzeitig war auch noch die Umsetzung des vorangegangenen EU-Gesetzesrahmens, des Dritten Energiebinnenmarktpakets, voranzubringen, etwa im Bereich der länderübergreifenden Kapazitätsberechnungen für DayAhead- und Intraday-Stromhandel oder auch die Vorgaben für die Ausfallsplanung relevanter Stromversorgungskomponenten.

### ***Versorgungssicherheit im Fokus***

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bleibt weiterhin ein wesentliches Ziel der E-Control. Gerade Gas spielt dabei eine große Rolle, nach wie vor auch für die Stromversorgung. Vor allem die zweite Jahreshälfte 2019 war von der Frage geprägt, ob es am 1. Jänner 2020 zu Importeinschränkungen bei Erdgaslieferungen aus Russland kommen wird. Unter maßgeblicher Beteiligung der E-Control kam es mit allen involvierten Akteuren in Österreich – etwa dem (damals) BMNT, der AGGM, der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber sowie der OMV und dem CEGH –, aber auch im Ausland zu umfassenden Vorbereitungsarbeiten und engen Abstimmungsgesprächen. Letztlich gab es keine Importeinschränkungen, in jedem Fall aber wäre Österreich bestens vorbereitet gewesen.

### ***Erstmals Gaskennzeichnung verordnet***

Das Thema Erneuerbare Gase gewinnt immer mehr an Bedeutung. Dem trägt die E-Control Rechnung und hat deshalb im September 2019 die Gaskennzeichnungsverordnung erlassen. Damit hat sie ein homogenes Instrument erzeugt, mit dem nun auch Gaslieferanten für ihre Kundinnen und Kunden mehr Transparenz schaffen. Die Gaskennzeichnung wird künftig einheitlich erfolgen und ist ein weiterer Meilenstein, wenn es darum geht, die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren im gesamten Energiemix voranzutreiben. Österreich nimmt damit auch wieder eine Vorreiterrolle in Europa ein.

### ***Preise im Aufwärtstrend***

Das Jahr 2019 war geprägt von steigenden Strom- und Gaspreisen, die auch die heimischen Kundinnen und Kunden getroffen haben. Die Preiserhöhungen waren im Wesentlichen auf zwei Entwicklungen auf den europäischen Großhandelsmärkten zurückzuführen: Einerseits sind die Preise der wichtigsten fossilen Brennstoffe Öl, Gas und Kohle sowie die CO<sup>2</sup>-Preise deutlich angestiegen. Andererseits bewirkte die Strompreiszonentrennung zwischen Österreich und Deutschland eine Verkleinerung des Marktes, weniger Marktteilnehmer, niedrigere Liquidität und erhöhte

Beschaffungsrisiken für österreichische Marktteilnehmer. Trotz allem sind die österreichischen Großhandelspreise im europäischen Vergleich immer noch verhältnismäßig gering.

### ***Neuer Rekord bei den Wechselzahlen***

Nicht zuletzt aufgrund der gestiegenen Strom- und Gaspreise waren die heimischen Energiekundinnen und -kunden im vergangenen Jahr besonders preissensibilisiert und haben sich vermehrt für günstigere Strom- und Gasangebote interessiert. 2019 haben rund 345.200 Strom- und Gaskunden – sowohl Haushalte als auch Unternehmen – ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Damit wurde der bisherige Wechselrekord aus dem Jahr 2017 noch einmal übertroffen. Einen neuen Stromlieferanten suchten sich 2019 knapp 264.000 Kundinnen und Kunden (darunter mehr als 209.000 Haushalte), einen neuen Gaslieferanten gut 81.200 (darunter rund 76.000 Haushalte). Die Wechselraten betragen im Jahr 2019 bei Strom somit 4,3 Prozent, bei Gas 6,0 Prozent.

### ***Tarifkalkulator mit weiteren neuen Features***

Im Jahr 2017 wurde das beliebteste Onlinetool der E-Control, der Tarifkalkulator, einem kompletten Relaunch unterzogen, 2019 folgten weitere Neuerungen für eine noch bessere Nutzung. Die im letzten Jahr vorgenommenen Weiterentwicklungen waren aber nur ein erster Schritt zu einer neuerlichen Verbesserung des Tarifkalkulators. Im heurigen Jahr soll die Einbindung und die Darstellung von dynamischen Tarifen erarbeitet werden und der Tarifkalkulator nicht zuletzt damit die modernste Vergleichsplattform für Strom und Gas in Österreich bleiben.

### ***Erstmals auch Verzeichnis für Ladestellen***

2019 setzte die E-Control einen wichtigen Meilenstein für Transparenz in der Mobilität. Gemeinsam mit dem damaligen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus wurde ein Ladestellenverzeichnis implementiert und somit ein weiterer Schritt zur Akzeptanz der E-Mobilität in Österreich gesetzt. Die E-Mobilität mit Strom aus erneuerbaren Energien ist eine vielversprechende Alternative, um die Abhängigkeit des Verkehrs von fossilen Brennstoffen und damit den CO<sup>2</sup>-Ausstoß zu verringern. Eine zuverlässige und flächendeckende Information für die Verbraucherinnen und Verbraucher betreffend Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten ist ein wichtiger Baustein bei der Energie- und Verkehrswende. Einige wünschenswerte Informationen können derzeit im Ladestellenverzeichnis noch nicht angezeigt werden. Eine Diskussion über mögliche Erweiterungen steht bereits auf der Agenda der E-Control.

Das heurige Jahr bringt eine Fülle an – teils auch neuen – Herausforderungen für die Regulierungsbehörde mit sich. Entscheidend wird es sein, das politisch angestrebte klimaneutrale Energiesystem der Zukunft vernetzter und gesamthafter zu denken. Das Regierungsprogramm stellt dafür entsprechende Weichen. Das Energiejahr 2020 wird also spannende Aufgaben mit sich bringen, die die E-Control nur erfüllen kann, weil ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter nach wie vor mit großem Engagement und einer hohen Expertise agieren. Dafür möchten wir uns sehr herzlich bedanken. Bedanken möchten wir uns auch bei den Marktteilnehmern und allen Partnern der E-Control für die gute und konstruktive Zusammenarbeit 2019.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand E-Control

DI Andreas Eigenbauer

Vorstand E-Control

## 2. STROMVERSORGUNG 2019

### 2.1. Gesamtstromversorgung 2019

Im Jahr 2019 wurden 66 TWh an elektrischer Energie an Endkundinnen und -kunden abgegeben, dies ist eine Steigerung um 105 GWh bzw. 0,2% gegenüber dem Vorjahr. Die Stromerzeugung in Österreich stieg um 5,4 TWh. Die Nettoimporte sanken sehr stark, nämlich um 5,8 TWh.

STROMBILANZ 2018 UND 2019 in GWh			
	2019	2018	Δ
Stromerzeugung	72.934	67.511	5.423
Importe	26.047	28.075	-2.029
Exporte	-22.918	-19.129	-3.789
Nettoimporte	3.129	8.946	-5.818
Verbrauch für Pumpspeicherung	-4.826	-5.116	290
Eigenbedarf	-1.927	-2.105	178
Netzverluste	-3.305	-3.336	31
Summe = Endverbrauch	66.005	65.900	105

Abbildung 1  
Strombilanz 2018 und 2019

Quelle: E-Control

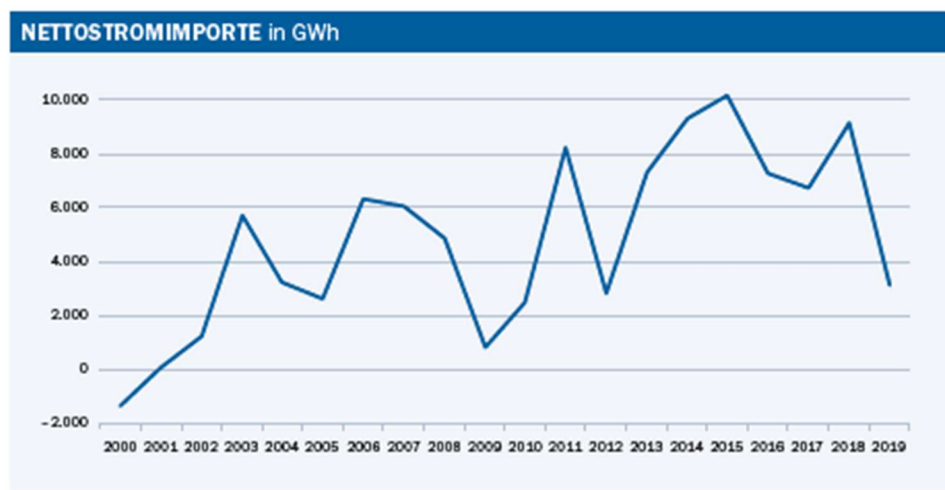


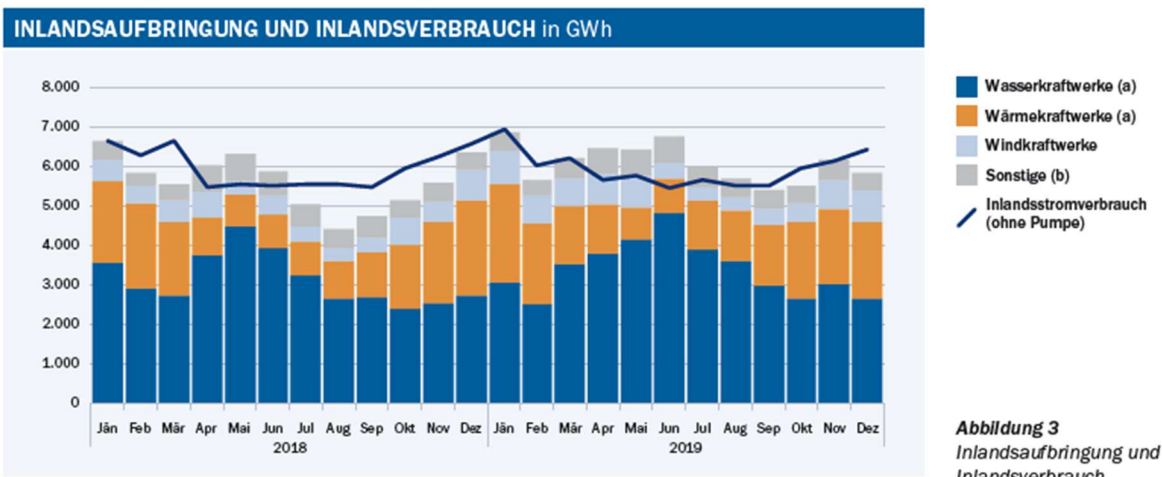
Abbildung 2  
Nettostromimporte  
2000-2019

Quelle: E-Control

Die gute Wasserführung und gestiegene Windkraftenerzeugung haben dazu geführt, dass heimische Kraftwerke im Jahr 2019 signifikant mehr erzeugt haben als im Jahr 2018. Ebenfalls gestiegen ist die Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Nettostromimporte nach Österreich in den Jahren 2000 bis 2019. Im Jahr 2019 gab es die niedrigsten Nettostromimporte seit sieben Jahren.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs und die heimische Stromerzeugung mit verschiedenen Kraftwerkstypen.



**Abbildung 3**  
Inlandsaufbringung und  
Inlandsverbrauch

a) Umfasst unterjährig Kraftwerke aller Erzeuger, die zumindest ein Kraftwerk betreiben, das direkt an den Netzebenen gemäß § 63 z 1 bis 3 EEWG 2010 angeschlossen ist oder das eine Brutto-Engpassleistung von zumindest 10 MW hat. Es werden alle Kraftwerke dieser Erzeuger erfasst.  
 b) Monatliche Erzeugung von nicht erfassten Kraftwerken. Die Aufteilung der sonstigen Menge nach Kraftwerkstyp und/oder Energieträgern erfolgt jährlich.

Quelle: E-Control

## 2.2. Entwicklung der Ökostrommengen

ÖKOSTROMEINSPHESEMENGEN UND -VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH Q1-Q3 2019 im Vergleich zu Q1-Q3 2018			
Energieträger	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
<b>Q1-Q3 2019</b>			
Kleinwasserkraft (unterstützt)	1.056	63,6	6,02
Sonstige Ökostromanlagen	6.749	749	11,09
Windkraft	4.464	407,7	9,13
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.275	157,7	12,37
Biomasse gasförmig *)	424	73,6	17,36
Biomasse flüssig	0	0,0	8,29
Photovoltaik	575	109,0	18,96
Deponie- und Klärgas	10	0,6	5,74
Geothermie	0,2	0,01	5,27
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>7.805</b>	<b>812,2</b>	<b>10,41</b>
<b>Q1-Q3 2018</b>			
Kleinwasserkraft (unterstützt)	1.244	68,5	5,50
Sonstige Ökostromanlagen	5.839	688	11,79
Windkraft	3.406	312,0	9,16
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.490	193,0	12,95
Biomasse gasförmig *)	425	73,8	17,37
Biomasse flüssig	0	0,0	11,68
Photovoltaik	505	108,9	21,55
Deponie- und Klärgas	12	0,6	5,03
Geothermie	0,2	0,01	3,80
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>7.083</b>	<b>756,8</b>	<b>10,68</b>

**Abbildung 4**  
Ökostromeinspeisemengen  
und -vergütungen der  
ersten drei Quartale 2019 im  
Vergleich zu den ersten drei  
Quartalen 2018

\*) Allfällige Betriebskostenzuschläge wurden berücksichtigt.

Quellen: OeMAG, E-Control, Stand Februar 2020

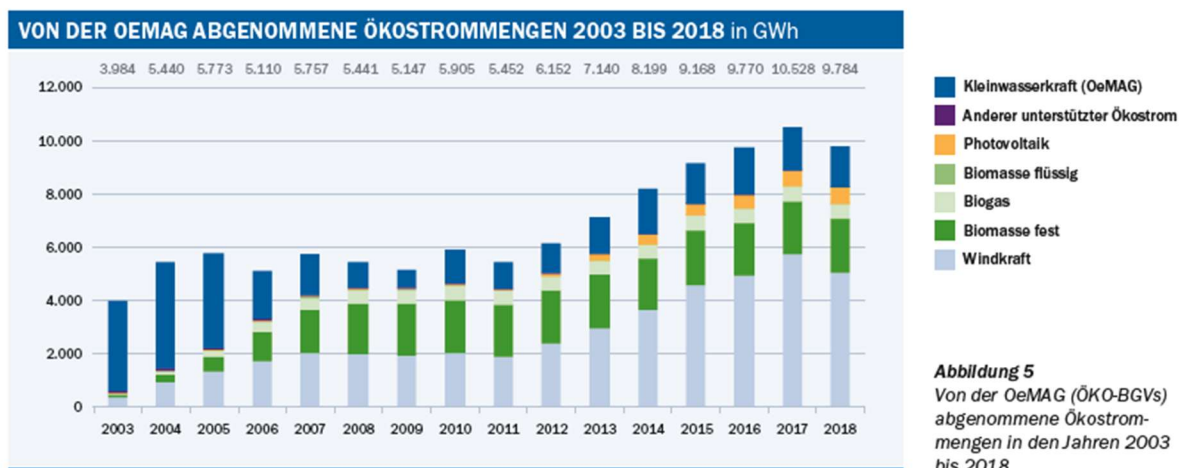
Für das Jahr 2019 liegen die Ökostrommengen der ersten drei Quartale vor und werden in Abbildung 4 dargestellt. In Summe wurde in den ersten drei Quartalen 2019 deutlich mehr Strom aus Windkraft von der OeMAG abgenommen. Ebenfalls zugenommen hat die Stromerzeugung aus Photovoltaik. Diese Zuwächse übersteigen den Rückgang bei Strom aus Biomasse. Im Ergebnis wurden gegenüber den ersten drei Quartalen des Vorjahres etwa 700 GWh mehr an Ökostrom abgenommen, was sich auch in einem Anstieg des Vergütungsvolumens auswirkt.

Die Entwicklung der jährlich abgenommenen geförderten Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2018 ist in Abbildung 5 dargestellt.

### Bewegung im Bereich der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen

Nach der Änderung des EIWOG 2010 im Jahr 2017 sind mittlerweile vermehrt gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Betrieb bzw. in Umsetzung. Nachdem zu Beginn nur von einem begrenzten Einsatz zu hören war, belegen die Zahlen, dass derartige Anlagen mittlerweile deutlich verbreiteter sind und weitere folgen sollten. Wie erwartet, sind diese vor allem im Neubau relevant, da eine Umsetzung im Zuge der Errichtung eines Neubaus wesentlich einfacher ist. Im Zuge der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, welche ein wesentliches Merkmal in der Erneuerbaren-Richtlinie sind, könnte weiterer Schwung in diese Thematik kommen.

Weitere Details zu erneuerbaren Energieträgern sind im jährlichen Ökostrombericht der E-Control ausgeführt.



Quelle: OeMAG, E-Control

ANLAGEN GEM. § 16A IN ÖSTERREICH			
	in Betrieb	in Umsetzung/ Transformation	in Planung
Wien	3	6	11
Niederösterreich	2	1	
Oberösterreich	8	38	118
Tirol	5	5	
Steiermark	12	10	
Salzburg	15	124	
Kärnten	4		
Vorarlberg	13	5	5
<b>Gesamt</b>	<b>57</b>	<b>189</b>	<b>134</b>

Abbildung 6  
Anlagen gem. § 16a  
in Österreich,  
Stand Anfang 2019

Quelle: Österreichs Energie

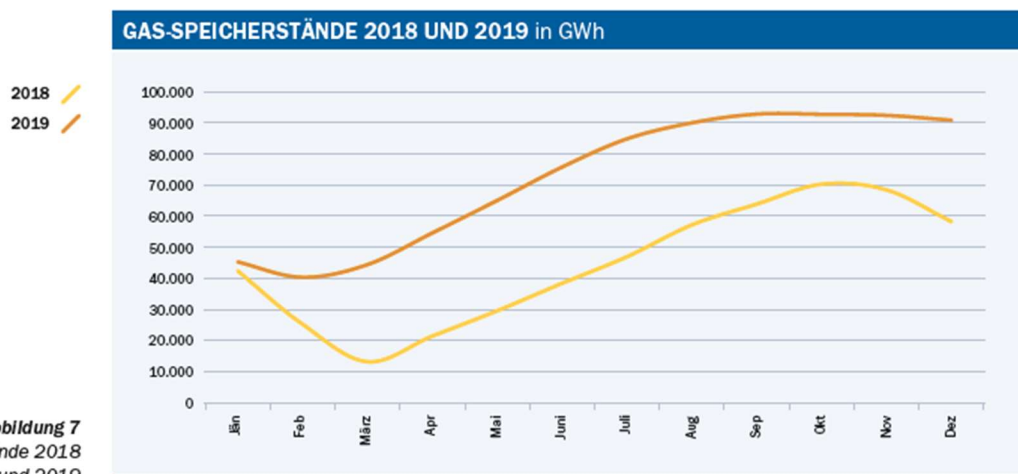


### 3. GASVERSORGUNG 2019

Das Jahr 2019 war physisch weitgehend durch die Vorbereitungen auf eine mögliche Transportunterbrechung in der Ukraine zu Beginn des Jahres 2020 geprägt. Durchaus im Gleichklang mit den Speicherbewegungen in der gesamten Europäischen Union waren die Speicher ab August im Wesentlichen vollgefüllt, was für Österreich bedeutet, dass mit Jahresende um 32,6 TWh oder etwa ein Drittel mehr Gas eingelagert war als im Vorjahr.

Diese bedeutende Veränderung im Vergleich zum Vorjahr wurde durch mehrere Faktoren bestimmt. Einerseits wurde an Endverbraucherinnen und -verbraucher um 3,9% oder 3,53 TWh mehr Erdgas abgegeben, sodass 2019 die Endabgabe 94,21 TWh betrug, die Import-Export-Bilanz hat sich aber um 36,77 TWh erhöht. Während nämlich um 4,5% oder 23,93 TWh mehr importiert wurden, sind auch 2,9% oder 12,84 TWh weniger exportiert worden. Dies war der wesentliche Faktor, der den Speicheraufbau ermöglichte. Im gleichen Zeitraum ist die heimische Produktion von Erdgas um 1 TWh (9%) gesunken, die Einspeisung von biogenem Gas sank um 19 GWh (11%).

Unterjährig haben vor allem die Monate des Gassommers April bis September mit 5,7 TWh zum Verbrauchszuwachs beigetragen. Wesentlich war dieser Zuwachs durch den Verbrauch von öffentlichen Gaskraftwerken verursacht, die in diesem Zeitraum um etwa 1,5 TWh mehr Strom produziert hatten als im Vorjahr. In den Monaten Jänner bis März war der Verbrauch allerdings um 2,1 TWh geringer als im Vorjahr.



**Abbildung 7**  
Gas-Speicherstände 2018  
und 2019

Quelle: E-Control

<b>GASBILANZ 2018 UND 2019 in GWh</b>			
	2019	2018	Δ
Importe	551.501	527.569	23.932
Exporte	-430.093	-442.937	12.844
<b>Nettoimporte</b>	<b>121.407</b>	<b>84.632</b>	<b>36.776</b>
Produktion	10.102	11.101	-999
Biogas	152	171	-19
<b>Heimische Produktion</b>	<b>10.254</b>	<b>11.272</b>	<b>-1.018</b>
Ausspeicherung	36.456	69.770	-33.314
Einspeicherung	-69.072	-69.630	558
<b>Nettospeicherbewegung</b>	<b>-32.615</b>	<b>140</b>	<b>-32.756</b>
Eigenverbrauch u. Verluste	-5.035	-5.045	10
Stat. Differenz	199	-318	517
<b>Summe = Endabgabe</b>	<b>94.210</b>	<b>90.681</b>	<b>3.529</b>

**Abbildung 8**  
Gasbilanz 2018 und 2019

Quelle: E-Control

## 4. PREISENTWICKLUNG AM GROSSHANDELSMARKT

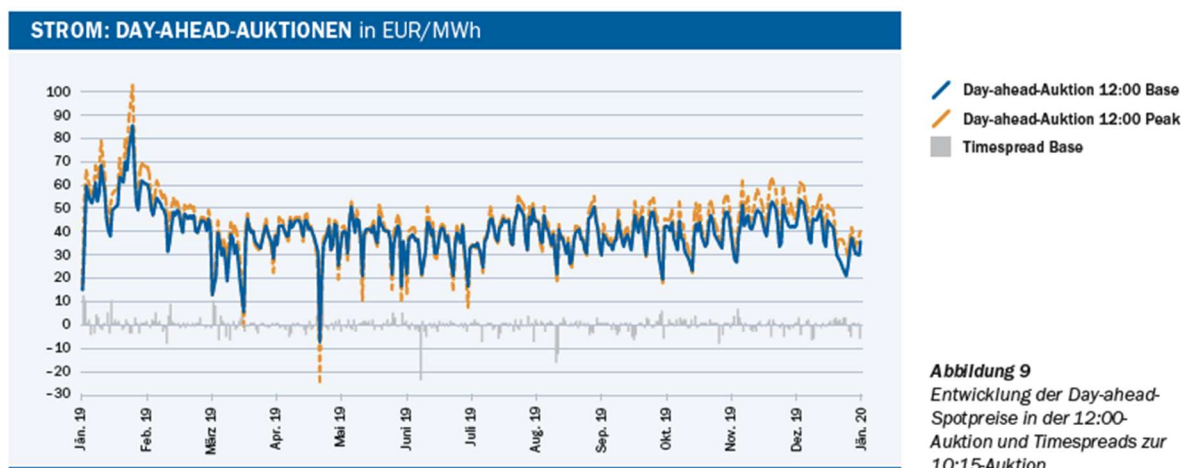
### 4.1. Stromgroßhandelsmarkt 2019

Im österreichischen Stromgroßhandel zeigte sich im Jahr 2019 insgesamt ein deutlicher Rückgang der Spotmarktpreise. In der als Referenzpreis besonders wichtigen Marktkopplungsauktion im Day-ahead-Segment<sup>1</sup> wurde ein Durchschnittspreis von 40,1 EUR/MWh für Lieferung im österreichischen Marktgebiet erreicht. Dies entspricht einer Preisreduktion von durchschnittlich 6,3 EUR/MWh im Vergleich zum Vorjahr (-13,5%). Als wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind die einerseits hohen Erzeugungsmengen aus den österreichischen Wasserkraftanlagen und die im Jahresvergleich rückläufigen Brennstoffpreise bei gleichzeitig starren CO<sup>2</sup>-Preisen zu nennen. Vor allem der angebotsgetriebene Preiseinbruch für Gaslieferungen ist in diesem Kontext herauszustreichen (nähere Informationen dazu sind ab Seite 33 zu finden).

Analysiert man den Day-ahead-Markt auf Tagesbasis, zeigten sich im auch Jahr 2019 stark ausgeprägte Preissprünge, die charakteristisch für Märkte mit hohem Erzeugungsanteil von erneuerbaren Energieträgern sind (siehe Abbildung 9). Dementsprechend variierten die Base-Preise im Preisintervall zwischen -7,3 EUR/MWh und 85,8 EUR/MWh. Obwohl vor allem in den Wintermonaten weiterhin sichtbar, sind die Preisaufschläge auf Peak-Stunden seit Jahren tendenziell rückläufig, was auch auf die fluktuierenden Erzeugungsmuster von Wind und Photovoltaik zurückzuführen ist. Dieser Trend setzte sich auch 2019 fort – im Vergleich zu den Base-Preisen lagen die Peak-Preise um durchschnittlich 7,6% höher (im Jahr 2017 lag der Preisaufschlag noch bei 11,3%). Neben der Marktkopplungsauktion, die täglich um 12 Uhr mittags stattfindet, bietet die Wiener Strombörse EXAA eine zusätzliche lokale Day-ahead-Auktion um 10:15 an. Aufgrund des zeitlichen Unterschieds bei der Durchführung dieser beiden Auktionen existiert eine Preisdifferenz in den Abschlüssen der beiden Auktionen (Timespread). Der durchschnittliche Timespread im Jahr 2019 lag bei 10 Cent/MWh – die Strompreise waren somit aufgrund der früheren Durchführung und der damit verbundenen höheren Unsicherheit an der EXAA etwas teurer. Dieses Ergebnis ist jedoch vor allem den Auktionsergebnissen im ersten Quartal 2019 geschuldet. Im weiteren Jahresverlauf reduzierten sich die mittleren Preisunterschiede deutlich, in einigen Monaten waren die Preise an der EXAA im Vergleich zur später stattfindenden Marktkopplungsauktion sogar günstiger.

<sup>1</sup> Tägliche 12:00-Auktion im Rahmen des europäischen Marktkopplungsprozesses (Marktzugang über die Strombörsen EPEX Spot SE, EXAA und Nord Pool).

In der saisonalen Betrachtung zeigten sich die Spotpreise im Jahr 2019 vergleichsweise stabil. Zwar lag das Preisniveau im Jänner noch bei 56 EUR/MWh, allerdings kam es gestützt durch die starke Zunahme der Wasserkrafterzeugung in den Folgemonaten zu einer deutlichen Preisabschwung. Im März erreichte das Preisniveau den monatlichen Tiefstand von 33,1 EUR/MWh und stieg dann auf ein Preisniveau von etwa 38 EUR/MWh an, welches sich bis Oktober als robust erwies. Durch die Kombination aus verhältnismäßig milden Temperaturen und der hohen Verfügbarkeit erneuerbarer Erzeugung waren die sonst üblichen Preisanstiege am Jahresende sehr moderat. Besonders deutlich wird dies im Vergleich zum Vorjahr – der im vierten Quartal 2019 vorherrschende Durchschnittspreis von 39,9 EUR/MWh bedeutete eine Reduktion von über 30% im Vergleich zum selben Zeitraum 2018. In diesem Zusammenhang muss jedoch auch daran erinnert werden, dass die Preise im vierten Quartal 2018 auch von der ausgeprägten Unsicherheit im Zuge der damals erfolgten Preiszonentrennung mit Deutschland beeinflusst waren. Das Jahr 2019 ist folglich auch das erste vollständige Jahr, in dem sich das österreichische Marktgebiet selbständig in den europäischen Marktkopplungsprozessen behaupten musste. Für die österreichischen Preise besonders relevant sind hierbei die grenzüberschreitenden Nominierungen mit Deutschland, die mit durchschnittlich 2,5 GW durchaus beträchtlich waren. Auch hier bestehen deutliche Saisoneffekte – die höchsten Nettoimporte traten in den Wintermonaten auf.



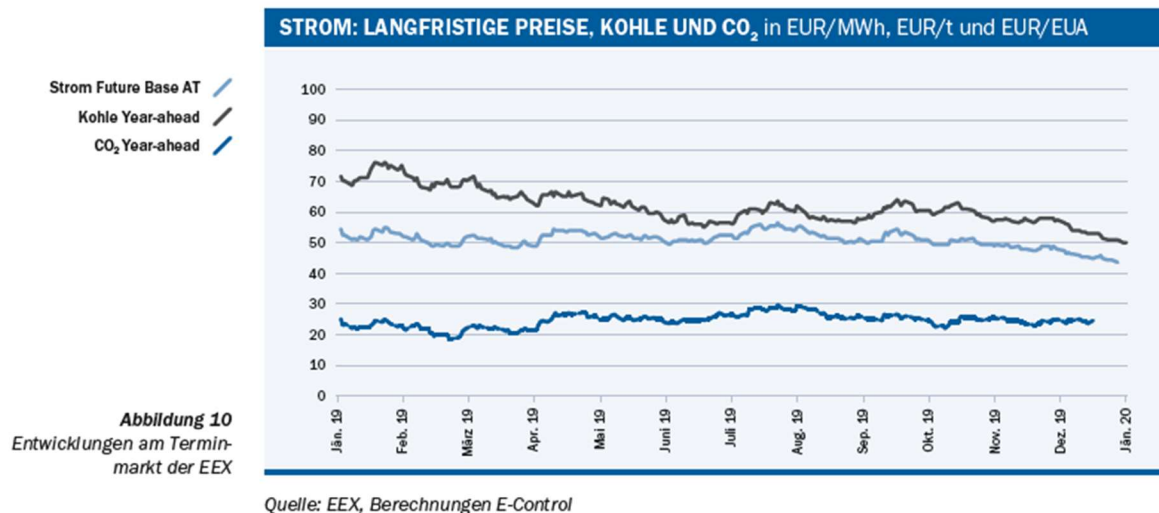
Quelle: EPEX Spot SE, EXAA, Berechnungen E-Control

Abbildung 9  
Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise in der 12:00-Auktion und Timespreads zur 10:15-Auktion

Gleichzeitig kam es vor allem in diesen Monaten zu den größten Preisunterschieden (Spreads) zwischen Österreich und Deutschland, da die höhere Nachfrage zu stärkerem europäischen Wettbewerb um günstige Erzeugungskapazitäten führte und auch die implementierten Transportkapazitätsbeschränkungen in einem höheren Maße restriktiv wirkten. Folglich kam es im Jänner und Dezember 2019 zu den höchsten Spreads zwischen Österreich und Deutschland im Ausmaß von über 6 EUR/MWh. Dementgegen herrschte von Mai bis Juli 2019 im Mittel annähernd Preisparität zwischen Österreich und Deutschland, und die österreichischen Erzeuger konnten in einigen Stunden als Nettoexporteure auftreten. Über alle Stunden im Jahr 2019 ergab sich insgesamt ein Preisaufschlag auf die deutschen Marktergebnisse von 2,4 EUR/MWh (6,3%). Anhand der bereits gehandelten finanziellen Übertragungsrechte zwischen Österreich und Deutschland für das Jahr 2020 kann man von einem erwarteten Preisunterschied zwischen Österreich und Deutschland in der Höhe von 2,7 EUR/MWh ausgehen.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Dieser Wert bezieht sich auf das Auktionsergebnis zum Erwerb von finanziellen Übertragungsrechten (FTRs) für das Jahr 2020 an der Handelsplattform JAO, die es Marktteilnehmern ermöglichen, sich gegen auftretende Spotpreisdifferenzen zwischen den Marktgebieten Deutschland und Österreich abzusichern.

Die Abschlüsse auf den Terminmärkten der EEX lassen bereits einige weitere Schlüsse auf die Preiserwartungen für das Jahr 2020 zu. Die Year-ahead-Produkte wiesen im Handelszeitraum 2019 einen äußerst stabilen Verlauf auf. Die Stromlieferkontrakte für das Jahr 2020 wurden durchschnittlich zu einem Preis von 51 EUR/MWh gehandelt. Gegen Ende der Handelsperiode gaben die Preiseinschätzungen jedoch nach und rangierten nur noch bei 45 EUR/MWh. Vor diesem Hintergrund ist zunächst mit weiteren Abwärtstendenzen zu rechnen. Inwieweit das niedrige Preisniveau im Gesamtjahr 2020 gehalten werden kann, ist vor allem von der realisierbaren erneuerbaren Einspeisung abhängig. Hinweise auf bevorstehende Preisanstiege im Stromgroßhandel sind derzeit jedoch nicht vorhanden. Die bisher abgeschlossenen Kontrakte für Kohle und CO<sup>2</sup>-Zertifikate stützen diese Einschätzung.



## 4.2. Gasgroßhandelsmarkt 2019

Waren die Preise im Jahr 2018 durchschnittlich um rund 27% höher als im Vorjahr, sanken sie im Jahresschnitt 2019 um rund 36% gegenüber 2018. Die primären preisbestimmenden Faktoren im Jahr 2019 waren neben hoher Verfügbarkeit an verflüssigtem Erdgas („Liquefied Natural Gas“, LNG) auf dem europäischen Markt die gut gefüllten Gasspeicher und die gestiegenen CO<sup>2</sup>-Preise, welche für Gaskraftwerke einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Kohlekraftwerken bedeuteten. Abgesehen vom Monatsmittelwert im Jänner 2019 lagen alle Monatsdurchschnittswerte der bilateral gehandelten Day-ahead-Produkte des Over-the-counter-Marktes am Central European Gas Hub (CEGH OTC) unterhalb der Werte des Jahres 2018. Bedingt durch niedrige Temperaturen und große Nachfrage aus dem italienischen Markt, wurde im Jänner mit 22,76 EUR/MWh der Jahreshöchstwert am CEGH OTC erreicht. Wie auch auf anderen Märkten in Europa zeigten die Preise am CEGH OTC in den Folgemonaten primär eine sinkende Tendenz. Am letzten Handelstag des Gassommers (30. September 2019) fielen sie schließlich auf ein Jahresminimum von 9,28 EUR/MWh. Nach einem kurzen Anstieg in der ersten Hälfte des vierten Quartals setzte sich die fallende Tendenz in den letzten Wochen des Jahres fort.

Die Preise am virtuellen Handlungspunkt des CEGH (CEGH VTP) in Österreich verliefen 2019 weitestgehend im Gleichklang mit den Gebieten Net Connect Germany (NCG) sowie Titel Transfer Facility (TTF). Am Day-ahead-Markt des CEGH OTC kam im Jahresdurchschnitt ein Aufpreis von rund 1,23 EUR/MWh auf den TTF zustande; die Preisdifferenz zwischen CEGH OTC und NCG betrug im Jahresdurchschnitt 0,77 EUR/MWh. In beiden Fällen entstanden die größten Preisunterschiede in den Monaten April bis Juni sowie September. Während der Monate Jänner, Juli bis August sowie November und Dezember waren die Gaspreise am CEGH OTC zeitweise sogar niedriger als im NCG-

Gebiet, ebenso wie während der Mehrzahl der Tage im Jänner, Juli, August sowie Oktober bis Dezember im Vergleich zum TTF.



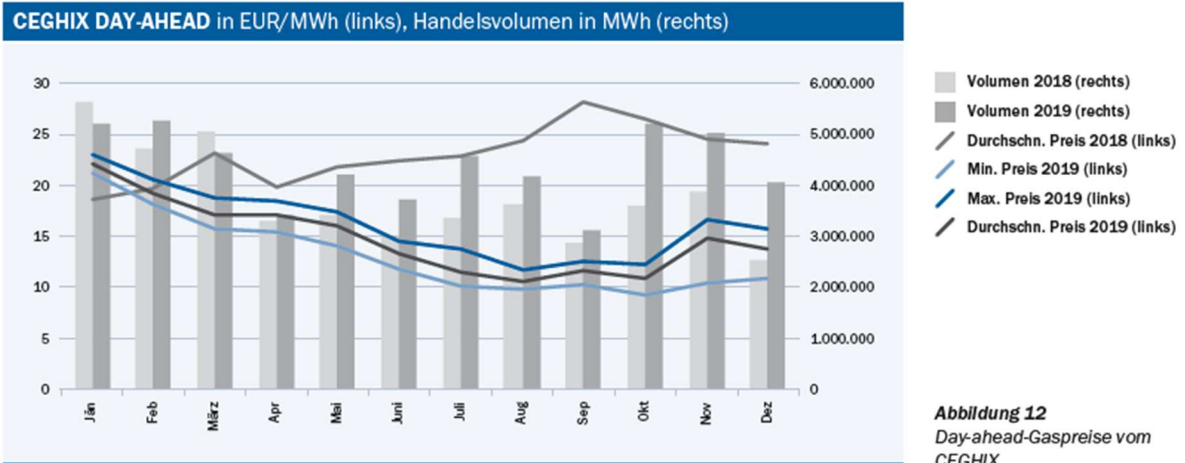
**Abbildung 11**  
Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel

Quelle: ICIS Heren

Die börslich gehandelten Volumina (Kurzfrist- und Langfristmarkt) am PEGAS CEGH stiegen während der letzten Jahre stetig an. Auch das Jahr 2019 verzeichnete erneut einen Anstieg im Vergleich zum Vorjahr. Lediglich in den Monaten Jänner und März überstieg der jeweilige Monatswert des Jahres 2018 jenen von 2019.

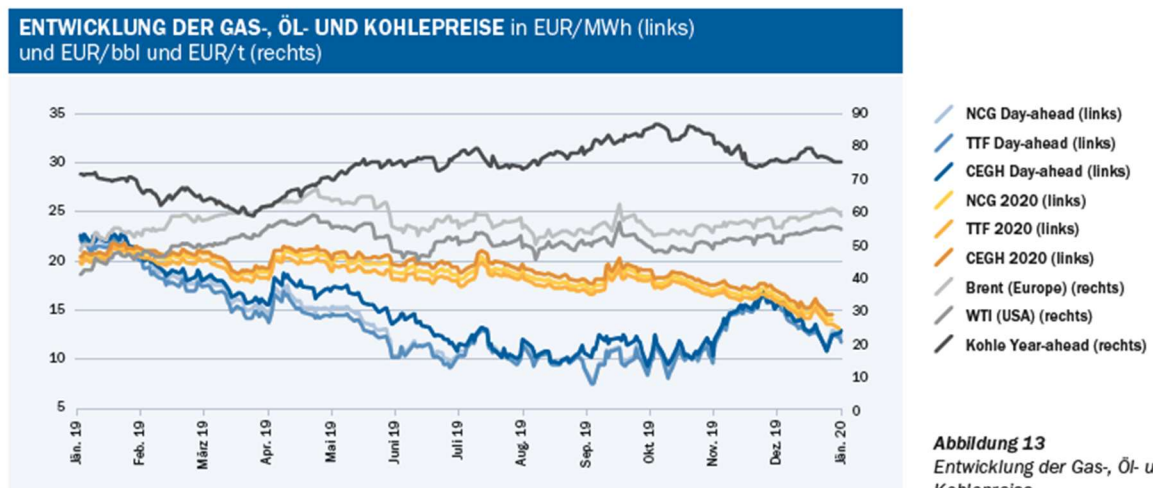
Die Öl- und Gaspreise entwickelten sich 2019 in unterschiedliche Richtungen, weshalb die Anzahl der neu abgeschlossenen Gasverträge auf Basis des Ölpreises zurückging. Man spricht auch von einer Entkoppelung der Gas- und Ölpreise. Dennoch existieren nach wie vor langfristige Verträge, die basierend auf dem Ölpreis indexiert werden. Das Preismaximum für Brent, die für Europa wichtigste Rohölsorte, wurde mit rund 66,84 EUR/bbl im April 2019 erreicht. Im Durchschnitt waren die Ölpreise 2019 um rund 6% niedriger als im Vorjahr. Die Preise für „West Texas Intermediate“ (WTI), die Rohölsorte aus den USA, verhielten sich 2019 wie auch zuvor sehr ähnlich wie jene für Brent.

Im Wettbewerb zwischen Kohle und Gas als Energieträger für die Stromproduktion erzeugten hohe Preise für CO<sup>2</sup>-Zertifikate 2019 einen deutlichen Wettbewerbsvorteil für emissionsärmere Gaskraftwerke. Getrieben durch preisdrückende Faktoren lag der Jahresdurchschnittspreis für Kohle (Rotterdam) rund 16% unter jenem des Jahres 2018 und bewegte sich insgesamt zwischen einem Minimum von rund 51,25 EUR/t und einem Maximum von rund 76,32 EUR/t.



**Abbildung 12**  
Day-ahead-Gaspreise vom CEGHIX

Quelle: CEGH, Wiener Börse/PEGAS, Berechnungen E-Control



**Abbildung 13**  
Entwicklung der Gas-, Öl- und Kohlepreise

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

## 5. ENTWICKLUNGEN DES RECHTSRAHMENS AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH

### 5.1. EU-Rechtsentwicklungen – Clean Energy Package

Das Clean Energy Package (CEP) wurde im Mai 2019 vom Ministerrat beschlossen. Für die kommenden Jahre bedeuten die neuen Richtlinien und Verordnungen einen umfassenden Transformationsprozess, der sich teils direkt aus den Bestimmungen der Verordnungen und teils aus der Umsetzung der Richtlinien in die Rechtssysteme der Mitgliedstaaten ergibt. Der reformierte Rechtsrahmen legt die künftigen Spielregeln für den Strommarkt in Europa fest und überträgt dabei auch den Energieregulierungsbehörden weitreichende Aufgaben.

Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung verfolgt vier wesentliche Ziele: die Festlegung der Grundlagen für die Verwirklichung der Ziele der Energieunion und insbesondere des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem europäischen

Elektrizitätsbinnenmarkt und schließlich die Erleichterung der Herausbildung eines gut funktionierenden und transparenten Elektrizitätsgroßhandelsmarkts.

Vor dem Hintergrund dieser Zielsetzungen ist die optimale Konfiguration von Gebotszonen und die Förderung des grenzüberschreitenden Stromhandels ein prioritäres Anliegen der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung. Mit dem 3. Energiebinnenmarktpaket des Jahres 2009 wurden bereits die ersten wichtigen Grundlagen und Schritte zur fortschreitenden Optimierung der europäischen Gebotszonen gesetzt. Die neue Elektrizitätsbinnenmarktverordnung führt diese Grundlagen nun in einem erweiterten Rahmen fort und wird sie in den kommenden Jahren weiter vorantreiben.

Weitere Voraussetzung für funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt sind diskriminierungsfreie, transparente und angemessene Entgelte für die Netznutzung einschließlich der Verbindungsleitungen zwischen Gebotszonen im Übertragungsnetz. Um den Marktteilnehmern die maximale Übertragungskapazität dieser Verbindungsleitungen zur Verfügung zu stellen, legt die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung einen eindeutigen Mindestwert für die verfügbare Kapazität für den zonenübergreifenden Handel fest (sog. „70%-Kriterium“). Diese Vorschrift erfordert ein effizientes Zusammenspiel zwischen der E-Control und den relevanten nationalen Netzbetreibern, wie auch eine tiefgehende grenzüberschreitende Kooperation und einen umfassenden Know-how-Austausch zwischen allen involvierten Regulierungsbehörden, ACER, den jeweiligen Mitgliedstaaten und allen relevanten europäischen Netzbetreibern.

Darüber hinaus sind in der überarbeiteten Verordnung noch weitere Themen geregelt, wie z.B. der Rahmen für die Beurteilung von „Resource Adequacy“ und die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen, die Weiterentwicklung von regionalen Sicherheitszentren zu sog. „Regional Coordination Centers“ für den Übertragungsnetzbetrieb und die Möglichkeit zur Entwicklung neuer Network Codes.

Im Gasbereich einigte man sich auf eine Änderung der Gasrichtlinie, wonach Gasleitungen, die in den europäischen Gasbinnenmarkt hinein- oder aus ihm herausführen, nun den EU-Vorschriften entsprechen müssen. Außerdem kann die EU-Kommission nun vor Abschluss von Vereinbarungen zwischen Mitgliedstaaten und Ländern außerhalb der EU sicherstellen, dass diese mit EU-Recht im Einklang stehen. Dies verbessert die Planungssicherheit für Investoren im Binnenmarkt.

Zum Abschluss des Jahres 2019 stellte die neue EU-Kommission unter ihrer Präsidentin Ursula von der Leyen noch ein Maßnahmenpaket für stärkeren Klimaschutz und wirtschaftliche Veränderungen in Europa vor: den „europäischen Grünen Deal“. Dieses Maßnahmenpaket ist zwar noch nicht durch spezifische Rechtsakte konkretisiert, doch die Ambition der EU ist klar: als erster Kontinent bis 2050 klimaneutral zu werden. Der europäische Grüne Deal bekräftigt das Engagement der EU-Kommission zur Bewältigung klima- und umweltbedingter Herausforderungen.

## 5.2. Nationale Rechtsentwicklungen, Ökostromgesetz-Novelle 2019

Im Oktober 2019 wurde das ÖSG 2012 novelliert, wobei der Abbau der Wartelisten im Mittelpunkt stand. Dazu wurde das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen des Jahres 2021 auf 2020 vorgezogen und für feste Biomasseanlagen ein zusätzliches Unterstützungsvolumen von 8,7 Mio. EUR zur Verfügung gestellt. Bei der Investitionsförderung wurden für die mittlere Wasserkraft zusätzlich 30 Mio. EUR zur Verfügung gestellt und gleichzeitig die Förderhöhe von 10% auf 15% bzw. von maximal 400 EUR/kW auf 650 EUR/kW sowie von in Summe maximal 6 Mio. EUR pro Anlage auf 10 Mio. EUR erhöht. Bei der Photovoltaik- und Speicherförderung wurden für die Jahre 2020 bis 2022 zusätzlich jeweils 36 Mio. EUR zur Verfügung gestellt.

Daneben wurden Mittel für Nachfolgetarife bei Biogasanlagen in nicht näher abgegrenztem Ausmaß zur Verfügung gestellt „... werden die erforderlichen Mittel bereitgestellt“. Auch die Berechnung des Unterstützungsvolumens wurde insofern umgestellt, als dass nun der Marktpreis des Kalenderjahres vor Vertragsabschluss heranzuziehen ist, wodurch aufgrund des gestiegenen Marktpreises mehr Anlagen kontrahiert werden können. Die Einspeisetarife für das Jahr 2020 wurden ebenfalls in der Novelle festgelegt, und zwar so, dass die Tarife des Jahres 2019 ohne die ansonsten vorgesehenen gesetzlichen Abschläge anzuwenden sind.

## 6. STROMREGULIERUNG UND STROMMARKTAUFSICHT

### 6.1. Regulierung der Stromnetze

#### **KOSTENERMITTLUNG FÜR STROMVERTEILERNETZE**

Die Regulierung der Stromverteilternetzbetreiber erfolgt auf Basis des ElWOG 2010. Den Ausgangspunkt der Kostenermittlung bildet ein einheitliches, für alle Netzbetreiber gleichermaßen gültiges mehrjähriges Anreizregulierungsmodell. Das Ziel der Anreizregulierung ist es, die Netzbetreiber durch die Entkoppelung der regulatorisch zugestandenen von den tatsächlichen Kosten zur Effizienzsteigerung zu bewegen, wovon auch die Netzkundinnen und -kunden profitieren.

Mittlerweile wurden bereits drei Regulierungsperioden absolviert; die vierte Regulierungsperiode für die Stromverteilternetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh bzw. eigenem Netzbereich startete mit 1. Jänner 2019. Für die kostengeprüften österreichischen Stromverteilternetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh erfolgte der Start um ein Jahr zeitversetzt, d.h. mit 1. Jänner 2020. In beiden Fällen gilt grundsätzlich dieselbe Regulierungssystematik. Diese sieht einen generellen Faktorproduktivitätsfortschritt (X-Gen) in Höhe von jährlich 0,95% sowie unternehmensindividuelle Zielvorgaben und Renditen auf Basis eines relativen Effizienzvergleichs vor. Für die Netzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh ergeben sich jedoch systemimmanente Änderungen beim Geltungszeitraum der Regulierungsperiode, der Spezifikation des relativen Effizienzvergleichs und der unternehmensindividuellen Rendite.

Unter Anwendung des Anreizregulierungsmodells werden die Kosten sowie das Mengengerüst der jeweiligen Netzbetreiber bestimmt, um Entgelte zu ermitteln. Diese sind für jeden Netzbereich einheitlich und werden von der Regulierungskommission festgelegt. Im Durchschnitt stiegen die Kosten im Vergleich zum Vorjahr leicht, was teilweise auf die wieder erhöhten Kosten für die Beschaffung von Netzverlusten zurückzuführen ist. In den Bereichen Oberösterreich, Linz und Salzburg kam es aufgrund der starken Investitionstätigkeit zusätzlich zu einer deutlichen Kostensteigerung. Auch in den meisten anderen Netzbereichen waren aufgrund der gestiegenen Investitionstätigkeit höhere Kosten zu beobachten. In Hinblick auf die kommenden Herausforderungen für die Stromnetze (Digitalisierung, E-Mobility und Ausbau von erneuerbarer Erzeugung) ist zukünftig mit einem weiteren Investitions- und Kostenanstieg zu rechnen.

#### **KOSTENERMITTLUNG FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER**

Anders als für die Verteilernetzbetreiber werden die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber im Zuge eines sogenannten Kosten-Plus-Regulierungsmodells bestimmt. Hierbei werden die gemeldeten Kosten der Netzbetreiber jährlich vertieft überprüft. Eine längerfristige Entkoppelung der tatsächlichen und der anerkannten Kosten wie im Verteilernetz erfolgt hier nicht. Die festgestellten Kosten werden in der Folge durch Entgelte abgedeckt.

In der aktuellen Kosten- und Mengenermittlung der Übertragungsnetzbetreiber waren abermals die Kosten zur Vermeidung von Engpässen ein wesentliches Thema. Die Belastung aus diesem Titel



konnte zwar gesenkt werden, dies ist aber primär auf Aufrollungsbeträge aus der Vergangenheit zurückzuführen. Der im Vorjahr berücksichtigte deutlich gesteigerte Plankostenansatz für Engpassmanagement inkl. Kraftwerksverfügbarkeit bleibt auch im aktuellen Verfahren auf einem hohen Niveau. Mittelfristig sind hier keine Kostenreduktionen zu erwarten, da der Bedarf und die Anforderungen an das Bestandsnetz im Übertragungsbereich steigen werden und die entsprechenden notwendigen Investitionen und Kapazitätserweiterungen bzw. technischen Effizienzsteigerungsmaßnahmen erst schrittweise zum Tragen kommen. Eine wiederholt deutliche Kostensteigerung gab es wie im Verteilernetz im Rahmen der Netzverlustkostenermittlung.

Die verbleibenden Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung sowie den Ausbau des Übertragungsnetzes und für internationale Aktivitäten blieben hingegen im Vergleich zu den letzten Jahren stabil.

### **NETZENTGELTE**

Aufbauend auf den festgestellten Kosten und Mengen wurden die ab 1. Jänner 2020 zu entrichtenden Netzentgelte für Stromnetzbetreiber festgelegt. Die Netzentgelte werden grundsätzlich nach Netzebenen (abhängig vom Spannungsniveau) und Netzbereichen differenziert berechnet. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches werden die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte je Netzebene zusammengefasst.

Unter einer gemeinsamen Betrachtung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte ergeben sich im Österreichschnitt leicht steigende Netzentgelte im Ausmaß von rund 2,4%, allerdings ist die Verteilung stark unterschiedlich. Aufgrund der zuvor beschriebenen Entwicklung der Kosten kam es in den Bereichen Oberösterreich, Linz und Salzburg zu einer deutlichen Erhöhung der Netzentgelte. Eine spürbare Entgeltensenkung war lediglich im Netzbereich Wien zu verzeichnen.

Eine weitere nennenswerte Änderung, allerdings ohne wesentlichen monetären Einfluss auf die Gesamtentwicklung der Entgelte, bezieht sich auf das Messwesen. In Zusammenhang mit der Ausrollung von intelligenten Messgeräten hat sich gezeigt, dass die bisherige Trennung einzelner Entgelte für Zählleistungen nicht mehr zeitgemäß ist. Vor diesem Hintergrund erfolgte eine Harmonisierung der Messentgelte insbesondere für den Bereich der Niederspannung. Für die bisher einzeln angeführten Netzentgelte für die unterschiedlichen Messleistungen wurde allein auf eine Unterscheidung zwischen der Drehstromzählung (und andere Niederspannungszählungen) und der Wechselstromzählung umgestellt. Für die Lastprofilzählung und für die Messungen auf höheren Spannungsebenen wird die bisherige Systematik fortgeführt, maximal 1,5% der Wiederbeschaffungswerte zu verrechnen.

## ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.9.2001 BIS 1.1.2020 Gewichtet nach Mengen 2016

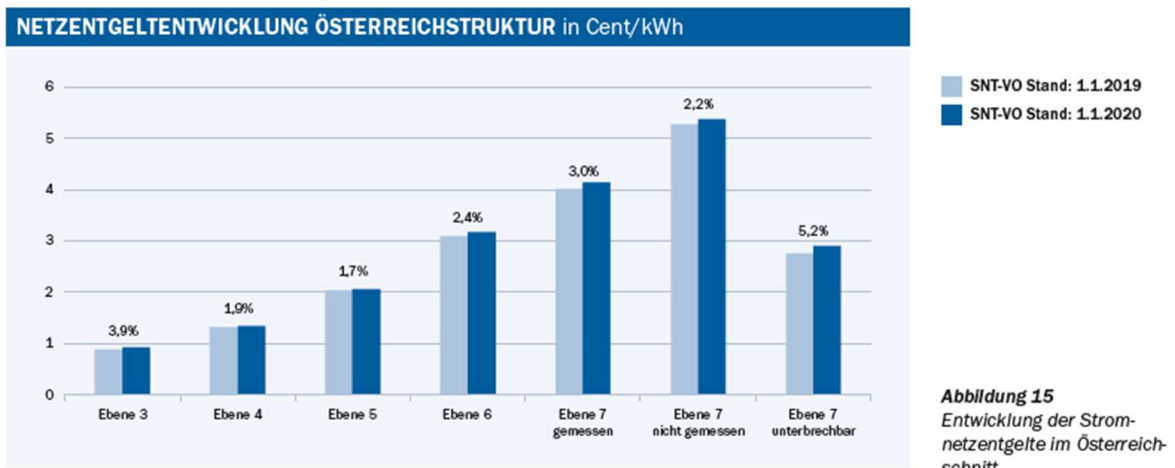
Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2019		Anpassung 2020			Gesamt-anpassung	
	Mio. EUR	In % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>
Ebene 3	-7,91	-12,3	-3,85	-6,0	-2,44	-3,8	-0,49	-0,8	17,06	26,6	2,56	4,0	3,9	4,92	7,7
Ebene 4	-6,38	-11,5	-0,95	-1,7	-1,28	-2,3	-0,18	-0,3	11,67	21,1	1,10	2,0	1,9	3,97	7,2
Ebene 5	-62,80	-19,5	-10,04	-3,1	-8,23	-2,6	-2,50	-0,8	37,32	11,6	4,78	1,5	1,7	-41,47	-12,9
Ebene 6	-28,18	-13,5	-4,20	-2,0	-4,30	-2,1	-1,88	-0,9	20,95	10,0	4,50	2,2	2,4	-13,11	-6,3
Ebene 7 – gemessen	-59,13	-19,9	-14,44	-4,9	-12,29	-4,1	-5,84	-2,0	14,82	5,0	6,64	2,2	3,0	-70,24	-23,7
Ebene 7 – nicht gemessen	-294,75	-23,8	-37,09	-3,0	-26,12	-2,1	-20,75	-1,7	71,18	5,8	20,77	1,7	2,2	-286,76	-23,2
Ebene 7 – unterbrechbar	-1,59	-3,9	-0,50	-1,2	-1,61	-4,0	-1,40	-3,5	4,50	11,1	2,11	5,2	5,2	1,52	3,7
	<b>-460,7</b>	<b>-20,71</b>	<b>-71,1</b>	<b>-3,19</b>	<b>-56,3</b>	<b>-2,53</b>	<b>-33,0</b>	<b>-1,49</b>	<b>177,5</b>	<b>7,98</b>	<b>42,5</b>	<b>1,91</b>	<b>2,38</b>	<b>-401,2</b>	<b>-18,03</b>

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2019		Anpassung 2020			Gesamt-anpassung	
	Mio. EUR	In % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>	In % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	In % <sup>2)</sup>
Burgenland	-32,1	-33,6	-6,0	-6,3	-4,0	-4,2	0,4	0,4	6,6	6,9	2,6	2,7	4,2	-32,5	-34,0
Kärnten	-16,4	-12,7	1,7	1,4	11,7	9,0	0,6	0,4	27,1	21,0	-1,4	-1,1	-0,9	23,3	18,0
Klagenfurt	-3,5	-15,4	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,6	7,1	5,6	24,5	-0,7	-3,0	-2,6	3,4	15,1
Niederösterreich	-51,4	-17,1	-3,5	-1,2	-5,9	-1,9	-27,5	-9,1	38,3	12,7	4,8	1,6	1,9	-45,2	-15,0
Oberösterreich	-59,5	-19,5	-17,5	-5,7	-15,3	-5,0	-12,9	-4,2	30,4	9,9	21,6	7,1	9,4	-53,3	-17,4
Linz	-19,7	-20,1	-8,3	-8,4	-3,6	-3,7	-9,8	-10,0	12,1	12,4	6,9	7,0	10,0	-22,3	-22,8
Salzburg	-48,5	-27,0	-13,5	-7,5	-11,2	-6,3	-4,1	-2,3	7,7	4,3	6,8	3,8	6,2	-62,7	-34,9
Steiermark	-96,7	-27,8	-22,4	-6,4	-22,1	-6,4	12,0	3,4	21,8	6,3	3,4	1,0	1,4	-104,0	-29,9
Graz	-12,4	-28,7	-2,8	-6,4	-0,5	-1,1	-2,1	-4,8	3,7	8,5	1,4	3,2	4,7	-12,7	-29,3
Tirol	-25,3	-14,6	-3,4	-1,9	-0,8	-0,5	-10,4	-6,0	12,5	7,2	6,5	3,7	4,4	-21,0	-12,1
Innsbruck	-3,2	-10,3	1,4	4,6	-0,3	-0,8	0,8	2,6	4,2	13,6	1,6	5,1	4,7	4,6	14,8
Vorarlberg	-9,8	-11,0	2,1	2,3	-2,2	-2,5	-6,6	-7,5	-10,8	-12,1	2,3	2,6	3,7	-25,0	-28,1
Wien	-82,2	-20,2	0,2	0,1	-2,1	-0,5	25,1	6,2	17,4	4,3	-13,2	-3,3	-3,6	-54,8	-13,5
Kleinwalsertal	-0,2	-6,6	0,0	-1,8	0,4	14,9	0,0	-1,3	0,9	37,5	0,0	-1,0	-0,7	1,0	41,6
	<b>-460,7</b>	<b>-20,71</b>	<b>-71,1</b>	<b>-3,19</b>	<b>-56,3</b>	<b>-2,53</b>	<b>-33,0</b>	<b>-1,49</b>	<b>177,5</b>	<b>7,98</b>	<b>42,5</b>	<b>1,91</b>	<b>2,38</b>	<b>-401,2</b>	<b>-18,03</b>

- 1) Prozentuale Entgeltpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt 2001  
2) Prozentuale Entgeltpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt des Vorjahres

**Abbildung 14**  
Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2020

Quelle: E-Control



**Abbildung 15**  
Entwicklung der Strom-netzentgelte im Österreich-schnitt

Quelle: E-Control

## 6.2. Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz

Die E-Control ist mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) erneut jeweils ein Netzentwicklungsplan eingereicht und im November 2019 von der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese Pläne beinhalten verschiedene Szenarien zur möglichen Entwicklung von Erzeugung, Versorgung und Verbrauch als Planungsgrundlage, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie detaillierte Projektbeschreibungen. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Notwendigkeit und Angemessenheit der Projekte durch die E-Control. Die positiv bewerteten Projekte werden per Bescheid genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte von nationalem/europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte, sowie auch Projekte, die über eine Anpassung und Erneuerung bzw. Sanierung von bestehenden Netzelementen zur Leistungssteigerung und zum optimierten Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beitragen. Das Vorgehen nach dem „NOVA-Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control begrüßt. Im Jahr 2019 wurden sieben neue Projekte im Netzentwicklungsplan der APG genehmigt.

Bereits in den vergangenen Jahren wurden neben den allgemein (in den Konsultationsversionen) zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten abgefragt. Diese Abfrage erfolgt nach einem standardisierten Schema, wodurch eine strukturierte und detaillierte Prüfung der Daten möglich wird und sichergestellt ist, dass sich die Daten leicht mit vergangenen und nachfolgenden Jahren vergleichen lassen.

Auch im Zusammenhang mit der Auswahl von Vorhaben von gemeinsamem Interesse („projects of common interest“, PCIs) auf europäischer Ebene, basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, ist eine fundierte Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive und gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen Interessen.

## 6.3. Netzdienstleistungsqualität

Eine zentrale Aufgabe der Regulierungsbehörde ist es, die Netzdienstleistungsqualität in Österreich zu überwachen. Die E-Control hat dazu Standards für Netzbetreiber zu verordnen sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards festzulegen. Unter dem Begriff der Netzdienstleistungsqualität für den Bereich Strom werden folgende Themen zusammengefasst:

- > Versorgungszuverlässigkeit
- > Spannungsqualität
- > Kommerzielle Qualität

Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt das technische Störungsverhalten von Teilen bzw. des gesamten Stromnetzes. Ausschlaggebend ist hier u.a. die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen bei den Kundinnen und Kunden. Zusätzlich von Bedeutung ist auch die Spannungsqualität in Stromnetzen – diese umfasst technische Parameter, welche sich auf die Versorgungsqualität auswirken können und deshalb von der E-Control überwacht werden. Dritter

wichtiger Bestandteil des Qualitätsmonitorings ist die kommerzielle Qualität. Hierbei wird die Qualität von Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber ihren Kundinnen und Kunden erhoben und bewertet, d.h., es geht z.B. um Fristeinhalten bei Rechnungslegungen.

Zur Wahrnehmung der gesetzlichen Aufgaben wurde von der E-Control die END-VO 2012 erlassen und 2013 novelliert. Diese beinhaltet grundlegende Festlegungen zur Netzdienstleistungsqualität.

### ***Versorgungszuverlässigkeit***

Maßgeblich für die Versorgungszuverlässigkeit sind Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Die Versorgungszuverlässigkeit zeigt auf, ob ein Netzbetreiber bzw. das gesamte Netzgebiet die gestellten Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne erfüllen kann. Um eine Aussage zur Versorgungszuverlässigkeit treffen zu können, werden die Versorgungsunterbrechungen der Netznutzer gesammelt und hinsichtlich Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer ausgewertet. Hierzu gibt es auch international und europaweit abgestimmte Kenngrößen.

Entsprechend den rechtlichen Vorgaben 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 unter Angabe der Ursache, der Anzahl der betroffenen Netznutzer, der betroffenen Leistung und anderer für die statistische Auswertung relevanter Daten. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vorangegangene Kalenderjahr errechneten Zuverlässigkeitskennzahlen der kundengewichteten Nichtverfügbarkeit („System Average Interruption Duration Index“, SAIDI) und der leistungsgewichteten Nichtverfügbarkeit („Average System Interruption Duration Index“, ASIDI) einerseits an die E-Control übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.

Im Erhebungsjahr 2018 lag der SAIDI, errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, bei einem Wert von 38,09 Minuten (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netznutzer. Unterscheidet man zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, errechneten sich hier Werte von 12,89 Minuten bzw. 25,21 Minuten. Der SAIDI zeigt, dass Kundinnen und Kunden in Österreich 2018 durchschnittlich rund 25 Minuten ungeplant ohne Stromversorgung waren.

Der ASIDI auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) lag für das Berichtsjahr 2018 für Österreich bei 40,09 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechneten sich Werte von 15,6 Minuten bzw. 24,49 Minuten.

Im Vergleich zum Vorjahr konnte eine klare Abnahme der errechneten Kennzahlen SAIDI und ASIDI verzeichnet werden. Damit setzt sich der generell fallende Trend der Ausfallzahlen seit 2007 fort. Dabei nahmen gegenüber dem Vorjahr besonders wetterbedingte Ausfälle wieder deutlich ab. Der ausführliche Bericht ist auf der Website der E-Control verfügbar.<sup>3</sup>

### ***Spannungsqualität***

Der Verteilernetzbetreiber hat für jeden Netznutzer in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen und durch Messungen nachzuweisen. Neben Messungen der Spannungserhöhung und -einsenkung an derzeit mindestens 50% der Umspannwerke werden weitere Spannungsqualitätsparameter an 400 Netzknoten auf Mittelspannungsebene gemessen.

---

<sup>3</sup> [www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik](http://www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik)

### STROMAUSFÄLLE IN ÖSTERREICH in Min.

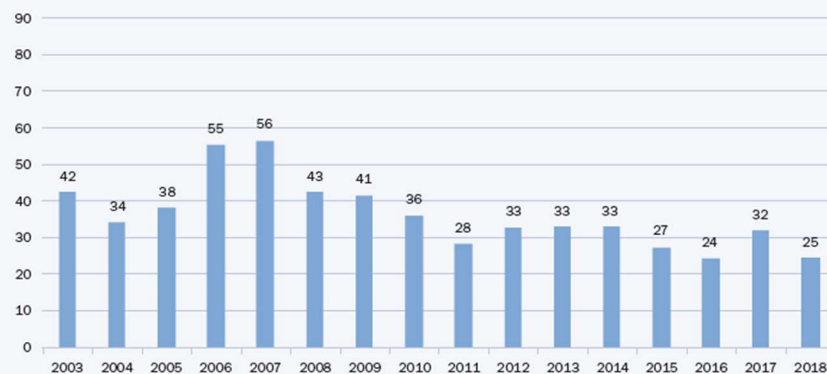


Abbildung 16  
SAIDI gerundet in Minuten  
nach Jahren

Quelle: E-Control

Um den Verteilernetzbetreibern die Einführung der Messung der Spannungsqualität in ihren Umspannwerken zu erleichtern, ist ein stufenweiser Zeitplan vorgesehen, an dessen Ende ab 1. Jänner 2020 eine bundesweite Messung in allen Umspannwerken steht. Es haben seit dem 1. Jänner 2014 Messungen in 10% der Umspannwerke zu erfolgen, ab 1. Jänner 2016 in 50% der Umspannwerke und ab 1. Jänner 2020 in 100% der Umspannwerke. Die jeweilige Auswahl der Messstellen ist mit der E-Control abzustimmen.

Eine jährliche Veröffentlichung der Statistik über die Spannungsqualität in Österreich erfolgt unter Zugrundelegung der „Methode der Datenerhebung“, welche zwischen der E-Control und den Netzbetreibern abgestimmt ist.

#### **Kommerzielle Qualität**

Unter Kommerzieller Qualität werden Anforderungen an die Kundenservice-Dienstleistungen der Netzbetreiber verstanden. Diesbezügliche Standards umfassen die folgenden Aspekte:

- > Netzzutritt
- > Netzzugang
- > Netzrechnungslegung
- > Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs
- > Störfälle und Versorgungsunterbrechungen
- > Termineinhaltung
- > Kundeninformation und Beschwerdemanagement

Die gesetzlich vorgegebenen Standards gelten als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden. Die Einhaltung der Qualitätsstandards wurde 2019 bereits zum sechsten Mal erhoben.

Die Ergebnisse der Erhebung zeichnen mit einem Erfüllungsgrad von 95% ein sehr positives Bild über die Einhaltung der Qualitätsstandards. Zwei Standards, nämlich der rasche Einbau eines Zählers infolge eines Antrags auf Netzzugang und keine Abschaltungen wegen Zahlungsverzugs vor Wochenenden und Feiertagen, wurden von sämtlichen Netzbetreibern eingehalten. Das größte Defizit war bei der Kundeninformation betreffend die Existenz der Qualitätsstandards zu verzeichnen. Die betroffenen Unternehmen wurden aufgefordert, ihren Verpflichtungen zukünftig nachzukommen. Der Bericht über die Einhaltung der Qualitätsstandards steht auf der Website der E-Control zum Download zur Verfügung.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> [www.e-control.at/kommerzielle-qualitaet-der-netzdienstleistung](http://www.e-control.at/kommerzielle-qualitaet-der-netzdienstleistung)

## 6.4. Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Verteilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens wie etwa Kundenscheiben und die Darstellung von Inhalten auf Websites. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung dieser rechtlichen Vorgaben erreichen.

Hinsichtlich der zertifizierten Übertragungsnetzbetreiber bestehen laufende Aufgaben zur Überprüfung der Einhaltung der Entflechtungsvorgaben. Aufgrund der Ausgestaltung als unabhängiger Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) müssen etwa alle Verträge zwischen der Austrian Power Grid AG (APG) und dem vertikal integrierten Unternehmen (Verbund-Gruppe) von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen verhindert.

## 6.5. Regelreservemarkt

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit 2012 vollständig marktbasierend durch die APG. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die Regelreservekosten sind von 2012 bis 2014 stark gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt. Um dem entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belegung des Regelreservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet. Nachdem bereits in den Vorjahren die Kosten der Regelreserve deutlich zurückgegangen oder auf niedrigem Niveau stabil geblieben sind, sind die Regelreservekosten für 2019 im Vergleich zum Vorjahr nochmals um rund 21% gesunken.

Wesentlicher Treiber vieler Entwicklungen im Bereich der Regelreserve ist die Strom Bilanzierungsleitlinie der EU. Diese sieht die Schaffung gemeinsamer Plattformen für „Imbalance Netting“, den Austausch von Sekundär- und Tertiärregelenergie, sowie Harmonisierungen im Bereich der Ausgleichsenergiebepreisung und weitere Maßnahmen zur Verwirklichung eines europäischen Elektrizitätsmarkts im Bereich der Regelreserve vor.

Doch schon vor Implementierung dieser europäischen Vorhaben beteiligte sich Österreich an grenzüberschreitenden, regionalen Projekten zum Austausch von Regelreserve:

> Seit Mai 2013 werden zwischen Übertragungsnetzbetreibern Abweichungen in ihren Regelzonen bilanziell ausgeglichen. Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone werden dabei zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet. Dadurch können die notwendigen Regelenergiemengen reduziert werden. Aufgrund der Strom-Bilanzierungsleitlinie wird in den kommenden Jahren eine Ausweitung dieses sogenannten „Imbalance Nettings“ auf ganz (Kontinental-)Europa erfolgen.

> Seit Juli 2016 besteht bei der Sekundärregelung und seit Ende 2019 auch bei der Tertiärregelung eine enge und tiefgehende Zusammenarbeit der APG mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die die erste internationale Kooperation dieser Form in Europa darstellt. Dabei werden die Regelreserveanbieter anhand einer gemeinsamen Liste (Merit Order) abgerufen. Auf diese Weise kommt – sofern keine Netzrestriktionen bestehen – immer die aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Sekundärregelenergie in beiden Ländern zum Einsatz, wodurch es zu Kosteneinsparungen kommt. Im nächsten Schritt wird ab Anfang 2020 zur weiteren Vertiefung der Sekundärregelkooperation eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelenergieleistung für Deutschland und Österreich erfolgen. Dies ist auch insofern bedeutsam, da damit trotz der seit Oktober 2018

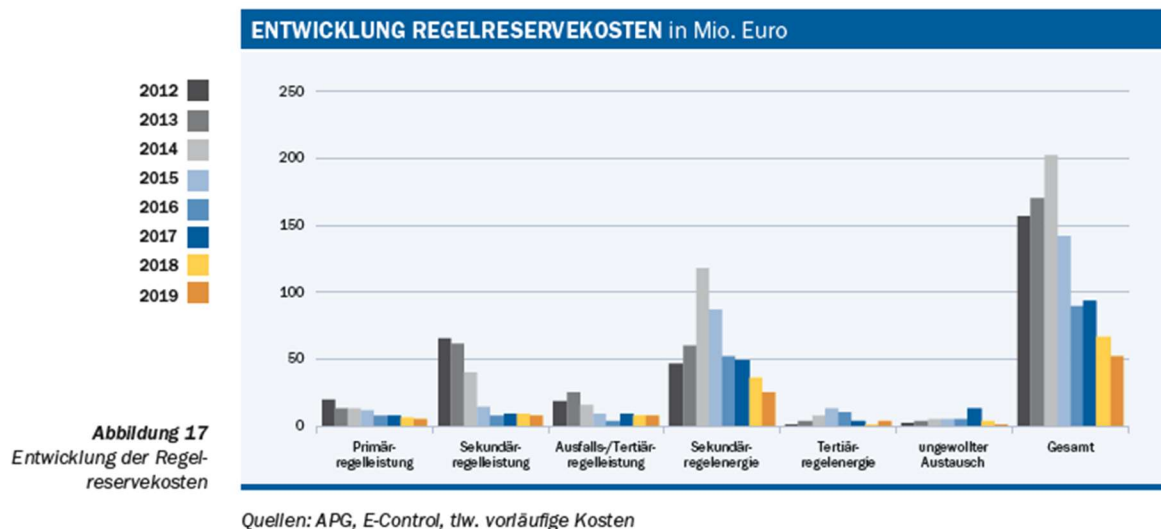
bestehenden Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze ein gewisses Maß von Regelreserveaustausch sichergestellt werden kann.

> Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, die auf Deutschland, die Niederlande, Belgien und Frankreich ausgedehnt wurde. Diese wird beispielsweise weiterentwickelt durch die Verkürzung der Vorhaltdauer von einer Woche auf einen Tag und die Anwendung von Grenzpreisen (statt „pay as bid“) ab Mitte 2019.

Die gemäß der Strom-Bilanzierungsleitlinie im Jahre 2018 von der E-Control genehmigten Modalitäten für Regelreserveanbieter, neue allgemeine Bedingungen für den Bilanzgruppenkoordinator (inklusive neuer Regeln für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises) sowie die Einführung eines zusätzlichen Abrechnungsmechanismus für die Kosten der Tertiärregelleistung wurden 2019 wirksam und angewandt.

2019 wurden weitere, vor allem europäische und regionale Methoden zur gemeinsamen Genehmigung bei den betroffenen Regulierungsbehörden bzw. bei ACER eingereicht, waren jedoch mit Ende des Jahres noch nicht entschieden. Dies betraf unter anderem die Vorschläge für den Implementierungsrahmen der europäischen Plattformen für ImbalanceNetting, Sekundär- und Tertiärregelung, die Bepreisungsmethode sowie Vorschriften zur Harmonisierung der Ausgleichsenergieverrechnung.

Die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve sanken 2019 gegenüber dem Vorjahr nochmals, d.h., die gesetzten Maßnahmen zeigten Wirkung. Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Vorgaben weiterentwickelt.



## 6.6. Stromhandelsplätze

Für die Stromhandelsplätze stand das Jahr 2019 ganz im Zeichen des Umbruchs. Die bereits im Oktober 2018 erfolgte Preiszonentrennung zwischen Österreich und Deutschland bedeutete eine Neukonfiguration der Gebotzonen, die für die Preisbildung entscheidend sind. Die neu geschaffene Gebotzone für Stromlieferungen in Österreich musste in die etablierten europäischen Marktkopplungssysteme integriert werden. Diese Integration erfolgte unter anderem

durch die Teilnahme an der lastflussbasierten Marktkopplung der Region Central-West Europe (CWE)<sup>5</sup> im Rahmen der täglichen Day-ahead-Auktion um 12 Uhr. Zudem wurde das Marktgebiet Österreich bereits im Juni 2018 dem grenzüberschreitenden Intraday-Handelssystem XBID („cross-border intraday“) hinzugefügt. Im November 2019 kam es hierbei zu einer Erweiterung um sieben zusätzliche Marktgebiete (Bulgarien, Kroatien, Polen, Rumänien, Slowenien, Tschechien und Ungarn). Das dadurch deutlich ausgeweitete Handelssystem wird nun unter dem Namen SIDC („single intraday coupling“) zusammengefasst und regelt den einheitlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel von insgesamt 21 europäischen Ländern. Die Aufnahme weiterer Marktgebiete ist bereits für Dezember 2020 geplant.

In den vergangenen Jahren erfolgte der börsliche Marktzugang zum österreichischen Stromgroßhandel über die beiden Handelsplätze EPEX Spot SE und EXAA. Hierbei herrschte traditionell eine klare Aufgabenteilung – die Wiener Strombörse EXAA etablierte eine lokale Day-ahead-Auktion ohne grenzüberschreitende Handelsmöglichkeit um 10:15 Uhr (10:15-Auktion), während der Pariser Handelsplatz EPEX Spot SE im Dayahead- Segment die Teilnahme an der europäischen Marktkopplungsauktion um 12 Uhr ermöglichte (12:00-Auktion) und auch den stetigen Intraday-Handel abwickelte. Diese Aufteilung wurde im Jahr 2019 nachhaltig verändert. Einerseits bietet die EXAA seit Juli 2019 zusätzlich zur eigenen 10:15-Auktion auch einen vollwertigen Marktzugang zur europäischen 12:00-Auktion an, und andererseits expandierte der skandinavische Börsenbetreiber Nord Pool in Mitteleuropa und bietet nun für den österreichischen Markt einen weiteren Marktzugang zur 12:00-Auktion und die Teilnahme am Intraday-Handel an. Der Wettbewerb unter den Handelsplätzen hat sich somit im Jahr 2019 deutlich intensiviert.

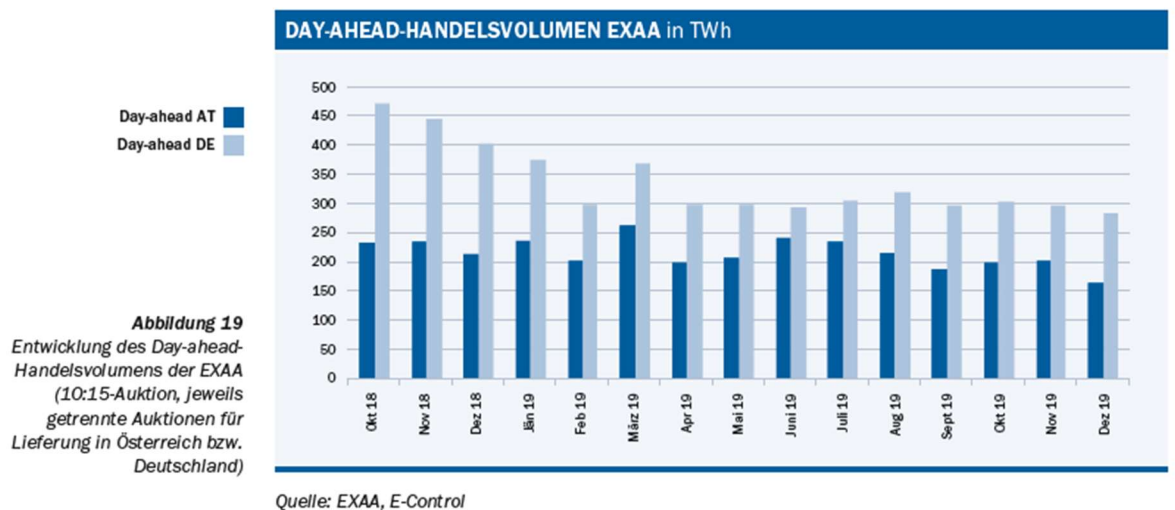
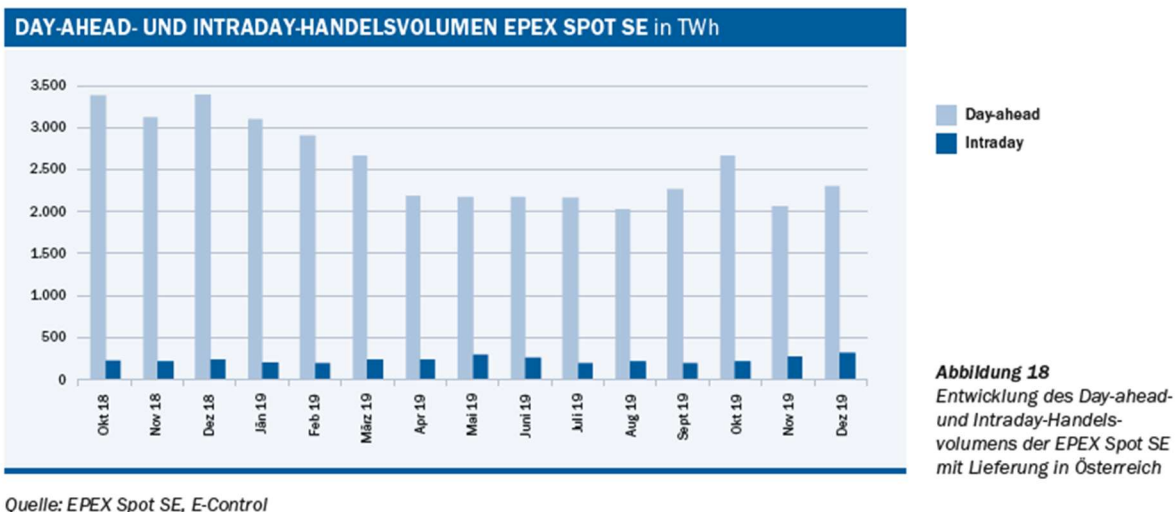
### ***Entwicklung der Handelsvolumina***

Da es durch die Preiszonentrennung im Oktober 2018 zu einem Strukturbruch der Handelsdaten kam, erscheinen die in den bisherigen Tätigkeitsberichten erfolgten Langfristbetrachtungen nicht mehr zielführend. Stattdessen standen im Handelsplatzmonitoring 2019 die kurzfristigen Auswirkungen von Preiszonentrennung und der damit verbundene Liquiditätsverlust für österreichische Marktteilnehmer im Vordergrund, wobei zugleich auch die Effekte des stärkeren Wettbewerbs zwischen den Handelsplätzen betrachtet wurden. Abbildung 18 bildet die monatlichen Handelsvolumina an der EPEX Spot SE ab. Dabei kam es zu einem Rückgang der Aktivitäten im Day-ahead-Handel im zweiten und dritten Quartal 2019, der teilweise auf die Saisonalität des österreichischen Stromhandels und den zusätzlichen Wettbewerbsdruck durch die Konkurrenzhandelsplätze zurückzuführen ist. Auch die Day-ahead-Abschlüsse im vierten Quartal lagen deutlich unter den Vergleichswerten von 2018. Dementgegen zeigte sich der Intraday-Handel robust. Im Mai 2019 wurde zudem mit 301,5 GWh ein neuer monatlicher Rekordwert für den österreichischen Intraday-Handel an der EPEX Spot SE erreicht. Der Trend zu immer wichtiger werdenden Intraday-Märkten scheint somit ungebrochen zu sein.

---

<sup>5</sup> Die CWE-Region umfasst Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und die Niederlande.





Die Handelsmengen der lokalen 10:15-Auktionen für die Lieferorte Österreich und Deutschland der EXAA sind in Abbildung 19 dargestellt. Gemessen an der Handelsaktivität zeigten sich diese lokalen Auktionen, die vor allem auch als Vorlaufindikatoren für die später stattfindende Marktkopplungsauktion verwendet werden, vergleichsweise stabil und schwankten moderat um ein Niveau von 200 GWh/Monat für die Lieferung in Österreich bzw. 300 GWh/Monat für die Lieferung in Deutschland. Verglichen mit dem Vorjahr zeichneten sich jedoch auch hier gewisse Stagnationstendenzen ab, die weiter zu beobachten sind.

## 6.7. Marktregeln

Die Marktregeln mit den Vorgaben für die Teilnahme am Strommarkt umfassen die Technische Organisatorischen Regeln (TOR), die Sonstigen Marktregeln (SoMa) und die Allgemeinen Bedingungen (AB). Sie sind von den Marktteilnehmern vorzubereiten und von der E-Control zu prüfen und gegebenenfalls zu genehmigen.

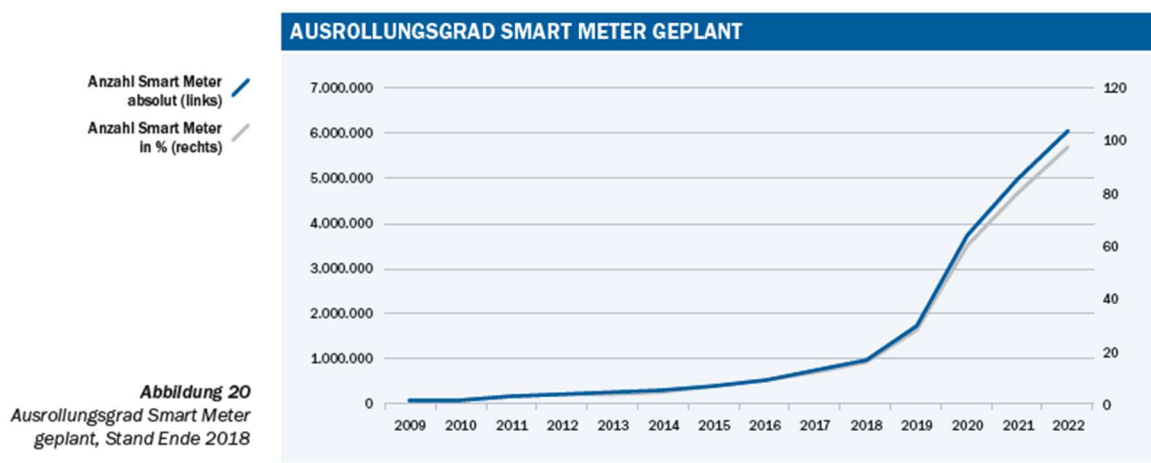
Im Jahr 2019 hat eine wesentliche Änderung der TOR Teil D stattgefunden. Dieser Teil D beinhaltet Festlegungen zu technischen Sonderthemen, die für eine zuverlässige Betriebsführung der Verteilernetze erforderlich sind. Es wurden die Anforderungen der RfG-Verordnung (Requirements for Generators) umgesetzt und der bisherige TOR-Hauptabschnitt D4 wurde mit 1.

August 2019 durch die vier neuen TOR-Teile für die definierten Erzeugertypen A bis D ersetzt. Für die jeweilige Größenklasse werden die Anforderungen aus dieser EU-Verordnung, aus den einschlägigen Verordnungen der E-Control (z.B. die RfG-Schwellenwert-Verordnung) und aus den bisherigen TOR D4 zusammengeführt und übersichtlich dargestellt. Im Laufe des Jahres 2020 wird in ähnlicher Weise der Lastanschluss-Netzkodex in einer neuen „TOR Lasten und Netze“ umgesetzt werden.

## 6.8. Smart Meter

Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts zur Einführung intelligenter Messgeräte verpflichtet. Dieser Fortschrittsbericht wurde im Jahr 2019 auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2018 erstellt. Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoringbericht zu entnehmen, der auf der Website der E-Control abrufbar ist.<sup>6</sup>

Von den insgesamt rund 6.200.000 (Stand 2017: 6.150.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mit Stand Dezember 2018 rund 950.000 (Stand 2017: 730.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 15,4% (Stand 2017: 12%). Mit Ende 2019 waren gemäß den Prognosezahlen von Anfang 2019 rund 1,7 Mio. intelligente Messgeräte ausgerollt, was einer Roll-out-Quote von rund 28% entspricht.

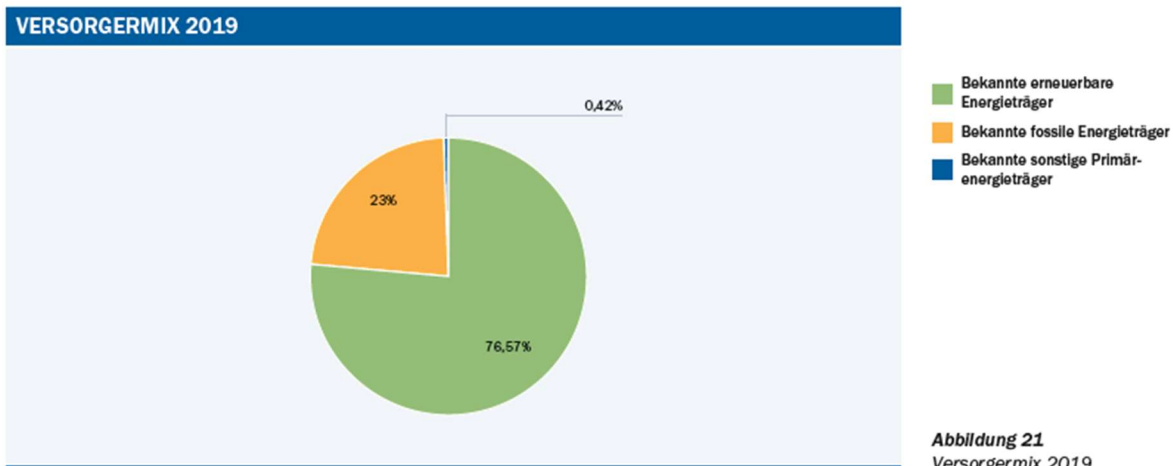


Quelle: E-Control

## 6.9. Stromkennzeichnung

Alle Stromlieferanten, die Endkundinnen und -kunden in Österreich beliefern, müssen die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromlieferungen bekannt geben. Diese müssen als Versorgermix (gesamte Stromaufbringung des Lieferanten an Verbraucherinnen und Verbraucher) auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) und auf Werbe- und Informationsmaterialien dargestellt werden. Für die Abwicklung der Stromkennzeichnung sowie die Überprüfung der Richtigkeit der Angaben ist die E-Control zuständig. Im Rahmen der Überprüfung im Jahr 2019 konnten Informationen über rund 84% der gelieferten Strommenge erhoben werden (gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Verbrauch aus öffentlichen Netzen von 68,83 TWh). Rund 77% der eingesetzten Nachweise stammten aus erneuerbaren Energieträgern. Der Anteil der fossilen Nachweise lag bei 23%. Zu beachten ist, dass die Stromkennzeichnung unabhängig von physikalischen Stromflüssen abläuft und rein auf den eingesetzten Nachweisen basiert. Dies gilt somit auch für die entstandenen durchschnittlichen CO<sup>2</sup>-Emissionen, die für die Periode 2018 bei 100 g/kWh lagen.

<sup>6</sup> [www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte](http://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte)



Quelle: E-Control

Die Überprüfung im Jahr 2019 zeigte, dass die Stromkennzeichnungspflicht vom Großteil der Lieferanten korrekt umgesetzt wurde.

Insgesamt wurde von 119 Lieferanten zu 100% Strom aus erneuerbarer Energie ausgewiesen. Im Vorjahr waren es 125 Lieferanten. Unternehmensübernahmen bzw. Eingliederungen (sowie der Rückzug aus dem Markt) können dafür verantwortlich sein.

## 7. GASREGULIERUNG UND GASMARKTAUFSICHT

### 7.1. Das neue Gasmarktmodell

Das etablierte Bilanzierungsmodell für Gas ist vielfältigem Handlungsdruck ausgesetzt: Einerseits stellt das bestehende österreichische Bilanzierungsmodell Marktteilnehmer insbesondere im Marktgebiet Ost noch immer vor eine beträchtliche vertragliche und operative Komplexität, welche im Wesentlichen in der Trennung in zwei separate Systeme zur Ex-ante- bzw. Ex-post-Bilanzierung begründet liegt. Andererseits besteht fortwährende Kritik durch ACER sowie unterschiedliche Marktteilnehmer vor dem Hintergrund der Anforderungen des Gas-Bilanzierungsnetzcodex. Darüber hinaus besteht für die Regulierungsbehörde ein gesetzlicher Auftrag zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz. Daher wurden im Jahr 2019 die wesentlichen Schritte zu einer Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems von der Regulierungsbehörde gesetzt.

Im Frühling 2018 wurde durch die E-Control ein erstes Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt zur Konsultation gestellt. Die Aufarbeitung der erhaltenen Stellungnahmen sowie die Weiterentwicklung des konsultierten Konzepts auf dieser Basis erfolgte im Rahmen eines geordneten und transparenten Stakeholderprozesses mit Branchenvertretern.

In diesem Rahmen wurden im Zeitraum von September 2018 bis März 2019 insgesamt sieben Workshops mit Branchenvertretungen durchgeführt und die jeweiligen Dokumentationen zeitnah auf der Website der E-Control veröffentlicht.<sup>7</sup> Auf Basis des finalen Konzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas erfolgte die Erstellung der GMMO-VO 2020, welche per 1. Oktober 2021 in Kraft treten wird.

<sup>7</sup> <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/weiterentwicklung-bilanzierungsmodell>

## **GAS-MARKTMODELL-VERORDNUNG 2020**

Ein wesentliches Element des Bilanzierungsmodells Gas, das in der GMMO-VO 2020 vorgesehen ist, stellt die Etablierung einer integrierten Tagesbilanzierung für Fernleitungs- und Verteilernetze mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Ausspeisepunkte und einer singulären Systematik für den Einsatz von physikalischer Ausgleichsenergie dar. Die operativen Systemaufgaben in Zusammenhang mit der Bilanzierung werden dabei zentral durch die Bilanzierungsstelle wahrgenommen und koordiniert.

Die Prinzipien der Bilanzierung stehen auf Basis dieses Modells in vollem Einklang mit den europäischen Vorgaben. Die Vorteile des überarbeiteten Bilanzierungssystems sind die Vereinfachung des institutionellen Aufbaus, die Effizienzsteigerung der Bilanzierungsprozesse und die Absicherung der Attraktivität des österreichischen Gasmarkts in der Region.

Um die Notwendigkeit für physikalische Bilanzierungsmaßnahmen zu reduzieren, kommen ergänzend zur Tagesbilanzierung untertägige Anreize für Bilanzgruppenverantwortliche zur Anwendung. Die dieser Systematik zugrundeliegenden Parameter basieren auf umfassenden Analysen und wurden in dem erwähnten Stakeholderprozess gemeinsam mit Branchenvertretungen erarbeitet. Um Bilanzgruppenverantwortlichen umfangreiche Informationen zum Ausgleichsstatus ihrer Bilanzgruppen bieten zu können, wird eine umfassende Informationsbereitstellung zum jeweiligen Bilanzgruppen- und Marktgebietsstatus etabliert.

Ergänzend erfolgt eine Überarbeitung der Netzbilanzierung, um die Transparenz, Verursachungsgerechtigkeit und Zukunftsfähigkeit der Systematik zu steigern. In diesem Zusammenhang erfolgt auch eine Adaptierung der Brennwertsystematik.

Neben Festlegungen zum Bilanzierungsmodell Gas umfasst die GMMO-VO 2020 auch Festlegungen zum Netzzugang, zum Engpassmanagement und der Registrierung im Marktgebiet.

## **WEITERER UMSETZUNGSZEITPLAN**

Wie bereits im Zusammenhang mit der GMMO-VO 2020 erläutert, stellt die Bilanzierungsstelle zukünftig die Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetzen in Form einer integrierten Marktgebietsbilanzierung sicher. Die Bilanzierungsstelle ist dabei als Bilanzgruppenkoordinator eines jeweiligen Marktgebiets benannt. Darüber hinaus bedient sich der Marktgebietsmanager der Bilanzierungsstelle. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sind die Bilanzierungsaufgaben der Bilanzierungsstelle auf jene des Bilanzgruppenkoordinators beschränkt.

Das GWG 2011 sieht vor, dass die Bilanzgruppenkoordinatoren für die Marktgebiete von der Regulierungsbehörde nach Durchführung eines transparenten, wettbewerblichen Auswahlverfahrens zu ernennen sind. Anfang 2020 beginnt das formelle Verfahren für die Ernennung ab 1. Oktober 2021, d.h. ab dem Zeitpunkt, ab dem die GMMO-VO 2020 gilt und folglich die Bilanzierungsstelle ihre Aufgaben der integrierten Bilanzierung wahrnimmt.

Auf Basis von Ausschreibungsunterlagen, welche von der Regulierungsbehörde Anfang 2020 veröffentlicht worden sind, können interessierte Unternehmen ihre Angebote übermitteln. Die Ernennung der Bilanzierungsstelle ist für den Sommer 2020 vorgesehen.

## 7.2. Regulierung der Gasnetze

### **KOSTENERMITTLUNG FÜR GASVERTEILERNETZE**

Die Regulierung der Gasverteiler-netzbetreiber basiert auf den Vorgaben des GWG 2011. Den Ausgangspunkt der Kostenermittlung bildet ein Anreizregulierungsmodell, welches für alle Netzbetreiber Gültigkeit aufweist. Dieses Modell sieht eine Entkoppelung der zugestandenen von den tatsächlichen Kosten vor, um Effizienzsteigerungen bei den Unternehmen zu generieren. Hiervon profitieren die Netzkundinnen und -kunden.

Die dritte Anreizregulierungsperiode der Gasverteiler-netzbetreiber begann bereits am 1. Jänner 2018 und läuft bis 31. Dezember 2022. Während dieses Zeitraums gilt eine ex ante festgelegte Regulierungssystematik, welche durch unternehmensindividuelle Zielvorgaben und Renditen auf Basis eines relativen Effizienzvergleichs charakterisiert ist. Darüber hinaus bildet die Systematik einen generellen Faktorproduktivitätsfortschritt (X-Gen) ab, der ursprünglich mit 0,67% p.a. festgelegt war. Hierbei handelt es sich um die branchenweite technologische Entwicklung, welche an die Kundinnen und Kunden weitergegeben wird und tarifsenkend wirkt.

Aufgrund von Bescheidbeschwerden der beiden Legalparteien (Wirtschaftskammer Österreich und Bundesarbeitskammer) wurde die Regulierungssystematik der Gasverteiler-netzbetreiber vor dem Bundesverwaltungsgericht (BVwG) verhandelt. Kernpunkte der Beschwerdeverfahren stellten die Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite sowie die Höhe des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts dar. Auf Basis von gemeinsamen Anträgen von Kundenvertretern und Netzbetreibern setzte das BVwG eine aufkommensneutrale Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite und eine Anhebung des X-Gens auf 0,83% p.a. bei einzelnen Verfahren an. Es ist davon auszugehen, dass im Folgejahr auch in noch nicht verhandelten Verfahren gleichlautende Entscheidungen zum generellen Regulierungsmodell getroffen werden. Diese Entscheidungen implizieren weitere Kostenreduktionen gegenüber der ursprünglichen Festlegung, welche den Netzkundinnen und -kunden zugutekommen.

Ausgehend von diesem Anreizregulierungsmodell werden die individuellen Kosten der Gasverteiler-netzbetreiber sowie das Mengengerüst bestimmt. Bei der Mengenermittlung kommt ein dreijähriger Durchschnitt zur Anwendung, um witterungsbedingte Volatilitäten zu glätten und somit Sprünge bei den Entgelten zu vermeiden. Die Entgelte werden von der Regulierungskommission festgelegt.

Darüber hinaus werden die tatsächlichen Erlöse mit den prognostizierten verglichen und im Rahmen eines Regulierungskontos aufgerollt. Da im vergangenen Jahr mehr Gas an Endkundinnen und -kunden abgegeben wurde als ursprünglich angenommen, konnte ein positives Regulierungskonto verzeichnet werden. Der Saldo wird nun zu Gunsten der Kundinnen und Kunden aufgerollt. Zur Erlösaufrollung zählen neben der Verrechnung der abgegebenen Gasmenge auch die Erlöse aus der Verrechnung der Mindestleistung sowie die Erlöse aus der Verrechnung der Leistungsüberschreitung.

### **METHODENREGULIERUNG FERNLEITUNGSNETZBETREIBER**

Die Grundlage zur Festlegung der Systemnutzungsentgelte für die Gasfernleitungs-netzbetreiber stellt eine Kostenmethode dar. Diese dient der Bestimmung angemessener Kosten und Mengen. Die aktuelle Methode gilt noch bis Ende 2020. Die Methode ab dem Jahr 2021 ist von den Fernleitungs-netzbetreibern beim Vorstand der E-Control zur Genehmigung einzureichen.

Im Jahr 2019 wurde daher die Kostenmethode für die ab dem 1. Jänner 2021 geltende Regulierungsperiode mit den Fernleitungs-netzbetreibern und den Amtsparteien erörtert. Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Gasverordnung zu entsprechen und die Vorgaben des GWG 2011 zu erfüllen. Nach diesen Bestimmungen müssen die Tarife der Notwendigkeit zur Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese

denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Es ist sicherzustellen, dass Fernleitungsnetzbetreiber einerseits einen Anreiz zur Effizienzsteigerung haben, andererseits aber auch notwendige Investitionen angemessen durchführen können. Erlöse aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. Die durch Anwendung der Methode ermittelte Höhe der Kosten sowie das Mengengerüst sind der E-Control gegenüber nachzuweisen und zu belegen.

Bei der Entwicklung der Kostenmethode und im Anschluss daran auch bei der Festsetzung der Entgelte ist der im Jahr 2017 auf europäischer Ebene veröffentlichte europäische Netzkodex für harmonisierte Gstarife zu berücksichtigen. Dieser sieht vor, dass Entgelte an Ein- und Ausspeisepunkten des Fernleitungsnetzes auf Basis einer einheitlichen Referenzpreismethode ermittelt werden. Diese Referenzpreismethode ist regelmäßig – längstens alle fünf Jahre – öffentlich zu konsultieren. Gemeinsam mit der Referenzpreismethode sind auch die daraus resultierenden indikativen Entgelte sowie die vorgeschlagenen Abschläge, Multiplikatoren und ggf. saisonalen Faktoren zu konsultieren. Nach einer ersten Konsultation im 1. Quartal 2019 führte die E Control im 4. Quartal 2019 die abschließende Konsultation durch. Die ermittelten Referenzpreise sollen für die kommende Entgeltperiode zur Anwendung kommen, welche voraussichtlich von 1. Oktober 2020 bis 1. Oktober 2024 laufen wird.

Mit der Genehmigung einer von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten und den geltenden Rechtsnormen entsprechenden Kostenmethode ist im Laufe des Jahres 2020 zu rechnen. Auf Basis der genehmigten Methode sowie den daraus resultierenden Kosten und Mengen erfolgt die Ermittlung der Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte des Fernleitungsnetzes anhand der Referenzpreismethode und deren Festsetzung im Wege der GSNE-VO durch die Regulierungskommission.

Da im Regelfall keine jährliche Neubestimmung des Kosten- und Mengengerüsts der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt, bleiben die Entgelte für die Dauer einer Periode unverändert. Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich angefallenen Kosten sowie Erlösen werden im Zuge darauffolgender Methodengenehmigungen ermittelt und je nach Über- und Unterdeckung als Auf- oder Abschlag bei der Kostenermittlung berücksichtigt.

## **NETZENTGELTE**

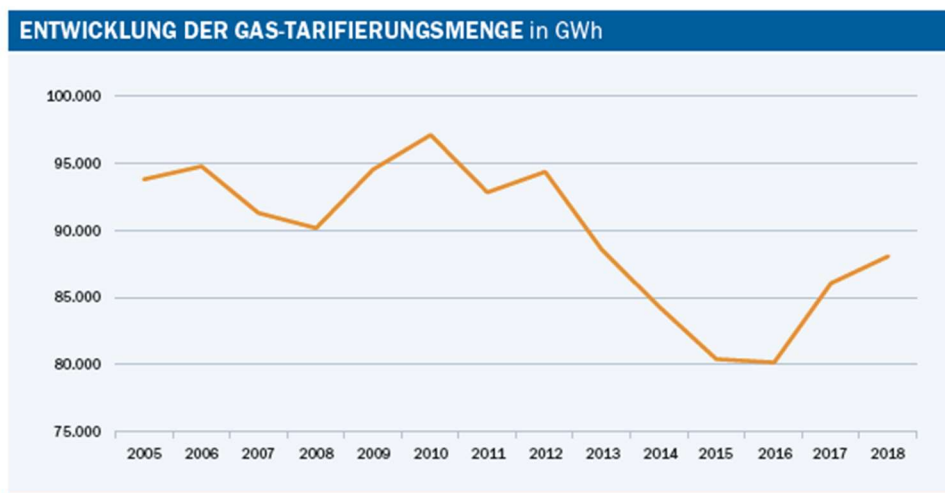
Auf Basis der von der E-Control erlassenen Kostenbescheide legt die Regulierungskommission per Verordnung die Systemnutzungsentgelte fest. Die Kommission hat dabei darauf zu achten, dass das Systemnutzungsentgelt dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und der weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit entspricht.

Die Systemnutzungsentgelte werden nach Netzebenen und Netzbereichen differenziert berechnet und festgelegt: Die Netzebenen unterscheiden verschiedene Druckstufen, durch die Netzbereiche werden mehrere Netzbetreiber zu Netzbereichen mit einheitlichen Entgelten zusammengefasst. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen. Die einzelnen Entgeltkomponenten sind in §§ 72 bis 78 des GWG 2011 geregelt. Systembenutzer haben ein Systemnutzungsentgelt für alle Leistungen zu entrichten, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden.

Wesentlicher Treiber für die Veränderung der Netzentgelte war die Veränderung der Mengenbasis. Im Jahr 2018 wurde mehr Gas abgegeben als in den Jahren 2016 und 2015, allerdings weniger als 2017. Das Mengengerüst der Verordnung basiert jedoch auf dem arithmetischen Mittel der drei

letzter verfügbaren Jahre. Die Tarifierungsmenge ist daher gegenüber dem Vorjahr um rund 2,3% gestiegen.

Außerdem werden jene Mengen, die im Jahr der verordneten Entgelte tatsächlich angefallen sind, mit den Tarifierungsmengen (Drei-Jahres-Durchschnitt) verglichen, die als Planwert dienen. Die Effekte aus diesen Mengenabweichungen werden über das sogenannte Regulierungskonto in den Folgejahren entgeltmindernd oder entgeltsteigernd aufgerollt. Durch diesen Mechanismus wird das Mengenrisiko für die Gasverteilternetzbetreiber (analog zu den Stromnetzbetreibern) eliminiert. Aufgrund der Mengeneffekte (Erhöhung des gleitenden Durchschnitts gegenüber der Vorperiode) und des Regulierungskontos (positive Abweichung zwischen tatsächlichem Absatz und Planmenge) konnte in allen Netzbereichen bis auf Tirol und Vorarlberg eine Reduktion der Netzentgelte für Haushaltskundinnen und -kunden erzielt werden. In Tirol und Vorarlberg ist die Entgeltentwicklung neben der Entwicklung der Netzkostenbasis auf die Erhöhung der Transportkosten aus Deutschland zurückzuführen. Diese Transportkosten werden als vorgelagerte Netzkosten behandelt und müssen von den Entgelten abgedeckt werden. Der kostensteigernde Effekt überwiegt den entgeltensenkenden Effekt der steigenden Mengenentwicklung und des Regulierungskontos.

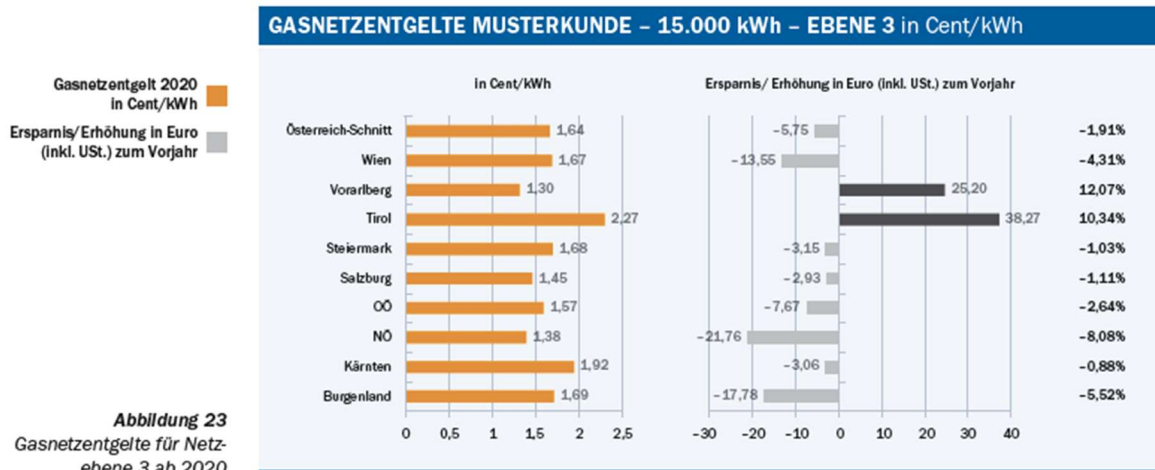


**Abbildung 22**  
Entwicklung der Gas-tarifierungsmenge im 3-Jahres-Schnitt

Quelle: E-Control

Für einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh verbilligen sich im österreichweiten Schnitt die Netzentgelte um 1,91% bzw. 5,75 Euro.

Auf der für Gewerbekunden wesentlichen Netzebene 2 sinken die Netzentgelte grundsätzlich. Dies ist in vielen Netzbereichen auf die Mengenentwicklung der Netzebene 2 zurückzuführen: Da die Mengen der Netzebene 2 aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke gestiegen sind, steigt die Tarifierungsmenge an. Auf der Netzebene 2 kommt es bei Endkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch von 90 GWh und einer Auslastung von 7.000 Stunden zu einer durchschnittlichen Senkung in Österreich von 2,05%. Auf der Netzebene 2 sind die Entwicklungen der Entgelte sehr volatil. In manchen Netzbereichen kam es zu deutlichen Senkungen, wie im Burgenland, in Niederösterreich, Salzburg und Tirol. Diese Senkungen sind teilweise auf individuelle Kostenentwicklungen bzw. Mengenentwicklungen zurückzuführen.



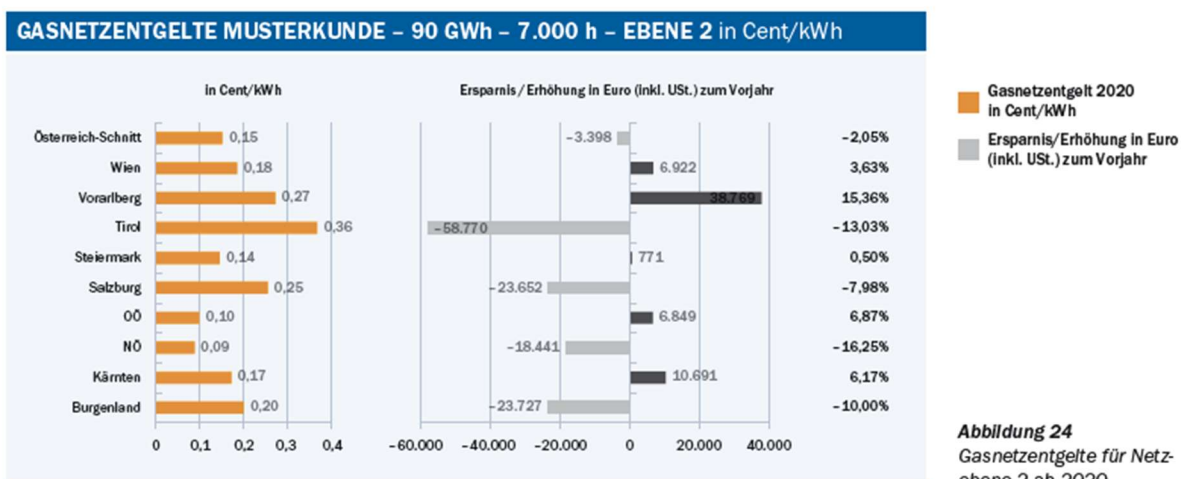
**Abbildung 23**  
Gasnetzentgelte für Netzebene 3 ab 2020

Quelle: E-Control

Die Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Kärnten ist darauf zurückzuführen, dass im Geschäftsjahr 2017 Biomasse-Kraftwerke an das Netz angeschlossen wurden. Somit benötigt einer der größten Gasabnehmer des Netzbereichs Gas nur mehr zur Spitzenabdeckung und als Ausfallsreserve. Entsprechend ist die Abgabemenge gesunken. Die Erhöhung in Vorarlberg resultiert aus den bereits erwähnten höheren Buchungskosten, die Erhöhung in Oberösterreich ist auf Mengeneffekte zurückzuführen.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucherinnen und Verbraucher nahm die Regulierungskommission außerdem leichte Senkungen beim Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Speicher- und Produktionsunternehmen vor, deren Kostenverursachung und Mengenentwicklung (in Form von Ein- und Ausspeisungen) jährlich von der E-Control geprüft wird.

In Bezug auf das Fernleitungsnetz bleiben die für 2017 bis 2020 festgesetzten Entgelte (Entry-/Exit-Entgelte für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes) aufgrund der Methodengenehmigung für Bestandskapazitäten unverändert. Dennoch erfolgte eine Novellierung der GSNE-VO 2013 für darüber hinausreichende Kapazitäten, die von den Netznutzern nachgefragt werden. Sowohl das Ausmaß als auch die Zahlungsbereitschaft für zusätzliche Kapazitäten werden über einen Auktionsmechanismus bestimmt. Liegt die Zahlungsbereitschaft über den zu erwartenden Kosten, so wird das Projekt realisiert. Die ab Fertigstellung des Projektes zu leistenden Entgelte orientieren sich an den zu erwartenden Kosten, die von der E-Control mittels Bescheid festgestellt werden.



**Abbildung 24**  
Gasnetzentgelte für Netzebene 2 ab 2020

Quelle: E-Control



### 7.3. Netzdienstleistungsqualität Gas

#### **Kommerzielle Qualität**

Unter kommerzieller Qualität werden Anforderungen an die Kundeservice-Dienstleistungen der Netzbetreiber verstanden. Bereits zum sechsten Mal wurde die Einhaltung dieser Qualitätsstandards evaluiert. Zu diesem Zwecke werden Daten von den Verteilernetzbetreibern zu folgenden Aspekten erhoben:

- > Netzzutritt
- > Netzzugang
- > Netzrechnungslegung
- > Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs
- > Störfälle und Versorgungsunterbrechungen
- > Ermittlung des Zählerstandes
- > Termineinhaltung
- > Kundeninformation und Beschwerdemanagement

Die gesetzlich vorgesehenen Standards gelten als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

Die Ergebnisse der Überwachung von insgesamt 21 Standards sind sehr zufriedenstellend. Es werden 16 Standards von allen Gasverteilernetzbetreibern eingehalten. Lediglich ein Standard wird von mehreren Verteilernetzbetreibern nicht erfüllt, nämlich die fristgerechte Legung von Endabrechnungen innerhalb von sechs Wochen nach Versorgerwechsel oder Vertragsbeendigung.

Insgesamt entspricht dies einem Erfüllungsgrad von 98% aller Unternehmensstandards und einer insgesamt als sehr gut zu betrachtenden kommerziellen Qualität der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber.

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

#### **Technische Qualität der Netzdienstleistung**

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Verteilernetze, bei denen Verteilernetzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien des ÖVGW) einzuhalten haben. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung) mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Gas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

Zwecks Monitorings der technischen Qualität der Netzdienstleistung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Neben der Anzahl der Kundinnen und Kunden, die von Versorgungsunterbrechungen im Verteilernetz betroffen waren, lassen sich in Kombination mit der Anzahl der Zählpunkte je Netzbetreiber die Kennzahlen SAIDI, SAIFI und CAIDI berechnen.

- > SAIDI = Summe der Dauer aller ungeplanter Versorgungsunterbrechungen / Gesamtanzahl versorgter Netznutzer
- > SAIFI = Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen / Gesamtanzahl versorgter Netznutzer
- > CAIDI = Summe der Dauer aller ungeplanten Versorgungsunterbrechungen / Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen CAIDI = SAIDI / SAIFI

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgten Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIDI) im Jahr 2018 mit 2,80 Minuten wesentlich höher ausfällt als in den Vorjahren. Dies ist jedoch zum Teil auch auf entsprechende Kundenwünsche bei der zeitlichen Wiederherstellung des Netzzuganges zurückzuführen (z.B. bei Ausfall in der Sommerperiode).

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgten Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIFI) stieg gegenüber dem Jahr 2017 von 0,0036 auf 0,0045 an, erreichte jedoch nicht die Höchstwerte von 2013 und 2014. Auch die durchschnittliche Unterbrechungsdauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen mit Ursache im Verteilernetz je betroffenen Netznutzer (CAIDI) ist von 350 Minuten im Jahr 2017 auf 617 Minuten im Jahr 2018 deutlich gestiegen.

Die Ergebnisse der Erhebung sind dahingehend zu relativieren, dass der Großteil der Versorgungsunterbrechungen und auch die jeweilige Dauer vorwiegend in den Sommermonaten anfiel. In den Wintermonaten, in denen die Abhängigkeit der Endkundinnen und -kunden von Gas am höchsten ist, sind die entsprechenden Kennzahlen um vieles niedriger. Ein weiteres Zeichen für ein gut ausgebautes und funktionierendes Gassystem ist auch die Tatsache, dass es trotz des Baumgarten-Unfalls im Dezember 2017 zu keiner Versorgungsunterbrechung auf Endkundenseite in Österreich kam.

#### 7.4. Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Verteilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens wie etwa Kundenscheine und die Darstellung von Inhalten auf Websites. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung dieser rechtlichen Vorgaben erreichen.

Hinsichtlich der beiden Fernleitungsnetzbetreiber bestehen laufende Aufgaben zur Überprüfung der Einhaltung der Entflechtungsvorgaben. Aufgrund der Ausgestaltung von Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH als unabhängige Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) müssen etwa alle Verträge zwischen Gas Connect Austria GmbH bzw. Trans Austria Gasleitung GmbH und dem vertikal integrierten Unternehmen in der OMV-Gruppe von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen verhindert.

#### 7.5. Infrastrukturentwicklung

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

Im Dezember 2019 sind die langfristige Planung (LFP) und im Januar 2020 der koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) von der E-Control per Bescheid genehmigt worden. Diese müssen einmal jährlich vom Verteilergebietsmanager (VGM) bzw. dem Marktgebietsmanager (MGM), jeweils in Koordination mit den Netzbetreibern, erstellt werden.

Bei der Erstellung dieser beiden Planungen sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan („ten-year network development plan“, TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Gas-SoS-VO zu berücksichtigen. Das Ziel der Netzausbauinstrumente ist, das Netz hinsichtlich folgender Elemente zu planen: Deckung der

Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz und zu Speicheranlagen sowie Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards im Marktgebiet.

Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt werden und der gesamte Investitionsbedarf abgebildet wird, müssen der VGM/MGM eine öffentliche Konsultation durchführen, diese fand im Oktober 2019 statt. Zusätzlich führte die Regulierungsbehörde im November/Dezember 2019 vor der Genehmigung der Netzentwicklungspläne eine Konsultation durch. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Website der Regulierungsbehörde veröffentlicht und bei der Entscheidung gewürdigt.

### ***Projekte in der Langfristigen Planung 2019***

Die LFP betrifft die Infrastrukturplanung auf den Verteilerleitungen der Netzebene 1. Wie bereits in den letzten Jahren umfasst die LFP auch heuer nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol.

Im Rahmen der LFP 2019 wurden drei neue Projekte eingereicht, wobei ein Projekt eine Ersatzinvestition darstellt. Die Projekte 2019/01 und 2019/02 stehen für eine Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol, die die Versorgungssicherheit erhöhen soll. Das Projekt 2019/03 soll einen Teil der Südleitung in der Steiermark ersetzen. Zwei bereits genehmigte Projekte wurden aufgrund von Änderungen neu eingereicht und genehmigt; fünf bereits genehmigte Projekte sind unverändert in Umsetzung.

### ***Projekte im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019***

Der KNEP umfasst die koordinierte Infrastrukturplanung von Fernleitungen. Fernleitungen des Marktgebiets Ost sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW), die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Fernleitungsnetzbetreiber sind die TAG sowie die GCA (Betrieb von PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Von den TSOs wurde ein neues Projekt für zusätzliche Kapazitäten auf einer bereits bestehenden Transportleitung eingereicht. Der überwiegende Teil der eingereichten neuen Projekte sind Ersatzinvestitionen der Fernleitungsnetzbetreiber GCA und TAG (11 Ersatzinvestitionen). Der wesentliche Anteil an der Anzahl der enthaltenen Projekte sind Ersatzinvestitionen, die fortgeführt werden: 11 bereits in früheren Bescheiden genehmigte Projekte wegen Änderungen wurden nochmals zur Genehmigung eingereicht, 28 Projekte wurden unverändert fortgeführt. Zudem wurden 7 Projekte zurückgezogen, da sie nicht mehr erforderlich sind, um den erhobenen Kapazitätsbedarf zu erfüllen.

Die genehmigten Projekte sind zum Teil auch grenzüberschreitende Projekte, die im Rahmen des europäischen TYNDP gemeldet wurden und zum Teil auch PCI-Status haben.

## **NETZENTWICKLUNGSPLANUNG IM EUROPÄISCHEN KONTEXT**

Auf europäischer Ebene erfolgt die Infrastrukturplanung durch den TYNDP der ENTSOG, der 2019 neu erstellt und im Januar 2020 veröffentlicht wurde. Dieser Plan basiert auf den Projekten, die die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber und andere Projektbetreiber zur Weiterentwicklung des Gasnetzes eingereicht haben. Der TYNDP ist die Grundlage für die Auswahl der „Projekte im gemeinsamen Interesse (PCI)“ auf der Basis der Infrastruktur-Verordnung von 2013.<sup>8</sup> Um in die

---

<sup>8</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1562757554015&uri=CELEX:02013R0347-20180426>

PCI-Liste aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen, z.B. muss das Gasvorhaben erheblich zur Marktintegration, zu Wettbewerb, Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen. Die Auswahl der PCIs erfolgt im Rahmen eines formalisierten Prozesses, der von der EU-Kommission geführt wird und an dem Mitgliedstaaten, nationale Regulierungsbehörden und ACER, die Projektbetreiber, aber auch NGOs beteiligt sind. Dabei übten die NGOs verstärkt Kritik an Gasleitungsprojekten, da langfristige Investitionen im Gasbereich dem EU-Ziel der Dekarbonisierung entgegenstehen.

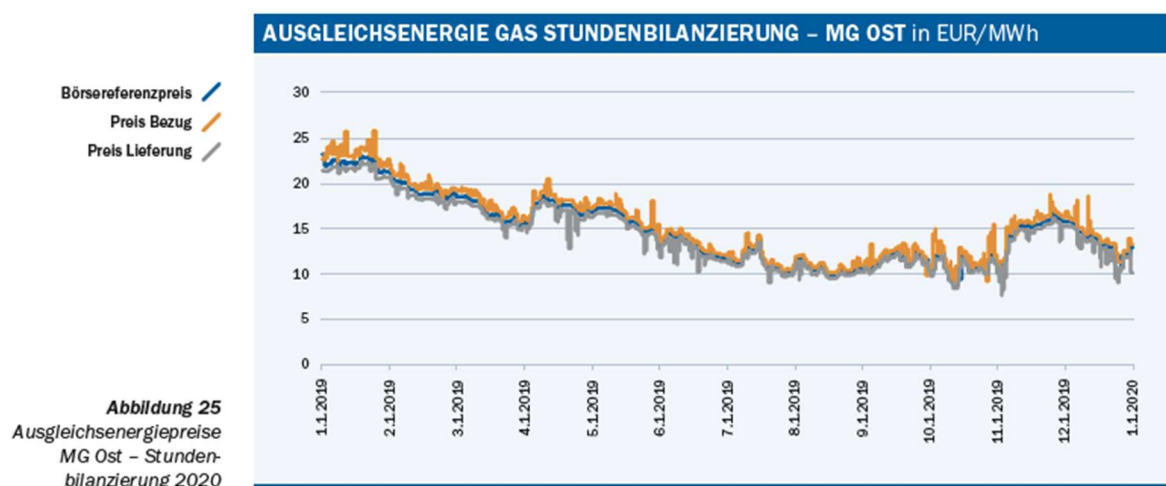
Im Oktober 2019 hat die Europäische Kommission die 4. Unionliste angenommen, die Annahme durch das Europäische Parlament ist noch ausständig. Drei Projekte aus Österreich wurden von einem Fernleitungsnetzbetreiber eingereicht, eines davon wurde in die 4. Liste aufgenommen.

## 7.6. Virtual Trading Point (CEGH)

Zum 1. Jänner 2020 hat die European Energy Exchange (EEX) die Aktivitäten der Powernext integriert. Durch diese Zusammenführung bietet die Börse alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz an, was unter anderem eine Vereinfachung der Zulassung neuer Marktteilnehmer mit sich bringt. Händler an der Börse PEGAS CEGH (zukünftig EEX CEGH) können nach Zulassung bei EEX weiter ihren Gashandel abwickeln, wobei ECC das zentrale Clearinghaus bleibt. Die entsprechende Anpassung der allgemeinen Bedingungen des Betreibers des virtuellen Handelsspunktes wurden von der CEGH bei der Behörde eingereicht und vom E-Control-Vorstand genehmigt.

## 7.7. Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt

Die Ausgleichsenergiepreise zeigten keine nennenswerten Ausschläge und orientierten sich am Börsereferenzpreis CEGHIX.



Quelle: AGCS

## 7.8. Gasspeicher

### UNBUNDLING DER SPEICHERUNTERNEHMEN

Für Speicherunternehmen gilt gemäß Art. 15 der Gasrichtlinie die gesellschaftsrechtliche Entflechtung, d.h. Speichereinrichtungenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, müssen hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Ebenso ist ein Gleichbehandlungsbeauftragter zu bestellen, der jährlich einen Gleichbehandlungsbericht an die Regulierungsbehörde zu übermitteln hat.

Auch 2019 wurden seitens der E-Control die Gleichbehandlungsberichte der Speicherunternehmen über das Berichtsjahr 2018 eingefordert und auf der E-Control-Website veröffentlicht. Von den Speicherunternehmen wurden keinerlei Verstöße gegen die Gleichbehandlungsbestimmungen gemeldet. Da vor allem die Unabhängigkeit der Gleichbehandlungsbeauftragten in der Überprüfung als Schwerpunkt definiert wurde, werden hinsichtlich der möglicherweise kritischen Bestellungen mancher Gleichbehandlungsbeauftragten weitere Ermittlungen angestellt. Im Speicherbereich wird aus aktuellem Anlass die Bestellung des Gleichbehandlungsbeauftragten in zwei Unternehmen genauer geprüft.

## ÜBERPRÜFUNG DER NICHTDISKRIMINIERUNG

Die Prozesse rund um die Kapazitätsvergaben durch die Speicherunternehmen im Jahr 2019 wurden im Bedarfsfall mit der E-Control abgestimmt bzw. ex post geprüft. Diese Vorgangsweise kam bei zwei der fünf Speicherunternehmen zum Tragen, da diese die Kapazitätsvergabe unternehmensintern und nicht über eine Plattform bzw. nicht mittels Auktion durchgeführt haben.

Abgesehen davon kann die E-Control aufgrund der Vorlagepflicht von abgeschlossenen Speicherverträgen durch die Speicherunternehmen den Zugang zu Speicherkapazitäten auf Gleichbehandlung prüfen.

## TRANSPARENZ

In Abbildung 26 sind Kapazitätsdaten mit Stand Dezember 2019 abgebildet. Nach der investitionsbedingten Schließung des Speichers Thann per 1. April 2017 betrug das Arbeitsgasvolumen in Summe im November 2018 zwischenzeitlich 92,2 TWh und stieg dann aufgrund der Kapazitätserhöhung im Speicher Haidach per 1. April 2019 auf 92,8 TWh sowie aufgrund der Kapazitätserhöhung im Speicher 7Fields per 1. Oktober 2019 auf 93,6 TWh.

SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicher- unternehmen/ Speicher	Einspeicher- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspeicher- rate	Entnahme- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnahme- rate	Arbeitsgas- volumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgas- volumen
OMV Gas Storage Schönkirchen	7.345	21,30%	10.848	24,61%	20.720.000	22,14%
OMV Gas Storage Tallesbrunn	1.413	4,10%	1.808	4,10%	4.520.000	4,83%
<b>OMV Speicher gesamt</b>	<b>8.758</b>	<b>25,40%</b>	<b>12.656</b>	<b>28,72%</b>	<b>25.240.000</b>	<b>26,97%</b>
RAG Energy Storage Puchkirchen/Haag	5.876	17,04%	5.876	13,33%	12.204.000	13,04%
RAG Energy Storage Haidach 5	226	0,66%	226	0,51%	181.000	0,19%
RAG Energy Storage Aigelsbrunn	565	1,64%	565	1,28%	1.469.000	1,57%
RAG Energy Storage 7Fields	1.710	4,96%	2.560	5,81%	5.650.000	6,04%
<b>RAG Energy Storage gesamt</b>	<b>8.377</b>	<b>24,30%</b>	<b>9.227</b>	<b>20,94%</b>	<b>19.504.000</b>	<b>20,84%</b>
Uniper Energy Storage 7fields	6.082	17,64%	9.123	20,70%	17.515.000	18,72%
<b>Summe Marktgebiet Ost</b>	<b>23.217</b>		<b>31.006</b>		<b>62.259.000</b>	
Astora Haidach	3.757	10,90%	4.358	9,89%	10.443.533	11,16%
GSA LLC Haidach	7.507	21,77%	8.708	19,76%	20.868.500	22,30%
<b>Summe Österreich</b>	<b>34.480</b>	<b>100,00%</b>	<b>44.071</b>	<b>100,00%</b>	<b>93.571.033</b>	<b>100,00%</b>

Abbildung 26  
Speicherkapazitäten in  
Österreich

Quelle: Websites der Speicherunternehmen, <https://agsl.gje.eu>, Stand Dezember 2019

OGS hält mit ca. 27% (25,2 TWh) Arbeitsgasvolumen nach wie vor den größten Anteil an den Speicherkapazitäten bezogen auf Österreich und mit ca. 41% bezogen auf die an das Marktgebiet Ost angebotenen Speicher.

### **Speicherbuchungen, Füllstände und Preise**

Die österreichischen Speicherkapazitäten waren 2019 durchgehend zwischen 93% und 100% ausgebucht (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Aufgrund der niedrigen Gaspreise in den Sommermonaten und einem höheren Sommer-Winter-Spread im Vergleich zum Vorjahr wurde bereits Ende Juli ein Speicherfüllstand von ca. 93% erreicht. Ende Dezember 2019 betrug dieser noch 100%. Im Vergleich dazu belief sich der Speicherfüllstand im Vorjahr auf ca. 51%.



**Abbildung 27**  
Entwicklung des Speicherfüllstandes in Österreich

Quelle: E-Control

## 7.9. Weiterentwicklung der Marktintegration mit Deutschland

Gemäß ACER Gas Target Model sieht das Konzept der impliziten Allokation vor, dass für benachbarte Marktgebiete mit getrennten Spot-Handelsmärkten ein Prozess etabliert wird, bei dem die Allokation von Day-ahead und Within-day-Transportkapazität mit dem Fließhandel der jeweiligen Märkte verbunden wird. Die Bilanzierungssysteme der Marktgebiete bleiben unverändert. Dies unterstützt Marktteilnehmer bei der Lösung des Koordinationsproblems, d.h. der Frage nach der gleichzeitigen Verfügbarkeit von Transportkapazitäten und Handelsmöglichkeiten im grenzüberschreitenden Handel. So können eine gesteigerte Handelstätigkeit und eine bessere Angleichung der Marktpreise benachbarter Gasmärkte gefördert werden.

Zwischen dem Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet NCG kommt es regelmäßig zu Großhandelspreisunterschieden (Spreads). Darüber hinaus schränken bestehende Netzzugangssystematiken im Verteilernetz die maximierte Nutzung des kleinen Grenzverkehrs zwischen diesen Märkten ein. Implizite Auktionen sollen diese Situation in Zukunft verbessern. Die deutschen und österreichischen Verteilernetzbetreiber sowie AGGM als Markt- und Verteilergebietsmanager haben dafür ein Konzept entwickelt, welches 2020 als Pilotprojekt zur Umsetzung kommen soll. Die E-Control sowie die deutsche Regulierungsbehörde waren in den zugrundeliegenden Diskussionsprozess eingebunden. In einer nachfolgenden Evaluierung wird der Erfolg des Modells untersucht und über eine längerfristige Fortsetzung entschieden.

## 7.10. Integration von erneuerbarem Gas in den Gasmarkt

Mengenmäßig spielt erneuerbares Gas als potentielles Substitut von Erdgas im Gasnetz aktuell eine untergeordnete Rolle. Synthetisches Gas und Wasserstoff werden bisher weitestgehend im Rahmen von (geförderten) Forschungs-, Pilot- oder Demonstrationsprojekten und in vernachlässigbaren Mengen in das Gasnetz eingespeist. Die Einspeisung von Biomethan (d.h. von erneuerbarem Gas biogenen Ursprungs) in das österreichische Gasnetz erfolgt aktuell an 14 Erzeugungsstandorten mit einer aggregierten Einspeisekapazität von ca. 40 MWh/h. Die Gesamteinspeisung von Biomethan betrug im Jahr 2018 170,98 GWh, was einem Anteil von ca. 1% der Gesamtabgabe an Haushalte bzw. 0,2% der Gesamtabgabe an sämtliche Netznutzer im Jahr 2018 entspricht. Zur Erreichung der politischen Zielsetzung, bis 2040 Klimaneutralität zu etablieren, bedarf es fundamentaler Veränderungen im Energieversorgungssystem sowie in Bezug auf die eingesetzten Primärenergieträger.

Erneuerbares Gas kann dazu einen volkswirtschaftlich sinnvollen Beitrag im Kontext von Sektorkopplung leisten. Damit sich diese Entwicklung einstellt, müssen die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen und Investitionssicherheit gegeben werden. Demzufolge sieht es die E-Control als ihre Aufgabe an, den Regulierungsrahmen dahingehend zu evaluieren und zu adaptieren. Die Regulierungsbehörde ist auf nationaler und europäischer Ebene aktiv in diesbezügliche Branchendiskussionen involviert und beteiligte sich an der Entwicklung der österreichischen Wasserstoffstrategie.

### **GASKENNZEICHNUNGSVERORDNUNG ALS ERSTER SCHRITT**

Die Gaskennzeichnung ist ein Instrument, um die Integration von erneuerbaren Gasen in den Markt für die Kundinnen und Kunden transparenter darzustellen. Gleichzeitig besteht nun für die Gaslieferanten die Möglichkeit, sich am Markt gegenüber der Konkurrenz abzugrenzen und ihre Produkte nachvollziehbar darzustellen. Diese Nachweisführung und die damit verbundene, gesteigerte Transparenz sollen dazu führen, dass erneuerbares Gas vermehrt nachgefragt wird.

Die Gaskennzeichnung und die Generierung von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Gase haben nicht nur eine regionale und nationale Bedeutung, sondern sind auch von überregionaler Relevanz. Die überarbeitete Erneuerbaren-Richtlinie der Europäischen Union fordert eine generelle Ausweitung der bereits bekannten Stromkennzeichnung auf Gas, Wärme und Kälte. Mit der Gaskennzeichnung hat Österreich somit bereits einen wesentlichen Entwicklungsschritt gesetzt. Langfristiges Ziel ist der Handel mit Herkunftsnachweisen für Gas auf internationaler Ebene.

Im September 2019 hat der Vorstand der E-Control die Gaskennzeichnungsverordnung erlassen. Die Verordnung ist am 1. Jänner 2020 in Kraft getreten. Mit dieser Verordnung schafft die E-Control ein homogenes Instrument, mit dem in Zukunft auch Gaslieferanten mehr Transparenz für ihre Kundinnen und Kunden erzeugen. Die Gaskennzeichnung auf Rechnungen und Werbematerialien erfolgt zwar freiwillig, aber mit den Inhalten der Verordnung wurde eine Basis geschaffen, damit dies betrugssicher, homogen und transparent erfolgt. Das System der Gaskennzeichnung folgt prinzipiell analog jenem der Stromkennzeichnung. Die Kennzeichnung erfolgt auf Basis von Herkunftsnachweisen, die in einer zentralen Datenbank bei der E-Control generiert werden. Diese Herkunftsnachweise können prinzipiell auch getrennt von den Energiemengen gehandelt werden.

Die Gaskennzeichnung auf Basis der Anforderungen der Verordnung kann erstmals im Jahr 2021 für das Jahr 2020 erfolgen. Ab Anfang 2020 können Herkunftsnachweise für Gas (sowohl für erneuerbare Gase als auch für fossiles Gas, welches in Österreich gefördert wird) in der Datenbank der E-Control generiert werden. Diese Herkunftsnachweise haben eine entsprechende Gültigkeit, damit sie 2021 erstmals für die Gaskennzeichnung durch die Lieferanten eingesetzt werden können.

## 7.11. Brennwertbeurteilung

Einhergehend mit der Adaptierung der Netzbilanzierung im Rahmen der GMMO-VO 2020 erfolgt auch eine Neugestaltung der Brennwertsystematik. Aktuell erfolgen Abrechnungen gegenüber Endkundinnen und -kunden weitgehend mit einem verordneten, je Marktgebiet einheitlichen, Verrechnungsbrennwert. Auch für die Allokationen von Gasflüssen an Kopplungspunkten zwischen Netzbetreibern werden Ist-Brennwerte nur dann herangezogen, wenn diese unmittelbar gemessen werden. Andernfalls kommen an diesen Netzkopplungen Verrechnungsbrennwerte zur Anwendung. Ab 1. Oktober 2021 erfolgt eine Flexibilisierung der Brennwerte an Netzkopplungen. Dort werden zukünftig nur mehr Ist-Brennwerte verwendet werden. Diese basieren auf Messungen, soweit verfügbar, und andernfalls auf Simulationen bzw. Brennwertverfolgung. Darüber hinaus arbeitet der ÖVGW an einer entsprechenden Anpassung der Regeln der Technik, die voraussichtlich ab 1. Jänner 2023 Gültigkeit haben soll und die Anwendung von Ist-Brennwerten auch für die Kundenabrechnung etc. vorsieht. Sofern auch die GSNE-VO 2013 diese Anpassung ab 1. Jänner 2023 reflektiert, werden ab diesem Datum in verursachungsgerechter Weise die Brennwerte der jeweiligen Brennwertbezirke o.Ä. für die Kundenabrechnung und die Bilanzierung herangezogen. Damit wird eine wesentliche Voraussetzung für die zunehmende Integration erneuerbarer Gase in das System geschaffen.

## 7.12. Umsetzung der Gas-SoS-VO

Die Verordnung (EU) 2017/1938 (Gas-SoSVO) setzt Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung. Die Umsetzung der Gas-SoS-VO erfolgte in enger Abstimmung mit den relevanten Marktteilnehmern und gemeinsam mit dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT).

### **Infrastrukturstandard**

Auch 2019 wurde der Infrastrukturstandard im Zuge der Erstellung der langfristigen Planung durch den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager AGGM berechnet und liegt im Marktgebiet Ost bei 132%. Somit ist durch die österreichische Gasinfrastruktur gewährleistet, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung gemäß Gas-SoS-VO zu mehr als 100% gerecht wird und daher eine gute Versorgungssicherheit gegeben ist.

### **Gasversorgungsstandard**

Wie in den Vorjahren wurde von der E-Control auch 2019 eine Erhebung zur Einhaltung des Versorgungsstandards für die Wintermonate Oktober 2019 bis März 2020 durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden Versorger geschützter Kundinnen und Kunden im Sommer 2019 aufgefordert, Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge, die zur Versorgung von Haushalten herangezogen werden, der Behörde offenzulegen. Als Grundlage der Erhebung dienten vom Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM übermittelte Verbrauchsmengen. Gegenüber dem Vorjahr gab es eine Reihe von Verbesserungen im Erhebungsdesign, um die Genauigkeit der Untersuchung weiter zu erhöhen.



BERECHNUNG DES INFRASTRUKTURSTANDARDS		
Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm <sup>3</sup> /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	–	derzeit noch DZK, daher Null
Freilassing & Laa/Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
<b>Epm</b>	<b>163,16</b>	
Produktion OMV	2,46	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,44	gebuchte Standardkapazität
<b>Pm</b>	<b>2,90</b>	
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,16	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	–	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	4,51	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	–	in Österreich nicht angeschlossen
<b>Sm</b>	<b>42,04</b>	
LNGm	0	
<b>Im</b>	<b>140,34</b>	
<b>Dmax</b>	<b>51,36</b>	Baseline Szenario Maximum der nächsten 10 Jahre
<b>N – 1 [%]</b>	<b>132%</b>	

**Abbildung 28**  
Berechnung des Infrastrukturstandards

Quelle: AGGM, LFP 2019

Im Zuge einer Vollerhebung wurden alle 48 Unternehmen kontaktiert, die geschützte Kundinnen und Kunden in Österreich (d.h. Haushalte) mit Gas versorgen. In der inhaltlichen Prüfung konnte für alle diese Versorger festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den Fällen a und b des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2019/2020 gerecht zu werden: Gerade im Hinblick auf potenzielle Unsicherheiten aufgrund des Auslaufens des Gastransitvertrages durch die Ukraine wurde in der Versorgungsstandard-Erhebung 2019/2020 besonderes Augenmerk auf Fall c der SoSVO (Ausfall des Entry-Punktes Baumgarten) gelegt. Die E-Control kam dabei zu dem Ergebnis, dass die eingespeicherte Menge für österreichische Endkunden deutlich höher war als die maximal benötigte Menge zur Abdeckung des Falles c. Zudem haben auf individueller Ebene Versorger sowohl Speicherverträge abgeschlossen als auch zum Teil Beschaffungsverträge mit Erfüllungspunkt VHP vorgewiesen. Deshalb geht die Behörde von der Erfüllung des Falles c aus.

### **Risikobewertung, Präventionsplan und Notfallplan**

Die zuständige Behörde jedes Mitgliedstaats ist dazu verpflichtet, einen Präventions- und einen Notfallplan zu erstellen, diese Pläne zu konsultieren und alle vier Jahre zu aktualisieren sowie an die Europäische Kommission zu übermitteln. Die Pläne basieren auf einer Risikobewertung, die jede zuständige Behörde national und regional durchzuführen hat. Darin sind die Risiken für die Gasversorgungssicherheit des Mitgliedstaates auf Grundlage definierter Kriterien umfassend zu bewerten, wobei verschiedene Szenarien heranzuziehen sind, die eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage und Versorgungsstörungen umfassen.

Die zuständige österreichische Behörde war 2019 das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT). Dieses hat in Kooperation mit der E-Control und der AGGM die relevanten Berechnungen durchgeführt, die jeweiligen Dokumente und Pläne erstellt und der Kommission die Risikobewertung übermittelt. Nach entsprechender Konsultation übersandte das BMNT der Kommission auch den Präventions- und den Notfallplan.

Eine Zusammenfassung der Risikobewertung (im Präventionsplan enthalten) und die Pläne selbst sind auf der Website des (nunmehr) BMK veröffentlicht.

### **Regelungen für Solidaritätsmaßnahmen zwischen verbundenen Mitgliedstaaten**

Gemäß Art. 13 der Gas-SoS-VO haben verbundene Mitgliedstaaten eine Einigung über die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen über Solidaritätsmaßnahmen zu erzielen. Eine Solidaritätsmaßnahme ist das letzte Mittel und wird nur dann angewandt, wenn der ersuchende Mitgliedstaat

- > trotz Senkung des erhöhten Versorgungsstandards innerhalb der jeweiligen Risikogruppe nicht in der Lage war, den Engpass bei der Gasversorgung seiner durch Solidarität geschützten Kundinnen und Kunden zu bewältigen,
- > alle marktbasierenden Maßnahmen und alle in seinem Notfallplan vorgesehenen Maßnahmen ausgeschöpft hat,
- > der Kommission und den zuständigen Behörden aller Mitgliedstaaten, mit denen er verbunden ist, ein ausdrückliches Ersuchen notifiziert hat, dem eine Beschreibung der bisher durchgeführten Maßnahmen beigefügt ist,
- > sich dem betreffenden Mitgliedstaat gegenüber zu einer angemessenen und unverzüglichen Entschädigung an den die Solidarität leistenden Mitgliedstaat verpflichtet.

Bis dato wurden derartige Vereinbarungen allerdings noch in keinem Mitgliedstaat abgeschlossen, da der Abschluss solcher Solidaritätsabkommen die Klärung einiger wesentlicher und komplexer Fragen voraussetzt, z.B. die Kompensation für geleistete Solidarität. Ungeachtet dessen wird in der Gas-SoS-VO explizit festgelegt, dass Art. 13 jedenfalls anwendbar ist, unberührt vom tatsächlichen Abschluss einer Einigung. In Österreich wurden Vorkehrungen für den Fall getroffen, dass Ad-hoc-Maßnahmen angewandt werden müssten.

Dabei kommt dem MGM/VGM eine wichtige Funktion bei der operativen Abwicklung der Solidaritätsmaßnahmen zu. Daher war es notwendig, eine entsprechende Änderung in der Ergänzungsvereinbarung in den Allgemeinen Bedingungen der AGGM vorzunehmen. Diese wurde von AGGM bei der Behörde eingereicht und vom E-Control-Vorstand genehmigt.

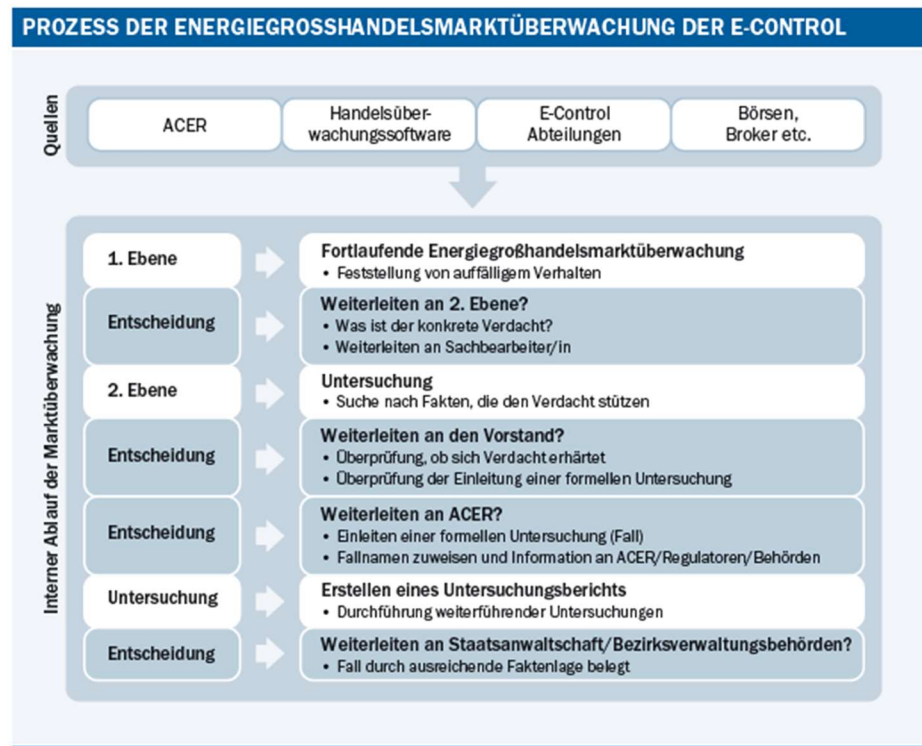
Für die potenzielle Abwicklung von Ad-hoc-Solidaritätsmaßnahmen ist es nicht nur erforderlich, das rechtliche Regelwerk des MVGM zu ergänzen, sondern es muss gerade auch beim Bilanzgruppenkoordinator eine Anpassung der Allgemeinen Bedingungen erfolgen. Der Bilanzgruppenkoordinator ist für die Organisation der benötigten Merit-Order-Liste und für die finanzielle Abwicklung gegenüber dem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen zuständig. Um im Falle von Solidaritätsmaßnahmen für angrenzende Mitgliedstaaten das kommerzielle Risiko möglichst gering zu halten, ist angedacht, Gasmengen im Umfang von zuvor getätigten Sicherheitsleistungen anzubieten. Außerdem sollen Preise für Ausgleichsenergiemengen für diesen Sonderfall nicht in die Bepreisung der herkömmlichen Ausgleichsenergiemengen einfließen. Daher war es auch erforderlich, das rechtliche Regelwerk der AGCS Gas Clearing and Settlement AG (AGCS) anzupassen. Die entsprechenden Änderungen und Ergänzungen in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators wurden bei der Behörde im November 2019 eingereicht und vom E-Control-Vorstand im Dezember 2019 genehmigt.

## 8. REMIT

Die REMIT-Verordnung dient der Sicherstellung des Vertrauens in die Integrität der vielzähligen Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union. Neben Regeln und Verpflichtungen für Marktteilnehmer beinhaltet sie auch die Rahmenbedingungen für die Energiegroßhandelsüberwachung durch die zuständigen Regulierungsbehörden. Auf europäischer

Ebene wird das Marktmonitoring durch ACER koordiniert und auf nationaler Ebene von den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten durchgeführt.

Die Kernelemente der REMIT-Verordnung sind die Verbote von Insiderhandel und Marktmanipulation. Gemeinsam mit kartell- und finanzmarktrechtlichen Regelungen gewährleistet die REMIT-Verordnung damit für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie für Marktteilnehmer die Zuverlässigkeit und nachhaltige Funktionsfähigkeit der Energiegroßhandelsmärkte. Dies beinhaltet insbesondere ein faires, auf Wettbewerb beruhendes Ergebnis von Angebot und Nachfrage sowie die Verhinderung von exzessiven Profiten durch missbräuchliches Verhalten.



**Abbildung 29**  
Prozess der Energiegroßhandelsmarktüberwachung der E-Control

Quelle: E-Control

Die Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes basiert im Wesentlichen auf den folgenden drei Stufen:

- > gesetzlich geregelte Überwachungspflichten für die privaten Betreiber von Börsen oder Brokerplattformen („persons professionally arranging transactions“, PPATs)
- > Marktmonitoring durch nationale Regulierungsbehörden
- > (gesamteuropäische) Überwachung durch ACER

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Verfahren durch Anzeigen anzustoßen, zum Beispiel ausgelöst durch Whistleblower (etwa andere Marktteilnehmer). Der Ablauf eines Verfahrens bei der E-Control zur Prüfung eines Verdachts auf einen Verstoß gegen REMIT ist genau geregelt.

### 8.1. Schwerpunkte der operativen Energiegroßhandelsüberwachung 2019

Im Jahr 2019 wurde insbesondere die REMIT-Registrierung von Marktteilnehmern neu aufgesetzt. Seitens der E-Control wurde erstmals damit begonnen, exemplarische REMIT-Fallberichte zu publizieren. Weiters fanden Schwerpunktaktivitäten im Monitoring besonders in den Bereichen der Datenaufbereitung und -optimierung sowie hinsichtlich der Publikation von Insiderinformation statt.

### ***REMIT-Registrierung***

Sämtliche Marktteilnehmer, die REMIT-relevante Transaktionen abschließen, müssen sich registrieren und einen ACER-Code erhalten, welcher wiederum für die korrekte Datenmeldung erforderlich ist. Die Registrierung ist über die nationale Regulierungsbehörde jenes Mitgliedstaates auszuführen, in dem der betreffende Marktteilnehmer seinen Sitz hat bzw. in dem er tätig ist. Die REMIT-Registrierung österreichischer Marktteilnehmer wurde 2019 grundsätzlich überarbeitet.

Im Juni 2019 wurde das bisher von der E-Control selbst verwaltete nationale Registrierungssystem (NRS) für REMIT vollständig zugunsten des europaweit einheitlichen Verwaltungsportals CEREMP („centralized European register for energy market participants“) stillgelegt. Die Umstellung erfolgte unter anderem aufgrund technischer Erneuerungsanforderungen sowie zur Steigerung der Effizienz durch ein einheitliches Verfahren und durch Synergien im IT-Bereich. Der gesamte Registrierungsprozess gemeinsam mit der Prüfung und Freigabe der von Marktteilnehmern übermittelten Daten bleibt jedoch weiterhin in der Kompetenz der E-Control.

### ***Publikation relevanter Fallberichte***

Die E-Control wird zukünftig einzelne richtungsweisende Fälle zu REMIT-Tatbeständen in anonymisierter Form veröffentlichen. Diese Fallberichte sind seit 2019 auf der E-Control-Website im Bereich REMIT unter „Entscheidungen und Veröffentlichungen“ abrufbar und sollen den Marktteilnehmern eine zusätzliche Anleitung zur korrekten Umsetzung der rechtlichen Vorgaben bieten.

### ***Optimierung der Datenqualität***

Die umfassende und verpflichtende Datenmeldung der Marktteilnehmer an ACER gemäß Art. 8 der REMIT-Verordnung und die folgende Übermittlung dieser Daten an die nationalen Regulierungsbehörden stellt eine fundamentale Voraussetzung dar, um eine effektive Überwachung des österreichischen Energiegroßhandelsmarktes zu garantieren. Bestimmte zusätzliche Daten werden durch die E-Control selbst auch auf Basis von nationalen gesetzlichen Bestimmungen erhoben und bei Bedarf zur Fallanalyse berücksichtigt. Folglich bleibt die stetige Verbesserung der Datenerhebung und -qualität essentielles Thema für wirksames REMIT-Monitoring.

Auch die jüngsten Entwicklungen und Innovationen auf den Energiemärkten erfordern konstante Weiterentwicklung und Optimierung der Datenaufbringungsprozesse und -infrastruktur. Besonders im (österreichischen) Strommarkt gab es 2019 maßgebliche Neuerungen, auf die auch seitens der Marktüberwachung laufend reagiert wird. Einerseits wurde etwa das XBID-Projekt im Rahmen der zweiten Go-live-Welle auf einige Nachbarstaaten Österreichs ausgeweitet, was erhöhte Komplexität im Intraday-Stromhandel mit sich bringt. Andererseits erweitert sich der Umfang der und Zugang zur Day-ahead-Auktion des paneuropäischen Market Coupling, an der eine Teilnahme seit 2019 zum Beispiel auch über die österreichische EXAA möglich ist, immer stärker. Auch entstanden mit dem Markteintritt der skandinavischen Energiebörse Nord Pool in den österreichischen Strommarkt im September 2019 zusätzliche Handelsmöglichkeiten für Marktteilnehmer.

Schließlich waren im Laufe des Jahres auch erste wettbewerbliche Entwicklungen im Rahmen der Gebotszonentrennung zwischen Deutschland und Österreich vom 1. Oktober 2018 zu beobachten und zu bewerten. Kurzzeitige Preisspitzen bzw. die Entwicklung der Großhandelspreise standen hier auch aus der Perspektive von REMIT im Fokus.

Unter diesen herausfordernden technischen und strukturellen Voraussetzungen konnten 2019 in enger Zusammenarbeit mit ACER, den weiteren europäischen Regulierungsbehörden und den österreichischen Marktteilnehmern die Datenmeldung und die Qualität der gemeldeten und verarbeiteten Informationen stetig verbessert werden.

### **Offenlegung von Insiderinformationen und Verwendung von Insiderinformationsplattformen**

Um Informationsasymmetrie zwischen den Marktteilnehmern am Energiegroßhandelsmarkt zu verhindern, legt Art. 4 der REMIT-Verordnung fest, dass bestimmte Informationen (sog. Insiderinformationen) über Unternehmen oder deren Anlagen effektiv und rechtzeitig von den jeweiligen Informationsinhabern zu veröffentlichen sind.

Auf europäischer Ebene wurde dieses Thema verstärkt aufgegriffen. So wurde seitens ACER ein REMIT-Konsultationsprozess zur Definition von Insiderinformation eingeleitet, über den die Marktteilnehmer ihre Erfahrungen im Umgang mit Insiderinformation und deren Veröffentlichung weitergeben konnten. Parallel gab es auf nationaler Ebene Schwerpunktuntersuchungen durch die E-Control. Besonders zentral war dabei die Art der Nutzung bestimmter (oft gleichzeitig genutzter) Meldekanäle für Informationsveröffentlichungen. Hierbei wurden teilweise Probleme bei Datenkorrektheit und -plausibilität und Inkonsistenzen bei gleichzeitiger Meldung auf verschiedenen Insiderinformationsplattformen festgestellt. Ein Beispiel dazu zeigt insbesondere der veröffentlichte Bericht zu Fall 02/2019 auf.

## 8.2. Kooperation und Austausch

### **Dialog mit nationalen Marktteilnehmern**

Ebenfalls weiter intensiviert wurden die Kontakte mit den österreichischen Marktteilnehmern. Unter anderem fanden im Rahmen einer Kontaktkampagne Treffen mit verschiedensten im Energiehandel tätigen Unternehmen statt. Die E-Control gab einen umfassenden Überblick über aktuelle REMIT-relevante Themen und Entwicklungen und skizzierte einen potentiellen Verfahrensgang. Dies geschah auch, um für die Marktteilnehmer schon im Vorfeld Klarheit für den Fall von etwaigen Informationsanfragen durch die Behörde zu schaffen. Auch in diesen Gesprächsrunden waren die korrekte Informationsmeldung und die Änderungen bei der REMIT-Registrierung wiederholt erörterte Punkte.

Der Input der Marktteilnehmer stellt für das REMIT-Team der E-Control eine wertvolle Informationsquelle dar, um die Untersuchung bestimmter Handelsaktivitäten zu erleichtern, Missverständnissen vorzubeugen und damit eine praxisnahe Marktüberwachung sicherzustellen.

### **Kooperation auf europäischer Ebene**

Die nationalen Regulierungsbehörden arbeiten bei der Implementierung und Durchsetzung der REMIT-Verordnung regelmäßig mit ACER, aber auch miteinander auf regionaler Ebene zusammen. Wesentliches Element dieser internationalen Kooperation ist die gemeinsame Bearbeitung von Verdachtsfällen, bei denen die nationalen Regulierungsbehörden in Gruppen die Hintergründe auffälligen Verhaltens von Marktteilnehmern untersuchen. Dabei findet eine regelmäßige Abstimmung und Koordination in internationalen Arbeitsgruppen und Foren statt.

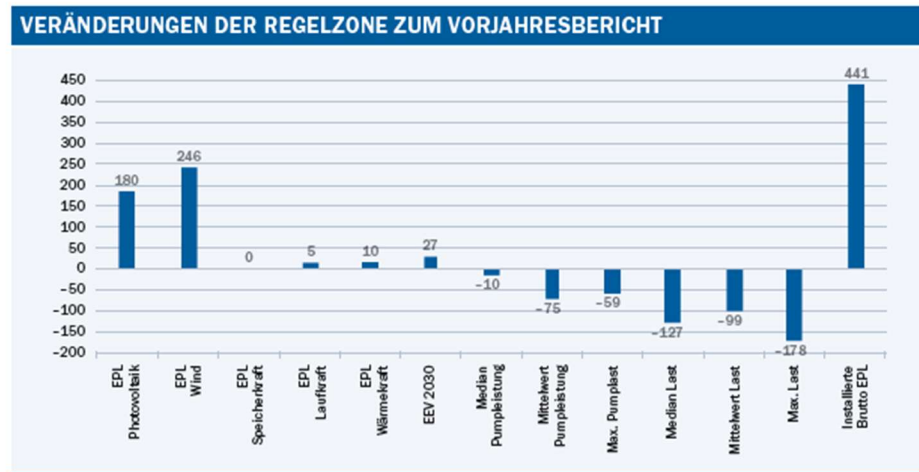
## 9. VERSORGUNGSSICHERHEIT

### 9.1. 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. Im Versorgungssicherheitsbericht 2019 wurden erstmals nur Kraftwerke berücksichtigt, die in das Versorgungsgebiet der Endkundinnen und -kunden in Österreich einspeisen.

Abbildung 30 zeigt die Veränderungen von Erzeugungskapazitäten (in MW), der Last (in MW) sowie der energetischen Endverbrauchsprognosen für 2030 (in GWh) im Bericht 2019 im Vergleich zum Vorjahresbericht.

In Österreich war im Sommer 2019 unter normalen Bedingungen eine Importsituation aufgrund von Kraftwerksrevisionen und kostengünstigeren Stromangeboten im benachbarten Ausland gegeben. Es wäre auch in diesen Perioden eine ausreichende Erzeugungskapazität zur vollständigen Lastabdeckung verfügbar gewesen. In einem Szenario mit verschärften Bedingungen ist dagegen in manchen Situationen ein Bedarf an Importen gegeben, der aus den Nachbarländern gedeckt werden kann.<sup>9</sup>



**Abbildung 30**  
Veränderungen der Regelzone zum Vorjahresbericht

Quelle: E-Control

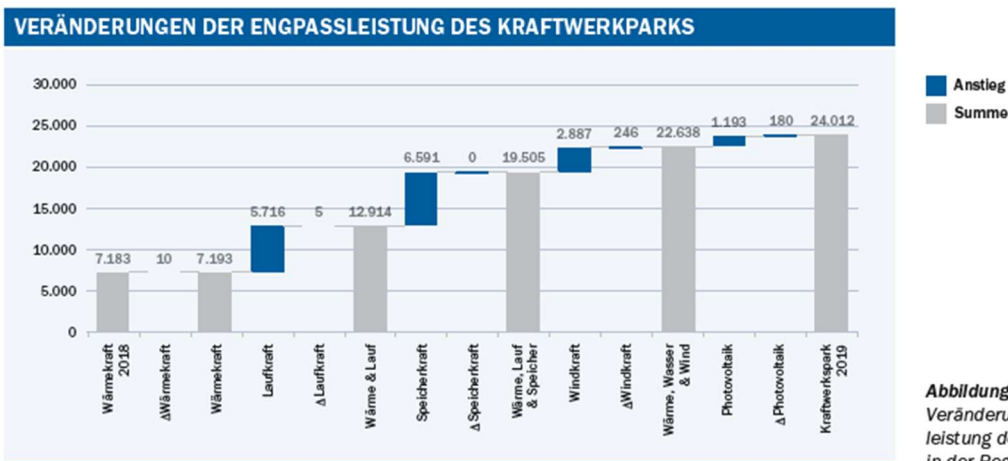
### **Kraftwerkspark-Engpassleistung**

In der folgenden Abbildung werden die Leistungen des Kraftwerksparks mit seinen Veränderungen 2019 im Vergleich zu 2018 dargestellt. In Summe beträgt die Engpassleistung 24.012 MW in der Regelzone APG.

### **Zusammenfassende Bewertung**

Ausgehend von den Ereignissen mit einer angespannten Stromversorgungssituation im Jänner 2017, die weiterhin im Bericht als Referenz für eine realistische ungünstige Aufbringungssituation verwendet werden, wurden im Bericht zur Stromversorgungssicherheit der E-Control Zielgrößen definiert und ausgewertet. Die bisherigen Analysen der Deckung der Spitzenlast wurden durch eine Energiedeckungsrechnung ergänzt. Dies ist insbesondere in einem Kraftwerkspark mit hohem Speicher- und Pumpspeicherkraftanteil wichtig, da diese Kapazitäten kurzfristig hohe Leistung, aber nur für sehr geringe Dauer zur Verfügung stellen können. Die Frage der energetischen Reichweite rückt daher in den Vordergrund. (Die ENTSO-E-Methode dagegen berücksichtigt nur die maximale Lastabdeckung und ist ohne energetische Betrachtung über definierte Zeiträume daher für eine gesamthafte Bewertung der Versorgungssicherheit unvollständig.)

<sup>9</sup> Die Erzeugungskapazität der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünersee ist der Regelzone TransnetBW zugeordnet und wird daher in dieser Analyse auch nicht mehr für die österreichische Versorgung berücksichtigt. Die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz wird seit Oktober 2018 dem deutschen Regelblock zugeordnet.



**Abbildung 31**  
Veränderungen der Engpassleistung des Kraftwerksparks in der Regelzone

Quelle: E-Control

Leistungsseitig ist im Szenario 2030 inklusive aller in Bau befindlichen Anlagen zu beinahe 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen. Die Wärmekraftwerke steuern dabei 5.774 MW an gesicherter Leistung bei, die Speicherkraftwerke in der Regelzone APG 4.968 MW und die erneuerbaren Energieträger (Lauf, Wind, PV) 2.686 MW.

Gegenüber dem Vorjahr ist die Leistungsreserve mit etwa 1,5 GW um etwa 1 GW gesunken. Ausreichende betriebsbereite Kapazitäten sind für die Versorgungssicherheit entscheidend. Sollten dafür Neuinvestitionen erforderlich sein, sind entsprechende Vorlaufzeiten zu berücksichtigen. Um ausreichende Leistungsreserve auch in Zukunft sicherstellen zu können, wären wegen dieser Vorlaufzeiten bereits jetzt Rahmenbedingungen für entsprechende Investitionsentscheidungen erforderlich.

Energetisch zeigt sich, dass je nach regionaler Abgrenzung das Ziel der Bedarfsdeckung auch in einem „Normaljahr“ nur unter bestimmten Annahmen gegeben ist. Insbesondere kommt es in Szenarien ohne öffentliche thermische Kapazität zu einer heimischen Unterdeckung des Energiebedarfs von etwa 3,2 TWh pro Wintermonat.

Die notwendige Kapazität thermischer Kraftwerke zur inländischen Deckung des Strombedarfs ist über 4 GW. Dabei sind noch kaum Zubauten erneuerbarer Erzeugungstechnologien berücksichtigt, weil derzeit wenige als in Bau befindlich gemeldet worden sind. Der energetische Beitrag erneuerbarer Energien, wie er für das 100%-Ziel für das Jahr 2030 erforderlich ist, wird daher in dieser Berechnung noch nicht berücksichtigt.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dieser ist bisher nicht einheitlich definiert. Im Stromversorgungssicherheitsbericht der E-Control wird als anzustrebender Sicherheitsstandard eine leistungsmäßige Volldeckung sowie eine energetische Verbrauchsdeckung von mindestens 90% über drei Wochen mit hohem Stromverbrauch angenommen. Eine solche energetische Betrachtungsweise entspricht auch den Methoden bei der Gasversorgung (verbindliche Lieferverträge für 30 Tage Versorgung) und Ölversorgung (Erdölbevorratung für 90 Tage).

Netzseitig hat es im Jahr 2019 im Übertragungsnetz 13 Warnmeldungen gegeben, die insgesamt 55 Stunden gedauert haben. Dies entspricht grob zehn Prozent aller Warnmeldungen europäischer Übertragungsnetzbetreiber.

Die Bewertung einer Versorgungssituation ohne thermische Kraftwerke führt – etwa in einem Betrachtungszeitraum bis 2030 – zu einer mehr als 10%igen Unterdeckung des Strombedarfs, sowohl in einer Leistungsbetrachtung als auch in einer energetischen Betrachtung.

Durch den hohen Zeitaufwand für die Errichtung neuer Kapazitäten muss deshalb schon jetzt begonnen werden, die nötigen Planungen und Prozesse einzuleiten, um die energetische Deckung 2030 sicherzustellen.

## 9.2. Energielenkung

Gemäß § 15 (Elektrizitätsversorgung) sowie § 27 (Erdgasversorgung) Energielenkungsgesetz 2012 ist die Vorbereitung und Koordinierung von Energielenkungsmaßnahmen der E-Control übertragen. Dafür erforderliche Datengrundlagen werden an die E-Control übermittelt. Zur Vorbereitung und Durchführung von Energielenkungsmaßnahmen wurde ein Energielenkungs-Krisen-Managementhandbuch erstellt, das jährlich aktualisiert wird. Zur Erprobung der Abläufe werden regelmäßig Übungen durchgeführt. Vom 13. bis 15. Mai 2019 wurde unter der Leitung des Bundesministeriums für Inneres (BMI) eine übergeordnete Krisenübung mit dem Namen HELIOS durchgeführt, innerhalb der bei Annahme gegebener Stromversorgungseinschränkungen die Auswirkungen und erforderlichen Maßnahmen in allen betroffenen Organisationseinheiten erprobt wurden. Weiters wurden erste Vorbereitungen für eine im November 2020 geplante Energielenkungsübung getroffen, die die Region Oberösterreich betreffen soll und deren Gasversorgung in einer für die Übung anzunehmenden Einschränkung mit Wechselwirkungen auf die Stromversorgung.

## 9.3. Cybersicherheit

Für eine funktionierende Strom- und Gasversorgung ist ein permanenter Datenaustausch im Wege von Informations- und Kommunikationstechnologien erforderlich. Diese Vernetzung nimmt zu. Dezentrale und volatile Versorgungseinheiten abgestimmt mit zeitnahen Verbrauchsmessungen erhöhen die Abhängigkeit von funktionierenden Datenflüssen.

Die EU-NIS-Richtlinie 2016 wurde in Österreich mit dem NIS-Gesetz 2018 in nationales Recht umgesetzt und vereinheitlicht Sicherheitsstandards und Umsetzungsmaßnahmen für Netz- und Informationssysteme.

Im Zuge eines Amtshilfeverfahrens wurde die E-Control vom Bundeskanzleramt zur Ermittlung der für eine funktionierende Strom- und Gasversorgung wesentlichen Betreiberunternehmen beigezogen. Die Verpflichtungen beinhalten die Einhaltung von festgelegten Sicherheitsstandards, deren Überprüfung im Rahmen von periodischen Audits, Meldeverpflichtungen von Sicherheitsvorfällen und die Benennung zuständiger Kontaktpersonen.

Das NIS-Gesetz 2018 sieht die Einrichtung von Computer-Notfall-Teams vor. Für den Energiesektor ist ein branchenspezifisches Energiesektor-Computer-Notfall-Team eingerichtet (AEC). Durch das AEC erfolgt eine permanente Beobachtung von Cyberrisiken. Die E-Control ist Mitglied des Beirates des AEC.

Im Auftrag der E-Control werden Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern der Strom- und Gasversorgungsunternehmen und Risikoanalysen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analysen und Empfehlungen liegen in Form eines Berichts vor, zuletzt veröffentlicht im Dezember 2018. Eine Aktualisierung dieses Berichtes ist für das Jahr 2020 vorgesehen.



## 10. INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL

Die E-Control hat unter anderem zur Schaffung des europäischen Energiebinnenmarktes, zur Entwicklung von Regionalmärkten und zur Beseitigung von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel beizutragen. Auch für die Erreichung der anderen Ziele der E-Control ist eine aktive Einbringung der Regulierungsbehörde auf internationaler – insbesondere auf europäischer – Ebene unerlässlich.

Dieser auch stark international ausgeweitete Gesetzesauftrag wird von der E-Control in zahlreichen europäischen Gremien und Gruppen verfolgt. Bereits seit Gründung der jeweiligen Organisationen engagiert sich die E-Control aktiv in ACER, im Council of European Energy Regulators (CEER) und im Regulierungsgremium der Energiegemeinschaft (Energy Community Regulatory Board, ECRB). Seit Oktober 2018 ist sie auch Vollmitglied in der Energy Regulators Regional Association (ERRA).

Daneben verfolgt die E-Control auch bilaterale Kooperationsprojekte. Insbesondere innerhalb des EU-Twinninginstruments kann die E-Control beachtliche Erfolge verbuchen: Das Jahr 2019 stand im Zeichen des Starts und der Umsetzung zweier neuer Twinningprojekte in der Ukraine und in Georgien. Aber auch abseits von Twinning wirkt die E-Control an bilateralen und multilateralen Kooperationen mit.

### 10.1. Zusammenarbeit in ACER

ACER ist eine europäische Agentur, die Regulierungsbehörden bei der Ausübung ihrer grenzüberschreitenden Verpflichtungen unterstützt. Sie hat 2019 mit der revidierten ACER-Verordnung eine erhebliche Erweiterung ihrer Aufgaben und Kompetenzen erfahren. So hat ACER in Zukunft unter anderem

- > die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzkodizes direkt selbst abzuändern,
- > die Vorschläge für die Methoden und Berechnungen zur europäischen Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen abzuändern und zu genehmigen,
- > die technischen Spezifikationen für die grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmechanismen abzuändern und zu genehmigen,
- > die Methode zur Bestimmung der Verwendung von Engpasserlösen aus grenzüberschreitenden Stromflüssen zu genehmigen,
- > die Methoden zur Identifizierung von Krisenszenarien im Strom abzuändern und zu genehmigen sowie
- > Entscheidungen über Modalitäten und Bedingungen oder Methoden zur Umsetzung von Strom-Netzkodizes zu treffen, sofern sie EU-weit gültig sind oder eine überregionale Bedeutung haben.

Mit diesen und weiteren Änderungen des Zuständigkeitsbereichs von ACER und neuen prozeduralen Anforderungen ist die Umsetzung des Clean Energy Package (CEP) eine Herausforderung für ACER ebenso wie für die nationalen Energieregulierungsbehörden in Europa.

#### **Organisatorische Neuerungen**

Personell hat ACER Anfang 2019 mit der Wahl von Clara Poletti von der italienischen Regulierungsbehörde zur Vorsitzenden des Regulierungsrates eine wichtige Neuerung erfahren. Die nächste personelle Umstellung erfolgte mit der Ablöse von Alberto Pototschnig als ACER-Direktor durch Christian Zinglersen mit Jahresende 2019. Innerhalb von ACER sind die Energieregulierungsbehörden neben dem Regulierungsrat auch in den Arbeitsgruppen und untergeordneten Task Forces der Organisation vertreten. Die E-Control beteiligt sich aktiv an der Arbeit aller Gruppen und trägt so zum Voranschreiten des europäischen Binnenmarktes für Energie

bei. Ihre Expertinnen und Experten leiten auch einige der Task Forces. Seit Dezember 2019 stellt die E-Control zudem mit der Abteilungsleiterin Christine Materazzi-Wagner die Vorsitzende der ranghöchsten Stromarbeitsgruppe.

### **Umsetzung des CEP**

Die Stromarbeitsgruppe beschäftigte sich 2019 insbesondere mit der Umsetzung der Strom-Netzkodizes. In vielen Bereichen kommt es dabei zu Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber, die von ACER ggf. abgeändert und dann genehmigt werden. Ein 2019 viel diskutiertes Thema war die Anforderung aus der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung an Übertragungsnetzbetreiber, mindestens 70% der Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel verfügbar zu machen. Der Frage, wie sich dieser Grenzwert und seine Erreichung berechnen, ging ACER in einer eigenen Empfehlung nach.

### **Die Zukunft des Gassektors**

Das Jahr 2019 war im Bereich Gas davon geprägt, die wesentlichen Herausforderungen für die europäische Gaswirtschaft und die Zukunft insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Dekarbonisierung zu identifizieren und herauszuarbeiten, wie die Regulierung zur Bewältigung dieser Herausforderungen beitragen kann. Diese Überlegungen mündeten in einer ACER-Empfehlung sowie einem gemeinsamen Dokument von ACER und CEER (siehe Seite 102) unter dem Titel „Bridge Beyond 2025“.

> Für die Zukunft des Gassektors ist eine Dekarbonisierung von Gas und die Integration erneuerbarer Gase in die existierenden Strukturen des Gasmarktes zentral. Die Beurteilung neuer Gasinfrastruktur sollte in Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele der EU erfolgen. Vorhandene Gasinfrastruktur sollte auf eine Möglichkeit zur Weiternutzung mit erneuerbaren Gasen geprüft werden, bevor eine Stilllegung überlegt wird.

> Die Eingliederung erneuerbarer Gase wird möglich, indem Markt- und Förderstrukturen technologieneutral gestaltet werden. Dazu ist es auch notwendig, zahlreiche Regelungen insbesondere für Infrastruktur aus dem CEP für den Gassektor nachzuziehen. Darüber hinaus sind die Rahmenbedingungen für Sektorkopplung zu definieren.

### **Einzelentscheidungen und Empfehlungen von ACER**

In zahlreichen grenzüberschreitenden Regulierungsfragen hat ACER die Aufgabe, Entscheidungen zu fällen oder Empfehlungen abzugeben, sofern unter den zuständigen nationalen Energieregulierungsbehörden keine Einigung gefunden werden kann oder sich diese Behörden an ACER wenden. Für Österreich waren 2019 insbesondere die folgenden Themen aus diesem Bereich von Bedeutung:

> Das Jahr 2019 brachte eine Einzelentscheidung zur Gasinfrastruktur am ungarischen Punkt Mosonmagyaróvár. Ein Projektantrag zur Erweiterung der Gastransportkapazität an diesem Punkt seitens der Fernleitungsnetzbetreiber von Österreich und Ungarn war von der E-Control genehmigt, von der ungarischen Regulierungsbehörde jedoch abgelehnt worden. Die Kompetenz ging auf ACER über, wo auf Genehmigung des Antrages entschieden wurde. Die Entscheidung wurde in der Folge auch vom ACER-Beschwerdeausschuss bestätigt.

> Das Europäische Gericht entschied im Oktober, der Nichtigkeitsklage der E-Control stattzugeben und die Entscheidung des ACER-Beschwerdeausschusses vom 17. März 2017 in der Entscheidung über die Zusammensetzung der Kapazitätsberechnungsregionen aufzuheben. Den von der E-Control bzw. der APG (und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) eingebrachten Nichtigkeitsklagen wurde aus verfahrensrechtlichen Gründen stattgegeben.

### **Marktmonitoring**

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 Marktmonitoringbericht dar. Er wird gemeinsam mit CEER erstellt und war 2019 wie bereits im Jahr zuvor in vier Bände gegliedert: Stromgroßhandel, Gasgroßhandel, Strom- und Gas-Einzelhandel sowie

Schutz und Stärkung von Konsumentinnen und Konsumenten. Die Kernergebnisse für das Jahr 2018 waren:

- > Die Strompreise auf den Day-ahead-Großhandelsmärkten stiegen in fast ganz Europa, wobei es noch Potenzial für weitere Preiskonvergenzen gibt. Dieser Zeithorizont zeigt auch eine gute Ausnutzung der grenzüberschreitenden Kapazitäten – beim untertägigen Handel und auf dem Ausgleichsenergiemarkt ist das nicht der Fall. Das 70%-Ziel aus dem CEP wurde 2018 nur an den wenigsten Gebotszonengrenzen erreicht.
- > Die Schere zwischen gut und schlecht funktionierenden Gas-Großhandelsmärkten geht weiter auseinander. Während ein Großteil des Gases auf immer besser funktionierenden Märkten gehandelt wird, gibt es auf schwach entwickelten Märkten praktische keine Verbesserungen. Insgesamt nimmt die Bedeutung von Erdgasimporten zu, da die Erzeugung in der EU selbst zurückgeht und erneuerbare Gase noch nicht in signifikanten Mengen zur Verfügung stehen.
- > Für den Haushaltsenergiemarkt macht ACER einen stärkeren Zusammenhang mit den Preisen auf den Großhandelsmärkten aus. Dass die Gesamtpreise für Haushalte im Vergleich zum Vorjahr dennoch anstiegen, wird auf den Anstieg nicht im Wettbewerb stehender Preiskomponenten zurückgeführt, d.h. z.B. höherer Grünstromabgaben, Steuern usw.
- > Verbraucherinnen und Verbraucher können sich weitgehend auf die Umsetzung der in der europäischen Gesetzgebung festgelegten Rechte verlassen. Das CEP stärkt nun außerdem ihre aktive Rolle auf dem Strommarkt, z.B. über Maßnahmen wie Energiegemeinschaften.

Im Bereich der Integrität und Transparenz der Energiemärkte führt ACER eine Ex-post-Kontrollfunktion aus. Um den Marktteilnehmern das Einhalten der Rechtsvorschriften zu erleichtern, gibt sie quartalsweise Aktualisierungen heraus und erarbeitet Klarstellungen. Nach drei Jahren war es 2019 wieder an der Zeit, eine Überholung der ACER-Richtlinien über die Anwendung der REMIT-Verordnung zu erstellen. In dieser Ausgabe liegt ein besonderer Schwerpunkt auf Artikel 15 der Verordnung, der sich mit Stellen beschäftigt, die beruflich Transaktionen arrangieren, d.h. z.B. Börsen.

## 10.2. Zusammenarbeit in CEER

CEER ist ein freiwilliger Zusammenschluss mit 29 Mitgliedern und 7 Beobachterländern. Die verabschiedeten Positionspapiere stellen die gemeinsame Sichtweise von Energieregulierungsbehörden aus 36 europäischen Ländern dar.

Die strategische Leitung und die Repräsentation von CEER nach außen obliegen einem sechsköpfigen Board. Der E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch wurde im Herbst 2018 zum Vizepräsidenten von CEER und damit Mitglied dieses Gremiums gewählt und trägt in dieser Position zur Ausrichtung der paneuropäischen Organisation bei. Ihm obliegt die kohärente Umsetzung der CEER-Strategie sowie des CEP. Geleitet wird die Organisation von Präsidentin Annegret Groebel von der deutschen Energieregulierungsbehörde.

### **2019 im Zeichen der Digitalisierung**

Die gesamte Organisation hat sich 2018 mit der Entwicklung einer „3D-Strategie“ neu ausgerichtet: In den Jahren bis 2021 wird man sich insbesondere auf die drei Bereiche Digitalisierung, Dekarbonisierung und dynamische Regulierung konzentrieren. Es handelt sich dabei um drei Querschnittsmaterien, die sich in der Arbeit aller Gruppen in CEER widerspiegeln sollen. Die Grundideen unterwarf CEER im Sommer 2018 einer Konsultation mit den Marktteilnehmern. Sie wurden in einem Dialog gemeinsam mit allen Beteiligten im Laufe des Jahres 2019 weiter ausgearbeitet und dienen als Richtschnur für die künftige Arbeit von CEER.

Als besonderen Schwerpunkt hatte man sich 2019 die Erforschung des Themas „Digitalisierung“

vorgenommen. In einem groß angelegten Projekt wurde untersucht, welche Vorteile die Digitalisierung für Energieverbraucherinnen und -verbraucher bringt. Diese ließen sich unter den fünf Stichworten Kosteneinsparung, Komfort, Wahlmöglichkeiten, Beteiligung sowie Versorgungssicherheit und -qualität zusammenfassen. Der zweite Teil der Studie beschäftigte sich damit, wie diese Vorteile realisiert und zugleich Risiken hintangehalten werden können.

### **Zukunftsthemen**

Ein weiterer wesentlicher Baustein der vorausschauenden Tätigkeit von CEER war 2019 das „Bridge Beyond 2025“-Dokument, das gemeinsam mit ACER erstellt und veröffentlicht wurde. Daneben wurden insbesondere die folgenden konzeptuellen Themen angegangen:

- > Mehr verteilte Stromerzeugung und immer stärkere Teilnahme der Verbraucherinnen und Verbraucher am Energiemarkt bewirken auch, dass sich die Verteilernetzbetreiber entwickeln. Es ergeben sich Räume für gänzlich neue Geschäftsideen und -modelle. Zugleich muss die neutrale Rolle der Netzbetreiber im Sinne der Unabhängigkeit und Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer gewahrt sein. Dieser Problematik widmete sich CEER in einem eigenen Bericht.
- > Auch das neue Konstrukt der Energiegemeinschaften aus dem CEP wurde von CEER einer Untersuchung unterzogen, mit besonderem Augenmerk auf die Beiträge, welche die Regulierung zur Praktikabilität dieser Gemeinschaften leisten kann und soll.
- > Welche Vorteile neue technologische Entwicklungen für Konsumentinnen und Konsumenten bereithalten und bei welchen Aspekten Vorsicht geboten ist, wurde von CEER anhand einer Reihe von Fallbeispielen unter die Lupe genommen.

### **Fokus auf Konsumentinnen und Konsumenten**

Im Rahmen von CEER beschäftigt sich eine eigene Arbeitsgruppe mit konsumentenrelevanten Themen. Sie nimmt sich folgender Themen an: Schutz und Stärkung von Energiekonsumentinnen und -konsumenten, Design des Endkundenmarktes, das Konsumentenschutzkapitel des gemeinsamen ACER-CEER-Marktberichts, der CEER-Bericht zum Energie-Einzelhandelsmarkt sowie das Funktionieren der nationalen Energiemärkte. Die Arbeitsgruppe entwickelt außerdem Pläne und Aktivitäten, wie Konsumentinnen und Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können.

Auf allen Ebenen sind Expertinnen und Experten der E-Control involviert und leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer besseren Zusammenarbeit der europäischen Regulatoren.

> Hervorzuheben ist die führende Rolle der E-Control bei der Erstellung des Konsumentenschutzkapitels für den europäischen ACER-CEER-Marktbericht. In dieser Kooperation steuert CEER insbesondere Expertise bzgl. der Situation der Konsumentinnen und Konsumenten bei. Untersucht wird die Ausgestaltung und Einhaltung diverser europarechtlicher Schutzmechanismen für Konsumentinnen und Konsumenten auf den Strom- und Gasmärkten. Die Dimensionen der Analyse sind Versorgung letzter Instanz, der Schutz von schutzbedürftigen Kundinnen und Kunden, Konsumenteninformation, Rollout von Smart Meter, Wahl- und Teilnahmemöglichkeiten für Konsumentinnen und Konsumenten sowie deren Beschwerden.

> Im September 2019 fand das 11. Citizens' Energy Forum in Dublin statt. Die Europäische Kommission lud ein, die Perspektiven der Konsumentinnen und Konsumenten auf den europäischen Energiemärkten unter dem Gesichtspunkt der Energiewende zu diskutieren.

Im November 2019 fand bereits zum 8. Mal die CEER-Jahreskonferenz zu Endkundenthemen in Brüssel statt, unter dem Motto „Consumers at the heart of implementing the Clean Energy Package framework“. Die Veranstaltung bot den vielen teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die Möglichkeit, mit Regierungsbehörden und anderen Akteuren der Energiemärkte (Versorgungsunternehmen, politischen Akteuren) zusammenzutreffen.

**Daily business** Diese Arbeit in CEER wird durch Erhebungen und Berichte ergänzt, die wertvolle Instrumente für die tägliche regulatorische Arbeit der Mitglieder darstellen. Als Unterstützung der CEER-Mitglieder wurde von der Organisation z.B. ein paneuropäisches Benchmarking der Kosten von Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern unternommen. Das Projekt wurde von einem Beratungsunternehmen durchgeführt. Aus Österreich nahm die APG daran teil.

CEER dient außerdem als Plattform zur Kontaktpflege und zum Erfahrungsaustausch mit Regulierungsbehörden außerhalb Europas. Im Jahr 2019 äußerte sich diese Funktion z.B. im Abschluss eines Rahmenabkommens mit der regionalen afrikanischen Regulierungsorganisation RAERESA. Die bereits gut verankerte Kooperation mit Energiegemeinschaft, ERRA, der mediterranen Regulierungsbehördenorganisation MEDREG und den Ländern der östlichen Partnerschaft wurde in gemeinsamen Diskussionsrunden und Workshops ausgebaut.

Außerdem empfing CEER auch Delegationen anderer Organisationen und führte drei EBRD-Kleinprojekte durch.

### 10.3. Weitere internationale Kooperationen

#### **ZUSAMMENARBEIT IN ERRA**

Seit Oktober 2018 ist die E-Control Vollmitglied bei ERRA. Es handelt sich dabei um einen weltweiten Zusammenschluss von Energieregulierungsbehörden mit 33 Voll- und 10 außerordentlichen Mitgliedern. Liegt bei CEER das Hauptaugenmerk auf der Entwicklung von Empfehlungen und gemeinsamen Positionen im Lichte des europäischen Energiebinnenmarktes, so ist ERRA insbesondere im Bereich des Erfahrungsaustausches aktiv. Die geographische Verteilung der Mitglieder über den ganzen Globus ist kennzeichnendes Merkmal.

Die inhaltliche Arbeit von ERRA erfolgt im Rahmen von drei Arbeitsgruppen: Konsumentinnen und Konsumenten, Lizenzierung und Wettbewerb sowie Tarife und Netze. Während sich die erste dieser Arbeitsgruppen verstärkt mit dem Prozess des Anbieterwechsels auseinandersetzt, arbeitet die Gruppe Tarife und Netze unter anderem an Themen wie Optimierung der Tariffestlegung von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern und mögliche Effizienzsteigerung bei Verteilernetzbetreibern. Die Arbeitsgruppe Lizenzierung und Wettbewerb befasst sich unter anderem mit praxisbezogenen Problemstellungen im Bereich Entflechtung von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern, Energieeffizienz im Rahmen der Energiewende und den möglichen Auswirkungen des CEP.

#### **ZUSAMMENARBEIT IM ECRB**

Bereits seit 2006 gibt es die Energiegemeinschaft, die als Vehikel der Europäischen Union die Zusammenarbeit innerhalb der südosteuropäischen Staaten und mit EU-Mitgliedsländern fördert. Vorrangiges Ziel ist die Umsetzung der europäischen Regelungen und Vorschriften aus dem Bereich Energie auch in Südosteuropa und in den östlichen Nachbarstaaten der EU. In vielen Fällen bedeutet das längere Übergangszeiträume oder eine Anpassung der EU-Regelungen für die Staaten der Energiegemeinschaft. Österreich hat in diesem Prozess Teilnehmerstatus.

Die regulatorische Komponente dieser Arbeit ist im ECRB angesiedelt und wird vom Sekretariat in Wien aus organisiert. Im Jahr 2019 stand erneut die Umsetzung diverser Netzkodizes in den Ländern der Energiegemeinschaft im Fokus. Die regulatorische Arbeit erfolgt in erster Linie über die Arbeitsgruppen Strom, Gas und Konsumentinnen und Konsumenten. Eine neue Herausforderung für die Regulierungsbehörden des ECRB stellt die Umsetzung der REMIT-Verordnung dar, wenn auch in einer „Light“-Version. Zu diesem Zweck wurde 2019 zusätzlich zu den bestehenden Arbeitsgruppen eine neue REMIT-Arbeitsgruppe geschaffen, um die Behörden bei der Umsetzung der REMIT-Verordnung zu unterstützen.

Überdies ist der Vorstand der E-Control, Wolfgang Urbantschitsch, Vorsitzender des Advisory Committee der Energiegemeinschaft. Dieser Ausschuss ist ein beratendes Gremium unabhängiger Rechtsexpertinnen und -experten, das den Ministerrat der Energiegemeinschaft in Streitbeilegungsverfahren berät.

### **BILATERALE UND MULTILATERALE ZUSAMMENARBEIT**

Seit Beginn ihrer Tätigkeit ist die E-Control um bilaterale und multilaterale Kontakte mit anderen Behörden bemüht. Mittlerweile hat sie sich über mehr als zehn Jahre hinweg im Bereich der internationalen Kooperationsprojekte als verlässliche Partnerin für empfangende Länder und finanzierende Stellen gleichermaßen etabliert. Die meisten der Projekte laufen innerhalb des von der EU finanzierten Twinning-Instruments ab. Dabei handelt es sich um mittelfristige Kooperationen (ein bis zwei Jahre) mit Schwesterbehörden außerhalb der EU, die von der Europäischen Kommission gefördert werden. Die Ziele unterscheiden sich je nach Projekt, sind jedoch generell auf die institutionelle Stärkung der Partnerbehörde gerichtet. Im Fokus steht ebenso die Etablierung einer langfristigen Zusammenarbeit mit den (europäischen und außereuropäischen) Partnerbehörden und die Möglichkeit für beide Seiten, durch Anwendung bekannter und bewährter Modelle in unterschiedlichen Situationen ihre Expertise zu erweitern.

Mit der Umsetzung eines im Jahr 2018 akquirierten Projekts in der Ukraine konnte im März 2019 gestartet werden. Das Twinningprojekt befasst sich mit der Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie der EU in das ukrainische Energierecht und mit ihrer praktischen Umsetzung in der Ukraine. Für dieses Projekt arbeitet die E-Control mit der österreichischen Energieagentur, dem Umweltbundesamt, dem BMNT und der italienischen Forschungsinstitution Eurac Research zusammen. Die Partnerbehörde auf der ukrainischen Seite ist die „Agency for Energy Efficiency and Energy Saving of Ukraine“ (SAEE). Die thematische Bandbreite reicht von der Ausarbeitung legislativer Vorschläge, welche für die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie noch ausständig sind, über Unterstützung bei der Implementierung des nationalen Aktionsplans im Bereich der Erneuerbaren bis zur Hilfestellung bei Aufbereitung und Bereitstellung von Information über erneuerbare Energie. Die inhaltliche Implementierung des Projekts ist bereits weit fortgeschritten. Mitte 2020 soll das Projekt abgeschlossen werden.

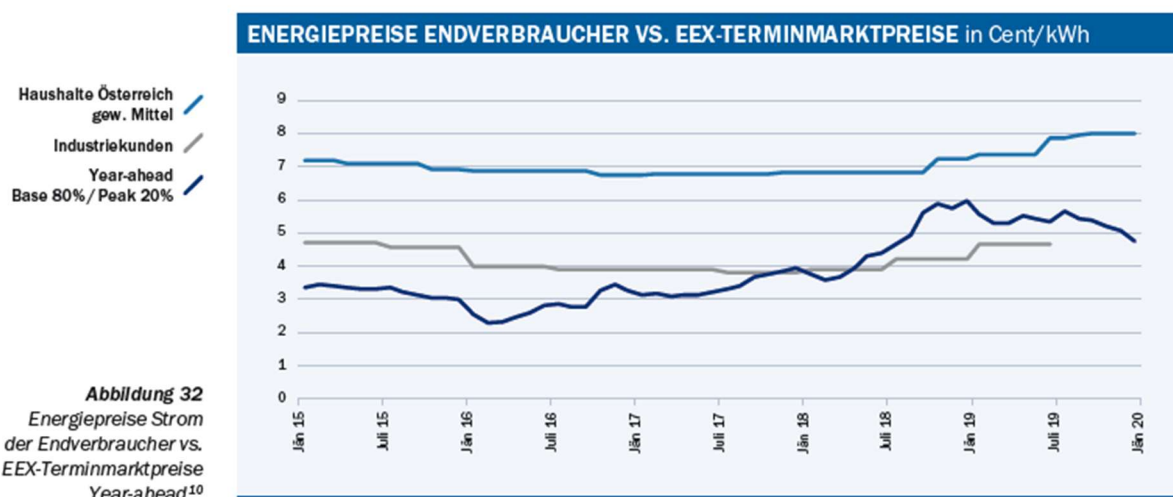
Nach zwei erfolgreichen Twinningprojekten in Georgien erhielt die E-Control im Konsortium mit der französischen und der griechischen Regulierungsbehörde im November 2018 den Zuschlag für ein weiteres Projekt mit der georgischen GNERC. Mit der Umsetzung des Projekts wurde Anfang 2019 begonnen. Ziel ist, die Kompetenz der georgischen Partnerbehörde bezüglich Qualitätsregulierung und Einführung von intelligenten Messgeräten zu stärken. Die Inhalte der Zusammenarbeit erstrecken sich von der Beurteilung der Ausgangslage in puncto Qualitätsregulierung bis hin zur Ausarbeitung von Empfehlungen für neue Regeln und Methoden und deren legislative Ausformulierung. Im Falle von intelligenten Messgeräten werden die europäischen Expertinnen und Experten zusammen mit ihren georgischen Kolleginnen und Kollegen die Kosten-Nutzen-Analyse für die Einführung der Messgeräte in Georgien erstellen und die zuständigen Behörden und Organisationen für die erforderlichen Schritte und legislativen Anforderungen sensibilisieren.

Auch abseits dieses Rahmens für bilateralen Know-how-Transfer implementiert die E-Control unterschiedlichste Kooperationsprojekte und -workshops, meist in bzw. mit der EU-Nachbarschaft. So organisierte die E-Control beispielsweise gemeinsam mit CEER, ECRB und der Europäischen Kommission bereits zum achten Mal den Eastern-Partnership-Workshop für Energieregulierungsbehörden. Beim diesjährigen Workshop in Minsk tauschten sich CEER- und ECRB-Mitglieder mit Regulierungsbehörden aus Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Moldawien und Ukraine über Digitalisierung im Energiebereich aus.

## 11. MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES

Das Jahr 2019 war vor allem von starken Strompreiserhöhungen geprägt. Mehr als die Hälfte aller Stromlieferanten, die insgesamt ca. 85% der Haushaltskundinnen und -kunden sowie Kleingewerbebetriebe in Österreich beliefern, haben bei ihren Bestandskunden Energiepreiserhöhungen durchgeführt. Auch bei den Geschäftskunden in allen Größenklassen ist ein deutlicher Anstieg der Energiepreise zu sehen. In den meisten Fällen wurden als Gründe die Strompreiszonenentrennung zwischen Österreich und Deutschland, die seit 1.10.2018 in Kraft ist, sowie die gestiegenen Großhandelspreise angeführt (Abbildung 32).

Die E-Control nahm die Änderungen am Strommarkt zum Anlass, um eine Kontaktkampagne mit Strom- und Gaslieferanten sowie mit großen Industrieunternehmen zu starten. Zwischen April und November 2019 wurden zumeist vor Ort ausführliche Gespräche mit 35 Unternehmen geführt. Dabei wurden die vergangenen und aktuellen Marktentwicklungen sowie die künftigen Perspektiven eruiert und diskutiert.



Quelle: E-Control, EPEX/EEEX

Abbildung 32  
Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead<sup>10</sup>

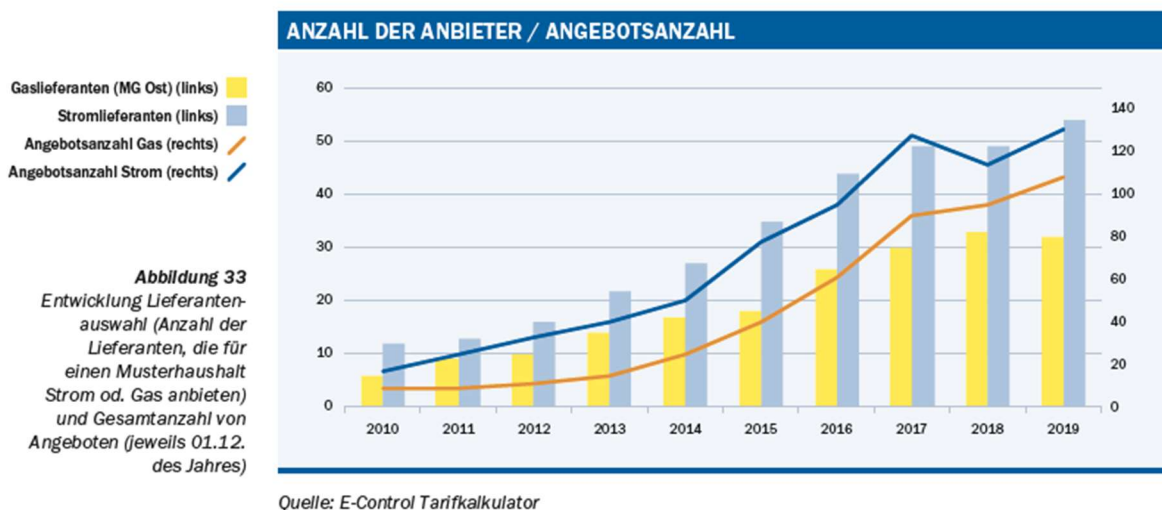
Die Strom- und Gas-Vertriebsgesellschaften wurden auf Basis verschiedener Aspekte ausgewählt, wie z.B. Eigentümerstruktur, Kundenanzahl, Innovationsgrad oder Markteintritt (herangezogen wurden auch jene, die einen Markteintritt in Betracht ziehen, und jene, die sich bereits dagegen entschieden haben). Auffallend ist, dass viele Lieferanten ihre Aufgabenbereiche an Drittanbieter, d.h. an Dienstleistungsunternehmen, outsourcen. Sie führen für Lieferanten verschiedene Tätigkeiten in unterschiedlichen Graden durch, von der Beschaffung über die Marktkommunikation und Marktprozesse, das Bilanzgruppenmanagement bis zur Kundenbetreuung mit oder ohne Kundenhotline. Der Grad des Outsourcings variiert stark, wobei Marketing und Pricing bzw. Produktmanagement als Kernkompetenzen in der Regel beim Vertrieb verbleiben. Da insbesondere im Bereich der Marktprozesse die Rolle der Dienstleister groß ist, wurden auch diese Unternehmen in die Kontaktkampagne miteinbezogen.

<sup>10</sup> EEX-Terminmarktpreis Year-ahead 80% Base/20% Peak für Gebotszone D/A; ab 01.10.2018 (Preiszonenentrennung) nur für Gebotszone Österreich

## 11.1. Lieferanten und Angebotsvielfalt

Insgesamt 147 Unternehmen (153 Marken) beliefern mehr als 5,5 Millionen Zählpunkte (Haushalte, Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden) mit Strom. Davon gibt es mehr als 56 Lieferanten, die österreichweit oder rund um ihr angestammtes Gebiet tätig sind. Die übrigen Anbieter sind regionale, angestammte Lieferanten, die sich ausschließlich auf ihr regionales Gebiet beschränken. Immerhin haben sich 35 regionale Lieferanten in den letzten Jahren entschieden, auch um Kundinnen und Kunden außerhalb ihres angestammten Gebietes zu werben, entweder über ihre Tochtergesellschaften oder direkt. Einige davon haben sich auf diesen Gebieten inzwischen als erfolgreiche alternative Lieferanten etabliert. Dazu kommen noch 21 alternative Unternehmen, die mehrheitlich nicht im Eigentum der regionalen Lieferanten stehen, sondern Aktiengesellschaften oder Privatunternehmen sind. Nur wenige neue Anbieter sind im Jahr 2019 in den Markt eingetreten: die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH aus Deutschland mit der Marke: Billig? Will ich!, die redgas GmbH, die seit Mitte 2013 bereits als Gaslieferant tätig und ein 100%iges Tochterunternehmen der Linz Gas Vertrieb GmbH & Co KG ist, die Linz Öko – Energievertriebs GmbH, im Eigentum der LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG, die bereits zuvor am Markt tätig war und im Jahr 2019 reaktiviert wurde.

Je nach Region stehen einem Haushaltskunden in der Regel ca. 130 Angebote von bis zu 63 Lieferanten zur Auswahl. Die Angebotsanzahl sowie die Anzahl der Marken bzw. Lieferanten, die österreichweit anbieten, hat sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöht (Abbildung 33). Im Allgemeinen ist mit einer Marktsättigung auf diesem Niveau künftig zu rechnen.



Mit Gas beliefern in Österreich insgesamt 47 Versorger 1,3 Millionen Zählpunkte von Haushalts- und Kleinkunden. Darunter befinden sich zehn regionale Lieferanten, die sich nur auf Kundinnen und Kunden in ihrem angestammten Gebiet beschränken. Andere regionale Lieferanten, insgesamt 16, bieten österreichweit entweder über ihre Tochtergesellschaften oder direkt an. Zur Gänze unabhängig von den regionalen Gesellschaften sind 21 Unternehmen.

Im Allgemeinen kann eine Verlangsamung des Wettbewerbes am Gasmarkt festgestellt werden. Im Jahr 2019 sind die Spotty GmbH und die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH in den Gasmarkt eingetreten. Die Unternehmen Vitalis Handel GmbH und PST Europe Sales GmbH Niederlassung Salzburg haben sich sowohl aus dem Strom- als auch aus dem Gasmarkt zurückgezogen. Von insgesamt 168 Strom- und/oder Gasunternehmen, die im Kleinkundenbereich tätig sind, bieten 36 Unternehmen sowohl Strom als auch Gas an.



Immer mehr Lieferanten haben in ihren Portfolios sowohl Produkte mit Neukundenrabatten und höheren Energiepreisen als auch Produkte ohne Neukundenrabatte und mit niedrigeren Energiepreisen. Interessierte und potenzielle Kundinnen und Kunden werden nach (Wieder-)Wechselwahrscheinlichkeit kategorisiert und somit nach ihrer Priorität als Kundin oder Kunde eingestuft. Je nach besagten Parametern werden den Kundinnen und Kunden sehr oft nur bestimmte Produkte aus dem Portfolio angeboten. Erwünscht sind dabei vor allem jene Kundinnen und Kunden, die noch nie ihren regionalen Lieferanten gewechselt haben und den Wechsel selber ohne Drittvermittler oder über den Kooperationspartner des jeweiligen Lieferanten unternehmen. Ein direkter Kundenkontakt ist zu einem immer wertvolleren Asset des Lieferanten geworden, und es wird möglichst vermieden, dies an Dritte abzugeben.

Die Hauptdifferenzierung zwischen den Produkten der alternativen Lieferanten, wie z.B. der ENSTROGA GmbH, der Grünwelt Energie GmbH, der Maingau Energie GmbH oder der MAXENERGY Austria Handels GmbH ist nach wie vor der Neukundenrabatt, der allerdings mit den Strompreiserhöhungen stark an Gewicht verloren hat. Während der Neukundenrabatt für Haushalte noch Anfang des Jahres 2018 bei den fünf günstigsten Lieferanten für das erste Lieferjahr zwischen 81 bis 92% des Energiepreises ausmachte, betrug er Anfang 2019 nur noch zwischen 57 und 60%. Auch der Zeitpunkt der Auszahlung des Neukundenrabattes spielt bei der Angebotsauswahl eine wichtige Rolle, da er je nach Lieferanten und Produkt unterschiedlich ausfallen kann. Dieser Zeitpunkt kann z.B. bei der ersten Abrechnung nach dem Lieferantenwechsel – also irgendwann zwischen dem Lieferstart durch den neuen Lieferanten und dem Ende des ersten Lieferjahres – ausfallen, aber auch erst viel später, z.B. nachdem die Kundin oder der Kunde bereits 12 volle Monate in Belieferung war, also erst im zweiten Belieferungsjahr.

Die Neukundenrabatte sind sehr oft dicht gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwischen den tatsächlichen und angemeldeten Verbrauchsmengen zu wesentlichen Änderungen der vereinbarten Rabatte kommen kann, die mitunter sogar zum Entfall des Rabattes führen können. Dies führt nicht selten zu Streitigkeiten zwischen Kunden und Lieferanten.

Die regionalen Anbieter verfolgen ganz unterschiedliche Strategien. Diese reichen von der Pflege der regionalen Verbundenheit und 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 und Speicher).

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 hat nach der Restrukturierung im Mai 2019 diesen Weg eingeschlagen und bietet ihren Kundinnen und Kunden gebündelt Strom, Gas und Internet an. Die Verbund AG und der Mobilfunkanbieter A1 haben ein gemeinsames Angebot für Strom und Internet auf den Markt gebracht.

Die switch AG und die Naturkraft AG setzen auf eine Kooperation mit MediaMarkt und bieten über diesen Vertriebskanal eigene Produkte an.

Einige vor allem kleinere Unternehmen gehen beim Marketing innovative Wege. Meist wird dabei auf bestimmte Stromerzeugungsformen sowie auf Regionalität gesetzt. Die Mein-AlpenStrom GmbH stellt auf ihrer Website die einzelnen Erzeugungsanlagen dar, für welche die Stromerzeugungsmenge und vermiedene CO<sup>2</sup>-Emissionen in Echtzeit angezeigt werden. Die E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH, das E-Werk Rankleiten, die K.u.F. Drack GmbH & Co KG und die Anton Kittel Mühle Plaika GmbH nutzen ähnliche Darstellungsformen und Vermarktungsstrategien. Die MyElectric Energievertriebs- und -dienstleistungs GmbH geht einen Schritt weiter und gibt

Kundinnen und Kunden die Möglichkeit, die Erzeugungsanlage und die Betreiber, von denen der Strom kommen soll, auszuwählen. Die eFriends Energy GmbH bietet ein erweitertes Geschäftsmodell an, in dem Kundinnen und Kunden der eFriends den Strom aus eigenen Anlagen sich selber oder ihren Freunden an unterschiedlichen Standorten liefern. Ende 2019 hat OurPower.coop begonnen, einen Marktplatz für den Stromaustausch zur Verfügung zu stellen. Über diesen Marktplatz wird Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen an Privat- und Kleingewerbekunden verkauft.

Bei solchen Modellen wird vermittelt, dass die Kundin oder der Kunde genau bestimmen kann, aus welcher Anlage ihr bzw. sein Strom kommt. Der Lieferant oder Plattformbetreiber garantiert, dass das Geschäft tatsächlich so abgewickelt wird. Eine offizielle Prüfung, abgesehen von der Ökostromkennzeichnung und den Herkunftsnachweisen, gibt es aber nicht.

Andere Geschäftsmodelle fokussieren ausschließlich auf die Nachfrageseite, wie zum Beispiel die Spotty Smart Energy Partner GmbH und die aWATTar GmbH. Hier kann die Kundin oder der Kunde anhand von dynamischen Preisen (Spotmarktpreise Day-ahead, bekannt am Vortag) ihren bzw. seinen Verbrauch steuern und auf diese Weise zeitnah von Ersparnissen profitieren. Voraussetzung ist der Einbau eines Smart Meters.

Es gibt vorerst noch wenige Kundinnen und Kunden, die sich solche innovative Geschäfts- bzw. Preismodelle aussuchen und die sich mit den Nuancen der Stromlieferung im Detail auseinandersetzen. Eine Vereinfachung der Marktprozesse auf Lieferantenseite und ein hoher Automatisierungs- und Steuerungsgrad der Geräte bei Kundinnen und Kunden, z.B. Smart-Home-Lösungen, sind unabdingbar, um solche Geschäftsmodelle und Produkte in größerem Umfang anzubieten.

## 11.2. Vermittler sowie Plattformen

Seit ein paar Jahren sind neben den herkömmlichen Anbietern am Strom- und Gasmarkt auch einige Vermittler aktiv. Sie tragen zu einer Intensivierung des Wettbewerbs bei und bieten Kundinnen und Kunden einen alternativen Weg zum optimalen Einkauf. In den meisten Fällen basieren ihre Geschäftsmodelle auf Provisionsvereinbarungen mit den Lieferanten.

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) hat erstmals im Herbst 2013 die Aktion Energiekosten-Stop ins Leben gerufen. Das Konzept des Gemeinschaftseinkaufs hat sich inzwischen gut bewährt. In der ersten Hälfte des Jahres 2019 haben zwei Auktionen für den Bestanbieter stattgefunden. Dabei wurden insgesamt 16.800 Strom- und 10.700 Gaslieferverträge abgeschlossen. Die 8. Aktion startete im Herbst 2019 und wurde im Januar 2020 abgeschlossen.

Seit 2013 ist auch die [durchblicker.at](https://durchblicker.at) – Online-Preisvergleichsplattform aktiv. Laut Unternehmensangaben erfolgen jährlich ca. 80.000 aller Strom- und Gaswechsel im Haushaltskundenbereich über [durchblicker.at](https://durchblicker.at).

Die Post AG startete im Sommer 2016 als neuer Vermittler für Strom- und Gasverträge für Haushaltskundinnen und -kunden. Mit ihrem Energiekostenrechner bietet die Post in ihren Filialen ein Wechselservice inklusive Beratung vor Ort, das vor allem für Offline-Kunden eine Hilfe anbietet. Der Rechner ist auch als Teil des Online-Services verfügbar. Im Jahr 2019 wechselten ca. 35.500 Haushalte ihren Strom- oder Gaslieferanten durch die Beratungen in den Post-Filialen, was etwas mehr als im Vorjahr ausmacht.

Seit November 2018 betreibt das Unternehmen Compera GmbH aus Deutschland die Online-Strom- und Gaspreisvergleichsplattform [compera.at](https://compera.at). Durch eine regelmäßige Berichterstattung über

Einsparungspotenziale in österreichischen Zeitungen macht sich das Portal bemerkbar und wirbt um Kundinnen und Kunden.

Mit einem etwas anderen Geschäftsmodell agiert die Digital Hero GmbH. Hier wird über die Energy Hero Plattform ein automatisches Energieanbieter-Wechselservice für Privatkundinnen und -kunden angeboten. Die Dienstleistung wird über eine fixe Servicegebühr abgegolten.

Der europäische Gesetzgeber hat auf die zunehmende Bedeutung von Vermittlungsplattformen auch in anderen Märkten reagiert und eine Verordnung zur „Förderung von Fairness und Transparenz für gewerbliche Nutzer von Online-Vermittlungsdiensten“ erlassen. Die E-Control beobachtet die Wirkungsweise dieser Plattformen hinsichtlich der Korrektheit und Fairness als Kundeninformation.

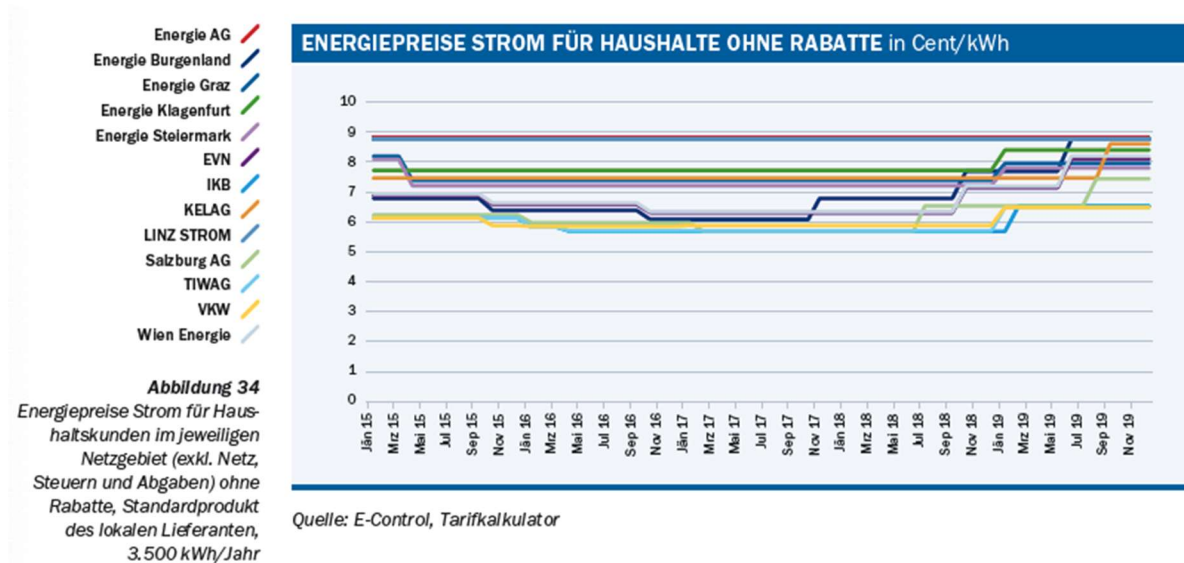
### 11.3. Strom

#### PREISENTWICKLUNG ENERGIE

Mehr als 70 Lieferanten, darunter auch alle regionalen Großlieferanten, ausgenommen die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH und die LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG, haben im Jahr 2019 ihre Energiepreise für Kleinkunden, Private und Gewerbebetriebe, erhöht. Der Anstieg fiel ganz unterschiedlich aus, lag zwischen 6 und 55% je nach jeweiligem Lieferanten und Produkt und betrug für einen Musterhaushalt<sup>11</sup> zwischen 17 und 120 EUR brutto im Jahr.

Die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH und die LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG wurden mit dem seit 2013 unveränderten Energiepreis von 8,75 Cent/kWh<sup>12</sup> als teuerster regionaler Anbieter das erste Mal überholt. Mit der letzten Preiserhöhung im Juni ist nun Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG mit einem Energiepreis<sup>13</sup> von 8,76 Cent/kWh (Abbildung 34) der teuerste regionale Anbieter. Das Elektrizitätswerk Mariahof GmbH in der Steiermark ist mit einem Energiepreis von 4,8 Cent/kWh (Dezember 2019) für Bestandskundinnen und -kunden der günstigste regionale Anbieter.

Die Energiepreise bei alternativen Anbietern, die österreichweit anbieten, sind im Allgemeinen wesentlich niedriger als bei regionalen Anbietern. Ohne Neukundenrabatte bewegte sich der günstigste Preis zwischen 5,04 und 5,23 Cent/kWh, inklusive Neukundenrabatten fiel der Preis noch viel günstiger aus, zwischen 3,59 und 3,85 Cent/kWh.



<sup>11</sup> Ein Musterhaushalt verbraucht 3.500 kWh Strom im Jahr

<sup>12</sup> Preis für das meistgenutzte Produkt (Standardprodukt)

<sup>13</sup> Durchschnittspreis des Standardprodukts für einen Musterhaushalt

ENERGIEPREISE STROM BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh							
	2016		2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte			6,031	6,021	6,044	6,201	6,557
Haushalte bis 1.000 kWh/a	8,633	8,755	7,900	8,012	8,136	8,534	8,813
bis 2.500 kWh/a	6,993	6,948	6,632	6,634	6,583	6,936	7,275
bis 5.000 kWh/a	6,434	6,369	6,152	6,130	6,200	6,302	6,700
bis 15.000 kWh/a	6,001	5,913	5,738	5,690	5,743	5,831	6,220
über 15.000 kWh/a	5,522	5,465	5,255	5,208	5,284	5,424	5,717

**Abbildung 35**  
Energiepreise Strom bei Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE STROM BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh							
	2016		2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte			3,930	3,812	3,887	4,240	4,686
Nicht-Haushalte bis 20 MWh/a	6,410	6,303	6,128	5,976	6,106	6,120	6,492
bis 500 MWh/a	5,127	4,933	4,764	4,616	4,657	4,739	5,328
bis 2.000 MWh/a	4,289	4,199	3,894	3,814	3,847	3,970	4,608
bis 4.000 MWh/a	4,098	4,060	3,671	3,617	3,659	3,863	4,563
bis 20.000 MWh/a	3,868	3,920	3,574	3,520	3,586	3,922	4,508
bis 70.000 MWh/a	3,547	3,642	3,370	3,357	3,474	3,897	4,346
bis 150.000 MWh/a	3,224	3,641	3,395	3,295	3,462	3,934	4,337
über 150.000 MWh/a	3,217	3,484	3,428	3,284	3,287	4,327	4,157

**Abbildung 36**  
Energiepreise Strom bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

5,23 Cent/kWh, inklusive Neukundenrabatten fiel der Preis noch viel günstiger aus, zwischen 3,59 und 3,85 Cent/kWh.

Allerdings sind die Preise bei den einzelnen alternativen Lieferanten und einzelnen Produkten bereits seit Anfang 2018 stark gestiegen. Es zeigte sich auch, dass die Preiserhöhungen beim selben Anbieter und für das gleiche Produkt abhängig von der Bewertung der Kundin oder des Kunden sind und in Folge ganz unterschiedlich ausfallen können. Diese Praktiken setzten sich auch im Jahr 2019 fort, was stellenweise zu einer Verunsicherung der Kundin oder des Kunden führte und als Mangel an Transparenz zu sehen ist. Vermehrt wurden auch potentielle Neukundinnen und -kunden von günstigeren alternativen Anbietern abgelehnt, da hier offensichtlich differenziert wird, ob die Kundin oder der Kunde vor dem gewünschten Wechsel bei einem angestammten oder einem anderen alternativen Anbieter war oder bereits einmal eigene Kundin oder eigener Kunde war und daher nicht als Neukundin oder -kunde behandelt wird.

Im Durchschnitt betrachtet, setzte sich der Preiserhöhungstrend sowohl bei Haushalten als auch bei Nicht-Haushalten aus dem Jahr 2018 auch im Jahr 2019 ungebrochen fort. Nur in der größten Größenklasse der Industriekunden mit über 150 GWh/Jahr ist eine kleine Entspannung in der ersten Hälfte des Jahres 2019 zu sehen (Abbildungen 35 und 36).

## GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für Haushaltskundinnen und -kunden sind von 2018 auf 2019 im österreichischen Durchschnitt für einen Musterhaushalt geringfügig um 0,57% gestiegen. Für den Strombezug zahlen Haushalte jährlich rund 712 EUR. Davon entfallen am Beispiel eines Musterhaushalts in Wien 36% auf Energie, 28% auf Netzkosten und der Rest auf Steuern und Abgaben.

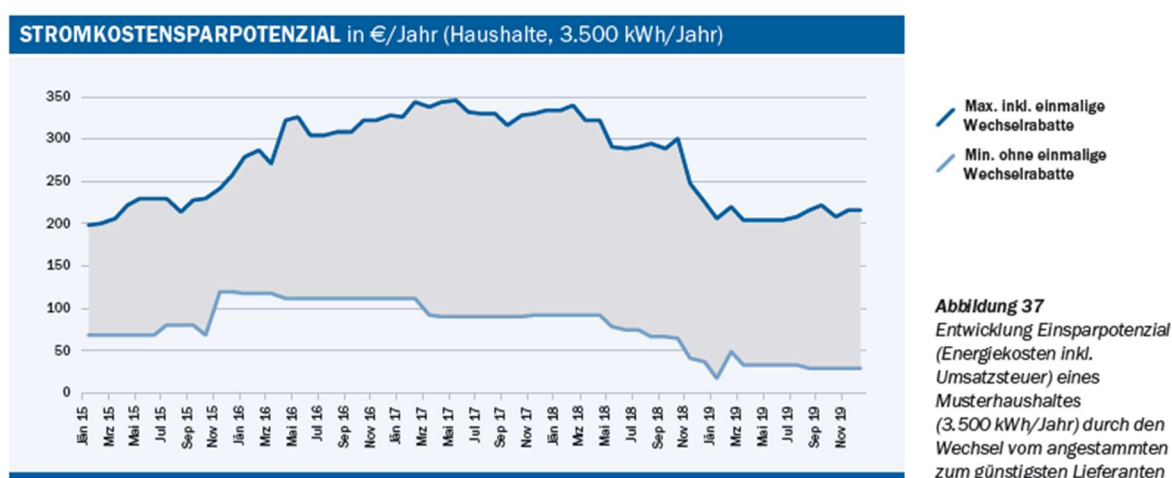
Die Netzkosten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, Messentgelt) wurden Anfang des Jahres 2019 durch die Netzentgeltverordnung der Regulierungskommission der E-Control geändert. Die Änderungen fielen unterschiedlich aus, von einer Reduktion um 8,9% in Vorarlberg bis zu einer Erhöhung von 13% in Linz.

Die Ökostromförderkosten werden per Verordnung des BMNT festgelegt und sind Anfang des Jahres das dritte Mal in Jahresfolge reduziert worden. Dadurch reduzieren sich die Gesamtkosten für einen Musterhaushalt mit einem Bezug von 3.500 kWh um 19 EUR und betragen im Jahr 2019 insgesamt 71 EUR brutto. Allerdings wurde auf Basis des Grundsatzgesetzes über die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderung-Grundsatzgesetz) in einigen Bundesländern beschlossen, die Fördermittel für Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse von Endkundinnen und -kunden einzuheben. Dementsprechend sind die Gesamtkosten Ende des Jahres in Oberösterreich, der Steiermark, Wien, Niederösterreich und Salzburg zusätzlich zwischen 2,1 bis 10,5 EUR/a brutto gestiegen.

### EINSPARPOTENZIAL

Nachdem das Einsparpotenzial beim Wechsel vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter Mitte 2017 zwischen 119 und 346 EUR/ Jahr ein Allzeithoch erreicht hatte, pendelte es bis März 2018 seitwärts, um bis Jahresende 2019 auf 30 bis 205 EUR/Jahr zu fallen.

Das Einsparungspotenzial beim Wechsel vom regionalen (angestammten) zum alternativen Lieferanten variiert zwischen den Bundesländern bzw. Standorten. Die errechneten Werte beziehen sich auf einen Musterhaushalt mit 3.500 kWh/Jahr Strom- und 15.000 kWh Gasjahresverbrauch.



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Ein Haushaltskunde in Oberösterreich konnte sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter im Oktober 2018 bis zu 300 EUR im Jahr inkl. Neukundenrabatten ersparen, ein Jahr danach hingegen nur noch zwei Drittel davon, 207 EUR. Auch für Kundinnen und Kunden in Tirol, die sich bundesländerweit betrachtet beim Wechsel am wenigsten ersparen können, hat sich in dieser Zeit die Ersparnis ohne Neukundenrabatte mehr als halbiert, von 64 EUR auf 31 EUR (Abbildung 37).

## 11.4. Erdgas

### PREISENTWICKLUNG ENERGIE

Trotz des starken Verfalls der Gaspreise auf den Großhandelsmärkten seit Oktober 2018, wurden diese im 2019 nicht an Kleinkundinnen und -kunden in Österreich weitergegeben. Im Gegenteil,

insgesamt zehn Lieferanten erhöhten ihre Preise sogar, was als eine sehr verzögerte Reaktion auf die etwas weiter zurückliegenden Preissteigerungen am Großhandelsmarkt zwischen Mitte 2016 und 2018 gesehen werden kann.

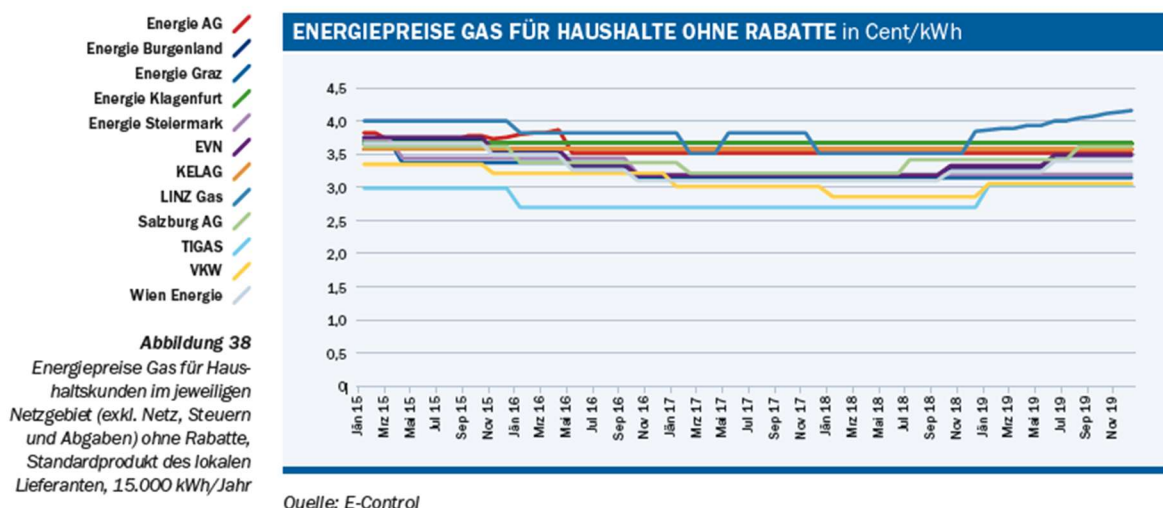
Noch Anfang des Jahres 2019 erhöhten die günstigsten regionalen Gaslieferanten, die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und die illwerke vkw AG (vormals VKW Vorarlberger Kraftwerke AG), ihre Energiepreise um 13% bzw. 7%.

Bei den Unternehmen der EnergieAllianz (Energie Burgenland, EVN, Wien Energie) wurde Anfang Juni 2019 der Preis für Kleinkundinnen und -kunden das zweite Mal innerhalb von neun Monaten um weitere 3,9 bis 5,1% erhöht. Die Salzburg AG folgte im August mit einer Preiserhöhung im Ausmaß von 6,1%.

Auch manche alternativen Lieferanten, wie die Verbund AG, die SWITCH Energievertriebsgesellschaft m.b.H., die MONTANA Energie-Handel AT GmbH und die Gutmann GmbH, gaben bekannt, die Energiepreise bei ihren Bestandskundinnen und -kunden zu erhöhen.

Während bei TIGAS Ende des Jahres der Preis für Bestandskunden mit 3,04 Cent/kWh im österreichweiten Vergleich der angestammten Versorger nach wie vor am niedrigsten war, zahlten die Kundinnen und Kunden der Energie Klagenfurt einen wesentlich höheren Preis von 3,67 Cent/kWh und jene der Linz Gas GmbH sogar einen Preis von 4,09 Cent/kWh.

Die günstigsten Energiepreise ohne Neukundenrabatte waren bei den alternativen Anbietern zu finden und lagen zwischen 2,3 Cent/kWh (Fulminant Energie GmbH) und 2,5 Cent/kWh (easy green energy GmbH & Co KG) bzw. inkl. Neukundenrabatten noch niedriger, zwischen 1,256 Cent/kWh (redgas GmbH) und 1,775 Cent/kWh (E WIE EINFACH GmbH). Nach wie vor ist Gas in Klagenfurt durch das Angebot der redgas AG im ersten Jahr fast umsonst zu haben. Hier können Kundinnen und Kunden Erstjahresverträge zu Preisen zwischen 0,04 und 0,065 Cent/kWh abschließen. Allerdings erhöht sich der Preis im zweiten Jahr auf 3,79 Cent/kWh.



Im Vergleich mit dem vorangegangenen Halbjahr sind die Energiekosten bei den Haushalten im ersten Halbjahr des Jahres 2019 geringfügig gesunken, ausgenommen in der Größenklasse über 55.600 kWh/Jahr, in der die Preise um 4% gestiegen sind. Bei den Nicht-Haushalten mit einem Gasverbrauch von bis zu 5,6 GWh/ Jahr sind die Energiepreise in diesem Zeitraum zwischen 2 und 5% gestiegen. Dagegen sind in allen weiteren Größenklassen über 5,6 GWh die Gaspreise deutlich

gesunken, wobei die Senkung zwischen 3 und 21% beträgt und prozentuell mit dem Verbrauch steigt (Abbildungen 39 und 40).

ENERGIEPREISE GAS BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh					
	2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte	3,092	3,122	3,054	3,218	3,177
Haushalte bis 5.600 kWh/a	3,670	3,789	3,661	3,867	3,857
bis 55.600 kWh/a	3,014	2,986	2,980	3,110	3,102
über 55.600 kWh/a	2,726	2,731	2,721	2,791	2,903

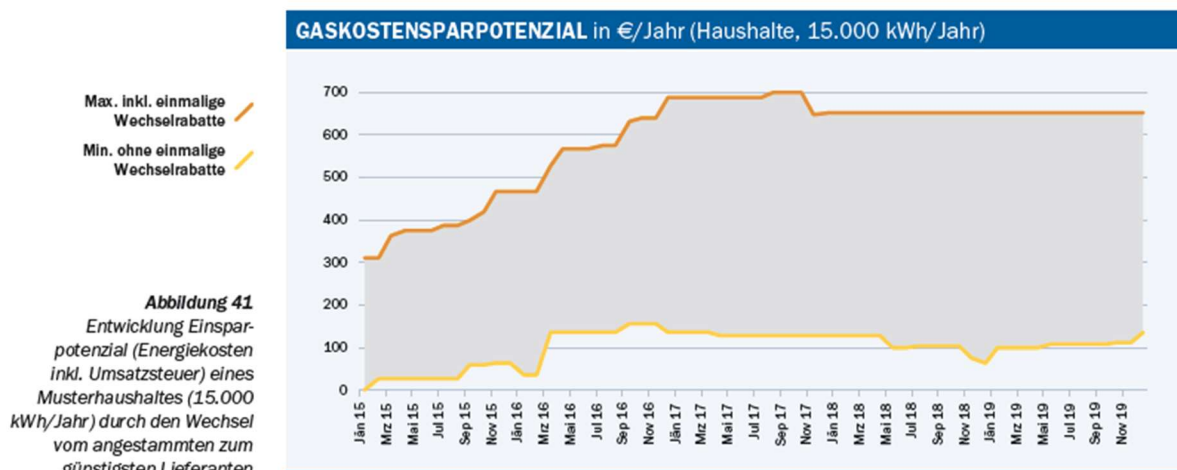
**Abbildung 39**  
Energiepreise Gas bei Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE GAS BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh					
	2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte	1,952	1,952	2,071	2,336	
Nicht-Haushalte bis 278 MWh/a	2,807	2,782	2,731	2,796	2,847
bis 400 MWh/a	2,578	2,494	2,484	2,543	2,644
bis 2.778 MWh/a	2,349	2,281	2,286	2,335	2,456
bis 5.595 MWh/a	2,127	2,130	2,147	2,208	2,259
bis 27.778 MWh/a	2,020	1,971	1,975	2,116	2,049
bis 277.778 MWh/a	1,878	1,893	1,967	2,163	1,925
über 277.778 MWh/a	1,840	1,857			
bis 1.111.111 MWh/a			1,985	2,138	1,752
über 1.111.111 MWh/a			2,081	2,455	1,927

**Abbildung 40**  
Energiepreise Gas bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

## GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für Haushaltskundinnen und -kunden sind von 2018 auf 2019 im österreichischen Durchschnitt für einen Musterhaushalt geringfügig um 0,78% gesunken. Im Durchschnitt bezahlten Haushalte für Gas im Jahr 2019 einen Betrag von 1.050 EUR, berechnet anhand eines Musterhaushalts mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh. Davon entfallen etwa bei einem Musterhaushalt in Wien 36% auf Energie, 26% auf Netzkosten und der Rest auf Steuern und Abgaben.

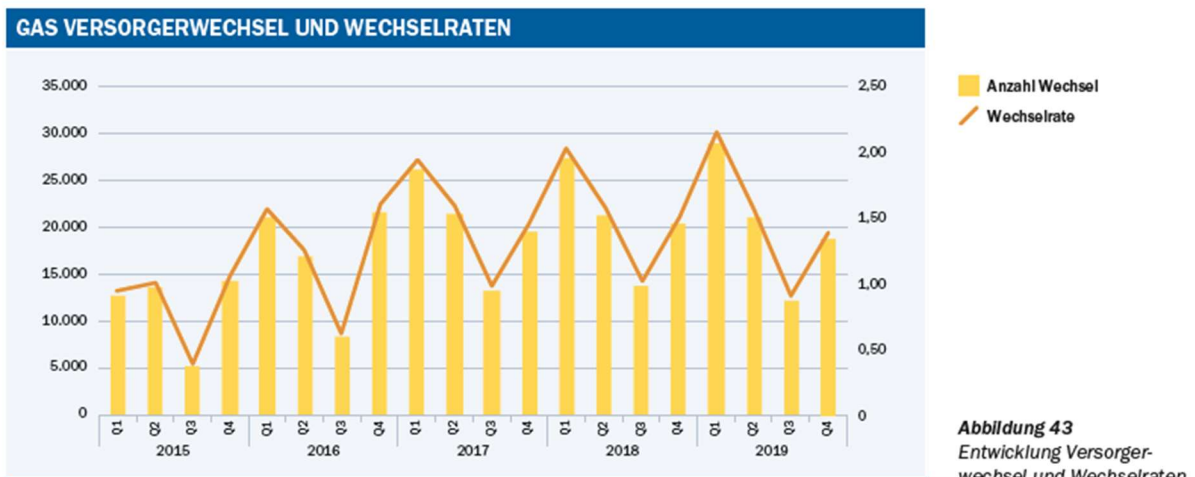
Die Netzpreise (Netznutzungs-, Netzverlust und Messentgelt) wurden Anfang des Jahres 2019 in allen Netzbereichen, ausgenommen in Vorarlberg, gesenkt. Am meisten profitierten davon Haushalte in Wien und Oberösterreich, wo die Senkungen 14% betrugten. Dagegen sind die Netzkosten im Vorarlberg um 10,5% gestiegen. Die Abgaben auf den Gasverbrauch blieben 2019 unverändert.

### EINSPARPOTENZIAL

Bei Gas war die Ersparnis beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten alternativen Lieferanten für einen Musterhaushalt mit 652 EUR inkl. Neukundenrabatten in Klagenfurt am höchsten. Bis Ende 2019 ist sie konstant geblieben. Für einen Haushalt in Tirol hat sich die Ersparnis ohne Neukundenrabatte etwas erholt und erreichte Ende des Jahres mit 130 EUR/Jahr wieder das Niveau des Jahres 2017 (Abbildung 41).



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

### WECHSELRATEN GESAMT

Rund 345.200 Strom- und Gaskundinnen und -kunden – sowohl Haushalte als auch Unternehmen – haben im Jahr 2019 ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Im Jahr 2019 wurde der bisherige Wechselrekord aus dem Jahr 2017 noch einmal etwas übertroffen. Das vergangene Jahr war von Preissteigerungen sowohl im Strom- als auch im Gasbereich geprägt. Dadurch waren die



Konsumentinnen und Konsumenten deutlich sensibilisierter und haben sich vermehrt für günstigere Strom- und Gasangebote interessiert. Im bisherigen „Rekordjahr“ 2017 wurden rund 343.000 Wechsel verzeichnet, 2018 waren es knapp 330.000 Strom- und Gaswechsel (Abbildungen 42 und 43).

Einen neuen Stromlieferanten suchten sich 2019 knapp 264.000 Kundinnen und Kunden (darunter mehr als 209.000 Haushalte), einen neuen Gaslieferanten gut 81.200 (darunter rund 76.000 Haushalte). Die Wechselraten betragen im Jahr 2019 bei Strom somit 4,3%, bei Gas 6,0%.

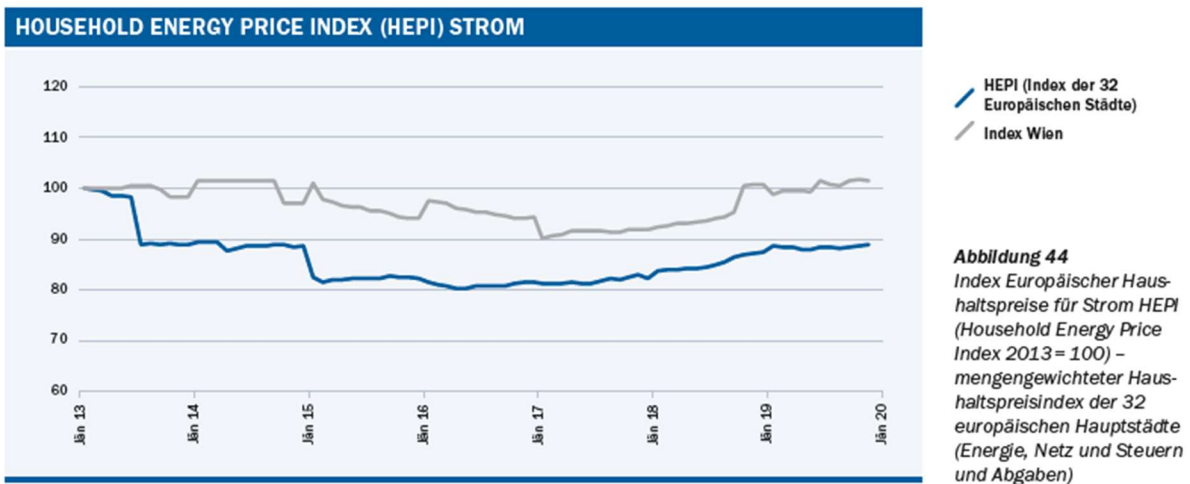
Am häufigsten wechselten ihren Strom- und Gaslieferanten im vergangenen Jahr im Verhältnis zur Kundenanzahl die Oberösterreicher mit Wechselraten von 6,5% bei Strom und 9,0% bei Gas (gut 67.100 Strom- und gut 13.000 Gaswechsler). Die Kundinnen und Kunden in Oberösterreich zählen damit zum wiederholten Male zu den Wechselkaisern. Auf Platz zwei folgten bei Strom die Wiener mit einer Wechselrate von 4,8% (mehr als 74.000 Wechsel) und bei Gas die Kärntner mit einer Wechselrate von 7,2% (knapp 1.000 Wechsel). Rang drei belegten die Niederösterreicher mit einer Wechselrate von 4,5% bei Strom (38.900 Kundinnen und Kunden) und einer Wechselrate von 7,1% bei Gas (gut 20.700 Wechsel). Im Westen wird weiterhin am seltensten gewechselt, Schlusslicht bei der Wechselrate Strom sind 2019 die Vorarlberger (1,6%) und bei Gas die Tiroler (2,7%).

### 11.5. Household Energy Price Index: HEPI

Die E-Control erstellt bereits seit 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 gemeinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH für 32 europäische Hauptstädte erhoben.

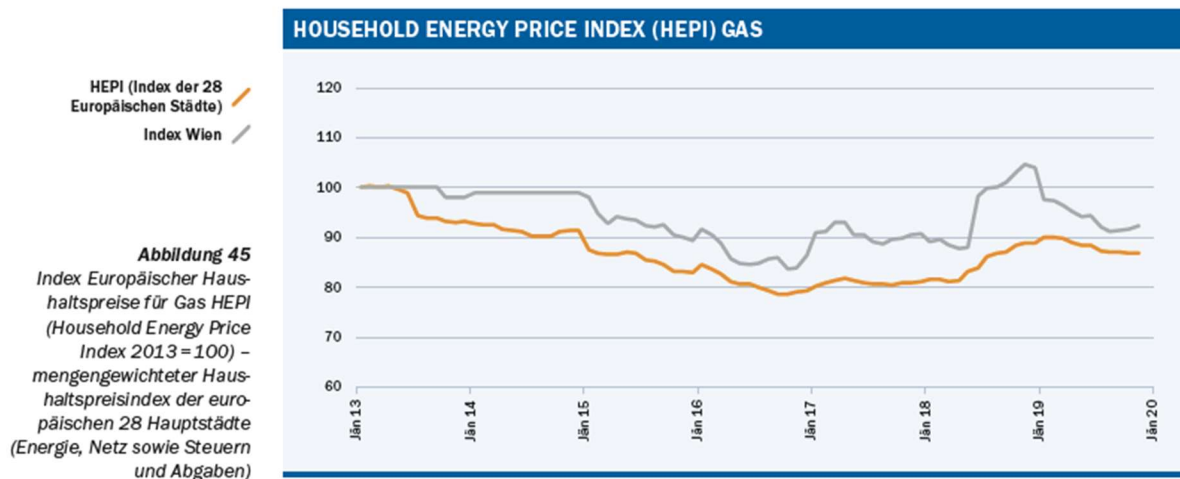
Der HEPI-Index für Strompreise (Energie und Netz inkl. Steuern und Abgaben, 2013=100) in den 32 europäischen Hauptstädten stieg in den letzten vier Jahren von 80 auf 88,73 Indexpunkte (Dez. 2019) und erreichte somit den höchsten Wert in diesem Zeitraum. Der Stromindex für Wien, der die Preise sowohl beim regionalen als auch beim größten alternativen Anbieter berücksichtigt, liegt deutlich über diesen Werten. Mit Ende des Jahres erreichte der Index für Wien mit 102 Punkten den höchsten Wert der letzten 6 Jahre (Abbildung 44) und liegt damit etwa wieder so hoch wie im Basisjahr 2013.

Im Gesamtpreisvergleich liegen die Preise für Haushaltskundinnen und -kunden in Wien mit 20,79 Cent/kWh (Dez. 2019) im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kundinnen und Kunden in Berlin verrechnet (32,74 Cent/kWh), wo Ökostromzuschläge und Abgaben für rund 37% der Stromrechnung verantwortlich sind. Die niedrigsten Preise haben die Kundinnen und Kunden in Belgrad (7,5 Cent/kWh) und in Kiew (4,32 Cent/kWh), wobei innerhalb der EU der niedrigste Preis in Budapest mit 11,31 Cent/kWh gegeben ist. Insgesamt sind die Stromrechnungen im gewichteten Durchschnitt der 32 europäischen Hauptstädte im Dezember 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 1,7% gestiegen.



**Abbildung 44**  
Index Europäischer Haus-  
haltspreise für Strom HEPI  
(Household Energy Price  
Index 2013 = 100) –  
mengengewichteter Haus-  
haltspreisindex der 32  
europäischen Hauptstädte  
(Energie, Netz und Steuern  
und Abgaben)

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH



**Abbildung 45**  
Index Europäischer Haus-  
haltspreise für Gas HEPI  
(Household Energy Price  
Index 2013 = 100) –  
mengengewichteter Haus-  
haltspreisindex der euro-  
päischen 28 Hauptstädte  
(Energie, Netz sowie Steuern  
und Abgaben)

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

Der Gaspreisindex der 28 europäischen Hauptstädte mit Gasversorgung stieg zwischen 2017 und Anfang 2019 bis auf die 90 Prozentpunkte (2013 = 100) an, um danach moderat auf 87 Prozentpunkte zu sinken. Dadurch erreichte der Index das Preisniveau des Jahres 2015. In Wien fielen sowohl der Anstieg als auch die Senkung steiler aus (Abbildung 45).

Für Wien wurde im Dezember 2019 ein Gesamtgaspreis von 7,38 Cent/kWh errechnet. Im Städtevergleich ist Wien unter den zehn teuersten Städten zu finden. Die höchsten Kosten hat Stockholm (24,80 Cent/kWh), die niedrigsten befinden sich mit einem größeren Abstand in Kiev (1,97 Cent/kWh), wobei in der EU der niedrigste Preis in Budapest mit 3,09 Cent/kWh zu finden ist. Insgesamt sind die Gasrechnungen im gewichteten Durchschnitt der 32 europäischen Hauptstädte im Dezember 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 1,96% gestiegen.

## 11.6. Konsumentenschutz (Bericht gem. § 28 E-ControlG)

Zum Thema Endkundenmarkt und Konsumentenschutz erhebt die E-Control aufgrund der Monitoring-Verordnungen EMO-V für Strom und GMO-VO für Gas wesentliche Informationen über die Anzahl von Anfragen und Beschwerden an Energieversorgungsunternehmen, letzte Mahnungen,

Berufung auf die Pflicht zur Grundversorgung, Prepaymentzähler, Abschaltungen bei Verletzung vertraglicher Pflichten und Wiederaufnahmen der Belieferungen nach Aussetzung.

Wo Veränderungen merkbar werden, ist dies nicht notwendigerweise auf strukturelle Entwicklungen, sondern beispielsweise auf Systemumstellungen bei Energieversorgungsunternehmen oder eine Veränderung in deren Geschäftspraktiken zurückzuführen, die zur veränderten Erfassung und/oder Definition von gemeldeten Zahlen führen.

Von ca. 3,3 Millionen Anfragen in Strom entfallen 2018 rund 1,4 Millionen auf Stromnetzbetreiber, was zwar einem deutlichen Minus gegenüber dem Vorjahr entspricht (2017: 2,9 Millionen), aber Systemumstellungen bei großen Netzbetreibern geschuldet ist, wonach nicht mehr jede einzelne Frage als Anfrage gewertet wird, sondern lediglich der Kundenkontakt selbst relevant ist. Auffallend hoch ist die relative Anzahl an letzten Mahnungen durch Stromnetzbetreiber vor dem Hintergrund, dass Rechnungen aufgrund des Vorleistungsmodells in der Mehrheit der Fälle von den Stromlieferanten gelegt werden. Interessanterweise ist dieses (Miss-)Verhältnis bei Gas weit weniger stark ausgeprägt. Grundversorgung und Prepaymentzähler zählen sowohl bei Strom als auch bei Gas nach wie vor zu Randerscheinungen. Gerade was die Grundversorgung gemäß § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2011 betrifft, sollten zwischenzeitliche Bemühungen der E-Control zu spezifischen Anpassungen der relevanten Kommunikationsprozesse zwischen Marktakteuren ab 2020 Verbesserungen bringen.

KENNZAHLEN DES MONITORING KONSUMENTENSCHUTZ, 2018		
Kennzahl	Stromnetzbetreiber/-lieferant	Gasnetzbetreiber/-versorger
ZP (HH)	5.033.644/5.021.128	1.228.755/1.216.318
Anfragen	1.420.699/1.880.697	368.974/655.601
Beschwerden	12.598/39.923	3.843/5.259
Letzte Mahnungen	112.941/122.505	17.323/34.985
Grundversorgung	680	64
Prepaymentzähler	2.541	114
Abschaltungen	29.104 (0,6%)	5.456 (0,4%)
... bei Aussetzung	19.621	1.510
... bei Vertragsauflösung	9.483	3.946
Wiederaufnahmen	16.174	1.641

Abbildung 46  
Kennzahlen des Monitoring  
Konsumentenschutz, 2018

Quelle: E-Control

Der Untersuchungsschwerpunkt lag auf der Analyse von Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten. Für das Jahr 2018 weisen die Daten eine Abschaltquote von 0,6% im Strom (2017: 0,7%) und 0,4% bei Gas (2017: 0,3%) auf. Bei den Gasabschaltungen fällt der zunehmende „Trend“ zu Abschaltungen bei Vertragsauflösung auf. Während bei Strom ein Drittel der Abschaltungen bei Vertragsauflösung erfolgt, ist dieser Anteil bei Gas auf 72% gestiegen.

Um die Prozesse rund um Abschaltungen und diesbezügliche Datenmeldungen der verpflichteten Netzbetreiber und Lieferanten/ Versorger besser zu verstehen, wurden auch letzte Mahnungen als Vorstufe zur Abschaltung in der Auswertung mitberücksichtigt. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass es nach wie vor Unklarheiten zu den zu meldenden Informationen gibt. So werfen die Resultate aber auch weitere Fragen auf, insbesondere wie Energieanbieter mit zahlungssäumigen Kundinnen und Kunden umgehen und ob diese eine einheitliche oder fallbezogene Vorgehensweise betreffend Abschaltungen betreiben. Die vertiefende Analyse macht darüber hinaus auch Lücken deutlich, weil zurzeit Meldepflichten betreffend Abschaltungen nur auf der Seite der Netzbetreiber bestehen. Lieferanten und Versorger haben diesbezüglich keine Informationen an E-Control zu melden – was notgedrungen ein unvollständiges Bild über Abschaltungen und deren Hintergründe liefert.

### ***Bekämpfung von Energiearmut***

Die E-Control beschäftigt sich seit mittlerweile zehn Jahren mit dem Thema Energiearmut bzw. Leistbarkeit von Energie für Haushalte. Eine von der E-Control bei Statistik Austria in Auftrag gegebene Studie zu Energiearmut schließt an bereits veröffentlichte Untersuchungen aus dem Jahr 2017 an. Die existierende Definition von Energiearmut von E-Control bestimmt wie folgt: „Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle verfügen, aber gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben.“ Aufbauend darauf stellt die neue Studie zahlreiche strukturelle Unterschiede zwischen energiearmen und nichtenergiearmen Haushalten fest.

Gem. Definition sind 3,1% aller Haushalte energiearm und weisen ein äquivalisiertes, d.h. die Haushaltsgröße berücksichtigendes, Haushaltseinkommen von unter 14.217 EUR und gleichzeitig äquivalisierte Energiekosten von über 1.509 EUR im Erhebungsjahr 2016 auf. Der Anteil der Haushalte mit „Pflichtschule“ als höchster abgeschlossener Schulbildung (32%) ist dabei mehr als doppelt so hoch wie unter der nichtenergiearmen Bevölkerung (14%). In 6 von 10 energiearmen Haushalten lebt nur eine Person. Fast die Hälfte der energiearmen Haushalte lebt in Gebäuden, welche vor 1960 errichtet wurden.

Der Energieverbrauch energiearmer Haushalte liegt mit 23.170 kWh deutlich über dem durchschnittlichen Jahresverbrauch eines Haushalts von 17.440 kWh. Die Energiekosten liegen mit durchschnittlich 2.530 EUR pro Jahr um rund 40% über dem Durchschnitt aller Haushalte von 1.790 EUR. Während im Gesamtdurchschnitt 4,2% des Einkommens für Energiekosten für Wohnen verwendet werden, wenden energiearme Haushalte knapp das Fünffache ihres gesamten verfügbaren Einkommens für Energie auf: rund 20%.

Mit dem Inkrafttreten bzw. der baldigen Umsetzung von neuen EU-Vorschriften aus der Governance-Verordnung und der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie müssen Mitgliedstaaten nun auch explizit verstärkt auf Energiearmut reagieren. So sieht das neue Regelwerk Pflichten für Mitgliedstaaten im Bereich der Definition und Erfassung statistischer Zahlen zu von Energiearmut betroffenen Haushalten vor. Zukünftige Energieeffizienzmaßnahmen müssen auch zum Vorteil von energiearmen Haushalten gesetzt werden.

Laut Eurostat gaben 1,6% der Haushalte in Österreich 2018 an, dass sie es sich nicht leisten können, die Wohnung angemessen warm zu halten. Dies ist der niedrigste Wert seit Beginn der Erfassung dieser Daten 2003 und entspricht einem Rückgang von 0,8 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr. Ähnlich verhält es sich mit dem Anteil der Bevölkerung mit Zahlungsrückständen bei Versorgerrechnungen (2,4%; 2017 noch 3,6%) und Haushalten in Wohnungen bzw. Häusern mit Fäulnisproblemen (10,4%, 2017 noch 11,9%). Gemäß eigenen Berechnungen von E-Control aus den Eurostat-Daten waren im Jahr 2018 4,0% der Haushalte in Österreich als energiearm anzusehen (2017: 3,9%).

### ***Ökostrombefreiung***

Mit 31. Dezember 2019 waren von der GIS – Gebühren Info Service 130.091 Ökostrombefreiungen ausgestellt worden. Dies entspricht einem leichten Rückgang von minus 0,6% gegenüber dem Vorjahr (31. Dezember 2018: 130.933). Seit Ende Mai 2019 sind anspruchsberechtigte Personen zur Gänze von der Bezahlung des Ökostrompauschale und der Ökostromförderbeiträge befreit. So sparen sich diese Haushalte bei einem durchschnittlichen Verbrauch und Inanspruchnahme der Befreiung ca. 90 EUR im Jahr.

### ***Wirksamkeit existierender Maßnahmen***

Die Ergebnisse des Endkunden-Monitorings von E-Control wie auch die Ergebnisse der Statistik Austria zu Energiearmut sowie die Eurostat-Zahlen weisen darauf hin, dass die existierenden Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden, und insbesondere der Energiearmen, ihren

Zweck insgesamt durchaus erfüllen. Obwohl aufgrund des vorhandenen Überwachungsrahmens nicht mit Sicherheit von einer kausalen Wirkung dieser Schutzmechanismen gesprochen werden kann, zeigt sich im Ergebnis, dass Energiearmut in Österreich vor allem auch im internationalen Vergleich sehr wenig verbreitet ist, genauso wie die Rate der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten. Eine vertiefende Analyse der Abschaltungen von Strom und Gas zeigte Lücken in der Überwachung des oft langwierigen Prozesses der Abschaltung aufgrund von Vertragsverletzungen auf. Gerade hier wird weiterer Informationsbedarf geortet, der auch das Mahnwesen und das Forderungsmanagement von Netzbetreibern und Energielieferanten von Strom und Gas umfasst. Schlussendlich stellt das Missverhältnis zwischen den Inanspruchnahmen der Grundversorgung und Vorauszahlungszählern einerseits und den Zahlen zu Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten andererseits die Wirksamkeit dieser beiden Schutzvorschriften allerdings durchaus in Frage.

## 12. SERVICES DER E-CONTROL

### 12.1. Informationsstelle für Markteintritt Strom und Gas

Anfragen zu den regulatorischen Erfordernissen beim Eintritt in den österreichischen Strom- und Gasmarkt werden bereits seit 2015 über die Informationsstelle zum Markteintritt abgewickelt. Fragestellungen, die bei Interesse für einen Markteintritt und vor dem Beschreiten behördlicher Wege auftreten, werden dort rasch beantwortet. Interessenten sind dabei vorrangig Händler und Endkundenlieferanten im Strom- und Gasmarkt, aber auch Anbieter von oft neuartigen Dienstleistungen.

Je nach Komplexität wird die Beantwortung über unterschiedliche Kommunikationskanäle durchgeführt.

Standardmäßige und mehrfach gestellte Fragen werden mittels schriftlicher Leitfäden zu den fünf häufigsten Varianten des Markteintritts beantwortet. Sie sind eine Schritt-für-Schritt-Anleitung zur Erfüllung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Leitfäden werden zeitnahe mit den Änderungen des Regelrahmens in Abstimmung mit den involvierten Marktteilnehmern aktualisiert und auf der E-Control-Website veröffentlicht. Interessierte Strom- oder Gaslieferanten bzw. -händler können sich somit rasch über die Schritte zur Erfüllung der regulatorischen Anforderungen informieren. Der Webbereich zum Thema Markteintritt Strom bzw. Gas bietet zudem Zusatzinformationen über österreichische Gegebenheiten und dient als wertvolle Entscheidungsgrundlage für den Markteintritt.

Spezifische und komplexere Fragestellungen tauchen häufig bei konkreten oder innovativen Geschäftsideen auf. Die standardmäßig bereitgestellte Information der Leitfäden kann derartig spezifische Fragen nicht beantworten. Für diese Fälle können sich Interessenten an die [entry.info@e-control.at](mailto:entry.info@e-control.at) wenden. Die Markteintrittsstelle der E-Control koordiniert abteilungs- und falls erforderlich marktteilnehmerübergreifend die Beantwortung dieser Auskunftersuchen. Sie erfolgt je nach Bedarf schriftlich oder in Form eines Arbeitsgesprächs. Somit werden die internen (und externen) Kommunikationsabläufe zum Thema Markteintritt optimiert und gestrafft und gleichzeitig der Aufwand der Informationsbeschaffung insbesondere vor dem Markteintritt reduziert. Die eigentlichen behördlichen Abläufe können durch die vorgelagerte Informationsarbeit deutlich verkürzt werden.

Im Jahr 2019 wurden die Leitfäden zum Markteintritt auf der E-Control-Website nach wie vor rege genutzt. Der Bedarf an der Beantwortung von standardmäßigen Fragen ist damit weiterhin hoch, wenn auch etwas geringer als in den sehr aktiven Vorjahren. Persönlich an das Team der

Informationsstelle wendeten sich insgesamt 23 Interessentinnen und Interessenten mit spezifischen Fragestellungen zum Eintritt als Händler, Endkundenlieferant und/ oder Dienstleister im Strom- oder Gasmarkt. Gegenüber dem Vorjahr halbierten sich damit spezifische und komplexe Anfragen.

Mit der neuesten EU-Gesetzgebung sind für neue Marktakteure (z.B. zu Energiegemeinschaften oder Aggregatoren) im österreichischen Recht regulatorische Vorgaben vorzusehen. Aufgrund der zu erwartenden Neuerungen und Veränderungen im regulatorischen Regelrahmen wird künftig mit einem erhöhten Aufkommen an spezifischen Fragestellungen an die Markteintrittsstelle zu rechnen sein.

Spezifische Anfragen kamen aus insgesamt neun Ländern, wobei aus Österreich und Deutschland knapp zwei Drittel stammten. Einige der dahinterstehenden Unternehmen waren bereits am österreichischen Strom- oder Gasmarkt tätig und hatten Fragen zu einer geplanten Expansion. Die übrigen 14 interessierten Unternehmen waren neu auf dem österreichischen Strom- und Gasmarkt und kamen verstärkt aus Branchen außerhalb der Energiewirtschaft. Fragen über den Strommarkt traten dabei mit 15 Interessentinnen und Interessenten in den Vordergrund, gegenüber sechs im Gasmarkt. Auffällig war, dass sich die spezifischen Fragen zum Eintritt in den Endkundenmarkt weniger um traditionelle Belieferung mit Gas oder Strom, sondern vermehrt um innovative Geschäftsvorhaben und künftige regulatorische Rahmenbedingungen drehten, insbesondere im Strommarkt.

Betrachtet man alle Anfragen, einschließlich jener aus den Vorjahren, so konnten insgesamt 25 Interessenten im Jahr 2019 ihren Eintritt durch den Abschluss ihres Behördenweges finalisieren. Mehr als die Hälfte (14 Interessenten) nahmen den physischen Handel mit Strom oder Gas auf. Für Großkunden kam ein neuer Stromlieferant am Markt hinzu. Kleinkunden, also Haushalte und Kleingewerbe, erhielten im Jahr 2019 für Strom vier und für Gas drei neue Anbieter.

## 12.2. Preisvergleiche

Die E-Control stellt Verbraucherinnen und Verbrauchern im Strom- und Gasbereich Preisvergleiche zur Verfügung, damit sie die beste Wahl angesichts ihrer eigenen Versorgungssituation treffen können. Je nach Endkundenkategorie stehen dafür unterschiedliche Methoden und Applikationen zur Verfügung: Tarifikalkulatoren für Haushalte und Gewerbekunden mit Standardlastprofil sowie der KMU-Energiepreiskeck für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh.

### **TARIFKALKULATOR**

Mit mehr als einer halben Million Abfragen im Jahr ist der Tarifikalkulator, den die E-Control betreibt, die meistgenutzte Applikation der E-Control.

Entsprechend dem Gesetzauftrag werden Strom- und Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe im Tarifikalkulator erstellt und veröffentlicht. In der Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten, Systemnutzungsentgelte sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben erfasst.

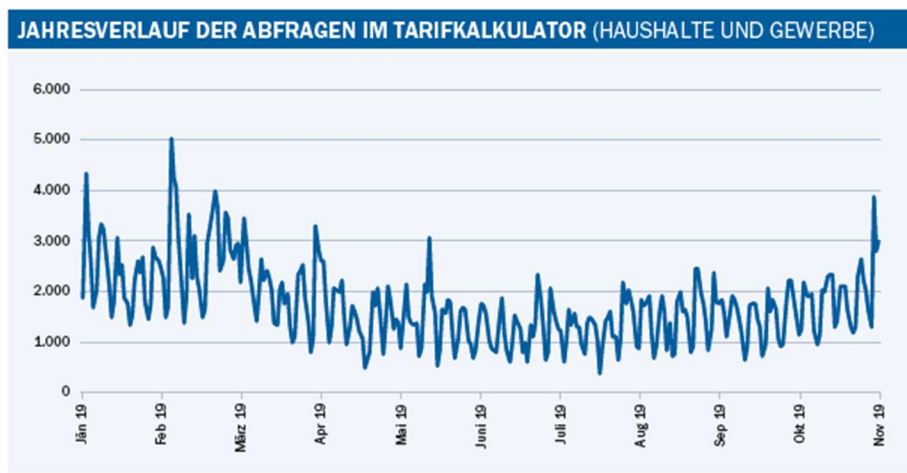
Lieferanten sind gesetzlich verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für Standardprodukte unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifikalkulator zu übermitteln. Über einen Freigabeprozess werden seitens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

Im November 2019 fand die jährliche Tarifikalkulator-Infoveranstaltung statt, an der rund 85 Strom- und Gasanbieter sowie Interessenvertreter teilnahmen. Den Teilnehmern wurde dabei die Nutzeranalyse für die letzten 12 Monate präsentiert und es wurden Einblicke in andere, internationale Energiemärkte geboten. Außerdem diente die Veranstaltung dazu, einen Austausch mit und innerhalb der Branche über neue Trends, Technologien und Produkte am Endkundenmarkt zu pflegen, wobei die Themen dynamische Preise und Smart Meter im Mittelpunkt standen.

Nachdem im Oktober 2017 ein vollständiger Relaunch der Applikation durchgeführt wurde, gefolgt von weiteren technischen Optimierungen und Anpassungen im Jahr 2018, wurden im Jahr 2019 neue Funktionalitäten vor allem im Bereich der Oberfläche umgesetzt. So wurde z.B. die Einstellung prominenter positioniert, mit welcher der Vergleichsraum (1, 2 oder 3 Jahre) und die Darstellungsform (EUR/Jahr, Cent/kWh oder nur Energiepreiskomponenten) angepasst werden können. Außerdem wurden die Rabattkategorien erweitert und die Information über den Neukundenrabatt bereits in die Produktliste miteinbezogen. Eine weitere Neuerung war die Anzeige der Gaskennzeichnung (Produktmix). Daneben gab es Verbesserungen bei der Bedienbarkeit der Ergebnisliste und der Übersichtlichkeit der Darstellung von Bestandskundenprodukten.

### **Lieferanten**

Ende 2019 waren insgesamt 162 Strom- und 53 Gasmarken im Tarifikalkulator registriert. Dahinter standen 334 externe Zuständige, die ihre Produkte im Backend einpflegen und ändern konnten. Den Verbraucherinnen und Verbrauchern standen zu diesem Zeitpunkt ca. 3.000 Strom- bzw. Gasprodukte zum Vergleich zur Verfügung, was ein Plus von 15% im Vergleich zum Vorjahr darstellt. Dies war vor allem auf die gestiegene Anzahl der Bestandskundenprodukte zurückzuführen. Rund 46% der Produkte werden aktiv am Markt angeboten, das heißt, es konnten neue Lieferverträge für diese Produkte abgeschlossen werden. Die restlichen Produkte waren sogenannte „Bestandskundenprodukte“, also Produkte, für die Kundinnen und Kunden laufende Verträge hatten, die aber potenziellen Neukunden nicht mehr angeboten wurden.



**Abbildung 47**  
Gesamter Jahresverlauf der Abfragen im Tarifikalkulator (1.1.2019–5.11.2019)

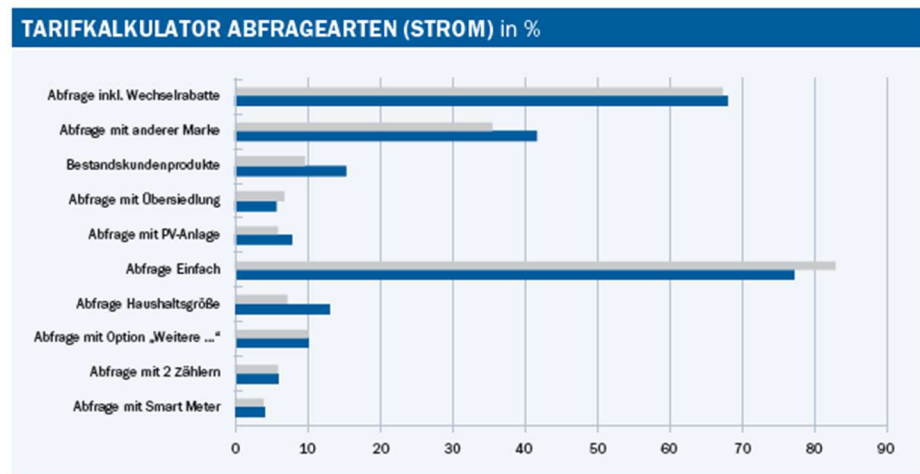
Quelle: E-Control Tarifikalkulator

ABFRAGEN IM TARIFKALKULATOR NACH BUNDESLAND in %				
Bundesland	Jahr		Anteil Haushaltskunden	
	2018	2019	Strom	Gas
Wien	52,46	53,66	28,00	48,00
Oberösterreich	14,87	13,37	16,00	11,00
Niederösterreich	9,44	10,19	14,00	23,00
Steiermark	9,31	9,70	14,00	5,00
Salzburg	3,73	4,00	6,00	2,00
Kärnten	4,30	3,68	6,00	1,00
Tirol	2,89	2,72	8,00	4,00
Burgenland	1,61	1,75	4,00	4,00
Vorarlberg	1,39	0,93	4,00	2,00

**Abbildung 48**  
Abfragen im Tarifkalkulator nach Bundesland

Quelle: E-Control

Im Jahr 2019 wurde ungefähr die gleiche Produktanzahl von Lieferanten in die Tarifkalkulator-Datenbank eingegeben wie im Vorjahr (5.200). Diese wurden von der E-Control geprüft und anschließend freigegeben. Auf nur 22 von insgesamt 171 Unternehmen<sup>14</sup> entfielen mehr als 90% aller Freigaben. Gar keine Änderungen gab es bei 61 Lieferanten, das ist doppelt so viel wie im Jahr zuvor.

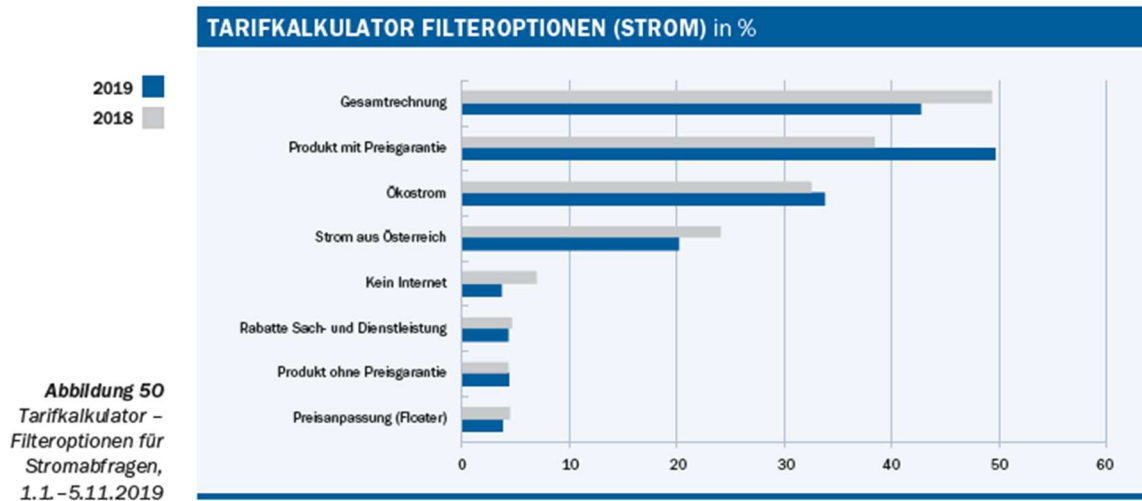


**Abbildung 49**  
Tarifkalkulator – Arten der Stromabfragen, 1.1.–5.11.2019

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

<sup>14</sup> Anzahl von Unternehmen, die im Laufe des Jahres 2019 aktiv waren, neu dazugekommen sind oder sich vom Markt zurückgezogen haben.





**Abbildung 50**  
 Tarifikalkulator –  
 Filteroptionen für  
 Stromabfragen,  
 1.1.-5.11.2019

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

### Nutzeranalyse

Aus dem Jahresverlauf der Abfragen geht hervor, dass die Abfrageanzahl stark vom Wochentag und der Jahreszeit abhängig ist. Die meisten Abfragen finden an den ersten drei Wochentagen statt, danach sinkt die Anzahl stetig bis zum Samstags-Tief und erholt sich dann Sonntag wieder leicht. Saisonal betrachtet waren die stärksten Monate im Jahr 2019 von Jänner bis April und dann wieder gegen Ende des Jahres. Dies ist vor allem auf die zahlreichen Preiserhöhungen für Bestandskundinnen und -kunden zurückzuführen. In den letzten Jahren haben die medialen Kampagnen der VKI-Energiekosten-Stop-Aktionen sowie die einzelnen Presseaktivitäten der E-Control zu Ausschlägen bei den Abfragen beigetragen (Abbildung 47).

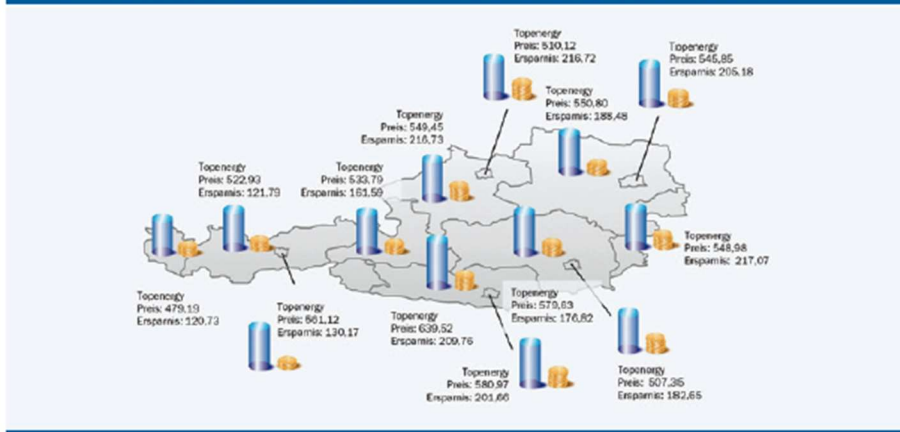
Etwas mehr als die Hälfte aller Abfragen kam aus Wien, d.h. Wiener Kundinnen und Kunden nutzten den Tarifikalkulator stärker, als ihr Anteil an der Gesamtzahl der Haushalte (Strom und Gas) vermuten lässt. Kundinnen und Kunden aus Tirol, Salzburg und Niederösterreich waren deutlich unterrepräsentiert (Abbildung 48).

Vier Fünftel aller Abfragen entfielen auf Strom, rund ein Fünftel auf Gas. Über das ganze Jahr hinweg wurden weitgehend gleichbleibend bei knapp einem Drittel der Abfragen gleich vor Beginn aktiv die Mitberechnung der Neukundenrabatte weggeschaltet. Rund 42% der Abfragen wurden mit einer anderen Marke als der des standardmäßig vorgeschlagenen, 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 8% der Stromabfragen waren Angebote mit PV-Überschusseinspeisung von besonderem Interesse, was ein Plus von 33% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Wie bereits im Vorjahr wurde bei 4% der Stromabfragen die Option Smart Meter ausgewählt, wobei diese Abfragen auch gleich mit PV-Abfragen kombiniert wurden (Abbildung 49).

Der Tarifikalkulator bietet außerdem diverse Filtermöglichkeiten. So wurde bei 43% aller Abfragen, etwas weniger als im Vorjahr, explizit nach Angeboten mit Gesamtrechnung gesucht und bei der Hälfte der Abfragen nach Produkten mit Preisgarantie, was eine deutliche Steigerung zum Vorjahr ist. Die Option, die Ergebnisliste auf Produkte mit „Strom aus Österreich“ einzuschränken, wurde in 20% der Fälle genutzt, etwas weniger als im Vorjahr (Abbildung 50).

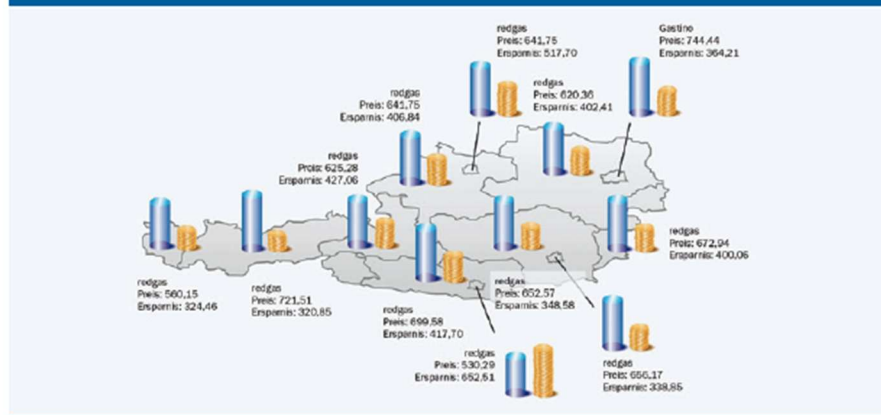
## PREISMONITOR STROM – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES



**Abbildung 51**  
Preismonitor Strom – Jahresgesamtpriceines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, November 2019

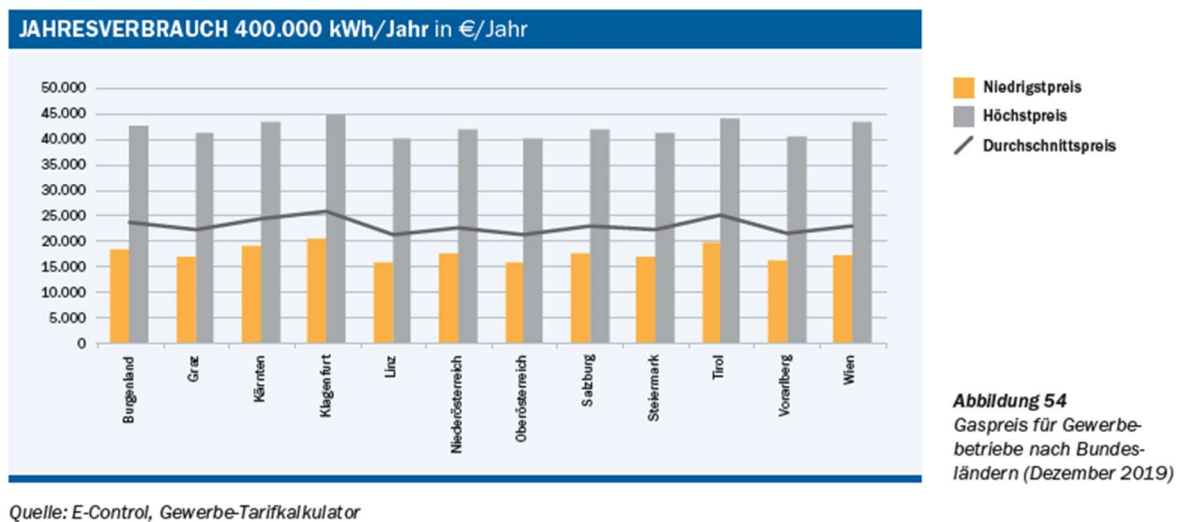
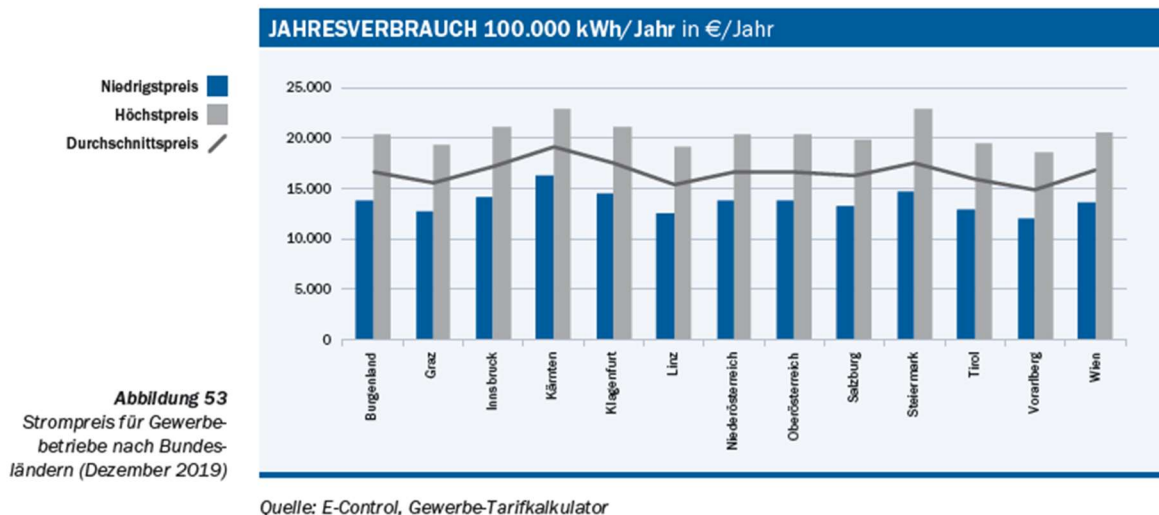
Quelle: E-Control-Webseite, [www.e-control.at/preismonitor](http://www.e-control.at/preismonitor)

## PREISMONITOR GAS – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES



**Abbildung 52**  
Preismonitor Gas – Jahresgesamtpriceines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, November 2019

Quelle: E-Control-Website, [www.e-control.at/preismonitor](http://www.e-control.at/preismonitor)



### Reporting

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifkalkulator-Daten monatliche Preismonitore, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte, und das entsprechende Einsparpotenzial beim Wechsel vom Standardprodukt des angestammten Lieferanten zum jeweils günstigsten Angebot darstellen. In etwas anderer Form wurden diese Preisreports auch für das (damals) BMNT erstellt.

Auf der Website der E-Control werden monatlich auch Preisinformationen für Gewerbebetriebe veröffentlicht.

### 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/Jahr und 5 GWh/Jahr und/oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr und 10 GWh/Jahr anwendbar. Für diese Endkundengruppe gibt es seitens der Lieferanten keine Standardprodukte mehr, Energiepreise werden frei verhandelt. Der „KMU-Energiepreis-Check“ bietet 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.

### 12.3. Spritpreisrechner

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2019 erneut der Spritpreisrechner. Mit dem Spritpreisrechner unter [www.spritpreisrechner.at](http://www.spritpreisrechner.at) ließen sich im vergangenen Jahr Autofahrerinnen und Autofahrer rund 2,1 Millionen Mal (2018: 2,3 Mio.) die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen.

Weiterhin ungebrochen ist der Trend zur mobilen Nutzung der Informationsangebote. Erwartungsgemäß ist hier beim Spritpreisrechner der Anteil mit bereits über 52% der Zugriffe über Smartphone oder Tablet am höchsten. Aber auch die Website der E-Control selbst wird bereits zu über 43% per mobilem Gerät aufgerufen (2018: 40%).

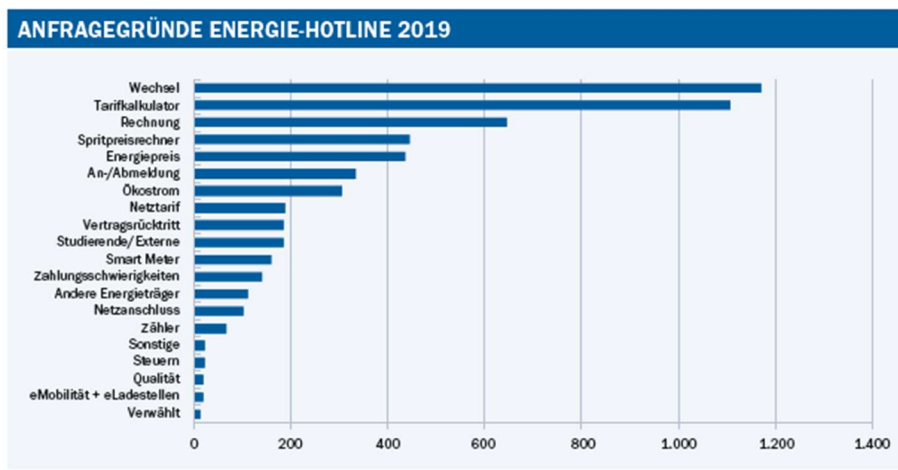
In die Preistransparenzdatenbank, die dem Spritpreisrechner zugrunde liegt, melden im Schnitt rund 3.000 Tankstellen ihre Dieselpreise und rund 2.800 Tankstellen Superpreise. Je nach Region melden Tankstellen in Österreich durchschnittlich zwischen 1,5- und 3,5-mal pro Tag neue Preise, wobei Preiserhöhungen gemäß den Standesregeln für Tankstellenbetreiber nur einmal am Tag, jeweils mittags um 12:00 Uhr, durchgeführt werden dürfen. Weitere statistische Details zur Preistransparenzdatenbank werden auf der Website der E-Control quartalsweise veröffentlicht.

### 12.4. Energie-Hotline

Die E-Control ist die zentrale Informationsstelle für Verbraucherinnen und Verbraucher und informiert in dieser Rolle über die Rechte und Möglichkeiten, um am Elektrizitäts- und Erdgasmarkt teilzunehmen. Dazu wurde bereits im Jahr 2001 eine Energie-Hotline eingerichtet, an die sowohl telefonische als auch schriftliche Anfragen gerichtet werden können.

Montags bis donnerstags ist das Team der Energie-Hotline von 08:30 Uhr bis 17:30 Uhr erreichbar. Freitags ist die Hotline von 08:30 Uhr bis 15:30 Uhr besetzt. Schriftliche Anfragen erreichen die Energie-Hotline am häufigsten per E-Mail, aber auch andere digitale Kanäle ermöglichen eine rasche Kontaktaufnahme. Dazu gehören ein auf der Website eingebettetes Webformular und die Online-Plattform „Frag‘ doch die E-Control“. Im Jahr 2019 wurde außerdem ein Rückrufservice eingerichtet. Dabei können Telefonnummer und bevorzugtes Zeitfenster für einen Rückruf auf [www.e-control.at](http://www.e-control.at) bekanntgegeben werden. Konsumentinnen und Konsumenten, die über keinen Internetzugang verfügen, können ihre Anliegen selbstverständlich auch auf dem Postweg oder per Fax übermitteln. Insgesamt wurden im Berichtsjahr 4.526 telefonische und 1.015 schriftliche Anfragen bearbeitet.

Thematisch war das Jahr 2019 vor allem durch die Preiserhöhungen vieler Lieferanten geprägt. Konsumentinnen und Konsumenten informierten sich über ihre Handlungsmöglichkeiten. Den ersten und zweiten Platz unter den Anfragegründen belegten daher Fragen zum Wechsel des Lieferanten und zum Tarifkalkulator der E-Control. Auf dem dritten Platz lagen Fragen zur Strom- bzw. Gasrechnung.



**Abbildung 55**  
Gründe für Anfragen an die Energie-Hotline von E-Control

Quelle: E-Control

## 12.5. Informationsoffensive für soziale Einrichtungen

2019 startete die E-Control eine Informationsoffensive, bei der durch die direkte Zusammenarbeit mit sozialen Einrichtungen Menschen in schwieriger finanzieller Lage geholfen werden soll. Viele Menschen wissen nach wie vor nicht über ihre Möglichkeiten und Rechte Bescheid. Besonders Menschen, die mit Zahlungsschwierigkeiten konfrontiert sind, stehen oft vor der Frage, was sie tun können, wenn schon wieder eine Stromrechnung zu bezahlen ist oder bei der Jahresabrechnung eine hohe Nachzahlung beglichen werden muss. Viele Betroffene haben in schwierigen Lebenssituationen Kontakt mit diversen sozialen Einrichtungen. Ziel ist es daher, die Beraterinnen und Berater dieser Einrichtungen durch gezielte Informationsaufbereitung und Schulungen zu unterstützen sowie bei Problemen mit dem Strom- und Gasbezug und insbesondere der Begleichung der Energierechnung zur Seite zu stehen.

### **Inhalte und Schwerpunkte**

Schwerpunkte sind dabei nicht nur Informationen über den Lieferantenwechsel, das Klären von Fragen zur Energierechnung oder die Vorstellung der Services der E-Control für Kundinnen und Kunden – es geht bei dieser Informationsoffensive auch um die Möglichkeit, wie die Grundversorgung in Anspruch genommen werden kann, um eine Abschaltung zu verhindern, den Einsatz von Prepaymentzählern oder die Möglichkeit der Befreiung von den Ökostromförderkosten.

### **Formen der Zusammenarbeit**

Die ersten Kooperationen wurden bereits geschlossen und es wurden Schulungen und Vorträge mit über 50 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern verschiedener sozialer Einrichtungen abgehalten; Expertinnen und Experten der E-Control nahmen an Meetings und Austauschtreffen der jeweiligen Institutionen teil, Informationsmaterialien wurden zur Verfügung gestellt und es wurden Beiträge in Mitgliederzeitschriften veröffentlicht.

Das Angebot der E-Control wird gut angenommen und in das eigene Schulungsprogramm integriert. Es herrscht jedes Mal reger Austausch, da diese Schulungen den idealen Raum für Diskussion bieten. Es werden neue Möglichkeiten sichtbar und auf diese Art kann Betroffenen einer sonst schwer greifbaren Endkundengruppe noch besser geholfen werden. Gemeinsam mit den sozialen Institutionen wird so das Ziel erreicht, die E-Control als die Servicestelle für Strom- und Gaskundinnen und -kunden bekannt zu machen und die Menschen durch Information so weit zu stärken, dass sie aktiv am Energiemarkt teilnehmen können.

## 12.6. Messen

Die Messen sind für die E-Control ein wichtiges Instrument zur Information der Konsumentinnen und Konsumenten. Deshalb waren die Expertinnen und Experten der E-Control auch im Jahr 2019 auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control im Jahr 2019 auf sieben verschiedenen Messen mit einem eigenen Stand vertreten. Dabei wurden mehr als 800 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Einsparmöglichkeiten bei Energie und Anfragen zu Ökoenergie. Zudem wurden etliche Tarifikalkulatorabfragen gemacht. Auch der GewinnInfoDay, eine Messe- und Kongressveranstaltung für Schüler ab 16 Jahren, stand im Jahr 2019 wieder auf der Agenda der E-Control, und zwar diesmal nicht nur in Wien, sondern erstmals auch in Linz. In Summe wurden die beiden Tage von etwa 7.000 Schülerinnen und Schülern besucht. Dort wurden nicht nur zahlreiche Fragen der Schüler beantwortet, sondern direkt am Stand auch Vorträge abgehalten.

## 12.7. Öffentlichkeitsarbeit

Die E-Control hat im liberalisierten Strom- und Gasmarkt nicht nur regulatorische Aufgaben, sondern auch eine Informations- und Servicefunktion. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control 2019 wieder eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumentinnen und Konsumenten über ihre Möglichkeiten im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren. Nur informierte Konsumentinnen und Konsumenten können ihre Rechte im liberalisierten Strom- und Gasmarkt wahrnehmen und aktiv an diesem teilhaben.

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

Die E-Control veranstaltete 2019 neuerlich Fachtagungen und Webinare für Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren zudem 2019 die Expertinnen und Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu energierelevanten Themen referierten.

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

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

## 12.8. Informationsangebot im Internet

Unter [www.e-control.at](http://www.e-control.at) ist das Webportal weiterhin eine zentrale Informationsstelle für Kundinnen und Kunden. 2019 wurde das Portal aktualisiert, was IT-seitig etliche technische Anpassungen erforderte, und eine Migration sämtlicher online veröffentlichter Informationen und Medien notwendig machte. Dies konnte ohne Unterbrechungen des Online-Angebots erfolgen.

Insgesamt verzeichnete die Website im Jahr 2019 rund 900.000 Besuche, was etwa dem Vorjahreswert entspricht. Der Tarifikalkulator war dabei nach wie vor die wichtigste Online-

Applikation auf der Website der E-Control. Die Besuchszahlen des Tarifkalkulators lagen 2019 mit gut 330.000 etwa 6% unter jenen des Vorjahres.

Auch die übrigen Online-Applikationen innerhalb des E-Control-Webportals wurden gegenüber dem Vorjahr etwas weniger häufig genutzt. So verbuchte der Gewerbe-Tarifkalkulator im Laufe des Jahres rund 15.000 Besuche (2018: 18.000), der KMU-Energiepreis-Check 1.650 (2018: 1.800) und der Energiespar-Check 9.800 (2018: 23.000). Besonders beim Energiespar-Check zeigt sich hier, dass selbst schon länger etablierte Serviceangebote ohne fortlaufende Bewerbung bzw. intensive Öffentlichkeitsarbeit auch wieder in Vergessenheit geraten.

## **LADESTELLENVERZEICHNIS**

Im November 2019 wurde in einer gemeinsamen Pressekonferenz mit dem Nachhaltigkeits- und Verkehrsministerium das neue Strom-Ladestellenverzeichnis der E-Control unter [www.ladestellen.at](http://www.ladestellen.at) öffentlich präsentiert. Nach intensiver Vorarbeit, die bereits 2016 mit ersten Branchenrunden eingeleitet worden war, verfügt Österreich damit nun als eines der ersten Länder in der EU über ein flächendeckendes, nationales Ladepunktregister. Betreiber von öffentlichen Ladepunkten sind gesetzlich zur Meldung mindestens der Standorte ihrer Ladestellen verpflichtet. Bereits zum Start des Verzeichnisses waren sämtliche Ladepunkte der großen Betreiberunternehmen registriert. Kleinere und private Betreiber müssen fortlaufend durch anhaltende Öffentlichkeitsarbeit über ihre Meldeverpflichtung informiert werden.

Mit Stand 31. Dezember 2019 waren 32 Betreiber registriert, die in Summe rund 2.200 Ladestellen mit rund 5.200 Ladepunkten gemeldet hatten. Zwischen der Präsentation im November und dem Jahresende wurden auf [www.ladestellen.at](http://www.ladestellen.at) knapp 14.000 Besuche registriert.

## 12.9. Social Media

Bereits seit 2010 ist die E-Control auf dem nach wie vor meistgenutzten sozialen Netzwerk 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 E-Control verbundenen Facebook-Fans hat sich erneut von rund 20.000 auf knapp 22.000 erhöht. Noch deutlicher konnte die Reichweite gesteigert werden. Monatlich kommen im Schnitt rund 170.000 Personen mit Informationen der E-Control in Kontakt (2018: 100.000/Monat). Dabei kommt es durchschnittlich pro Monat zu rund 1.200 Interaktionen direkt mit den Verbraucherinnen und Verbrauchern.

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Pressemitteilungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskünfte über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt werden pro Woche zwei bis drei Nachrichten verbreitet. 1.350 „Follower“ nutzten mit Jahresende den E-Control-Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle; vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzerinnen und Nutzer, Medien und engagierte Privatpersonen. Besonders für die Bereitschaft einer effektiven Informationsverbreitung im Krisenfall sind die Vernetzung vor allem auf Twitter sowie die Beobachtung und die Analyse des allgemeinen Twitter-Aufkommens heutzutage ausgesprochen wichtig.

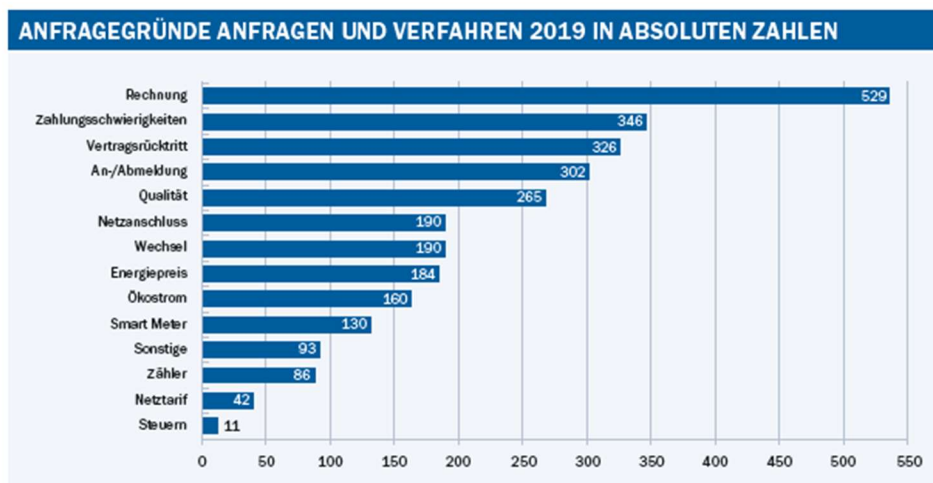
Auf dem 2018 neu aufgebauten Video-Kanal auf YouTube stellt die E-Control eine erfolgreiche Serie von zweiminütigen Erklärfilmen zu verschiedenen Themen in den Mittelpunkt. Darüber hinaus gibt es auf dem Kanal in eigenen Rubriken Tutorials zu den E-Control-Tools, sämtliche Mitschnitte der Webinar-Serie sowie Aufzeichnungen von eigenen Veranstaltungen, von denen ebenfalls über YouTube auch Livestreams gesendet werden. Insgesamt wurden im Jahr 2019 knapp 400.000-mal

Videos der E-Control auf YouTube aufgerufen. In Summe ergibt sich so eine Dauer von über 20.000 Stunden Wiedergabe von Videomaterial.

Die Erklärfilme, von denen 2019 vier neue zu den Themen Strompreise und Smart Meter produziert wurden, erweisen sich zunehmend als besonders beliebtes und effektives Medium, um gezielt Wissen zu ausgewählten Themen zu transportieren. Eingesetzt wurden diese Clips nicht nur auf YouTube, sondern auch auf Facebook, auf der eigenen Website sowie bei Messen und Veranstaltungen. Über alle Kanäle hinweg addierten sich die Aufrufe des bislang meistbeachteten Videos zum Thema Smart Meter Ende 2019 auf über 1 Million.

## 12.10. Schlichtungsstelle der E-Control

Im Berichtsjahr bearbeitete die Schlichtungsstelle im Rahmen ihrer Auskunft- und Schlichtungstätigkeit rund 2.400 Anliegen von Strom- und Gaskundinnen und -kunden. Dabei wurden 350 Schlichtungsverfahren geführt. Die weiteren Anfragen und Beschwerden konnten durch schriftliche bzw. telefonische Beantwortung geklärt werden. Ein Überblick über die prozentuelle Verteilung der Anfragegründe zeigt Nachverrechnungen und Unklarheiten bei der Strom- und Gasabrechnung, Zahlungsschwierigkeiten sowie Probleme bei An- und Abmeldungen als die häufigsten Themenkreise. Auffallend hoch war zu Jahresbeginn noch die Anzahl der Beschwerden zu ungewollten Vertragsabschlüssen (Keiler bei Einkaufszentren bzw. bei Haustürgeschäften sowie telefonische Kundenwerbung) und die damit im Zusammenhang stehenden Probleme bei der Rückabwicklung bereits durchgeführter Wechsel über die Wechselplattform. Im Laufe des Berichtsjahres nahm diese Problematik deutlich ab. Weiterhin erhält die Schlichtungsstelle zahlreiche Beschwerden zur mangelnden kommerziellen Qualität der Strom- und Gasunternehmen (Pünktlichkeit der Rechnungslegung, telefonische Erreichbarkeit, lange Beantwortungszeiten auf Anfragen und Beschwerden etc.). Etwas weniger Eingaben als im Vorjahr gab es zum Themenkomplex Lieferantenwechsel. Detaillierte Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle im Jahr 2019 werden in einem eigenen Bericht im März 2020 veröffentlicht.



**Abbildung 56**  
Anfragegründe Anfragen  
und Verfahren 2019  
in absoluten Zahlen

Quelle: E-Control



## 13. STROMRECHNUNGEN DER ZUKUNFT

Schon seit Beginn der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte war die Forderung nach transparenten und leicht verständlichen Jahresabrechnungen ein wichtiges Thema, und tatsächlich hat es in diesem Bereich wichtige Fortschritte im Laufe der Jahre gegeben. Dennoch stellt die Vielzahl an gesetzlich vorgesehenen Rechnungsdetails eine Herausforderung für viele Kundinnen und Kunden dar.

Durch das Clean Energy Package kommen nun neue Mindestanforderungen an die Stromrechnung, die der Gesetzgeber umzusetzen hat. Die Bestimmungen sind umfassend und reichen von inhaltlichen Vorgaben bis zur Häufigkeit, wie oft die genannten Details zur Verfügung zu stellen sind.

Da der neue europäische Rechtsrahmen in diesem Punkt einige Fragen aufwirft und durchaus Interpretationsspielraum lässt, wurde dies zum Anlass genommen, die derzeitigen gesetzlichen Vorgaben kritisch zu hinterfragen, auf Kompatibilität mit den Regelungen des Clean Energy Packages hin zu prüfen und mögliche Umsetzungsvarianten auf ihre Zukunftstauglichkeit hin zu testen.

Neben der internen Expertise der E-Control flossen Ergebnisse aus einer Erhebung durch ein Marktforschungsinstitut ein, ebenso wie Diskussionen mit diversen relevanten Stakeholdern. Wichtiges Ergebnis des Projektes ist, dass die wesentlichen Informationen wie insbesondere der Verbrauch und die damit zusammenhängenden Kosten in einfach verständlicher Form und deutlich öfter als bisher den Kundinnen und Kunden zur Verfügung gestellt werden sollten. Viele der derzeit gesetzlich vorgesehenen Details könnten auf anderem Wege, beispielsweise über ein Webportal, jederzeit abrufbar sein. Wichtig für die Umsetzung der europäischen Vorgaben wird sein, dass die divergierenden Kundenbedürfnisse Berücksichtigung finden, gleichzeitig aber die Notwendigkeit einer größeren Kundenawareness bezüglich Energie und Verbrauch unabdingbar ist, um die Herausforderungen der Zukunft meistern zu können.

## 14. STATISTISCHE ERHEBUNGEN

Die Regulierungsbehörde erfüllt statistische Aufgaben als Teil der österreichischen Bundesstatistik in den Bereichen der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. Die Verordnungskompetenz im Elektrizitätsbereich lag dabei immer schon bei dem für Energie zuständigen Ministerium, während jene im Erdgasbereich mit der sogenannten kleinen Ökostromnovelle von der Regulierungsbehörde wieder zu dem für Energie zuständigen Ministerium zurückging.

Die erhobenen Daten werden in Form standardisierter Auswertungen auf den Internetseiten der E-Control publiziert, wobei es monatliche, halbjährliche und jährliche Publikationen gibt. Einmal jährlich wird auch ein Statistikbericht als Broschüre herausgegeben.

### 14.1. Eurostat-Preiserhebungen

Die E-Control meldet die durchschnittlichen Haushaltspreise und Nicht-Haushaltspreise für Strom und Gas nach Endkundenkategorien und Größenklassen an Eurostat und kommt damit ihren internationalen Meldepflichten in diesem Bereich nach. Jährlich werden die Anteile der einzelnen Größenklassen an der jeweiligen Endkundenkategorie übermittelt. Zur Erfüllung der Meldepflicht werden die entsprechenden Preiskomponenten halbjährlich bei Lieferanten und Netzbetreibern erhoben.

## 14.2. Zahl der Meldepflichtigen und Meldungen

Die E-Control erhebt Daten für die unterschiedlichen Anwendungsgebiete Statistik, Monitoring und Energielenkung. Eine Unterscheidung des Datenvolumens nach diesen Anwendungsgebieten ist insofern schwierig, als Daten für mehrere Zwecke notwendig und damit definiert sind, allerdings nur einmal tatsächlich erhoben werden. Da sich bei einer Untergliederung nach Anwendungsgebiet Doppelzählungen ergeben würden, werden hier die Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und die Menge der erhobenen Daten in ihrer Gesamtheit dargestellt.

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	-	-	127	127
Großabnehmer	(12 NB)	-	-	54
Anzahl Zeitreihen	5.600	230	2.300/3.900	13.900

**Abbildung 57**  
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Gas

Quelle: E-Control

STROM				
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	¼-Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte
Netzbetreiber	25	-	122	125
BKO	1	-	-	-
Erzeuger	-	12	61	422
Lieferanten	-	-	180	175
Großverbraucher	-	-	-	697
Anzahl Zeitreihen	5.300	250	4.250/11.550	58.700

**Abbildung 58**  
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Elektrizität

Quelle: E-Control

## 14.3. Erinnernde Kontakte

Im Jahr 2019 gab es folgende „erinnernde“ Kontakte zu Meldepflichtigen im Bereich Statistik, Energielenkung 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	152	48	-	82
halbjährliche Meldungen	59	31	3	148
Jahresmeldungen	35	19	1	100

**Abbildung 59**  
Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Gas

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	442	133	-	101
halbjährliche Meldungen	213	142	7	218
Jahresmeldungen	670	408	2	1.532

**Abbildung 60**  
Anzahl der erinnernden  
Kontakte aus dem Bereich  
Elektrizität

Quelle: E-Control

## 15. COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

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

Neben der Anpassung der Geschäftsordnungen des Vorstandes und des Aufsichtsrates der E-Control, der Erlassung einer Compliance-Richtlinie, der jährlichen Erstellung eines Corporate-Governance-Berichts, der Umfassenden Schulung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control, wie auch der andauernden internen Beratung in allen Compliance-relevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer, wurden weitere Schritte zur Vertiefung und andauernden Verbesserung des bereits implementierten Compliance-Systems der E-Control unternommen. Dazu wurde der Compliance Officer der E-Control mit Absolvierung der Grundausbildung durch das Bundesamt für Korruptionsbekämpfung (BAK) Teil des Integritätsbeauftragtennetzwerks des BAK und wird die fortlaufende Verbesserung des bei der E-Control implementierten Compliance-Systems fortführen.

Informationen bzw. Daten sind die Grundlage der Aufgaben und Tätigkeiten der E-Control und müssen adäquat geschützt werden. Dieser Schutz wird durch die Beachtung der drei wesentlichen Aspekte der Informationssicherheit verwirklicht:

- > Vertraulichkeit: Schutz von Informationen vor unberechtigtem Zugriff
- > Integrität: Informationen in korrekter und vollständiger Form
- > Verfügbarkeit: Bereithaltung von Informationen am richtigen Ort und zum richtigen Zeitpunkt

Um die Informationssicherheit sowie die Umsetzung der Datenschutzgrundverordnung im angemessenen Ausmaß zu gewährleisten, wurde von der E-Control ein Informationssicherheits-Managementssystem (ISMS) nach der Norm ISO 27001 für das gesamte Unternehmen eingeführt und mit Ende des Jahres erfolgreich zertifiziert.