

„UNSERE ENERGIE
STEHT FÜR
KLARE WÖRTE.“

Dieser Bericht wurde als
barrierefreies PDF erstellt und ist somit
für alle Nutzer:innen, einschließlich
Menschen mit Beeinträchtigungen, zugänglich.

INHALT

1 Vorworte		7 Überwachung des Großhandelsmarkts (REMIT)	99
Mag. Dorothea Herzele, Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control		7.1 Neuerungen	99
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M., Vorstand der E-Control	6	7.2 Überwachung	100
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA, Vorstand der E-Control	8	7.3 Ausgewählte REMIT-Fälle	101
	8	7.4 Europäische Ebene	101
2 Fokus-Themen	12	8 Konsument:innenschutz	103
2.1 Transformation (Erneuerbare und Infrastruktur)	12	8.1 Grundversorgung, Abschaltung, Vertragsauflösung	103
2.2 Entwicklung der Netzentgelte	29	8.2 Servicequalität der Energieversorger	105
2.3 Smarte Energiewende (Flexibilität)	38	8.3 Energiearmut	107
3 Sichere Versorgung mit Strom und Gas	47	8.4 Anfragen und Anliegen der Konsument:innen	109
3.1 Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs	47	8.5 Situation der Haushalte	111
3.2 Aufbringung	50	9 Services der E-Control	114
3.3 Gasdiversifizierung	53	9.1 Beratungs- und Schlichtungsstelle	114
3.4 Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit	56	9.2 Tarifikalkulator	115
4 Preisentwicklungen	67	9.3 Medienarbeit und Publikationen	115
4.1 Großhandelspreise Strom	67	9.4 Social Media	116
4.2 Großhandelspreise Gas	70	9.5 Weitere Online-Informationsservices	117
4.3 Haushaltmarkt	74	9.6 Mobilitätsapplikationen	117
5 Netze und Netzregulierung	80	10 Energieeffizienz	120
5.1 Regulierungssystematik	80	11 Rechtsentwicklungen	123
5.2 Wasserstoff	82	11.1 Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene	123
6 Marktregeln	85	11.2 Rechtsentwicklungen in Österreich	130
6.1 Strommarkt	85	12 Compliance, Informationssicherheit und Datenschutz	136
6.2 Gasmarkt	91	12.1 Compliance	136
6.3 Gleichbehandlung und Wechselplattformen	97	12.2 Informationssicherheit und Datenschutz	137
		13 Jahresabschluss der E-Control	139

”VORWORTE“

1 VORWORTE



Credit: BMK/Cajetan Perwein

Mag. Dorothea Herzele

Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control

Der Energiemarkt ist auch 2024 nicht zur Ruhe gekommen. Konsument:innen haben zwar einerseits wieder von attraktiveren Angeboten bei den Strom- und Gasstarifen profitieren können, andererseits sind mit Jahresende im Strombereich viele Unterstützungen ausgelaufen. Die Energierechnungen der

Menschen steigen somit wieder an. Neutrale und sachliche Informationen für Konsument:innen zu den Möglichkeiten am Energiemarkt werden daher immer wichtiger. Und eine verlässliche Ansprechpartnerin zu haben, die bei Fragen und Problemen mit Strom oder Gas hilft, ist in schwierigen Zeiten unerlässlich. Die E-Control als unabhängige Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt übernimmt genau diese Aufgaben. Sie bietet umfassende Unterstützung, Hilfestellung bei Problemen und veröffentlicht eine Fülle von informativem Wissen.

Die Stärkung der Rechte von Konsument:innen ist in den vergangenen Jahren noch wichtiger geworden. Die umfangreichen Serviceangebote der E-Control helfen unter anderem dabei, den passenden Strom- und Gasvertrag zu finden und Rechte geltend zu machen. Diese werden ständig weiterentwickelt, ausgebaut und an geänderte Gegebenheiten angepasst. Alle Mitarbeiter:innen der

E-Control tragen in unterschiedlichen Funktionen mit ihrem hohen Fachwissen dazu bei, den heimischen Konsument:innen das Vertrauen in den Energiemarkt zurückzugeben. Dafür möchte ich mich ausdrücklich bedanken.

Das Thema der sicheren und leistbaren Versorgung mit Strom und Gas ist im Bewusstsein der Menschen nach wie vor fest verankert. Die E-Control hat auch in diesem Bereich im letzten Jahr hervorragende Arbeit geleistet. Schließlich galt es, sich umfassend auf einen möglichen Totalausfall der Lieferung von russischem Gas nach Österreich vorzubereiten, was sehr gut gelungen ist. Nach dem Ende des Transits von Gas über die Ukraineleitung hat es keinerlei Auswirkungen für die Gaskund:innen in Österreich gegeben. Die jahrelangen Vorbereitungen und intensiven Abstimmungsarbeiten aller Beteiligten hat Früchte getragen.

Auch 2024 hat die E-Control selbstverständlich alle ihre vom Gesetz übertragenen Pflichten in vollem Umfang erfüllt – von der Aufbereitung statistischer Analysen, dem Schaffen von Rahmenbedingungen für das Gelingen der Energiewende, internationalen Agenden oder der Weiterentwicklung des Regulierungssystems, um nur einige Aufgaben zu nennen. Der vorliegende Tätigkeitsbericht gibt einen Überblick über die Fülle an Tätigkeiten, die von der E-Control im vergangenen Jahr zu bewältigen waren. Und er zeigt, dass hier exzellente Arbeit geleistet wurde.

Die Mitarbeiter:innen der E-Control sind mit vollem Engagement bei der Arbeit und meistern – auch bei hohem Arbeitsaufkommen – ihre Tätigkeiten mit Bravour. Dafür möchte ich mich ganz herzlich bedanken.

1 VORWORTE

Auch die Zusammenarbeit zwischen dem Vorstand der E-Control und dem Aufsichtsrat war stets von Professionalität und gegenseitiger Wertschätzung geprägt. Auch dafür gilt mein aufrichtiger Dank. Und ich bin zuversichtlich, dass wir auch 2025 weiterhin konstruktiv zusammenarbeiten werden.

In diesem Sinne möchte ich mich beim Vorstand, bei allen Mitarbeiter:innen, bei den Mitgliedern der anderen Organe, bei meinen Kolleg:innen im Aufsichtsrat und bei Frau Bundesministerin Leonore Gewessler sehr herzlich bedanken.



Mag. Dorothea Herzele
Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control

1 VORWORTE

**Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.**

Vorstand der E-Control

Das Jahr 2024 hat den Wettbewerb auf den Energiemärkten zumindest in Teilen zurückgebracht. Günstigere Preise auch für Haushaltskund:innen, eine größere Auswahl an Angeboten zum Vergleichen sowie ein wieder hohes Einsparpotenzial beim Lieferantenwechsel prägten die Wettbewerbssituation.

Eines der wichtigsten Themen im Jahr 2024 war aber weiterhin, die sichere Versorgung aller heimischen Kund:innen mit Strom und Gas durchgehend zu gewährleisten. Dass dies gelungen ist, ist nicht zuletzt auf jahrelange Vorbereitungen und die Anstrengung aller Beteiligten zurückzuführen und hat auf der Agenda der E-Control auch für 2025 Priorität.

Wettbewerb am Haushaltsmarkt

Auch wenn sich die Wettbewerbssituation 2024 im Vergleich zu den Krisenjahren zuvor weiter verbessert hat, ist diese noch lange nicht auf Vorkrisenniveau. Auffallend war vor allem die starke Preisdifferenzierung zwischen Bestands- und Neukund:innen. Dadurch ist zwar einerseits das Einsparpotenzial bei einem Wechsel des Gas- oder Stromlieferanten deutlich gestiegen, die Wechselraten sind aber nicht über das Niveau von 2023 hinausgekommen. Zugenommen

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstand der E-Control



hat die Anzahl der angebotenen Produkte im Tarifkalkulator der E-Control sowie die österreichweit anbietenden Unternehmen. Die Wettbewerbssituation am Energiemarkt wurde 2024 von der gemeinsamen Taskforce Energie der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control weiter untersucht, zahlreiche Problemfelder identifiziert und in einem weiteren Zwischenbericht veröffentlicht. Ein Endbericht ist in der ersten Jahreshälfte 2025 geplant.

Die Energierechnungen erhöhen sich

Mit Anfang 2025 hat sich auf den Strom- und Gasrechnungen der Konsument:innen einiges getan. Aufgrund geringerer Abgaben an Strom und Gas und vermehrten Investitionen im Stromnetz sind die Netzentgelte für die Haushaltskund:innen zum Teil deutlich gestiegen. Dazu kommt, dass im Strombereich die Stromkostenbremse mit Ende 2024 ausgelaufen ist, die Erneuerbaren-Förderbeiträge wieder eingehoben werden und auch die Elektrizitätsabgabe wieder auf ihr ursprüngliches Niveau angehoben wurde. In Summe müssen Konsument:innen daher von höheren Strom-, aber auch Gasrechnungen ausgehen. Aktive Kund:innen können diese Erhöhungen aber mit einem Wechsel des Strom- und Gaslieferanten abfedern bzw. zum Teil vollständig kompensieren. Ein Tarifvergleich lohnt sich

daher auf jeden Fall und wird von Konsument:innen intensiv genutzt. So wurde der Tarifikalkulator im Jahr 2024 über 700.000 Mal aufgerufen.

Services der E-Control sind immer gefragt

Neben dem Tarifikalkulator, der neu gestalteten Homepage als Informationsquelle und dem Energiespar-Check werden zunehmend auch die Mobilitätsapplikationen der E-Control genutzt. Seit Ende 2023 gibt es erstmals auch einen Lade-Tarifikalkulator für E-Mobilist:innen, der vor allem das Auffinden und das Vergleichen von Ladekarten erleichtern soll. 2024 wurde der Lade-Tarifikalkulator rund 40.000 Mal aufgerufen. Damit hat bereits ein Viertel aller E-Mobilist:innen einen Vergleich der Ladeangebote angestellt.

Auf Gaskrise gut vorbereitet

Der Transitvertrag zwischen Russland und der Ukraine ist mit Ende Dezember 2024 ausgelaufen. Ein Umstand, der lange bekannt war und für die heimischen Konsument:innen ohne Auswirkungen vonstatten ging. Umfassende Vorbereitungsmaßnahmen garantierten auch nach Beendigung des Transits über die Ukraineleitung eine unterbrechungsfreie Gasversorgung. Die größte Bedrohung in der Geschichte der Gasversorgung Österreichs konnte durch ein professionelles Handeln aller Akteure somit gut gemeistert werden.

Wandel des Energiesystems

Die Umsetzung der Energiesystemwende und die Beibehaltung der hohen Versorgungssicherheit sind essenziell für die kommenden Jahre und basieren auf der parallelen Implementierung verschiedener Maßnahmen. Diese reichen

von Ausbau und Integration von Erneuerbaren zur Erreichung der festgelegten Ziele über den Netzausbau sowie Netzbau für starke, flexible und intelligente Energienetze für hohe Versorgungssicherheit bis hin zum Ausbau von Sektorkopplungstechnologien, um die Synergien unterschiedlicher Energieträger zu nutzen. Alle Rahmenbedingungen zu schaffen, die den Umbau des Energiesystems ermöglichen, bleiben auf der Agenda der E-Control auch im Jahr 2025 ein wichtiges Thema.

E-Control als Monitoringstelle für Energieeffizienz

Seit Juni 2023 ist die E-Control nationale Energieeffizienzbehörde. Zu den Kernaufgaben der Monitoringstelle zählen dabei unter anderem die Überwachung des gesamtstaatlichen Endenergieverbrauchsziels, die Beobachtung des Fortschritts bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie die Überwachung der Einhaltung von Verpflichtungen. Nachdem bereits 2023 erste Aufgaben aus dem Energieeffizienzgesetz umgesetzt worden waren, hat die Monitoringstelle 2024 ihren vollständigen Betrieb aufgenommen.

Neue Herausforderungen stehen an

In den vergangenen Jahren hat sich der Strommarkt stark verändert. Neue Technologien haben sich entwickelt, neue Marktakteure sind aufgetreten und die Stromerzeugung wird immer dezentraler. Damit gehen große Herausforderungen, aber auch Chancen für den Energiemarkt einher, die es notwendig machen, den Rechtsrahmen umzugestalten. Vor diesem Hintergrund wurde an einem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz gearbeitet, das als Basis für das Gelingen der Energiesystemwende dienen sollte. Leider ist ein

1 VORWORTE

Gesetzesbeschluss bisher nicht erfolgt. Die Hoffnungen ruhen hier auf einer raschen Umsetzung im Jahr 2025.

All diese Themen zeigen nur einen kleinen Ausschnitt, womit sich die Regulierungsbehörde beschäftigen muss. Die gesetzlichen Aufgaben für die E-Control sind umfangreich, werden aber mit großer Sorgfalt zuverlässig bewältigt. Dass dies auch in Krisenzeiten so gut gelungen ist, liegt an der hohen Expertise und dem unermüdlichen Einsatz der Mitarbeiter:innen. Dafür möchten wir uns ausdrücklich bedanken.

Auf die Regulierungsbehörde warten aber auch im Jahr 2025 viele Herausforderungen und vielleicht auch neue Aufgaben, die von der E-Control gerne

an- und wahrgenommen werden. Alle ihre Verpflichtungen kann die E-Control allerdings nur erfüllen, wenn die Mitarbeiter:innen weiterhin mit einem derart großen Engagement bei der Sache sind.

Ein Danke für die hervorragende Zusammenarbeit gilt überdies den Mitgliedern des Aufsichtsrates und der Regulierungskommission der E-Control. Schließlich möchten wir uns bei allen Partnern und natürlich auch den Marktteilnehmern für die sachliche und positive Zusammenarbeit im Jahr 2024 bedanken. Wir freuen uns auf ein erfolgreiches 2025.



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



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

⚡ FOKUS-THEMEN ⚡

*Transformation,
Netzentgelte und Leistbarkeit,
smarte Energiewende*

2 FOKUS-THEMEN

Um die Transformation unseres Energiesystems zu ermöglichen, müssen viele Prozesse ineinandergreifen. Diese werden separat angestoßen, müssen aber gut abgestimmt und koordiniert sein, um tatsächlich zum gewünschten Ziel zu führen. Die Rede ist vom Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und erneuerbarer Gase sowie der gleichzeitig notwendigen Expansion und Flexibilisierung des Stromnetzes, dem effizienten Erhalt und schrittweisen Um- und Rückbau des Gasnetzes und dem erstmaligen Aufbau eines auch international verbundenen Wasserstoffnetzes.

Dieser Umbruch, in dem sich die österreichische Gesellschaft und Wirtschaft befinden, ist auf die Zukunft gerichtet, hat aber bereits jetzt direkte Auswirkungen. Die Netzentgelte für Strom und Gas steigen ab Jänner 2025. Sie spiegeln dabei die unterschiedlichen Entwicklungen in diesen Infrastrukturbereichen wider. Für die Zukunft arbeitet die E-Control an Vorschlägen für den Umbau des Entgeltsystems, die die Kostenwahrheit wieder besser herstellen sollen.

Zugleich eröffnet die Energiesystemwende neue Möglichkeiten zur Einbringung und Teilhabe von Konsument:innen und Unternehmen am Energiemarkt, die bereits den Weg in eine Energiezukunft weisen, die auf Smartness und Flexibilität baut.

2.1 Transformation (Erneuerbare und Infrastruktur)

Die Energiewende erfordert einen Umbau unseres Energiesystems im konventionellen Sinn, der Anteil erneuerbarer Energien muss also gesteigert werden

und die notwendige Netzinfrastruktur zur Verteilung dieser Energie muss geschaffen werden. Die zentralen Zielsetzungen zu diesem Bereich finden sich im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), das vorsieht, den Gesamtstromverbrauch Österreichs ab 2030 bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Quellen zu decken.

Weitere Ziele aus dem EAG beziehen sich auf den erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und auf den verstärkten Einsatz von national produziertem erneuerbarem Gas. Zu erwähnen ist insbesondere der PV-Boom, der erheblich zur Zielerreichung beiträgt.

Auf EU-Ebene finden sich ebenfalls Ziele für den Anteil erneuerbarer Energiequellen, für die Reduktion der Treibhausgasemissionen und für die Energieeffizienz. Letztere findet sich auch im österreichischen Energieeffizienzgesetz, für das die E-Control seit Mitte 2023 als Monitoringstelle fungiert.

Ein weiteres EU-Ziel, das auch in der österreichischen Gesetzgebung Niederschlag findet, ist die Installation intelligenter Messgeräte. Diese ist in Österreich Ende 2024 bereits sehr weit fortgeschritten.

Über die Erzeugung hinaus muss auch der entsprechende Ausbau der Stromnetze gewährleistet sein. Die Gasnetze sind in dieser Phase der Energiewende punktuell zu verstärken und ihre effiziente zukünftige Nutzung für den Transport von Wasserstoff ist sicherzustellen. Ein Wasserstoffnetz muss erst gänzlich aufgebaut werden. Gleichzeitig ist es notwendig, die Gasnetze in Hinblick auf die rückläufige Gasnachfrage zu redimensionieren und damit auch Kosten einzusparen.

Die Planungen zur Erreichung dieser Ziele erfolgen geographisch und sektoriell über diverse Planungsinstrumente. Es sind dies der Zehnjahresnetzentwicklungsplan für Strom und für Gas auf europäischer Ebene, der Netzentwicklungsplan für Strom und der koordinierte Netzentwicklungsplan für Gas für die Übertragungs- bzw. Fernleitungsebene in Österreich, die Verteilernetzentwicklungspläne für Strom und die langfristige und integrierte Planung für Gas auf der Verteilerebene in Österreich und der sektorübergreifende Ansatz des integrierten österreichischen Netzinfrastukturlans. Die Übereinstimmung zwischen all diesen Planungsinstrumenten sicherzustellen, ist eine erhebliche Herausforderung. Zugleich müssen sie auch weiterentwickelt werden, um den Anforderungen eines zukunftssicheren Energiesystems gerecht zu werden.

2.1.1 100%-ZIEL FÜR ERNEUERBARE STROMERZEUGUNG

Aufbauend auf einem vollständigen Datenset für das Berichtsjahr 2023 beleuchtet der [EAG-Monitoringbericht 2024](#) der E-Control die Erreichung der unterschiedlichen Ziele des EAG und damit auch die Erreichung des Zieles, den Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Quellen (RES) zu decken. Diesem Ziel kam Österreich im Jahr 2023 mit einem Deckungsgrad von 92% bereits sehr nahe.

Die Erreichung des 100%-RES-Ziels hängt von zwei Faktoren ab. Auf der einen Seite steht der inländische Stromverbrauch, demgegenüber steht die inländische Stromerzeugung. Beide Faktoren unterliegen Schwankungen. Der Stromverbrauch (ohne den Verbrauch für die Pumpspeicherung) lag 2023 bei 67.674 GWh, was einen deutlichen Rückgang gegenüber 2022 darstellte und

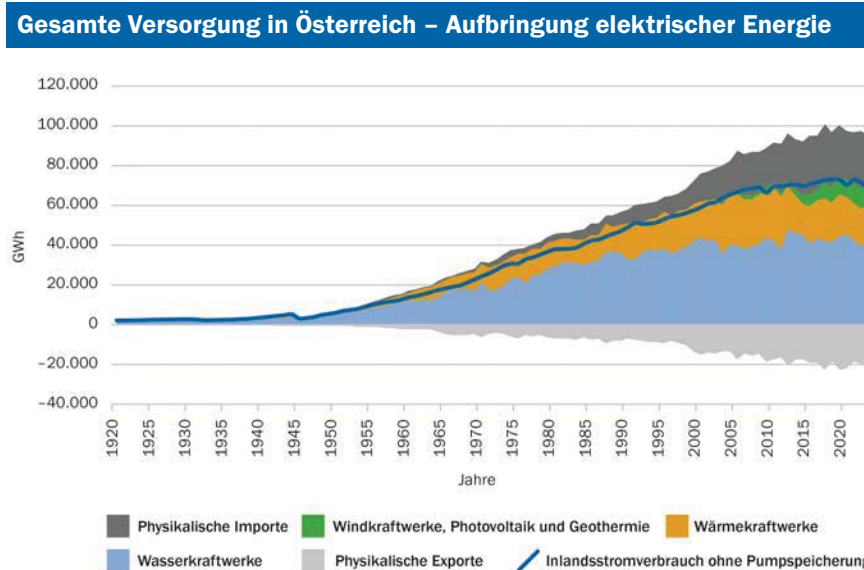


Abbildung 1

Quelle: E-Control; Stand: Mai 2024

Österreich dem 100%-RES-Ziel ein Stück näherbrachte. Die erneuerbare Stromerzeugung im Inland bestand 2023 aus 44.505 GWh Wasserkraft, 4.484 GWh Strom aus Biogenen und sonstigen biogenen Brennstoffen und 13.224 GWh Strom aus anderweitigen erneuerbaren Energiequellen (siehe Abbildung 1). Diese insgesamt 62.213 GWh erneuerbarer Erzeugung waren auf struktureller

2 FOKUS-THEMEN

Seite dem Ausbau der Erzeugungskapazitäten geschuldet. Insbesondere die Photovoltaik-Erzeugungskapazitäten stiegen um 69,7% an. Zudem führte ein besonders gutes Wasser- und Winddargebot zu Ertragssteigerungen im 10%-Bereich.

Diese und weitere Ergebnisse des EAG-Monitorings für das Jahr 2023 wurden im Oktober 2024 in einem [Webinar](#) vorgestellt und erläutert.

2.1.2 WEITERE ZIELE UND ZIELERREICHUNG

Neben dem Ziel, 100% des österreichischen Stromverbrauchs ab 2030 bilanziell durch erneuerbare Energien zu decken, enthält das EAG noch eine Reihe weiterer Vorgaben, die als Sub-Ziele gewertet werden können. Dazu zählen Erzeugungsziele für die einzelnen Technologien, die laut EAG im Jahr 2030 insgesamt zu einer zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 27 TWh führen sollen. Legt man diese linear auf die Jahre von 2021 bis 2030 um, so erhält man Ziel-Erzeugungswerte für jedes Jahr und jede Technologie. Für das Jahr 2023 ist festzustellen, dass nur die Photovoltaik-Vorgaben erfüllt wurden. Die Erzeugungsziele für die anderen Technologien wurden trotz des guten Wind- und Wasserjahrs 2023 nicht erreicht (siehe Abbildung 2).

Zur Ausblendung von wetterbedingter Mehr- oder Mindererzeugung können die Erzeugungs- auf Ausbauziele übertragen und dann ebenfalls linear auf die einzelnen Jahre verteilt werden. Auch bei dieser Betrachtungsweise zeigt sich, dass die Ziele nur im Bereich der Photovoltaik erreicht wurden. Der PV-Boom war 2023 sogar so stark, dass er den geringeren Ausbau der anderen

Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2023

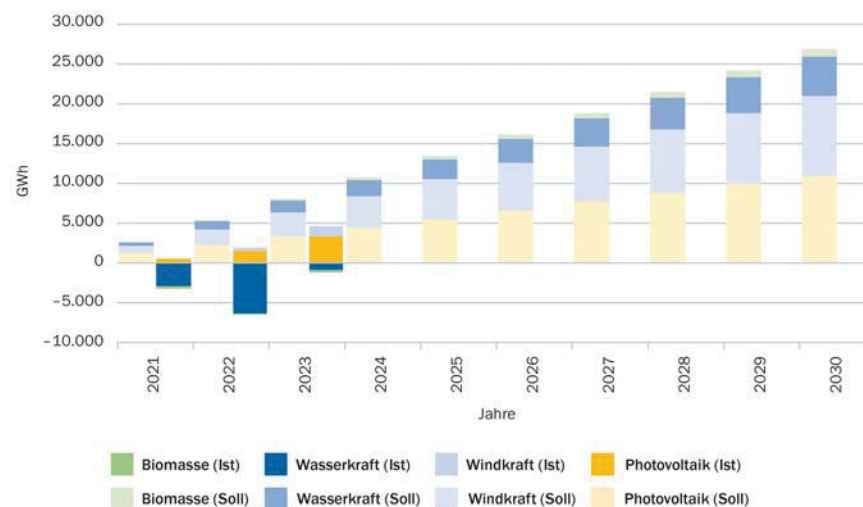


Abbildung 2

Quelle: E-Control; Stand: Februar 2024

Technologien kompensieren konnte, sodass sich insgesamt ein EAG-konformer Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten ergab (siehe Abbildung 3).

Das EAG enthält außerdem das Ziel, ab 2030 jährlich mindestens 5 TWh national produziertes erneuerbares Gas zu verbrauchen. Dabei geht es nur um

Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2023 – Umrechnung auf Leistung

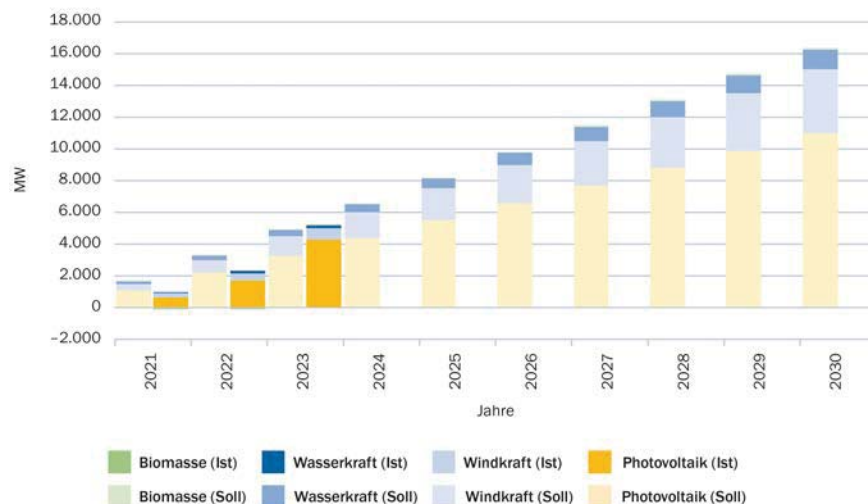


Abbildung 3

Quelle: E-Control; Stand: Februar 2024

Gas, das über das öffentliche Netz zur Verbrauchsstelle gelangt, d.h. direkt am Standort der Erzeugung verbrauchtes, etwa zur Stromerzeugung eingesetztes erneuerbares Gas bleibt außen vor. In Bezug auf dieses Ziel gab es 2023 keine Bewegung. Die Menge an in Österreich produziertem erneuerbarem Gas blieb konstant bei 0,12 TWh.

Auf EU-Ebene gibt es Ziele für den Anteil erneuerbarer Energiequellen am Gesamtenergiemix. Die jüngste Vorgabe in diesem Bereich ist in der überarbeiteten EU-Richtlinie 2023/2413 über erneuerbare Energien festgelegt. Sie hebt das verbindliche Ziel der EU für erneuerbare Energien für 2030 auf mindestens 42,5% an, mit dem Bestreben, 45% zu erreichen. Daten der EU-Kommission aus dem Jahr 2022 zeigen einen Anteil von 18% erneuerbarer Energiequellen im Gesamtenergiemix der EU, also deutlich unter den definierten Zielsetzungen.

Mit dem EU-Klimagesetz, das in Einklang mit den Zielen der Klimakonferenz in Paris 2015 steht, hob die EU ihr Langfristziel für 2050 an. Anstelle einer Reduktion von 80% bis 95% werden nun netto-Null Treibhausgas-Emissionen (Klimaneutralität) sowie ab 2050 negative Emissionen angestrebt. Ein Prozess zur Festlegung eines 2040-Ziels wurde auf den Weg gebracht. Bis zu dieser Festlegung gilt allerdings noch das bisherige EU-Ziel einer 55%igen Reduktion bis 2030.

Die überarbeitete und im September 2023 veröffentlichte EU-Energieeffizienzrichtlinie 2023/1791 sieht nun ein verbindliches Ziel vor, den Endenergieverbrauch der EU bis 2030 um 11,7% zu senken, verglichen mit dem prognostizierten Endenergieverbrauch für 2030. Das österreichische Energieeffizienzgesetz sieht vor, dass der Endenergieverbrauch im Jahr 2030 insgesamt maximal 920 PJ betragen soll. Außerdem enthält das Gesetz ein kumulatives Endenergie-Einsparziel von 650 PJ für den Zeitraum von 2021 bis 2030. Die Überwachung der Zielerreichung obliegt seit Mitte 2023 der E-Control als Monitoringstelle für Energieeffizienz. (Die weiteren Aufgaben der Energieeffizienz-Monitoringstelle bei der E-Control sind in Kapitel 10 erläutert.)

2 FOKUS-THEMEN

Ein weiterer Bereich, in dem sich die EU-Staaten Ziele gesetzt haben, ist die europaweite Einführung von intelligenten Messgeräten. Die EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG schuf die Basis für die aktive Beteiligung von Endkund:innen am Strommarkt. Bis Ende 2020 hätten 80% der Stromzähler in der EU durch Smart Meter ersetzt werden sollen. Mehr als die Hälfte der EU-Mitgliedstaaten erreichten dieses Ziel jedoch nicht, darunter zu diesem Zeitpunkt auch Österreich. Aufgrund der schleppend vorangehenden Einführung wurde auf EU-Ebene beschlossen, die Frist für die Erreichung eines Ausrollungsziels von mindestens 80% der relevanten Zählpunkte von 2020 auf 2024 zu verschieben.

Die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung in Österreich sieht ein noch ambitionierteres Ziel vor. Bis Ende 2024 war bei 95% der Verbraucher:innen, deren Verbrauch nicht ohnehin schon durch einen Lastprofilzähler erfasst wird, ein intelligentes Messgerät zu installieren. Der Erfüllungsgrad dieses Ziels lag Ende 2023 im Österreichschnitt bei 82,45%, womit die EU-Vorgabe bereits ein Jahr vor der Frist erreicht werden konnte. Für 2024 lagen zum Redaktionsschluss des Berichts zwar noch keine abschließenden Zahlen vor, doch die Pläne der Netzbetreiber zeigen einen Ausrollungsgrad von über 97% zu diesem Zeitpunkt. Es kann also davon ausgegangen werden, dass auch das österreichische Ziel von 95% im Schnitt erreicht ist. Nähere Zahlen und Details hierzu finden sich im jährlichen [Smart-Meter-Monitoringbericht](#) der E-Control.

2.1.3 AUSBAU UND UMBAU DES STROMNETZES

Die Planung und der Ausbau der Netzinfrastruktur stehen im Zeichen der Energiesystemwende. Die Ausbauplanung im Strom erfolgt über den Netzent-

wicklungsplan in Österreich, den Zehnjahresnetzentwicklungsplan auf europäischer Ebene und den integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan für die Übereinstimmung mit dem Gasbereich. Darüber hinaus werden Verteilernetze auf Basis der Verteilernetzentwicklungspläne vorausschauend weiterentwickelt. Zwei Besonderheiten des Strom-Verteilernetzes stellen die Ausrollung und Nutzung von intelligenten Messgeräten einerseits und der Netzanschluss von Photovoltaikanlagen auf der Niederspannungsebene andererseits dar.

Das Ziel, im Jahr 2030 100% des Stromverbrauchs bilanziell aus erneuerbaren Energieträgern zu decken, löst eine deutliche Steigerung der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern in Verteilernetze aus. Dadurch ändern sich auch die Anforderungen an die Infrastruktur und die Energieflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen. Im Hinblick auf die Energiesystemwende ebenso von besonderer Bedeutung ist die Weiterentwicklung der Verteilernetze, also ihr Ausbau und ihre Flexibilisierung. Um volatilen und meist dezentralen Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu integrieren, dabei aber eine sichere und leistbare Energieversorgung zu gewährleisten, muss die Infrastruktur zur Verteilung und zur Übertragung der Energie zum richtigen Zeitpunkt bereitstehen. Dafür muss die existierende Infrastruktur laufend evaluiert und gegebenenfalls bedarfsgerecht erweitert und ausgebaut werden. Netzentwicklungsmaßnahmen für das Übertragungsnetz ergeben sich dann aus dem Status des Bestands, der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last und aus dem Prinzip „Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau“.

Die E-Control ist mit der Genehmigung und Überwachung des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. Der jüngste dieser

Pläne wurde im Dezember 2023 genehmigt und ist nunmehr alle zwei Jahre zu erstellen. Die E-Control überprüft und evaluiert laufend die Umsetzung der Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan vorgesehen sind. Darüber hinaus wurde 2024 gemeinsam mit den Netzbetreibern bereits Anpassungsbedarf für den nächstjährigen Netzentwicklungsplan identifiziert, um Übereinstimmung mit dem integrierten österreichischen Netzinfrasturkturplan herzustellen, der 2024 vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) veröffentlicht wurde. Außerdem wurde festgelegt, wie der nächstjährige Plan erarbeitet werden soll.

Die Erarbeitung des EU-weiten Zehnjahresnetzentwicklungsplans 2024 wurde seitens der europäischen Organisationen der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) durchgeführt. Die E-Control ist in diesem Zusammenhang sowohl über internationale Arbeitsgruppen in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) als auch über die direkte nationale Bewertung der Ergebnisse involviert. Stromversorgungsprojekte von besonderem Interesse für die europäische Energieversorgungsinfrastruktur werden auf Basis der entsprechenden EU-Verordnung als Projekte von gemeinschaftlichem Interesse definiert. Die sechste Liste derartiger Projekte enthält acht Vorhaben auf österreichischem Staatsgebiet. Die E-Control ist in diesem Prozess Teil der regionalen Gruppen für Nord-Süd-Übertragungsleitungen in Westeuropa und in Zentral- und Südosteuropa und der Fokusgruppe zu Smart Grids. In diesem Rahmen führt die Behörde unter anderem die regulatorische Bewertung der Projektkandidaten durch.

Auf Verteilernetzebene stellen mangelnde Netzanschlusskapazitäten in zunehmendem Maße einen limitierenden Faktor für den raschen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung dar. Darüber hinaus stiegen bei den Netzbetreibern zuletzt auch die Zahlen der Netzanschlussanträge für Speicher und neue Verbrauchsanlagen mit erheblichen Bezugsleistungen. Die Netzentwicklungspläne zeigen einen Anstieg der jährlichen Netzanschlüsse für Speicher um rund 350% bis 500% von 2021 bis 2023. Zudem zeigt sich ein Trend zu Speichern größerer Speicherkapazität.

Die Schaffung von Transparenz bei den vorhandenen Anschlusskapazitäten in Verteilernetzen sowie den geplanten Netzausbaumaßnahmen ist eine wesentliche Maßnahme, um Netzanschlusswerbern die Planung von Anlagenprojekten zu ermöglichen. Daher sollen Verteilernetzbetreiber künftig verpflichtet sein, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan zu erstellen, wobei der Entwurf für das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) vom Jänner 2024 eine Ausnahme für Netzbetreiber mit weniger als 50.000 Zählpunkten vorsieht.

Im Sinne einer Vereinheitlichung der Inhalte aller Netzentwicklungspläne für Verteilernetze hatte die E-Control bereits 2021 eine Abstimmung mit den Netzbetreibern initiiert. Nachdem Einigkeit über die Eckpunkte erzielt worden war, erarbeitete und veröffentlichte die E-Control einen [Leitfaden](#) für die Erstellung derartiger Pläne. Er beschreibt die inhaltlichen Anforderungen im Detail, zielt auf Vollständigkeit und ein einheitliches Erscheinungsbild ab und ermöglicht so eine Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten bzw. -betreibern.

2 FOKUS-THEMEN

Die Verteilernetzentwicklungspläne sollen Transparenz über Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen schaffen, die entweder bereits im Gange sind oder für die nächsten fünf bis zehn Jahre geplant sind. Diese Transparenz ist wichtig, insbesondere in Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien, da die Netzkapazitäten oft entscheidend für die Wahl der Engpassleistung, den Standort und die Priorisierung von Projekten sind. Zudem soll sichergestellt werden, dass die österreichische Strom-Infrastruktur auch auf Verteilernetzebene über ausreichende Kapazitäten verfügt, um die energie- und klimapolitischen Ziele erreichen zu können.

Weiters sollen die Pläne darlegen, wie Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen als Ergänzung zum Netzausbau in ihre Planungen einbeziehen. Marktteilnehmer sollen so rechtzeitig und transparent über den künftigen Flexibilitätsbedarf informiert werden. Übergeordnetes Ziel dieser Maßnahmen ist ein kosteneffizienter und sicherer Netzbetrieb.

Die gesetzliche Veröffentlichungspflicht für diese Pläne soll im EIWG niedergelegt werden. Obwohl diese rechtliche Grundlage noch nicht beschlossen wurde, veröffentlichten die fünfzehn größten Verteilernetzbetreiber auf freiwilliger Basis im Oktober 2024 erstmals Verteilernetzentwicklungspläne auf Basis des Leitfadens der E-Control.

Zur Bewältigung der Herausforderungen des enormen Interesses an der Errichtung von Photovoltaikanlagen hatte die E-Control 2023 im Rahmen des [Aktionsplans Netzananschluss](#) eine Reihe von Maßnahmen für eine raschere Umsetzung von

Netzananschlüssen vorgesehen. Die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Netzananschluss liegt sowohl bei der E-Control selbst als auch bei den Netzbetreibern und in der Zusammenarbeit aller Beteiligten. Die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan wird laufend verfolgt (siehe Abbildung 4). Innerhalb eines Jahres konnten 10 von 14 Aktionen umgesetzt werden. Für die verbleibenden 4 Aktionen sind weitere Gespräche und Aktivitäten vorgesehen.

Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Netzananschluss			
Aktion	Status	Aktion	Status
Anträge auf Netzzutritt & Netzzugang via Online-Portal		Harmonisierung der Anforderungen für Notstromsysteme	
Übermittlung der Zählpunktbezeichnungen		Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung	
Standardisierung von Prozessen zur Netzananschlussbeurteilung		Optimale Ausnutzung der Spannungsbandbewirtschaftung	
Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen		Vereinfachung von Konformitätsnachweisen	
Nutzung von Alternativen bei fehlender Netzkapazität		Klarstellung zu Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer	
Veröffentlichung eines Leitfadens für Netzentwicklungspläne für Verteilernetze		Veranstaltungen und Multiplikatoren	
Transparenz der Netzkapazitäten auf NE 4		Laufende Datenerhebung und Monitoring	



Weitere Gespräche, Aktivitäten



tlw. umgesetzt, laufend



umgesetzt

Abbildung 4

Quelle: E-Control; Stand: November 2024

Für das Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen und die Nutzung von Alternativen bei fehlender Netzkapazität sind geänderte gesetzliche Grundlagen erforderlich. Die Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung wurde im Zuge der Überarbeitung der technischen und organisatorischen Regeln für Stromerzeugungsanlagen öffentlich konsultiert. Mit dem [Aktionsplan Netzanschluss 2024](#) wurde der Status der im ursprünglichen Plan beschriebenen Aktionen und Maßnahmen erfasst und um neue Aktionen ergänzt.

Die positive Entwicklung bei der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsplans Netzanschluss spiegelt sich auch in den Erkenntnissen aus der Erhebung Netzanschluss wider. Die E-Control führt [quartalsweise Erhebungen](#) bei 16 großen Verteilernetzbetreibern durch, um den aktuellen Status und Fortschritt des Ausbaus und der Integration der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu erfassen. Diese 16 Betreiber decken über 85% der Zählpunkte ab. Da die überwiegende Mehrheit der Anträge für Photovoltaik-Anlagen gestellt wird, konzentriert sich auch die Erhebung besonders auf diese Anlagen.

Die für das dritte Quartal 2024 erhobenen Daten können als durchaus repräsentativ für das restliche Jahr erachtet werden. In diesem Quartal wurden 26.416 Anträge auf Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen gestellt. Davon bezogen sich 95,02% auf die Netzebene 7.

Die tatsächliche Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagen erfolgt meist ein bis zwei Quartale nach dem Antrag. Die durchschnittliche Dauer für erstmalige Bearbeitung eines Netzanschlussantrags sank von noch 11 bis 15 Tagen im

Jahr 2023 auf 5 bis 6 Tage 2024. Die Zahlen zeigen auch, dass die maximale Bearbeitungsdauer von bis zu 60 Tagen, die noch 2023 beobachtet wurde, mit dem zweiten Quartal 2024 auf 14 Tage sank und damit die vorgeschriebene Frist erreichte (siehe Abbildung 5). Diese Verkürzungen sind auf verschiedene Faktoren zurückzuführen, darunter zunehmende Digitalisierung, eine höhere Antragsqualität seitens der Netzbenutzer und einen höheren Ressourceneinsatz der Netzbetreiber, aber auch auf den Rückgang an Anträgen insgesamt.

Die quartalsweise Erhebung Netzanschluss umfasst außerdem elektrische Energiespeicher. Mit Ende des dritten Quartals 2024 betrug die Anzahl gemeldeter elektrischer Energiespeicher aus der Erhebung bei den 16 Verteilernetzbetreibern knapp 40.000. Gut drei Viertel davon befanden sich in der Größenklasse 10 kWh bis 50 kWh. Es dürfte sich hier größtenteils um Haushalte oder Kleinunternehmen handeln, die ihren selbst erzeugten Strom zwischenspeichern.

Die vermehrte Integration erneuerbarer Energiequellen und eine damit verbundene erhöhte Volatilität der Erzeugung erfordern auch kosteneffiziente Regelungen zur Sicherstellung der Netzstabilität durch Vorhaltung notwendiger Kraftwerksreserven. Auf Basis der entsprechenden Regelungen im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) 2010 wurde 2024 in enger Abstimmung mit der E-Control eine Systemanalyse durch den Regelzonenführer APG durchgeführt. Der notwendige Netzreservebedarf für 2024 und 2025 wurde auf Basis der Systemanalyse 2023 beschafft. Die zugehörige Interessensbekundung und die allgemeinen Bedingungen für diese Beschaffung waren zwischen E-Control und APG abgestimmt. Nach Eingang der Gebote von

2 FOKUS-THEMEN

Durchschnittliche Bearbeitungsdauer für zugesagte PV-Anlagen ≤ 20 kW



Abbildung 5

Quelle: E-Control; Stand: Q3 2024

teilnahmeberechtigten Unternehmen und einer Reihung anhand des gesetzlich vorgegebenen Kriteriums durch die APG genehmigte die E-Control die Auswahl.

Die E-Control ist bestrebt, eine breite Beteiligung von Erzeugern und Verbraucher:innen an der Beschaffung der Netzreserve durch den Regelzonenführer zu

ermöglichen. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben erstellt und veröffentlicht die E-Control zumindest alle zwei Jahre einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung. Gemeinsam mit dem BMK und dem Regelzonenführer wurde 2024 festgestellt, dass eine Netzreserve über das Jahr 2025 hinaus notwendig sein wird. Das erfordert eine erneute beihilfenrechtliche Notifizierung dieses Fördermechanismus. Im Zuge eines trilateral geführten nationalen Prozesses wurden mögliche Anpassungen des Mechanismus erarbeitet und einer öffentlichen Konsultation unterzogen. Außerdem wurden die Anpassungen mit der Europäischen Kommission in einem Notifizierungsverfahren erörtert und die Einreichung dafür vorbereitet.

2.1.4 UMBAU DES GASNETZES

2.1.4.1 Änderungen der Gasflüsse im Fernleitungsnetz

Seit 2022 sind die Gasflüsse im Marktgebiet Ost strukturellen Veränderungen unterworfen. Das Jahr 2023 war von einem Rückgang der Importe aus der Slowakei, einem Anstieg der Importe aus Deutschland sowie einem Rückgang der Exporte nach Italien geprägt gewesen. Im dritten Quartal 2023 waren sogar Mengen aus Italien importiert worden.

Dagegen zeigten sich 2024 gegenläufige Entwicklungen. Die Importe aus der Slowakei nahmen im Vergleich zum Vorjahr wieder zu. Gleichzeitig stiegen auch die Exporte nach Italien im ersten Quartal 2024 wieder an. Die Exporte nach Slowenien blieben relativ stabil. Die Exporte nach Ungarn waren schon im vierten Quartal 2023 deutlich zurückgegangen und sanken 2024 weiter auf marginale Mengen ab.

Besonderes Augenmerk verdient die Grenze zu Deutschland. Während vor allem im ersten Halbjahr 2023 noch erhebliche Mengen aus Deutschland importiert worden waren, war der Import über den Sommer 2023 schon schrittweise zurückgegangen. Im Jahr 2024 sanken die Importe aus Deutschland im Vergleich zum Vorjahr deutlich. Dieser starke Rückgang kann zwei Faktoren zugeschrieben werden. Einerseits war der Winter 2023/24 überdurchschnittlich mild, die Speicher waren am Ende der Heizperiode also noch gut gefüllt und der Gasbedarf zur Wiederbefüllung der Gasspeicher war geringer. Andererseits machte die Ende 2022 eingeführte und 2023 stark gestiegene deutsche Gasspeicherumlage Importe aus Deutschland weniger attraktiv. Gepaart mit hoher Verfügbarkeit russischer Gasmengen führte das dazu, dass Gasimporten über die Slowakei der Vorzug gegeben wurde und die Importmengen aus Deutschland drastisch zurückgingen (siehe Abbildung 6).

Die geänderten Gasflüsse seit 2022 machten Anpassungen des bestehenden Gasinfrastrukturnetzes notwendig. Die gestiegenen Importmengen aus Deutschland 2022/23 waren mit einer geringen Verfügbarkeit von freien Kapazitäten am Entry-Punkt Oberkappel zusammengefallen. Daher hatte der Netzbetreiber GCA das Projekt „WAG Teilloop“ zur Genehmigung im koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 eingereicht. Es war im Mai 2023 als Umsetzungsprojekt von der E-Control genehmigt worden. Die fest zuordenbaren Kapazitäten am Entry-Punkt Oberkappel sollen durch das Projekt um 3,2 GWh/h bzw. 28,23 TWh/a erhöht werden. Für die Erhöhung der Transportkapazitäten sind keine Änderungen im vorgelagerten Netz der

Entwicklung der Gasflüsse in das Marktgebiet Ost

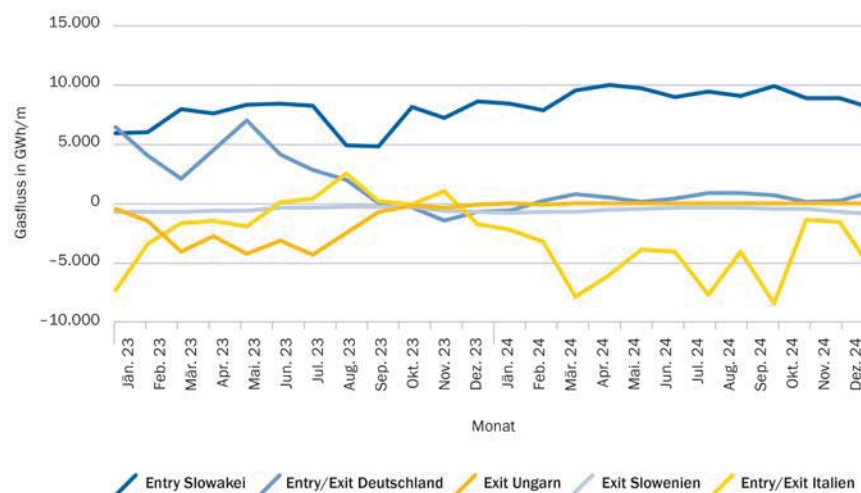


Abbildung 6 Quelle: AGGM Plattform, <https://platform.aggm.at>; Stand: Dezember 2024

Netzbetreiber Bayernets und OGE notwendig. Die Umsetzung des Projekts ist bis Mitte 2027 vorgesehen. Um den Projektfortschritt zu verfolgen und Verzögerungen zu verhindern, führt die E-Control ein engmaschiges monatliches Monitoring durch.

2 FOKUS-THEMEN

Am Grenzübergabepunkt Arnoldstein stehen dank technischer Ertüchtigungen im italienischen Netz seit dem 1. Oktober 2024 circa 11 GWh/h Kapazität für den Import über Italien zur Verfügung. Es können damit bis zu 96 TWh pro Jahr über die südliche Route importiert werden. Die Kapazitäten für eine weitere Diversifizierung der Gasbezugsquellen wurden damit deutlich erhöht. Basierend auf weiteren Ausbauten im italienischen Fernleitungsnetz, auf circa 18 GWh/h

im Jahr 2026, ist ein weiterer Ausbau der Kapazitäten in Gegenflussrichtung auf der TAG-Pipeline möglich.

In den Auktionen für Jahreskapazität, die am 1. Juli 2024 stattfanden, wurde vor allem an den Entry-Punkten von Deutschland (Oberkappel und Überackern) Kapazität vermarktet. Für das Gasjahr 2024/2025 überstieg die Nachfrage das Angebot, weshalb die Kapazität am Entry-Punkt Oberkappel mit einem Auktionsaufschlag vermarktet wurde. In Oberkappel wurden auch Kapazitäten für die folgenden Gasjahre vermarktet (siehe Abbildung 7). Am Entry-Punkt aus Italien (Arnoldstein) wurde in der Auktion am 1. Juli 2024 keine Jahreskapazität vermarktet.

Am Exit-Punkt Murfeld wurde Kapazität in Höhe von 418.761 kWh/h für das Gasjahr 2024/2025 vermarktet. Darüber hinaus gab es nur geringe Kapazitätsvermarktungen am Exit-Punkt Baumgarten (70.000 kWh/h für das Gasjahr 2024/2025) und am Exit-Punkt Mosonmagyaróvár (20.000 kWh/h für das Gasjahr 2026/2027).

Im August 2024 fanden dann die Auktionen für Quartalskapazitäten für die vier Quartale des Gasjahres 2024/25 statt. Am Entry-Punkt Oberkappel wurde dabei Kapazität für die Sommerquartale 2025 gebucht (siehe Abbildung 8).

Neben der Erweiterung der Importkapazitäten aus Deutschland und Italien konnte 2024 ein weiterer wesentlicher Schritt zur Steigerung der Versorgungssicherheit gesetzt werden. Der Speicher Haidach wurde nun auch an das Verteilernetz

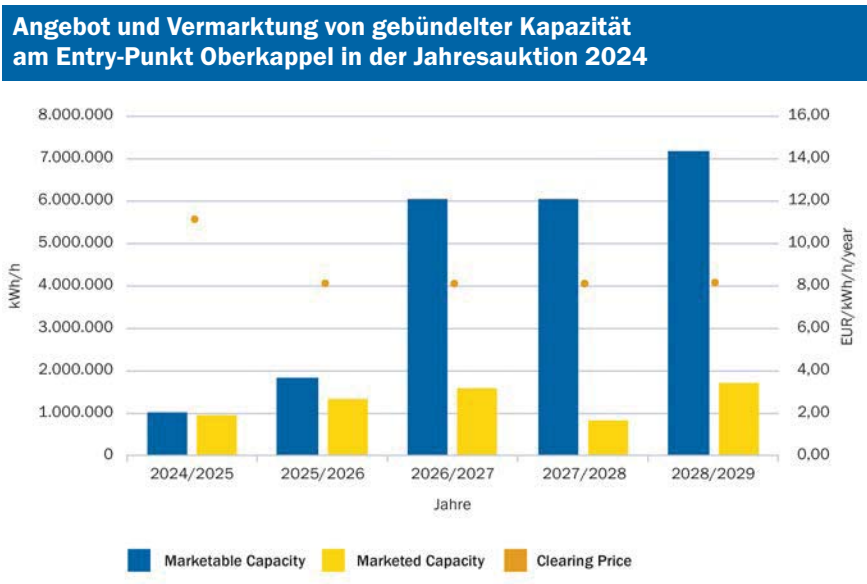


Abbildung 7 Quelle: Prisma-Plattform, <https://app.prisma-capacity.eu>; Stand: Juli 2024

Angebot und Vermarktung von gebündelter Kapazität am Entry-Punkt Oberkappel in der Quartalsauktion am 5.8.2024

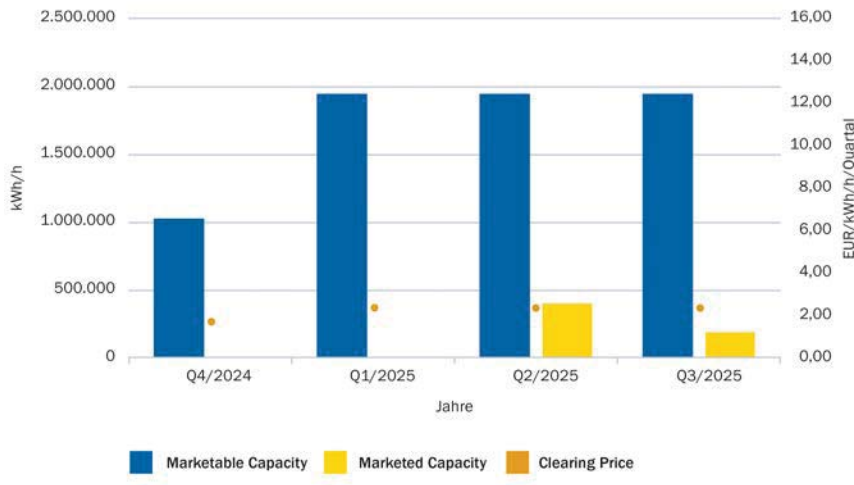


Abbildung 8 Quelle: Prisma-Plattform, <https://app.prisma-capacity.eu>; Stand: August 2024

zur Ausspeicherung durch den Speicherbetreiber RAG angeschlossen. Die Anbindung an das österreichische Fernleitungsnetz war bereits 2022 erfolgt.

2.1.4.2 Rückgang der Transportmengen im Verteilernetz

Im Gasverteilernetz ist ein starker Verbrauchs- und damit Transportrückgang

Inlandsgasverbrauch

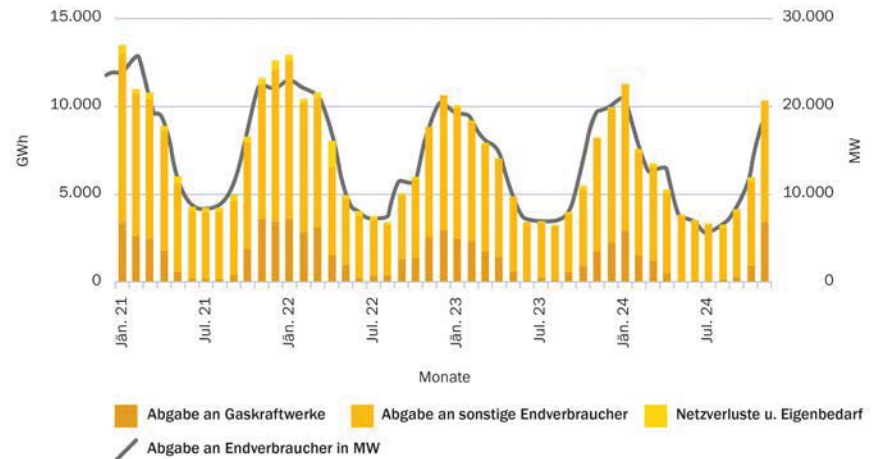


Abbildung 9

Quelle: E-Control; Stand: 1. November 2024

bemerkbar (siehe Abbildung 9). Lag die Abgabe an Endkund:innen 2021 noch bei 96.292 GWh, so sank sie 2022 auf 86.130 GWh und 2023 auf 75.638 GWh. Auch 2024 ist ein ähnliches Verbrauchsniveau zu erwarten. Dieser Rückgang ist einerseits den relativ milden Wintern 2022/23 und 2023/24 zu verdanken. Andererseits spielen auch die politischen Zielsetzungen zur Dekarbonisierung

2 FOKUS-THEMEN

mit entsprechenden Förderprogrammen zum Umstieg auf alternative Heizsysteme eine Rolle. Auch der hohe Gaspreis in den letzten Jahren trug dazu bei, dass Gas effizienter und sparsamer eingesetzt oder durch einen anderen Energieträger ersetzt wird. Dies trifft auch auf große Gaskunden zu, die immer häufiger alternative Energieträger zum Betrieb ihrer Anlagen und für ihre Prozesse verwenden (z.B. Biomasse oder erneuerbaren Strom).

Die Anzahl der Zählpunkte in Österreich geht leicht, aber stetig zurück (siehe Abbildung 10). Dieser Trend begann bereits vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und wird sich wahrscheinlich auch noch weiter fortsetzen. Konkret sieht man einen durchschnittlichen Rückgang der Zählpunkte in der Kategorie der „Nicht-Haushalte“ (also Gewerbe und Industrie) um 2,0% pro Jahr von 2019 bis 2023. Das entspricht insgesamt 5.873 Zählpunkten. Im selben Zeitraum sank die Anzahl der Zählpunkte in der Kategorie „Haushalte“ um durchschnittlich 2,3% pro Jahr, insgesamt also um 84.126 Zählpunkte.

Der Rückgang der Zählpunkte erfordert eine Auseinandersetzung mit dem Thema Transformation der Verteilnetzinfrastruktur. Bisher erfolgt die Planung des Verteilernetzes implizit in der langfristigen und integrierten Planung. Der Verteilergebietsmanager berichtet jährlich über den aktuellen Umsetzungsstand der genehmigten Projekte. Bei unverhältnismäßigen Verzögerungen, Kostensteigerungen oder technischen Abänderungen der Projekte müssen entsprechende Änderungsanträge eingebracht werden. Das war 2024 mehrfach der Fall. Im Jänner beehrte die AGGM die Abänderung der langfristigen und integrierten Planung 2022 mit drei neuen Projekten und zwei Änderungen, im Oktober wurde ein weiterer Änderungsantrag

Erdgas in Österreich – Marktstatistik Anzahl Zählpunkte je Verbraucherkategorie

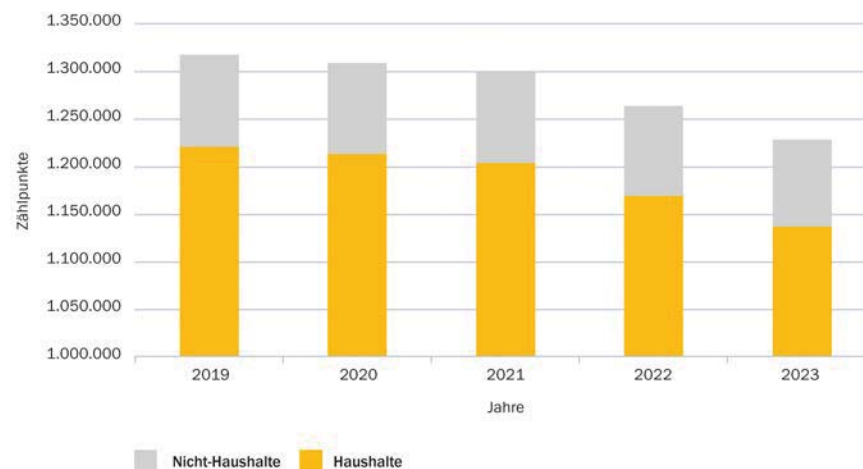


Abbildung 10

Quelle: E-Control; Stand: Oktober 2024

aufgrund von Kostensteigerungen bei einer Ersatzinvestition eingebracht. Beide Anträge wurden 2024 bzw. Anfang 2025 von der E-Control genehmigt.

Für die Zukunft sieht das EU-Dekarbonisierungspaket unterschiedliche Instrumente vor, um die Dekarbonisierung des Gasmarktes voranzutreiben. Mit den

Vorbereitungsarbeiten für die nationale Umsetzung der entsprechenden Richtlinie wurde bereits begonnen. Neu werden zum Beispiel Stilllegungsplanungen für Gasverteilernetzbetreiber eingeführt, wenn ein Rückgang der Gasnachfrage zu erwarten ist. Die konkrete rechtliche Ausgestaltung dieser Stilllegungsplanungen wird voraussichtlich in den nächsten Monaten erfolgen. Darüber hinaus wird mit der Umsetzung dieses Pakets auch der Rechtsrahmen für konkrete Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur sowie Stilllegungen oder Umwidmungen nicht mehr benötigter Erdgasanlagen geschaffen werden.

Exkurs: Transformation am Beispiel der Wiener Netze

Für das Netzgebiet des größten Gasverteilernetzbetreibers Österreichs, die Wiener Netze GmbH, hat die Stadt Wien das Ziel „Raus aus Gas“ und damit die Stilllegung von 4.000 km Gasverteilerleitungen bis 2040 vorgesehen. Dies soll auch im Rahmen eines Klimaschutzgesetzes verankert werden. Der Wiener Wärmeplan 2040 (wien.gv.at/umwelt/waermeplan-2040) zeigt, welche alternative klimaneutrale Wärmeversorgung in den unterschiedlichen Gebieten möglich sein soll. Im Jahr 2023 wurden z. B. 10.000 Anschlüsse nicht mehr benötigt. Im Sommer 2024 wurde der erste Kilometer Verteilerleitung im Netzgebiet der Wiener Netze stillgelegt.

2.1.4.3 Integration erneuerbarer Gase

Die Integration erneuerbarer Gase wie Biogas und Wasserstoff spielt eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung Österreichs, da sie ein

erhebliches Potenzial zur Reduktion von CO₂-Emissionen und zur Diversifizierung des Energiemixes bieten. Das theoretisch-technische Potenzial für Biomethan aus nicht konkurrenzfähigen Rohstoffen (z.B. Stroh, Grünschnitt, Laub, Lebensmittelabfälle etc.) beträgt laut Umweltbundesamt etwa 14,5 TWh jährlich, davon realisierbar 10,7 TWh. Die höchsten Biomethanpotenziale liegen in den Bundesländern Steiermark, Oberösterreich und Niederösterreich (siehe Tabelle 1).

Im Jahr 2023 wurden rund 0,134 TWh Biomethan aus 14 Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz eingespeist. Die Qualitätsanforderungen für die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz werden durch die ÖVGW-Richtlinie

Theoretisch-technisches Biomethanpotenzial je Bundesland, in TWh/a	
Burgenland	0,50
Kärnten	1,04
Niederösterreich	4,60
Oberösterreich	3,91
Salzburg	0,83
Steiermark	2,23
Tirol	0,86
Vorarlberg	0,32
Wien	0,17
Österreich	14,50

Tabelle 1

Quelle: ÖNIP 2024, Umweltbundesamt. Stand: 2023

2 FOKUS-THEMEN

G B220 definiert und erfordern einen Methangehalt von mindestens 96% sowie einen Brennwert von mindestens 10,7 kWh/Nm³. Biomethan wird meist in die Netzebenen 2 und 3 in das Gasnetz eingespeist. Aufgrund des Rückgangs des Gasbedarfs zu Heizzwecken während des Sommers kann es insbesondere bei einer Einspeisung auf Netzebene 3 zur Null-Abnahme für einige Stunden kommen, sodass eine weitere Einspeisung von Biomethan nicht möglich ist. Da die Biomethanproduktion kontinuierlich stattfindet und kurzfristig nicht regelbar ist, muss dieses Gas mittels Verdichter auf eine höhere Netzebene gebracht werden, um weiterhin abgenommen werden zu können. Diese Fahrweise, in der ein Verdichter nur wenige Stunden läuft, ist wirtschaftlich und technisch herausfordernd. Diese zusätzlichen Investitionskosten sowie operative Kosten für die Verdichtung des Gases werden die Systemnutzungsentgelte bei einer zukünftig stärkeren Einspeisung von Biogas erhöhen.

Wasserstoff wird zurzeit nur als grauer Wasserstoff in der Industrie eingesetzt. Grüner Wasserstoff wird nur in geringen Mengen in das Gasnetz eingespeist. Aktuell dürfen laut ÖVGW-Richtlinie G B210 bis zu 10% Wasserstoff im Verteilnetz beigemischt werden.

Verbindliche Normen für die Umwidmung von Erdgasleitungen für den reinen Wasserstofftransport existieren in Österreich derzeit nicht. Daher wird häufig die amerikanische Norm ASME B31.12 herangezogen, die bestimmte Stahlsorten (z. B. Kohlenstoff- und legierten Stahl) als geeignet erachtet, wenn spezifische Festigkeits- und Bruchmechanik-Kriterien erfüllt sind. Zusätzlich

stellen die Integration eines Wasserstoffnetzes sowie der Betrieb technischer Komponenten wie Verdichter, Speicher, Armaturen und Gas-Druckregelanlagen weitere Herausforderungen bzw. Kosten dar.

2.1.4.4 Transformation des Gasnetzes zum Wasserstoffnetz

Auf europäischer Ebene findet die teilweise Transformation der Gasfernleitungsinfrastruktur in ein EU-Wasserstoffnetz Niederschlag im Zehnjahresnetzentwicklungsplan. Hier werden sowohl geplante Umwidmungen von Erdgasfernleitungsanlagen als auch Neubaumaßnahmen aufgelistet. Projekte im gemeinsamen Interesse der EU (PCIs) bekommen Zugang zu EU-Fördermöglichkeiten. Energieregulatoren haben dabei die Aufgabe, die Projekte zu bewerten. Für die österreichische Fernleitungsebene wurden hierfür, nach Genehmigung der E-Control im koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 sowie nach Bewertung im Rahmen der PCI-Auswahl, zwei Projekte der Fernleitungsnetzbetreiber GCA und TAG ausgewählt.

2.1.4.5 Zusätzliche Anforderungen für Netzbetreiber

Für verbleibende Gasfern- und -verteilerleitungen ist die am 4. August 2024 in Kraft getretene EU-Verordnung 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor von Bedeutung. Sie wird den Betreibern von Gasinfrastruktur in der EU in den kommenden Jahren erhebliche Verpflichtungen auferlegen. Ziel ist es, die Methanemissionen in der Förderung, Verteilung und Verarbeitung fossiler Energieträger zu reduzieren und so unter anderem einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Die Verordnung enthält Verpflichtungen für die Betreiber zur Messung, Quantifizierung, Überwachung und Berichterstattung von Methanemissionen sowie zur Reduktion dieser Emissionen durch Erkennung und Reparatur. Zudem ist das Ausblasen und Abfackeln von Methan mit einzelnen Ausnahmen grundsätzlich verboten. Der Geltungsbereich der neuen Verordnung umfasst die Exploration und Förderung von Öl und Gas, die Verarbeitung fossiler Gase, inaktive und aktive Bohrlöcher, die Fernleitungen und die Verteilung von Erdgas, unterirdische Speicher, Anlagen für verflüssigtes Erdgas (LNG) und Kohlebergwerke.

In der EU fallen unterirdische Speicher, Fernleitungen, Verteilnetze und LNG-Anlagen unter die Verordnung. Wo Fern- und Verteilnetze betroffen sind, haben die Regulierungsbehörden die aufgrund der Maßnahmen anfallenden Kosten zu genehmigen. Um die Angemessenheit der Kosten beurteilen zu können, werden auf europäischer Ebene von ACER in Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden bis 2027 Einheitskosten für die auferlegten Tätigkeiten der Betreiber ermittelt, auf die die nationalen Regulierungsbehörden bei ihrer Bewertung zurückgreifen können.

2.1.5 AUFBAU DES WASSERSTOFFNETZES

Grundlage für die Entwicklung des Wasserstoffmarktes in der EU und in Österreich sind die europäische und die österreichische Wasserstoffstrategie. Für Österreich ist die Zielvorgabe ein effizienter und fokussierter Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff und Ersatz von Erdgas in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren (Industrie/ Mobilität), ein Spitzenlastausgleich, Flexibilitätsleistungen sowie Speicherung von volatilen erneuerbaren Energien. Es soll ein nationaler

und internationaler Markt etabliert werden. Die Strategien sehen vor, dass der Wasserstoffbedarf in Österreich und in der EU durch nationale Produktion und Importe gedeckt wird. Die Erneuerbare-Energie-Richtlinie der EU gibt zudem vor, dass Wasserstoff strengen Vorgaben entsprechen muss, um als erneuerbar und somit förderbar zu gelten. Die Elektrolysekapazität in Österreich soll 2030 1 GW betragen, in der EU sind bis 2030 40 GW vorgesehen. Um die Lücke zwischen Eigenerzeugung und Bedarf zu decken, sollen langfristig ca. 70% des Bedarfs importiert werden. Wesentliche Importroute für Österreich soll der südliche Korridor mit Importen aus Tunesien über Italien werden.

Im Rahmen des Beirates des „Hydrogen Partnership Austria“ (www.hypa.at) wirkte die Regulierungsbehörde aktiv an Empfehlungen für eine Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs an die zuständigen Ministerien mit.

Die Beschaffenheit von Wasserstoff für die Einspeisung in ein zukünftiges Wasserstoffnetz wurde bereits in der ÖVGW-Richtlinie H B100 definiert. Für Verteilnetze ist eine Qualität von Grad A (mindestens 98,0% Wasserstoff) vorgesehen, während für lokale Netze Grad D (mindestens 99,97% Wasserstoff) festgelegt wurde.

Für die Bestimmung der Standorte für die nationale Wasserstoffproduktion wurden im integrierten österreichischen Netzinfrstrukturplan zwei Ansätze miteinander kombiniert. Zunächst wurden alle bekannten und geplanten Elektrolyseprojekte berücksichtigt, die bis 2030 fertiggestellt werden sollen. Diese Projekte befinden sich überwiegend in der Nähe von Industrieanlagen, die auch

2 FOKUS-THEMEN

den Wasserstoff direkt nutzen werden. Im nächsten Schritt wurde zusätzliche Wasserstoffproduktion in einem Modell netzdienlich verortet und betrieben. Dabei sollen die Elektrolysen so betrieben werden, dass sie Lastspitzen negativer Residuallasten glätten und somit das Stromnetz lokal entlasten können.

Um das Ziel der Elektrolysekapazität von 1 GW in Österreich 2030 zu erreichen, werden in der Startphase erste Investitionen in den Aufbau von Erzeugungsanlagen (Elektrolyseure) getätigt werden müssen. Die ersten rechtlichen Grundlagen für Förderungen wurden im EAG sowie im Wasserstoffförderungsgesetz geschaffen und werden ständig weiterentwickelt. Die Bundesregierung hat ein Budget in Höhe von in Summe 840 Millionen Euro dafür zur Verfügung gestellt. Im Rahmen der zweiten Ausschreibung der EU Hydrogen Bank (Dezember 2024 bis Februar 2025) besteht auch die Möglichkeit, sich für Förderungen aus dem Wasserstoffförderungsgesetz (400 Millionen EUR) erstmalig zu bewerben. Um den Einsatz in der Industrie zu ermöglichen, sollte möglichst bald auch die entsprechende Transportinfrastruktur entwickelt werden.

Für den künftigen Import von Wasserstoff nach Österreich wird der Aufbau des südlichen Wasserstoffkorridors vorangetrieben. Dieser Korridor soll den Import von grünem Wasserstoff aus dem nordafrikanischen Raum möglich machen. Zu diesem Zweck schlossen Deutschland, Österreich und Italien am 30. Mai 2024 eine gemeinsame Absichtserklärung ab, die im Jänner 2025 um die Produzentenländer Algerien und Tunesien erweitert wurde. Dieser Korridor wurde zuvor bereits auf die sechste EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse aufgenommen, die erstmals auch

Wasserstoffinfrastrukturprojekte miteinschließt. Die E-Control kooperiert im Rahmen des SouthH2-Korridors mit Ministerien, Fernleitungsnetzbetreibern und Regulatoren aus den beteiligten EU-Staaten.

2.1.6 SEKTORÜBERGREIFENDE PLANUNG

Das BMK hat 2023 erstmalig einen österreichischen integrierten Netzinfrastukturplan erstellt, ihn einer strategischen Umweltprüfung unterzogen und durch einen umfassenden Stakeholderprozess begleitet. Die E-Control hat 2023 die Erfahrungen aus der Erstellung und dem Monitoring der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas in die erstmalige Erstellung des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans eingebracht. Dabei wurde besonders auf eine konsistente Anwendung der methodischen Werkzeuge zur Ableitung von Infrastrukturbedarfen geachtet.

Außerdem hat auf Initiative des BMK von November bis Dezember 2023 eine Dialog- und Informationsoffensive mit Vertreter:innen der Bundesländer stattgefunden. Die E-Control hat an diesen Terminen teilgenommen und über die bestehenden nationalen und europäischen Instrumente der Strom- und Gasnetzplanung sowie die wesentlichen Eckpunkte der Regulierungsmodelle für die Strom- und Gasnetzbetreiber informiert.

Der Plan selbst und der Bericht über die strategische Umweltprüfung sind im Sommer 2023 durch das BMK konsultiert worden. Die endgültige Fassung wurde vom BMK im Frühjahr 2024 veröffentlicht. Sie enthält wesentliche Infrastrukturkorridore für Strom und Wasserstoff, die in den nächsten Jahrzehnten realisiert werden sollen.

2.2 Entwicklung der Netzentgelte

Der Ausstieg aus Erdgas führt aus Perspektive der Energienetzregulierung dazu, dass sich die Kosten der Infrastruktur und Netzbetreiber auf immer weniger Kund:innen (bzw. geringere Mengen) aufteilen. Um die angemessenen Kosten der Netzbetreiber weiterhin zu decken, müssen die verbleibenden Kund:innen des Erdgasnetzes höhere Tarife bezahlen. Die zu deckenden Kosten lassen sich durch Effizienzsteigerungen und Stilllegungen nicht in einem Ausmaß reduzieren, das diese Problematik gänzlich auflösen würde.

Die Netzentgelte für Gas im Marktgebiet Ost steigen daher mit Jahreswechsel. Dies ist einerseits auf die Erhöhung der vorgelagerten Fernleitungsentgelte zurückzuführen. Diese steigen aufgrund des deutlichen Rückgangs der grenzüberschreitenden Buchungen und transportierten Mengen an allen Ein- und Ausspeisepunkten und somit auch an den Ausspeisepunkten in das Verteilergebiet. Andererseits trägt auch der Rückgang der Abgabemengen im Verteilergebiet zur Erhöhung der Netzentgelte bei.

Bei den Stromnetzentgelten fiel die Erhöhung noch stärker aus, da sie von gleich zwei Effekten betroffen sind. Die Abgabemengen aus dem Stromnetz sanken, mit ähnlichen Auswirkungen wie im Gasnetz. Zusätzlich aber müssen die Stromnetze ausgebaut werden, um für erwartete künftige Mengensteigerungen vorbereitet zu sein. Es fallen also Investitionen an. Steigende Kosten und sinkende Mengen haben beide einen erhöhenden Effekt auf die Netzentgelte. Auf der niedrigen Spannungsebene, an der Haushalte angeschlossen

sind, sind die Auswirkungen besonders stark. Ein Großteil des Netzentgelts auf dieser Ebene wird auf Basis der verbrauchten kWh verrechnet und damit kommt der Mengenrückgang im Gesamtnetz voll zum Tragen. Für Gewerbe und Industrie, auf höheren Spannungsebenen, wird rund die Hälfte der Netzentgelte als Leistungspreis verrechnet, abhängig vom höchsten Verbrauch pro Viertelstunde im Monat. Hier wirkt sich der Gesamtverbrauchsrückgang also nicht so stark aus.

Die derzeitigen Effekte, Mengenentwicklungen und Entgelte wurden ebenso wie Möglichkeiten für ein zukunftsfitte Entgeltsystem am 21. Oktober 2024 mit der Branche in der [Fachveranstaltung „Netzentgelte – quo vadis?“](#) diskutiert.

2.2.1 STROMNETZENTGELTE 2025

Die Energiewende erfordert einen massiven Ausbau des öffentlichen Stromnetzes. Dadurch steigen die durch Netzentgelte zu deckenden Summen erheblich an. Auf der anderen Seite steht eine Abgabemenge, die derzeit im Sinken begriffen ist. Einsparungen im Verbrauch, aber auch der Anstieg der Eigenerzeugung führten 2023 zu einem Verbrauchsrückgang von 5,6% gegenüber dem Vorjahr. Bis Oktober 2024 blieb die Abgabe aus dem öffentlichen Netz stabil, allerdings fließen diese Werte erst in die Entgelte 2026 ein. Prognosen sehen einen signifikanten Anstieg der Abgabemengen erst mittel- und langfristig, sobald Industrie und Mobilität weitestgehend elektrifiziert sind. Bis dahin jedoch steht ein gestiegenes Investitionsvolumen einer geringeren Abgabe gegenüber, was die Kosten pro Kilowattstunde in die Höhe treibt.

2 FOKUS-THEMEN

Exkurs: Entwicklung der Elektromobilität und Ausbau der Ladeinfrastruktur

Laut Statistik Austria lag die Anzahl rein elektrisch betriebener Personenkraftfahrzeuge in Österreich mit Ende Dezember 2024 bei 200.603. Während also nur gut 3,8% aller Personenkraftwagen in Österreich rein elektrisch unterwegs waren, war die Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladestellen mit 12.160 im Vergleich zu 4.054 öffentlichen Tankstellen in Österreich rund dreimal so hoch. Es ist die Infrastruktur für die Elektromobilität demnach bereits wesentlich fortgeschritten. Zu beobachten ist zudem, dass im Lauf des Jahres vor allem Schnell- und Ultraschnellladestationen zugebaut wurden, also Ladepunkte mit mehr als 50 kW bzw. 150 kW Leistung, deren Zahl in den vergangenen 12 Monaten um über 75% zulegte. Der Trend zu nicht nur mehr, sondern vor allem leistungstärkeren und damit das Stromnetz belastenderen Ladepunkten dürfte auch weiterhin anhalten.

Kostenseitig waren 2024 insgesamt Jahreskosten von rund 2,5 Milliarden Euro über die Netzentgelte aufzubringen. Für das Jahr 2025 stiegen diese Kosten auf rund 3 Milliarden Euro. Ein Großteil davon ist von Entnehmer:innen zu entrichten.

Zur Bestimmung und Festlegung der Kosten für den Netzbetrieb wurden 2023 gemäß § 48 Abs 1 EIWOG 2010 alle Netzbetreiber mit einer Abgabemenge über 50 GWh im Jahr 2008 einer Kostenprüfung zur Bestimmung der Startkosten für die fünfte Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2024 unterzogen. Im

Jahr 2024 wurden alle restlichen (amtswegig geprüften) Netzbetreiber einer Kostenprüfung unterzogen. Die Weiterführung dieses Regulierungssystems bildet die Basis für die Kostenermittlung. Eine wesentliche Veränderung ergab sich aus der erstmaligen Berücksichtigung von geplanten Investitionen bei der Kostenermittlung. Diese werden künftig im Nachhinein anhand der tatsächlichen Entwicklungen aufgerollt. Die Aufrollung erfolgte auch bisher, allerdings wurden keine Planannahmen berücksichtigt. Die grundsätzliche Aufnahme von geplanten Investitionen führt, zusammen mit dem signifikanten Investitionsbedarf insbesondere für den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen, zu einer spürbaren Kostenerhöhung. Diese Kostenerhöhung ist auch durch die im Vergleich zur Vergangenheit höheren Zinsen für das eingesetzte Kapital bedingt.

Den höheren Kosten werden nun die gesunkenen Abgabemengen bei der Entgeltbestimmung gegenübergestellt. Es kommt daher in den meisten Netzbereichen zu deutlichen Anstiegen der Netznutzungsentgelte, die teilweise noch über den bereits starken Erhöhungen aus dem Vorjahr liegen. Lediglich im Netzbereich Graz kommt es zu einem reduzierten Netznutzungsentgelt, da hier ein deutlich geringerer Investitionsbedarf ermittelt wurde. Im Netzbereich Innsbruck fällt die Erhöhung weniger stark aus als in den anderen Netzbereichen.

Im Detail steigen die Entgelte auf der niederen Spannungsebene oft stärker an, da einerseits die aufzurollenden Unterdeckungen sowie die geringeren verrechnungsrelevanten Mengen für die Entgeltbestimmung insbesondere dort anfielen. Außerdem kommt eine bereits seit längerem bekannte Problematik zum Tragen. Für Kleinkund:innen erfolgt keine Leistungsmessung, sondern

Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2025
Jahresstromverbrauch 3.500 kWh, Netzebene 7 – nicht gemessen



Abbildung 11

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

nur eine Messung der verbrauchten Arbeit. Für die Kosten des Netzes ist aber nicht relevant, wie hoch der gesamte Verbrauch eines Jahres ist, sondern wie stark es von Erzeugung und Entnahme (auch zu unterschiedlichen Zeitpunkten) genutzt wird. Um hier eine sachgerechtere Kostentragung zu schaffen, wäre es auch erforderlich, dass für sämtliche Kund:innen eine Messung und damit

Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2025
Jahresstromverbrauch 9.000.000 kWh, Netzebene 5



Abbildung 12

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Verrechnung der Leistung erfolgt. Derzeit gibt es hierfür lediglich als Ersatz eine jährliche Pauschale, die nun von 36 Euro auf 48 Euro pro Jahr angehoben wird. Ohne Änderung des rechtlichen Rahmens kann allerdings keine Umstellung auf eine Verrechnung auf Basis der tatsächlichen Nutzung erfolgen.

2 FOKUS-THEMEN

Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2025

Jahresstromverbrauch 195.000.000 kWh, Netzebene 3



Abbildung 13

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Auf einen Musterhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh kommt im Österreichdurchschnitt eine Erhöhung von 73,24 Euro (inklusive Umsatzsteuer) pro Jahr zu (siehe Abbildung 11). Dies entspricht einem monatlichen Mehraufwand in Höhe von 6,10 Euro. Für Musterkund:innen der Netzebenen 5 und 3, die mehr Strom verbrauchen, ergeben sich

Netzentgeltentwicklung Österreich seit 2001

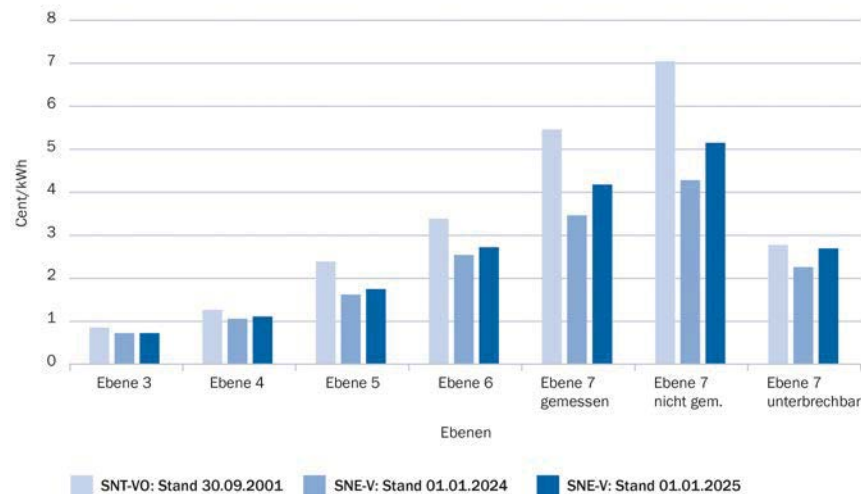


Abbildung 14

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Erhöhungen von rund 29.000 Euro bzw. 123.000 Euro (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13).

Unter Berücksichtigung der allgemeinen Inflation, die sich für den Zeitraum von 2001 bis Oktober 2024 auf circa 75% beläuft, liegen die

durchschnittlichen Entgelte immer noch unter dem realen Preisniveau von 2001 (siehe Abbildung 14). Für 2025 wurde in dieser Simulation eine Inflation von 2,5% angesetzt. Allerdings stiegen die Netztarife gerade in den letzten Jahren deutlich und ein Absinken in Zukunft ist aus aktueller Sicht nicht zu erwarten. Bei der Betrachtung der Netzentgeltsteigerung ist auch im Hinterkopf zu behalten, dass die Netzentgelte nur einen Teil der gesamten Stromkosten ausmachen.

2.2.2 GASNETZENTGELTE 2025

Die vierte Regulierungsperiode für das Fernleitungsnetz ging mit 31. Dezember 2024 zu Ende. Es musste daher eine neue Regulierungsmethode für die beiden Fernleitungsnetzbetreiber TAG GmbH und Gas Connect Austria GmbH festgelegt werden (siehe Kapitel 5.1). Die stark veränderten Gasflüsse in Europa haben zur Folge, dass das österreichische Fernleitungsnetz wesentlich weniger stark genutzt wird als noch zu Beginn der vorigen Regulierungsperiode. Der Entry-Punkt Baumgarten verlor seine dominante Stellung. Damit spiegelte die zuvor angewandte Methode die tatsächliche Situation im Fernleitungsnetz nicht mehr wider. Deswegen kommt ab dem Jahr 2025 die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz zur Anwendung. Diese ist die Standardmethode gemäß Artikel 8 des EU-Tarife-Netzkodex.

Während das Risiko für reduzierte Buchungen im Fernleitungsnetz früher bei den Netzbetreibern lag, um steigende Entgelte in der Zukunft zu vermeiden, wird es ab 1. Jänner 2025 auf die verbliebenen Kund:innen transferiert. Der starke Rückgang der transportierten Mengen und somit auch der verkauften

Kapazitäten der Netzbetreiber führt daher trotz merkbarer Reduktion der Kostenbasen der beiden Netzbetreiber zu einer Tarifsteigerung im Fernleitungsnetz.

Die Änderung der Referenzpreismethode und damit der Verteilung der Kosten auf die einzelnen Punkte führt dazu, dass die grenzüberschreitenden Entgelte nicht einheitlich steigen. Die Erhöhung beträgt zwischen 32% für den Exit Oberkappel und 74% für den Exit Baumgarten. Ein weiterer Faktor ist der Beschluss des Staates Italien, kein russisches Gas mehr zu importieren, wodurch die Transportflüsse nach Italien noch stärker zurückgingen als die sonstigen Flüsse. Es hat daher die GCA eine Ausgleichszahlung von knapp 100 Millionen Euro an die TAG zu leisten.

Ein weiterer Effekt des sich stark verändernden Gasmarkts in Europa ist, dass die Vorhersehbarkeit der vergangenen Jahre bei den Gasflüssen wegfällt. Dies führt dazu, dass die Regulierungsbehörde einerseits die Regulierungsperiode auf 3 Jahre verkürzte und andererseits die Entgelte nicht mehr für die gesamte Regulierungsperiode festgesetzt wurden. Diese werden zukünftig jedes Jahr aktualisiert.

Im Verteilernetz besagt die Bestimmung für das Netznutzungsentgelt gemäß § 73 GWG 2011, dass dem Netzbetreiber die Kosten abzugelten sind, die insbesondere für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems einschließlich der Kosten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen, der Eichung und Datenauslesung an Ein- und

2 FOKUS-THEMEN

Ausspeisepunkten, mit Ausnahme von Kundenanlagen, anfallen, sowie die anteiligen Kosten für den Verteilergiebtsmanager. Die Netznutzungsentgelte ab 1. Jänner 2025 basieren auf einer deutlich niedrigeren Abgabemenge als noch im Vorjahr. Für die Berechnung der Entgelte wird das arithmetische Dreijahresmittel der Gasabgabemengen herangezogen, das um 7,45% gegenüber dem Vorjahreswert sank. Diese Senkung ist teils witterungsbedingt und teils auf die sinkende Anzahl der Zählpunkte zurückzuführen, etwa weil immer mehr Kund:innen auf alternative Heizsysteme umsteigen.

Gab es 2020 noch 1,31 Millionen Zählpunkte, so waren es im Jahr 2023 nur noch 1,23 Millionen, was einem Rückgang von etwa 6% in 3 Jahren entspricht. Um einiges deutlicher gehen aber Anträge auf Netzanschluss zurück. Auf Netzebene 3 gingen die Anträge auf Netzzutritt zwischen 2020 und 2023 um 81% zurück. Da immer weniger Konsument:innen Anschluss an das Gasnetz begehren, ist von einer weiteren Abnahme der Zählpunkte in den nächsten Jahren auszugehen.

Gleichzeitig sind keine nennenswerten Stilllegungsbemühungen im Verteilnetz zu bemerken. Zwar werden nur mehr Investitionen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit durchgeführt. Der Mengenrückgang spiegelt sich jedoch nicht in geringeren Netzkosten der Netzbetreiber wider. Im Gegenteil, die Mindererlöse durch die deutlich geringere Abgabemenge müssen den Netzbetreibern aufgrund gesetzlicher Bestimmungen abgegolten werden. Die Aufrollung der Mehr- bzw. Mindererlöse des Kalenderjahres 2023 über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs 1 GWG 2011 hatte in allen Netzbereichen einen kostenerhöhenden

Effekt auf der Netzebene 3. Die Mengen der Netzebene 2 sind mit Ausnahme von Wien ebenfalls gesunken.

Dieser Aufrollungseffekt aus dem Regulierungskonto wirkt gemeinsam mit der Inflation und der Erhöhung der Fernleitungsentgelte kostenerhöhend auf die Entgelte. Ohne diese externen Einflüsse würde die Umsetzung des neuen

Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2025 Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3



Abbildung 15

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

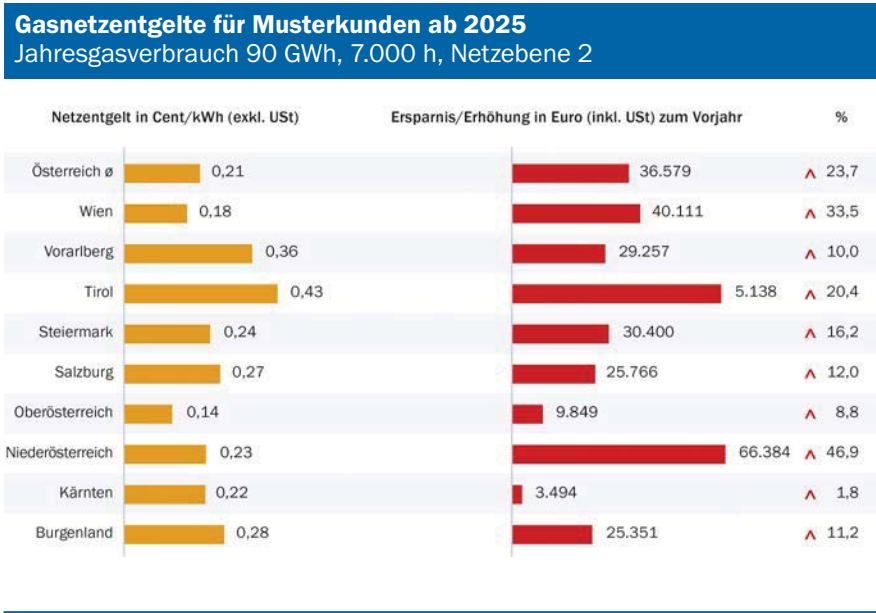


Abbildung 16

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Regulierungssystems für die Jahre 2023 bis 2028 zu einer stabilen Kostenbasis führen.

Im Vergleich zu den Entgelten des Vorjahres ergibt sich im Österreichschnitt für die Netzebene 3 eine Erhöhung im Ausmaß von 16,6%. Lediglich im Netzbereich

Kärnten fällt die Erhöhung wesentlich geringer aus. Die hohen Entgeltsteigerungen in Oberösterreich und im Burgenland sind das Resultat aus deutlich höheren Kosten aufgrund des Regulierungskontos und gesunkener Tarifierungsmenge (siehe Abbildung 15). Die Pauschale für nicht leistungsgemessene Kund:innen wurde von 300 Cent/Monat auf 400 Cent/Monat erhöht, um auch bei dieser Entgeltkomponente die Entgeltsteigerung mit abzubilden. Die Erhöhung entspricht der Inflation seit der letzten Anpassung der Pauschale.

Auf der Netzebene 2 sind die Entwicklungen ähnlich, in allen Netzbereichen entgelterhöhend. Im Durchschnitt erhöhen sich die Entgelte auf der Netzebene 2 um 23,7%. Die deutlichen Erhöhungen in Wien und Niederösterreich sind ebenfalls das Resultat aus deutlich höheren Kosten und gesunkener Tarifierungsmenge (siehe Abbildung 16). Vor allem der systemimmanente Zeitverzug sowie die Inflationsabgeltung erhöhten bei diesen Netzbetreibern die Kosten der Netzebene 2 deutlich. Auch die Aktualisierung der Fernleitungsentgelte hatte vor allem für die Netzebene 2 einen kostenerhöhenden Effekt. Dort sanken die Kapazitätsmengen noch deutlicher. Außerdem wird auch im Verteilernetz das Mengenrisiko ab 2025 durch die Netznutzer:innen getragen.

2.2.3 WEITERENTWICKLUNG DES ENTGELTSYSTEMS

Der starke Ausbau der dezentralen Erzeugung und Speicherung, die Zunahme an Elektromobilität und neue Anforderungen aus „smarten“ Entwicklungen der Energiewirtschaft verändern die Strukturen und führen zu einem Anpassungs- und Weiterentwicklungsbedarf der Netzinfrastruktur. Dies führt zu einem Investitionsbedarf, der in allen österreichischen Netzgebieten gegeben

2 FOKUS-THEMEN

ist, und zu höheren Netzkosten und dadurch auch steigenden Entgelten. Durch den Mengenrückgang aufgrund der zunehmenden Eigenerzeugung wird dieser Effekt zusätzlich deutlich verstärkt. Diese Entwicklung wird seitens der E-Control bereits seit einigen Jahren antizipiert und entsprechend kommuniziert, mit dem Ziel, dass die Netzentgeltstruktur für Strom angepasst wird.

Zunächst ist die Tragung der Netzkosten durch Entnehmer:innen und Einspeiser:innen neu zu bewerten. Derzeit wird der größte Teil der Kosten von den Entnehmer:innen getragen. Insbesondere sind auch die Anschlussentgelte, die Einspeiser:innen derzeit zu leisten haben, sehr gering.

Weiters ist kritisch zu betrachten, dass derzeit auf der Netzebene 7, also auf der Anschlussebene der Haushalte, der Großteil der Kund:innen eine Leistungspauschale entrichtet. Die Netzkosten für einen Haushalt bemessen sich darüber hinaus rein an der bezogenen Energiemenge. Umgekehrt liegt die Ursache für Netzkosten aber nicht in der abgegebenen Menge, sondern vor allem in der Anschlussleistung. Angesichts dieser Kostenverursachungsstruktur scheint die Einführung eines Leistungspreises auf Netzebene 7 geboten. Mit der Viertelstunden-Leistungsmessung durch Smart Meter ist die Grundlage für eine solche Komponente auch gegeben.

Auch im Bereich der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen und Energiegemeinschaften liegt ein Bruch des Prinzips der Kostenverursachungsgerechtigkeit vor. Derartige Anlagen bedeuten erheblichen Mehraufwand für die Netzbetreiber, diese sind jedoch innerhalb der gültigen gesetzlichen Grundlage nicht dazu berechtigt,

diese Kosten weiter zu verrechnen. Hier wie auch bei diversen Ausnahmen oder Verringerungen der Netzentgelte für z.B. Speicher oder Wasserstoffproduktionsanlagen sollte genau geprüft werden, ob diese tatsächlich netzdienlich sind. Ist dies nicht der Fall, sollten keine Ausnahmen von den Entgelten anwendbar sein, da ansonsten die Kosten lediglich auf das restliche Netznutzer:innenkollektiv umgewälzt werden. Trotzdem sei angemerkt, dass dies einer Förderung diverser Technologien von außerhalb des Systems der Netztarife nicht entgegensteht.

Diese und weitere Überlegungen zum Entgeltsystem veröffentlicht die E-Control bereits seit 2016. Ein [zusammenfassendes Dokument](#) aus dem Jahr 2021 stellt nach wie vor den Letztstand dar. Für eine Umsetzung ist allerdings die Änderung der gesetzlichen Grundlage, also ein Beschluss des angekündigten EIWG, notwendig.

Auf dieser Grundlage könnte einerseits eine Vereinfachung der bestehenden Entgeltkomponenten vorgenommen werden (siehe Abbildung 17). Dabei sollen das Netzbereitstellungs- und das Netzzutrittsentgelt zu einem neuen Netzananschlussentgelt zusammengefasst werden, das zukünftig von Einspeiser:innen und Entnehmer:innen entrichtet werden soll. Das Messentgelt soll in das Netznutzungsentgelt integriert werden. Außerdem soll die Kostenverursachungsgerechtigkeit einiger Entgeltkomponenten maßgeblich gesteigert werden, indem ein Leistungspreis auch für Haushalte auf Netzebene 7 eingeführt wird. Die neuen Entgeltkomponenten „Regelleistungsentgelt“ und „Bilanzgruppenkoordinationsentgelt“ ergeben sich rein aus den Bestimmungen des vom BMK veröffentlichten Begutachtungsentwurfs des EIWG.

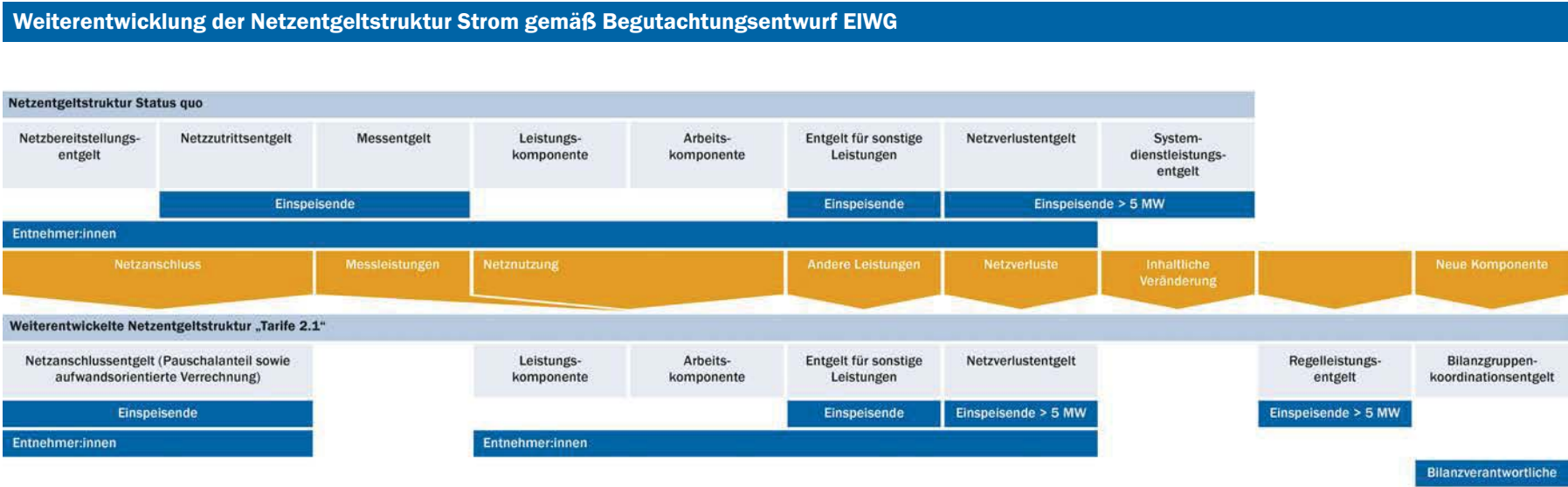


Abbildung 17

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Neben der Struktur der Entgeltkomponenten ist zu beachten, dass die Netzkosten derzeit größtenteils von Entnehmer:innen getragen werden (siehe Abbildung 18). Der von Einspeiser:innen zu entrichtende Anteil ist unterrepräsentiert, insbesondere wenn man die Hintergründe für den Netzausbaubedarf bedenkt. Die geringe Belastung der Einspeiser:innen resultiert auch aus den

sehr geringen Anschlussentgelten. Verstärkend kommt hinzu, dass sowohl bei gemeinwirtschaftlichen Erzeugungsanlagen als auch bei Energiegemeinschaften keine zusätzlichen Entgelte für die damit zusammenhängenden Kosten verrechnet werden dürfen, diese Kund:innen jedoch einen Aufwand beim Netzbetreiber verursachen. Eine Anpassung der diesbezüglichen

Aufbringung Netzkosten Strom zur SNE-V 2018 idF Novelle 2025

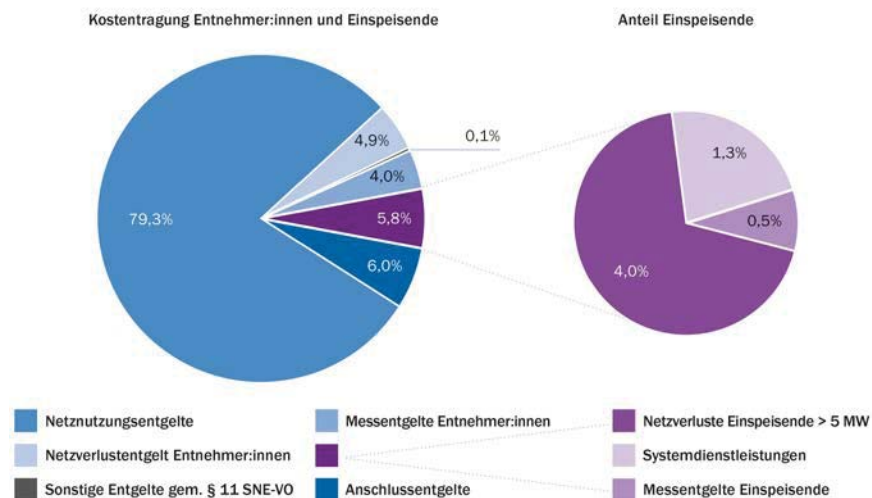


Abbildung 18

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Regelungen ist ein notwendiger Schritt zu Sicherstellung der Kostenbeteiligung jener Kund:innengruppen, die diese Kosten auch verursachen.

2.3 Smarte Energiewende (Flexibilität)

Flexibilität stellt eine fundamentale Eigenschaft zuverlässiger Stromversorgungssysteme dar. Aufgrund der zunehmenden Dynamik beim Ausbau volatiler erneuerbarer Stromerzeugung sowie lastseitiger Entwicklungen wie z.B. der Elektrifizierung von Raumwärme, industrieller Prozesse und des Straßenverkehrs nimmt der Bedarf an Flexibilität stetig zu.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Flexibilität für Netzbetreiber nutzbar zu machen. Regelbasierte Ansätze, also Netzanschlussregeln in Netzkodizes und technischen Regelwerken wie den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR), tarifliche Instrumente, bilaterale Verträge oder marktbasierende Beschaffungsinstrumente ergänzen sich gegenseitig. Der EU-Rechtsrahmen sieht standardmäßig marktbasierende Ansätze vor, wobei unter bestimmten Voraussetzungen auch nicht-marktbasierende Instrumente zulässig sind.

Darüber hinaus wird zwischen impliziter und expliziter Flexibilität unterschieden. Bei expliziten Flexibilitätsleistungen verändern Netzbenutzer ihre regulären oder geplanten Verbrauchs- oder Erzeugungsmuster aufgrund einer Anforderung durch einen Netzbetreiber, einen Aggregator oder einen anderen Akteur, der die Flexibilität im Dienst des Netzbenutzers vermarktet. Implizite Flexibilität bezeichnet Mechanismen, bei denen für Netzbenutzer Anreize bestehen, ihr Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten von vornherein in bestimmte Zeiten zu verlagern. Aus regulatorischer Sicht sind zeitvariable Netztarife das relevanteste Beispiel für einen impliziten Mechanismus. Bei expliziten Flexibilitätsleistungen

ist das Ausmaß der durchzuführenden Leistungsänderung festgelegt bzw. vereinbart, bei impliziter Flexibilität ist es dem Netzbenutzer überlassen, auf den Anreiz zu reagieren oder nicht.

Bislang wurde die zum Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch sowie zur Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz erforderliche Flexibilität in Österreich fast ausschließlich erzeugungsseitig aufgebracht, also durch den Einsatz regelbarer Kraftwerke. Eine verstärkte verbrauchsseitige Erbringung von Flexibilitätsleistungen sowie Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement bei Anlagen von Netzbenutzern werden weithin als Grundvoraussetzungen für zukunftsfähige, auf erneuerbaren Energieträgern basierende Stromsysteme erachtet.

2.3.1 FLEXIBILITÄTSBEDARF

Die im Sommer auf EU-Ebene verabschiedete Reform des Strommarktdesigns betrachtet die Flexibilität und die Entwicklung nicht-fossiler Flexibilitätsressourcen als zentrales Instrument für die Umsetzung der Energiesystemwende bei weiterer Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Als Ausgangspunkt sieht das Gesetzespaket vor, dass regelmäßige Bewertungen des Flexibilitätsbedarfs auf nationaler sowie paneuropäischer Ebene unternommen werden. Den nationalen Bericht über den geschätzten Flexibilitätsbedarf hat dabei entweder die Regulierungsbehörde oder eine andere vom Mitgliedstaat benannte Behörde zu erstellen. Sollte eine andere Einrichtung zur Erstellung des Berichtes vom Mitgliedstaat nominiert werden, muss der Bericht von der Regulierungsbehörde genehmigt oder abgeändert werden. Damit der Bedarf im überregionalen

Kontext bewertet werden kann und Fragen von grenzüberschreitender Relevanz beantwortet werden können, muss ACER eine paneuropäische Bewertung des Flexibilitätsbedarfs vornehmen. Basierend auf dem nationalen Flexibilitätsbericht sollen indikative Ziele für die Entwicklung nicht-fossiler flexibler Ressourcen festgelegt werden. Aufbauend darauf könnten Mitgliedstaaten Fördersysteme für nicht-fossile Ressourcen einführen, wenn die verfügbaren und erwarteten Ressourcen nicht ausreichen sollten, um den zukünftigen Flexibilitätsbedarf zu decken.

Zurzeit wird noch an der Entwicklung der Methode zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs auf europäischer Ebene seitens ENTSO-E und der europäischen Vereinigung der Verteilernetzbetreiber (EUDSO) gearbeitet. Der Methodenvorschlag ist bis April 2025 an ACER zu übermitteln. Die E-Control war im letzten Jahr aktiv an den Diskussionsprozessen über die methodischen Vorgaben mit ACER und anderen Regulierungsbehörden beteiligt, um für Österreich eine gute Ausgangsbasis für nationale Analysen sicherzustellen.

2.3.2 MARKT- UND KUND:INNENSEITIGE FLEXIBILITÄT

Zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität steht eine Reihe unterschiedlicher Instrumente und Akteure zur Verfügung, deren Beiträge zur Flexibilitätsbereitstellung ineinandergreifen müssen und jeweils auch von ihren unterschiedlichen Eigenschaften abhängen.

Um Kleinanlagen die Teilnahme an Spotmärkten und Märkten für Netz- und Systemdienstleistungen zu ermöglichen, bedarf es ebenfalls Aggregatoren, die

2 FOKUS-THEMEN

die verteilten Anlagen steuern und die verfügbare Flexibilität gewinnbringend vermarkten können. Unabhängige Aggregatoren sollen gemäß EU-Rechtsrahmen ihren Geschäftstätigkeiten ohne Zustimmung der Lieferanten ihrer Kund:innen nachgehen können. Diese Marktrolle ist im österreichischen Marktdesign bisher noch nicht verfügbar.

2.3.2.1 Flexibilität auf Haushaltsebene

Haushalte können durch Eigenerzeugung, Batteriespeicher und Wärmepumpen zur Flexibilität des Stromsystems beitragen.

Mit Ende 2023 betrug die installierte Engpassleistung an Photovoltaik in Österreich bereits mehr als 6 GW (+69% gegenüber 2022). Solarenergie stellt nun nach Wasserkraft die zweitgrößte Erzeugungstechnologie in Österreich dar. Der Großteil der neuen PV-Anlagen fiel in die Größenklasse von 0,8 und 20 kW und damit in die typische Größe von PV-Anlagen für Haushalte. Im dritten Quartal 2024 verfügten 7,4% der Haushalte auf Netzebene 7 über einen PV-Einspeisepunkt, wobei die regionalen Unterschiede erheblich sind.

Batteriespeicher sind für Konsument:innen zur Speicherung der selbst erzeugten Elektrizität oder auch zur Nutzung kurzfristiger Strompreisschwankungen interessant. Im Jahr 2023 wurden 57.007 Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von insgesamt 792.078 kWh errichtet. Von diesen standen 78% direkt im Zusammenhang mit einer PV-Erzeugungsanlage. Umgekehrt bedeutet das, dass ungefähr jede dritte neue PV-Anlage gleich gemeinsam mit einem Speicher errichtet wurde.

Anteil der PV-Einspeisepunkte an den Bezugspunkten auf Netzebene 7 bei 16 VNB nach Bundesland

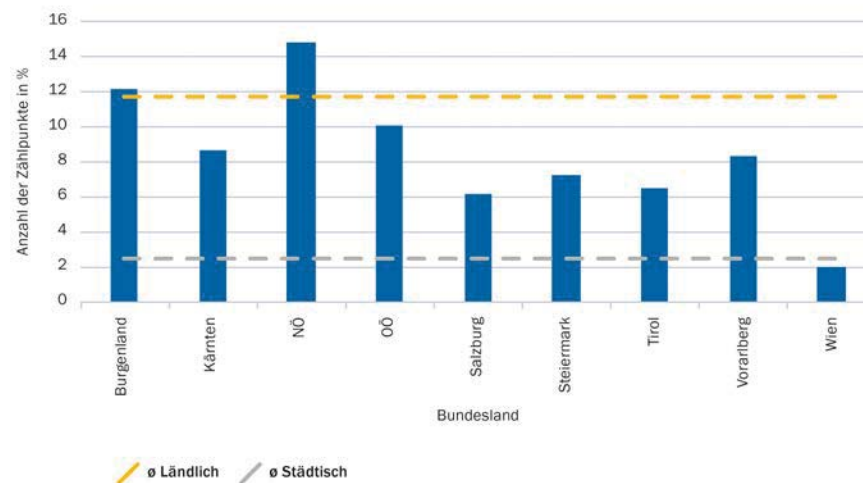


Abbildung 19

Quelle: E-Control; Stand: Q3/2024

Nach dem Rekordzuwachs an Wärmepumpen in Österreich im Jahr 2022 wurden 2023 insgesamt weitere 57.158 Wärmepumpen neu installiert. Damit waren mit Jahresende 2023 in Österreich insgesamt knapp eine halbe Million Wärmepumpen im Einsatz.

2.3.2.2 Gemeinschaftliche Stromerzeugung

Seit Oktober 2021 sind die erforderlichen Marktprozesse für den Betrieb von Energiegemeinschaften in Österreich etabliert. Seither wächst das Interesse an dieser Organisationsform kontinuierlich. Die Bürgerenergiegemeinschaft ist ein komplexeres Konstrukt, das allerdings nicht auf ein kleines geographisches Gebiet beschränkt ist und auch in Gewinnabsicht betrieben werden kann. Demgemäß zeigt auch die Statistik vergleichsweise geringe Zahlen. Zum 30. Juni 2024 gab es in Österreich insgesamt 234 Bürgerenergiegemeinschaften.

Wesentlich weiter verbreitet ist das Instrument der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, die als nicht gewinnorientiertes Konstrukt vor allem der gegenseitigen Versorgung der Mitglieder mit erneuerbarem Strom aus eigenen Anlagen dient, wobei sich alle Mitglieder im selben Netzbereich befinden müssen. Sie profitieren auch von vergünstigten Netzentgelten. Nach einer etwas schleppenden Anfangsphase findet es mittlerweile starken Zuspruch. Die Anzahl der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften stieg im ersten Halbjahr 2024 rasant, von 867 zum Jahresende 2023 auf 1650 Ende Juni 2024.

Für die Abrechnung innerhalb einer Energiegemeinschaft bekommen ihre Betreiber die Viertelstundenenergiepreise täglich vom jeweiligen Netzbetreiber, der für die Aufteilung der Energiepreise innerhalb einer Energiegemeinschaft sowie den Versand der abrechnungsrelevanten Energiepreise an Lieferanten für die Abnahme bzw. Lieferung von Restmengen verantwortlich ist. Dafür müssen alle Mitglieder einer Energiegemeinschaft Smart Meter in der

Opt-in-Konfiguration haben. Für die Freigabe der viertelstündlichen Auslesung und die tägliche Übermittlung von Energiepreisen einzelner Mitglieder von Energiegemeinschaften an die jeweiligen Netzbetreiber wird ein bestehender Prozess auf Energiegemeinschaften ausgedehnt. Er steht seit Oktober 2022 zur Verfügung, war jedoch mit Ende 2023 bei 12 Netzbetreibern teilweise oder noch gar nicht umgesetzt.

Insgesamt kann dem Modell Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft und Bürgerenergiegemeinschaft großes Potenzial eingeräumt werden. In einer von der E-Control in Auftrag gegebenen [Marktumfrage](#) vom Juni 2024 gaben 38% der Befragten an, sich die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft vorstellen zu können.

Daneben gab es mit 30. Juni 2024 in Österreich insgesamt 2412 gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, die der dezentralen Erzeugung innerhalb einer Hausgemeinschaft dienen und nicht primär auf das Erwirtschaften eines finanziellen Gewinns ausgerichtet sein dürfen.

Da Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften von reduzierten Netztarifen profitieren, sieht das EAG eine [Kosten-Nutzen-Analyse](#) dieses Konstrukts vor. Es betraut die E-Control mit einer Beurteilung, ob eine angemessene und ausgewogene Beteiligung der Energiegemeinschaften an den Systemgesamtkosten gegeben ist.

Gemäß den Angaben der Netzbetreiber fand 2023 noch keine Entlastung des Netzes durch Energiegemeinschaften statt. Die Teilnahme an einer

2 FOKUS-THEMEN

Energiegemeinschaft änderte nichts an der Anschlussleistung. Der Strombezug erfolgte nach wie vor aus dem öffentlichen Netz, so dass der Netzanschluss weiterhin für die tatsächlich auftretenden Leistungen ausgelegt sein musste.

Die gesonderte Struktur der Netznutzungsentgelte führte im Jahr 2023 im Vergleich zu 2022 zu Erlösdifferenzen in Höhe von ungefähr 110.000 Euro. Nach Angaben der Netzbetreiber entstehen hohe Kosten für den Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die jedoch in manchen Fällen bereits durch die Erlöse aus pauschalen und zusätzlichen Netzzutrittsentgelten gedeckt werden können.

2.3.2.3 EU-Netzkodex für die Laststeuerung

Ein EU-Netzkodex für die Laststeuerung befindet sich derzeit in Ausarbeitung. Er zielt auf die Marktintegration aller flexiblen Anlagen, also regelbarer Stromerzeugungsanlagen, Speicher und flexibler Lasten in sämtliche Elektrizitätsmärkte ab. Darüber hinaus wird er unter anderem die Flexibilitätsbeschaffung durch Netzbetreiber regeln, EU-weite Anforderungen für Netzentwicklungspläne für Verteilernetze definieren und Regelungen für das Miteigentum von Netzbetreibern an Energiespeichern sowie für die Erarbeitung allgemeiner Bedingungen für Flexibilitätsanbieter schaffen.

Der neue Netzkodex knüpft an bestehende EU-Regelungen an, die eine markt-basierte Beschaffung der Systemdienstleistungen zum Engpassmanagement, zur Spannungsregelung und zum Systemausgleich vorschreiben. Er beinhaltet beispielsweise Äquivalenztabelle zur Vermeidung redundanter

Präqualifikationsverfahren, die Schaffung eines nationalen Flexibilitäts-Informationssystems, mit dem Prozesse wie der Markteintritt, der Wechsel des Aggregators oder die Registrierung flexibler Einheiten standardisiert und beschleunigt werden sollen, sowie vereinfachte Verfahren für kleinteilige Flexibilitäten wie Ladeeinrichtungen, Solarspeicher oder Wärmepumpen.

Der von den ENTSO-E und EUDSO erarbeitete Entwurf des Netzkodex zur Laststeuerung wurde Mitte 2024 an ACER übermittelt. Die anschließende Überarbeitung durch ACER erfolgte in Abstimmung mit den nationalen Regulierungsbehörden in einem kontinuierlichen Prozess, in den auch die E-Control eingebunden war. Im September veröffentlichte ACER eine erste überarbeitete Version des Netzkodex zur Konsultation. Die Übermittlung des finalen Vorschlages an die Europäische Kommission soll Ende März 2025 erfolgen.

2.3.3 SAISONALE FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Großvolumige Erdgasspeicher haben eine wesentliche Flexibilitätsfunktion im bestehenden Energiesystem, da sie einen saisonalen und längerfristigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage ermöglichen. Dies ist nicht nur im Wärmemarkt relevant, sondern auch zunehmend in der Stromerzeugung.

Die österreichischen Erdgasspeicher sind ausgeförderte ehemalige Gasfelder, sogenannte Porenspeicher, mit einem Arbeitsgasvolumen von 100,1 TWh per Dezember 2024. Porenspeicher werden aktuell in zahlreichen Forschungsprojekten bzw. Feldversuchen auf die Tauglichkeit für die Wasserstoffspeicherung hin untersucht.

Kavernenspeicher hingegen sind künstlich angelegte Hohlräume in unterirdischen Salzstöcken, die gleichzeitig eine gasundurchlässige Barriere darstellen. Kavernenspeicher sind in Österreich aufgrund der geologischen Gegebenheiten nicht möglich, jedoch hinsichtlich der international bereits erprobten Anwendbarkeit im Zusammenhang mit der Speicherung von reinem Wasserstoff erwähnenswert.

**Exkurs: Wasserstoffspeicherung am Beispiel
Underground Sun Storage 2030**

Informationen zu nationalen Forschungen zur Speicherung bzw. Beimengung von Wasserstoff sind im Wesentlichen von der RAG AG erhältlich, wobei beispielhaft das Projekt „Underground Sun Storage 2030 (USS 2030)“ zu erwähnen ist. In sektorenübergreifenden Demonstrationsanlagen in Pilsbach und Rubensdorf bei Gampern (Oberösterreich) erfolgt die Umwandlung von Sonnenenergie in grünen Wasserstoff mittels Elektrolyse und die Speicherung in unterirdischer natürlicher Gaslagerstätte unter realen Bedingungen. Die Vorgängerprojekte „Underground Sun Storage“ und „Underground Sun Conversion“ wiesen nach, dass ein Wasserstoffanteil von bis zu 20% in Erdgaslagerstätten gut verträglich gespeichert werden kann. Laboruntersuchungen legen nahe, dass der Wasserstoffanteil auch bis 100% erhöht werden kann.

Die technische Umwidmungsmöglichkeit von Porenspeichern in Wasserstoffspeicher wird individuell zu beurteilen sein. Der Neubau von Wasserstoffspeichern

nimmt zehn bis elf Jahre in Anspruch, während bei einer Umwidmung mit einem Zeitraum von fünf bis neun Jahren zu rechnen ist. Wesentlich in der Transitionsphase der Erdgasspeicher in Wasserstoff-Speicher wird jedenfalls die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt sein.

Die neue EU-Richtlinie (EU) 2024/1788 und die neue EU-Verordnung (EU) 2024/1789, die gemeinsam die Regelungen für den Gas- und Wasserstoffmarkt festlegen, muss Österreich bis 5. August 2026 umsetzen. Sie beschäftigen sich auch mit dem Zugang zu Wasserstoffspeichereinrichtungen, wobei für Mitgliedstaaten die Möglichkeit besteht, bis zum 31. Dezember 2032 den Zugang auf verhandelter Basis umzusetzen. Danach ist regulierter Zugang vorgesehen.

2.3.4 DIGITALISIERUNG

Die fortschreitende Digitalisierung stellt eine der prägendsten Veränderungen des Energiesystems dar. Treiber der Digitalisierung ergeben sich einerseits aus den stetig wachsenden technischen Möglichkeiten moderner IT-Systeme und andererseits aus Notwendigkeiten, die aus der Transformation des Energiesystems entstehen.

Der von der E-Control herausgegebene [Leitfaden für die Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze](#) sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber den Fortschritt, laufende Maßnahmen und Pläne im Bereich der Digitalisierung der Verteilernetze in ihren Netzentwicklungsplänen dokumentieren. Dabei sollen beispielsweise Maßnahmen für verbessertes Netzmonitoring, die Anwendung von Smart-Grid-Lösungen sowie technische Maßnahmen zur Beeinflussung

2 FOKUS-THEMEN

von Lastflüssen beschrieben werden. Auch über die Anzahl und Bedeutung von intelligenten Betriebsmitteln sollen die Pläne Aufschluss geben.

Für die fortschreitende Digitalisierung der Energiewelt ist auch die flächen-deckende Installation von intelligenten Messgeräten ein wichtiger Faktor. Von ihr hängt die Schaffung einer Datenbasis für weitere Anwendungsbereiche des Elektrizitätsmarktes ab. Dazu kommt allerdings, dass die ausgelesenen Viertelstundenwerte auch fristgerecht an die relevanten Marktteilnehmer übermittelt werden und die notwendigen Marktprozesse umgesetzt werden müssen.

Allerdings sieht die Standard-Konfiguration intelligenter Messgeräte in Österreich keine Übermittlung von Viertelstundenwerten vor. Netzbenutzer müssen sich aktiv dafür entscheiden, dass diese Werte erfasst und entweder nur an den Verteilernetzbetreiber oder auch an den Lieferanten übermittelt werden. Diesen Schritt setzten bis Ende 2023 lediglich 11,6% der Netzbenutzer. Umgekehrt haben also die restlichen 88,4% der Netzbenutzer mit Smart Meter bisher keinen Zugang zu bestimmten Tarifen oder Formen der Teilhabe an der Energiewende wie zum Beispiel Energiegemeinschaften.

Die Datenverfügbarkeit der Tages- oder Viertelstundenwerte bei den Netzbetreibern lag 2023 bei 86,5% nach 12 Stunden und bei 96,3% nach 24 Stunden. Besonders wichtig ist das Thema Datenverfügbarkeit für Konsument:innen, die sich in Energiegemeinschaften zusammengeschlossen haben. Wenn nur für einen einzigen Zählpunkt einer Energiegemeinschaft die Werte nicht verfügbar oder lückenhaft sind, kann die Abrechnung auch für alle anderen

Teilnehmer:innen nicht durchgeführt werden. Dadurch wird das Problem vielfältigt. Für die Lieferanten entsteht durch fehlerhafte Daten ein wesentlich höheres Ausgleichsenergieisiko als bei voll-versorgten Kund:innen.

Die Installation von Smart Metern und die Anbindung an die zentralen Systeme der Netzbetreiber müssen durch weitere wesentliche Schritte ergänzt werden, um die Nutzung der Vorteile intelligenter Messsysteme auch nutzbar zu machen. Aus den Ergebnissen und Schlussfolgerungen des [Smart-Meter-Monitoringberichts 2024](#) sowie aus durchgeführten Analysen im Bereich der Marktkommunikation geht hervor, dass die Netzbetreiber in ihrer Rolle als „Enabler“ der Energiewende angehalten sind, die folgenden Entwicklungen dringlich voranzutreiben:

- > Ertüchtigung ihrer Systeme für die Messung und Auslesung von Viertelstundenenergiewerten bei allen Netzbenutzern
- > Fristgerechte Übermittlung von Viertelstundenwerten an relevante Marktteilnehmer
- > Rasche und einheitliche Umsetzung von notwendigen Marktprozessen des Datenaustausches (Marktkommunikation)
- > Projektstart für Smart Meter der 2. Generation

Für das erste Quartal 2025 hat die E-Control bezüglich Smart Meter 2.0 die folgenden Aktivitäten geplant:

- > Ein Round-Table mit Netzbetreibern, um eine Harmonisierung der bevorstehenden Ausschreibungen betreffend Smart Meter 2.0 zu erzielen

- > Die Anpassung der Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung 2011 (IMA-VO 2011)
- > Die Veröffentlichung eines Positionspapiers zum Smart Meter 2.0
- > Die Anpassung des Erhebungsbogens für Smart-Meter-Monitoring für das Berichtsjahr 2024

Digitalisierung bietet auch für Konsument:innen immer mehr Möglichkeiten, sich zeitnah und präzise über ihren persönlichen Energieverbrauch zu informieren und sich die zugehörigen Konditionen wie z.B. den anwendbaren Preis anzeigen zu lassen. Gesetzlich ist vorgesehen, dass Konsument:innen Zugriff auf ihre eigenen Smart-Meter-Daten haben müssen. Dies war bisher in Österreich nur über Web-Portale der jeweiligen Energieversorger möglich, deren Nutzer:innenfreundlichkeit stark variiert. Schließlich brachte das erste österreichische Energieversorgungsunternehmen eine eigene App heraus, wobei eine von der E-Control beauftragte [Umfrage](#) vom März 2024 74% der Bevölkerung

ein Interesse an einer solchen App bescheinigt. Als besonders wichtig nannten die Befragten dabei die folgenden Informationen:

- > Aktueller Verbrauch, täglicher Verbrauch, Momentanverbrauch, Zählerstand
- > Kostenüberblick, Vergleich der Kosten, Benachrichtigung bei hohem Verbrauch
- > Verbrauchsstatistiken, Vergleichsdaten, Verbrauchsanalyse, -aufstellung und -entwicklung

Um auf verstärkten Zugang zu und Austausch von Daten, die fortschreitende Digitalisierung allgemein und den vermehrten Einsatz von künstlicher Intelligenz vorbereitet zu sein, gründete die E-Control gemeinsam mit sieben weiteren unabhängigen österreichischen Behörden das „Netzwerk Digitalisierung“. Es bietet einen Rahmen für Informationsaustausch und gemeinsame Arbeit insbesondere in sektorübergreifenden Bereichen.

” SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS “

*Versorgungssicherheit
weiterhin garantiert*

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Der Stromverbrauch stieg 2024 gegenüber dem Vorjahr leicht, was insbesondere auf das Kleinkund:innensegment zurückzuführen war. Der Gasverbrauch dagegen ging deutlich zurück. Der Gasspeicherstand befand sich zu Beginn der Heizperiode 2024 auf einem Niveau von 94,6%. Zur Sicherung der Gasversorgung wurde die strategische Gasreserve bis zum 1. April 2027 verlängert.

Beim Gasimport waren die stark schwankenden Importmengen aus Deutschland bemerkenswert. In der Stromaufbringung spielte das gute Wasserjahr 2024 eine wesentliche Rolle in der Abdeckung des Verbrauchs durch erneuerbare Stromerzeugung. Aufseiten der Herkunftsnachweise zeigt sich dementsprechend ein starker Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen 2023 und 2024. Die Gaskennzeichnung sowie die Systeme für Grünzertifikate und Grüngassiegel nehmen allmählich Fahrt auf.

Die Bemühungen zur Diversifizierung der Gasversorgung Österreichs hängen eng mit den Entwicklungen der Importrouten zusammen. Bei den erneuerbaren Gasen dagegen gab es keinen Fortschritt.

Einen Überblick über die Entwicklung des Verbrauchs und der Aufbringung sowie der Bestandsstatistik gibt die [Statistikbroschüre 2024 \(Berichtsjahr 2023\)](#) der E-Control, ebenso wie das [Webinar „Gas- und Stromstatistik 2023“](#) vom 22. Mai 2024.

Die Versorgungssicherheit in Österreich war sowohl für Strom als auch für Gas weiterhin hoch. Die E-Control beobachtete die zugehörigen Kennzahlen und setzte Maßnahmen zur weiteren Sicherstellung.

3.1 Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs

Der Stromverbrauch 2024 stieg um 2,7% gegenüber 2023, blieb aber 2% unter 2022 (siehe Abbildung 20). Auffällig ist, dass die Verbrauchssteigerung vor allem aus dem Kleinkundensegment kam. Während der Verbrauch ohne PV-Eigenverbrauch um nur 483 GWh stieg, wächst diese Zahl bei Berücksichtigung der PV-Eigennutzung auf 1670 GWh.

Stromverbrauch 2022 bis 2024

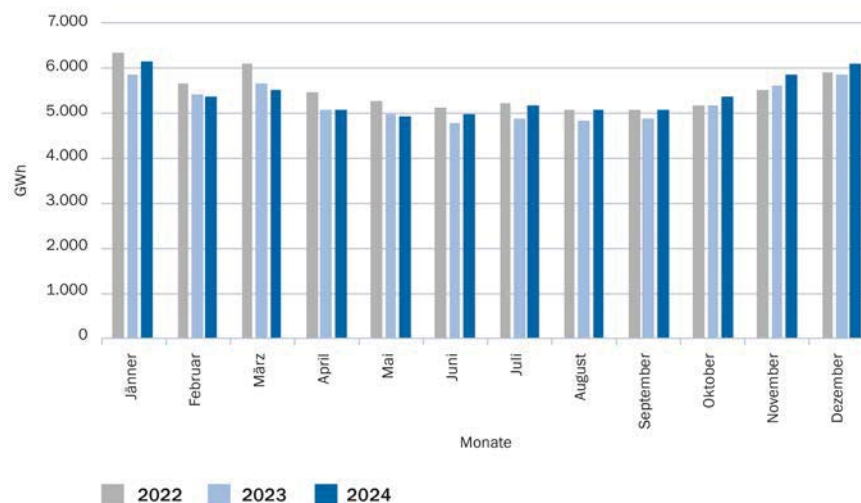


Abbildung 20

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Gasverbrauch 2017 bis 2024

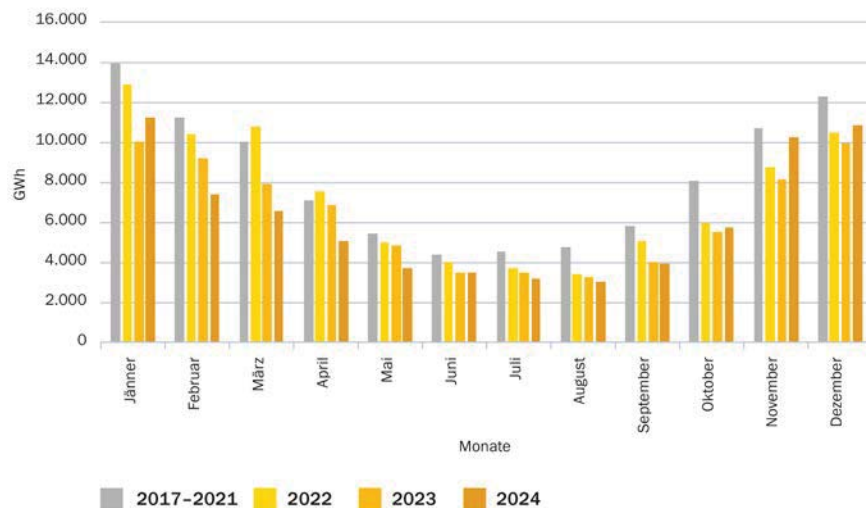


Abbildung 21

Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2024

Die Zahlen für den Gasverbrauch 2024 zeigen etwa 75 TWh. Nachdem sich im Lauf des Jahres 2024 die Erwartung einer Lieferunterbrechung russischen Gases über die Ukraine ab 1. Jänner 2025 immer mehr verfestigte, zog die Entwicklung des Gasverbrauchs und der Speicherfüllstände viel öffentliche Aufmerksamkeit auf sich. Tatsächlich lag der Gasverbrauch in den ersten drei

Monatsdurchschnitt Gasspeicherfüllstände in Österreich

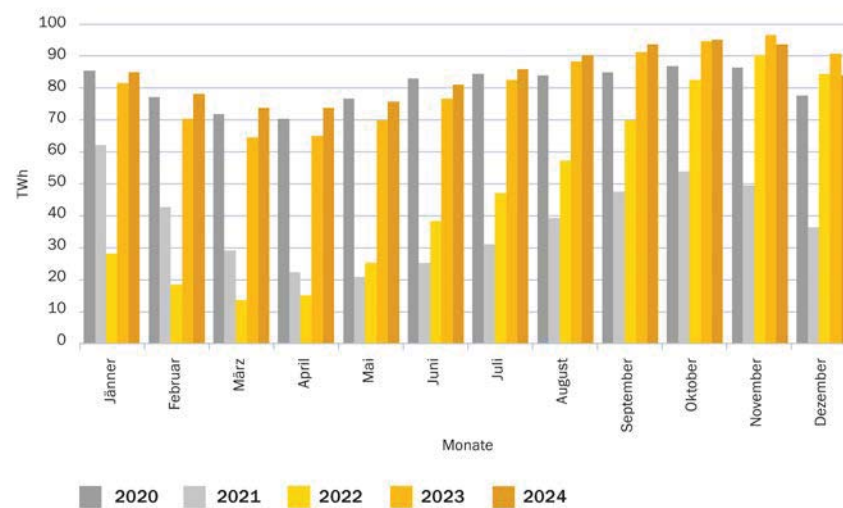


Abbildung 22

Quelle: GSE, AGSI Plattform; Stand: Dezember 2024

Quartalen 2024 noch um 29,2% unter dem Schnitt der Jahre 2017–2021, die als Referenzjahre für den Verbrauch vor der Krise verwendet werden. Insbesondere die milden Monate Februar bis April hatten den Verbrauch stark gesenkt (siehe Abbildung 21).

Im letzten Quartal des Jahres drehte sich diese Tendenz allerdings wieder um. November und Dezember lagen beinahe wieder im langjährigen Schnitt von vor der Krise. Hervorgerufen wurde dies einerseits durch niedrige Temperaturen im November und Dezember, andererseits durch den höheren Kraftwerkseinsatz.

Die im Jahr 2022 ergriffenen Maßnahmen zur Speicherbefüllung, wie die Einführung einer strategischen Gasreserve von 20 TWh, die Möglichkeit zur Einspeicherung von geschützten Gasmengen für Endkund:innen und die Verschärfung der Speicherverpflichtung für die Versorger geschützter Kund:innen, wirkten auch im Jahr 2024 fort und führten unter anderem zum Beginn der Heizsaison des Winters 2024/25 per 1. Oktober 2024 zu einem Speicherstand von 94,6%. Dabei handelt es sich um einen ähnlich hohen Wert, wie er bereits für die Heizsaison 2023/24 erzielt worden war und aufgrund dessen per April 2024 mit einem Speicherstand von 73,8% in die Einspeicherperiode 2024/25 gestartet werden konnte (siehe Abbildung 22).

Aufgrund der Vergabe von unterbrechbaren Kapazitäten und aus speichertechnisch saisonal höheren Kapazitätsvergabemöglichkeiten übertraf das kontrahierte Speichervolumen (Arbeitsgasvolumen) 2024 mit etwa 101,8 TWh das maximal angebotene Speichervolumen (Arbeitsgasvolumen) von circa 100,1 TWh (siehe Abbildung 23).

Darüber hinaus wurde durch die 2024 durchgeführte Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) 2011 die strategische Gasreserve im Ausmaß von 20 TWh gemäß § 169 Abs 9 GWG 2011 bis 1. April 2027 prolongiert und

Vertragliche Auslastung der Gasspeicher in Österreich – Arbeitsgasvolumen

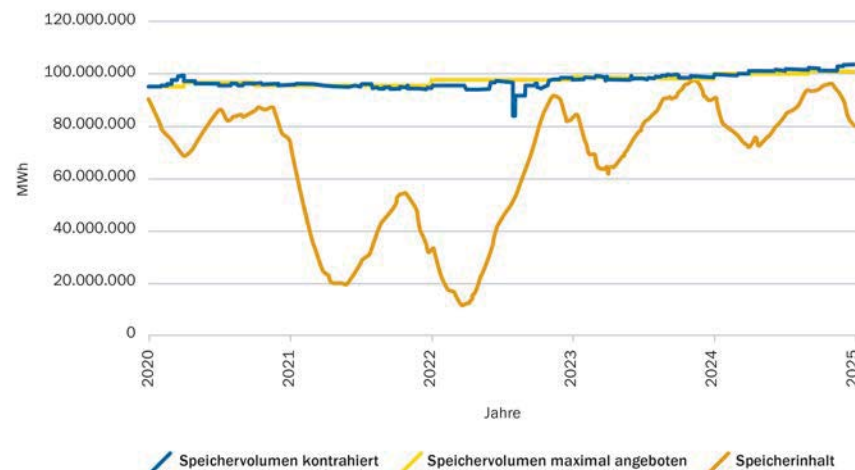


Abbildung 23

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

dementsprechend Speicherverträge abgeschlossen bzw. verlängert. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen eine Evaluierung bis zum 1. April 2026 vor. Eine davon abweichende Evaluierung und ein davon abweichendes Außerkrafttreten kann mit Verordnung durch die Bundesregierung festgelegt werden, ebenso die weitere Verwendung der strategischen Gasreserve betreffend. Die Verordnungen

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

über eine abweichende Evaluierung, über ein abweichendes Außerkrafttreten und über die Festlegung der weiteren Verwendung der strategischen Gasreserve bedürfen der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates. Für den Fall einer Veräußerung sind die Erlöse daraus dem Bund umgehend zu erstatten.

3.2 Aufbringung

Hinsichtlich der Aufbringung von Gas ist vor allem der Import aus Deutschland bemerkenswert. Dieser reduzierte sich um beinahe 46%, während jener aus der Slowakei um 27% (22 TWh) stieg. Andererseits stieg der Netto-Export nach Italien um 30,7 TWh. Der Export nach Ungarn kam nahezu zum Erliegen. In Abbildung 24 ist die Entwicklung der Gasaufbringung inkl. der Nettoimporte dargestellt. Der Speicherstand lag Ende des Jahres 2024 bei 79,6 TWh, das sind 12,3% weniger als 2023.

Die Stromaufbringung war 2024 durch eine besonders gute Wasserführung geprägt. Von April bis Juli konnte ein Erneuerbarer-Überschuss über den Gesamtbruttoverbrauch erreicht werden, während naturgemäß in den Wintermonaten auch fossile Erzeugung herangezogen wurde. In den meisten Monaten übertraf die Erzeugung den Bruttoverbrauch (siehe Abbildung 25). Im November und Dezember musste allerdings aufgrund der geringen Lauf- und Speicherkraftwerkszeugung Strom bilanziell importiert werden, trotz eines relativ hohen Gaskraftwerkeinsatzes von durchschnittlich etwa 2,5 GW.

Gasaufbringung 2024

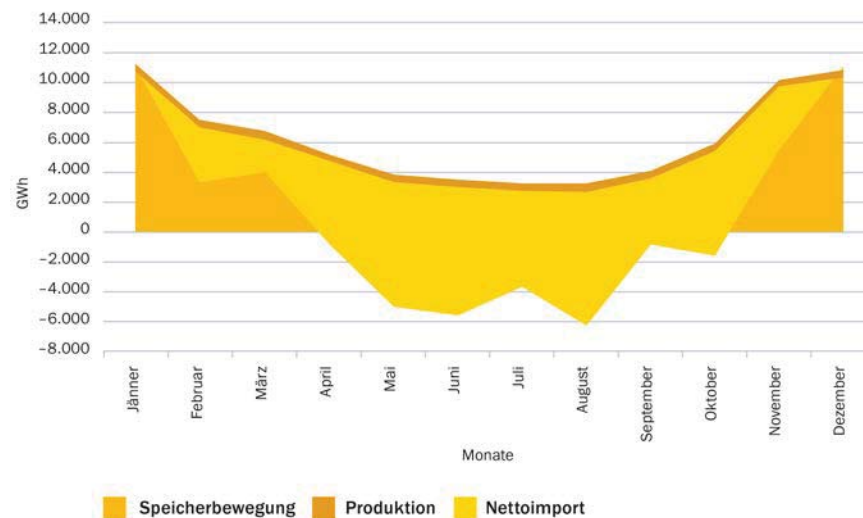


Abbildung 24

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

3.2.1 STROM- UND GASKENNZEICHNUNG

Strom- und Gaslieferanten, die in Österreich Verbraucher:innen beliefern, sind verpflichtet, die Herkunft der Energielieferung offenzulegen. Sie müssen also belegen, aus welchen Primärenergieträgern die von ihnen gelieferte Energie erzeugt wurde. Als Grundlage dienen Herkunftsnachweise. Einmal jährlich wird die

Stromerzeugung in Österreich

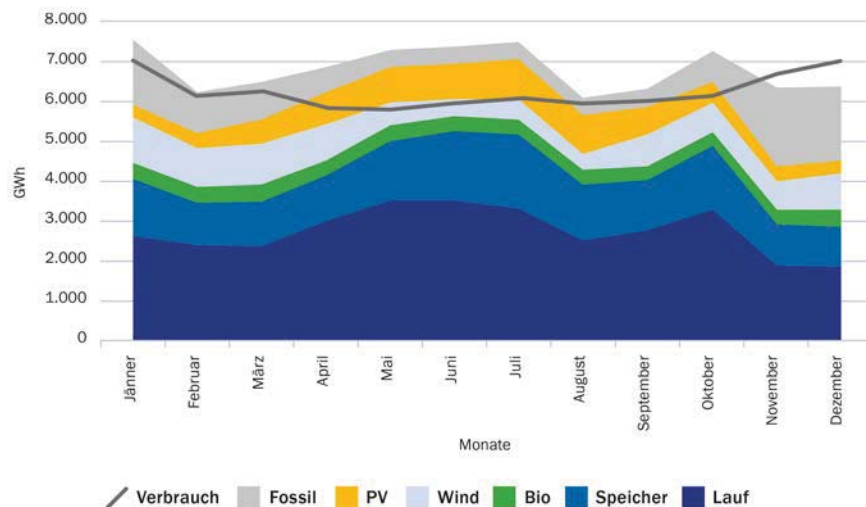


Abbildung 25

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

Ausweisung der Strom- und Gaskennzeichnung von der E-Control überprüft und die Ergebnisse werden im [Strom- und Gaskennzeichnungsbericht](#) erklärt und veröffentlicht. Ein zugehöriges [Webinar](#) vom 11. November 2024 beleuchtete ausgewählte Aspekte. Die Funktionsweise der Strom- und Gaskennzeichnung aus Sicht der Verbraucher:innen ist in einem eigenen [E-Control-Erklärvideo](#) dargestellt.

Eine der jüngsten Aktualisierungen der Herkunftsnachweisdatenbank ermöglicht nun auch die Umwandlung von einem Energieträger in einen anderen und stellt dabei die lückenlose Nachverfolgung per Herkunftsnachweis sicher. Wird also z.B. Strom in Wasserstoff umgewandelt und wird dieser in das öffentliche Netz eingespeist, so kann diese Umwandlung in der Datenbank nachvollzogen werden.

Um auch künftigen Herausforderungen gewachsen zu sein, wird die E-Control die Herkunftsnachweisdatenbank 2025 auf gänzlich neue Beine stellen, so dass die neue Datenbank bereits 2026 verwendet werden kann. Die zugehörige Ausschreibung ist bereits erfolgt.

Der starke Anstieg an neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in den Jahren 2023 und 2024 machte sich auch in der Herkunftsnachweisdatenbank bemerkbar. Waren zu Beginn 2023 noch circa 200.000 Anlagen in der Datenbank gemeldet, so beliefen sich die Meldezahlen Ende 2024 bereits auf fast 500.000.

Die auf Herkunftsnachweisen basierende Stromkennzeichnung unterscheidet sich von der Erzeugungsstatistik aus dem EAG-Monitoringbericht bedingt durch Exporte und Importe von Nachweisen. Während die inländische Stromerzeugung physikalisch zu 93% aus erneuerbaren Energieträgern stammt, wurden für die Stromkennzeichnung insgesamt zu 84,72% Herkunftsnachweise aus erneuerbaren Quellen eingesetzt (vergleiche dazu auch Kapitel 2.1.1). Im österreichischen Strommix, d.h. der Zusammensetzung der in Österreich eingesetzten Herkunftsnachweise, zeigt sich wie bereits zuvor die Wasserkraft als

Österreichischer Strommix 2023 basierend auf eingesetzten HKN

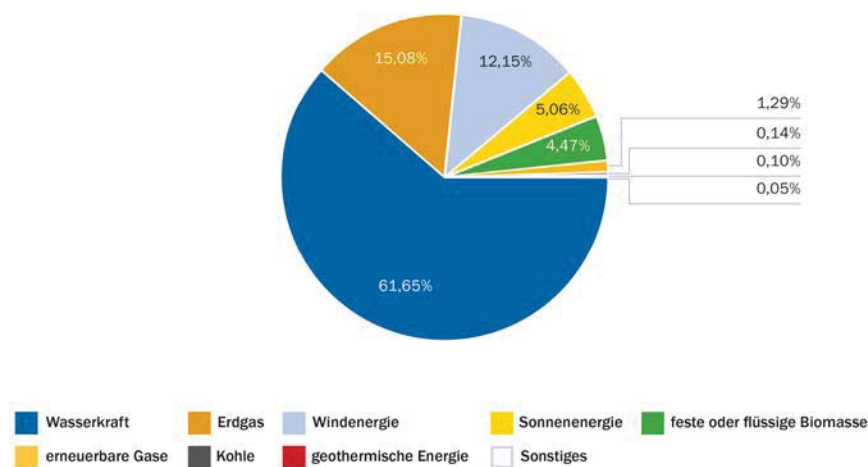


Abbildung 26

Quelle: E-Control; Stand: Juni 2024

dominante Technologie, weit vor Erdgas und Windenergie, sowie noch etwas weiter abgeschlagen Sonnenenergie und Biomasse (siehe Abbildung 26).

Erstmals musste 2023 angegeben werden, ob ein Herkunftsnachweis gemeinsam mit der entsprechenden Energie gehandelt wurde. Das war bei 45,43% der

eingesetzten Herkunftsnachweise der Fall. Auch beim internationalen Handel von Herkunftsnachweisen ist die durchgängige Belegbarkeit sichergestellt. Dies erfolgt über eine europäische Handelsplattform für Herkunftsnachweise, die von der Association of Issuing Bodies betrieben wird.

Die Gaskennzeichnung für 2023 war bereits zum zweiten Mal verpflichtend von den Lieferanten durchzuführen. Insgesamt wurden rund 75% des in der österreichischen Betriebsstatistik verzeichneten Endverbrauchs aus öffentlichen Netzen mit der Überprüfung erfasst. Davon stammten 99,88% aus unbekannten Quellen und 0,12% aus österreichischen Biomethanerzeugungsanlagen. Insgesamt wurden von den Lieferanten allerdings etwa 44% der generierten Nachweise gar nicht eingesetzt.

Unterschiede zwischen der Gaskennzeichnung und der Betriebsstatistik liegen einerseits in den 25% nicht erfassten Verbrauchsmenge und andererseits in einer unscharfen Abgrenzung zwischen Endverbrauch und Umwandlung in der Betriebsstatistik. Zweiteres wurde mit einer Novelle der Gaskennzeichnungsverordnung behoben und sollte bei der Kennzeichnung für das Jahr 2024 zu Verbesserungen führen.

Herkunftsnachweise werden nur für Gasmengen ausgestellt, die auch in das öffentliche Netz eingespeist werden. Für erneuerbares Gas, das nicht eingespeist, sondern direkt am Erzeugungsort verbraucht oder anderweitig genutzt wird, können Grüngasertifikate ausgestellt werden. Dieses System ist vorbereitet, findet jedoch derzeit noch keine praktische Anwendung.

Sowohl Herkunftsnachweise für erneuerbares Gas als auch Grüngaszertifikate können von einem Grüngassiegel begleitet werden. Diese Siegel werden künftig zur Prüfung der Erfüllung anwendbarer Grüngasquoten und auch als Nachweise im internationalen Handel eingesetzt. Zur vollständigen Vorbereitung müssen sowohl Herkunftsnachweise als auch Grüngaszertifikate mit Nachhaltigkeitskriterien versehen werden. Die Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control bietet diese Möglichkeit seit dem vierten Quartal 2024.

3.3 Gasdiversifizierung

Der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine und dessen Folgen führten zu strukturellen Veränderungen der europäischen Gasflüsse und rückten die Diversifizierung der Gasimportquellen in Europa immer stärker in den Fokus. Während Zentral- und Osteuropa zuvor noch über die Ukraine-Route und die Turkstream-Route mit russischem Pipeline-Gas versorgt werden, wurden mit dem Auslaufen des Transitabkommens zwischen der Ukraine und Russland Ende 2024 die Gasflüsse über die Ukraine-Route eingestellt.

Der Anteil russischer Pipeline-Lieferungen an den gesamten Erdgasimporten der EU-Mitgliedstaaten lag im Jahr 2021 laut Daten der ENTSOG noch bei rund 41%. Im Jahr 2022 ging der Anteil, nach der Einstellung der Gasflüsse über die Yamal-Pipeline und dem Ausfall der Nordsee-Pipeline Nord Stream, auf rund 19% zurück und sank 2023 weiter auf unter 10%. Im Jahr 2024 stieg der

Anteil wieder leicht auf rund 12%. Von den 12% russischer Importe im Jahr 2024 entfielen rund 40% auf Importe über die Ukraine-Route. Mit dem Auslaufen des Transitabkommens am 1. Jänner 2025 fallen diese Importmengen künftig weg. Unter der Annahme gleichbleibende Gasimporte in die EU ist zu erwarten, dass der Anteil von russischen Pipeline-Lieferungen durch die Einstellung der Gasflüsse über die Ukraine im Jahr 2025 auf etwa 7% zurückgehen wird.

Um russische Gaslieferungen zu ersetzen, muss Europa auf neue Lieferquellen zurückgreifen. Aufgrund der infrastrukturellen Beschränkungen für Pipelinegas spielt LNG hierbei eine entscheidende Rolle. Mit dem Wegfall von russischen Gaslieferungen im Zuge des russischen Angriffskriegs wurden die europäischen LNG-Importkapazitäten schrittweise erhöht. Die Anzahl der LNG-Terminals in Europa stieg von 21 Terminals 2021 auf 33 im Jahr 2024 an. Die Kapazität der europäischen Terminals erhöhte sich von rund 160 bcm/a (1.850 TWh/a) auf rund 216 bcm/a (2.500 TWh/a) (siehe Tabelle 2). Einen europäischen Blick auf die Situation der LNG-Terminals gibt der [CEER-Bericht „The Influence of New LNG Terminals on the Future EU Energy Market“](#).

Für die Diversifizierung der österreichischen Gasversorgung sind vor allem die Entwicklungen auf den Hauptimportrouten relevant. In Deutschland sind aktuell drei Terminals (Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Mukran) mit einer Kapazität von rund 167 TWh/a in Betrieb. Die ersten LNG-Terminals in Deutschland wurden 2023 in Betrieb genommen. Für Ende 2024/Anfang 2025 ist die Inbetriebnahme von zwei weiteren LNG-Terminals (Mukran 2 FSRU und Stade) mit einer zusätzlichen Kapazität von rund 125 TWh/a geplant. In Italien stehen

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Entwicklung der EU-LNG Import-Kapazitäten seit 2021							
	2021	2022	2023	2024	2021-2024	Plan 2025/2026	2021-2025
EU 27					+ 56 bcm/a	Zubau	+ 79 bcm/a
Anzahl der Terminals (EU 27)	21	24	30	33		+ 6	39
Send-out-Kapazität (bcm/a)	160	171	201	216		+ 22	239
Deutschland					+ 14,5 bcm/a	Zubau	+ 25,3 bcm/a
Anzahl der Terminals (DE)	-	-	2	3	+ 14,5 bcm/a	+ 2	5
Send-out-Kapazität (bcm/a)	-	-	8	14,5		+ 10,8	25,3
Italien					+ 5 bcm/a	Zubau	+ 10 bcm/a
Anzahl der Terminals (IT)	3	3	4	4		+ 1	5
Send-out-Kapazität (bcm/a)	16	16	21	21		+ 5	26

Tabelle 2

Quelle: GIE LNG Database 2024; Stand: Oktober 2024

derzeit vier LNG-Terminals zur Verfügung. Ein fünfter Terminal soll im ersten Quartal 2025 in Betrieb gehen. Damit wurden in Italien die LNG-Importkapazitäten von rund 184 TWh/a auf aktuell 240 TWh/a und ab 2025 auf rund 300 TWh/a gesteigert.

Eine Diversifizierung der Gasimporte nach Österreich setzt ausreichend Importkapazitäten an den Entry-Punkten Oberkappel/Überackern und Arnoldstein voraus, um ausreichend Gas aus anderen Quellen nach Österreich importieren zu können. Seit 1. Oktober 2024 stehen dazu in Arnoldstein zusätzliche Importkapazitäten zur Verfügung. Die maximale Kapazität wurde von rund 70,5 TWh/a auf rund 96,5 TWh/a erhöht. Zusätzlich dazu werden nach

Fertigstellung des WAG-Loop ab 2027 die maximalen Importkapazitäten von derzeit rund 90 TWh/a auf künftig rund 117 TWh/a erhöht.

Eine Diversifizierung der österreichischen Gasimporte wird hauptsächlich auf Importen von norwegischem Gas und auf LNG-Importen beruhen. Gaslieferungen aus Nordafrika über Italien sind aufgrund der starken Gasnachfrage in Italien und noch bestehender Nord-Süd-Engpässe in Italien nur in geringerem Umfang möglich, wenn überhaupt. Die Hauptimportrouten für LNG nach Österreich laufen einerseits von den LNG-Terminals in Nordwesteuropa (Deutschland, UK und Belgien) über Deutschland und Oberkappel nach Österreich (siehe Abbildung 27).

Gas-Importrouten



Abbildung 27

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

Aufgrund der aktuell moderaten Auslastung der europäischen LNG-Terminals kann nach dem Wegfall russischer Gaslieferungen über die Ukraine-Route auf europäischer Ebene auf ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten zurückgegriffen werden. Österreichische Gasversorger werden im Zuge der Diversifizierung ihrer Gasbezugsquellen dabei LNG-Mengen hauptsächlich über internationale Gas-händler beschaffen. Nur größere Versorger werden perspektivisch selbst die

Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Gase

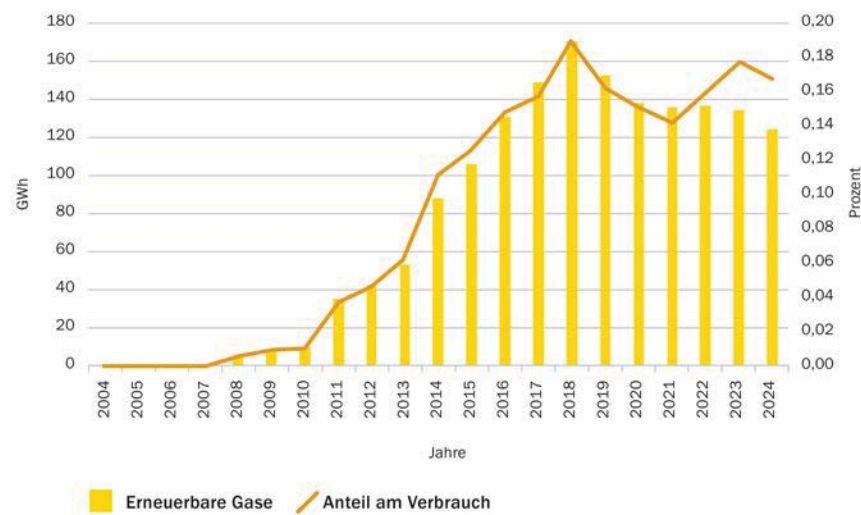


Abbildung 28

Quelle: BMWA (bis 2002), E-Control (ab 2003)
Stand: Jänner 2025

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Ressourcen für Handel und Logistik haben, um LNG am globalen LNG-Markt zu handeln und von den LNG-Terminals nach Österreich zu transportieren.

3.3.1 ERNEUERBARE GASE

Die Einspeisung erneuerbarer Gase spielt weiterhin keine wesentliche Rolle in der Versorgung Österreichs mit Gas. Der Anteil sank 2024 leicht und beträgt weiterhin weniger als 0,2% des Jahresverbrauchs Österreichs. Die absoluten Mengen stagnieren (siehe Abbildung 28).

Diese Entwicklung spiegelt sich auch in der Herkunftsnachweisdatenbank wider. Zu den bestehenden 13 Anlagen zur Biomethanproduktion kam 2024 lediglich eine Wasserstoffanlage dazu. Dementsprechend ergab sich am Markt für erneuerbare Gase keinerlei Dynamik.

In einem [Webinar](#) vom 20. März 2024 erklärte die E-Control die Vorbereitungen auf das Erneuerbares-Gas-Gesetz.

3.4 Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit

Die Kennzahlen zur Versorgungssicherheit im Strom und im Gas für Österreich sind weiterhin hoch. Um dies auch für die Zukunft zu gewährleisten, bringt sich die E-Control auf europäischer und nationaler Ebene in die Entwicklung eines Versorgungsstandards für Strom ein und trifft eine Reihe von Maßnahmen zur

Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit. Diese reichen von einem durchgehenden Monitoring über Infrastrukturmaßnahmen bis zu organisatorischen Vorkehrungen.

3.4.1 VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT STROM UND GAS

Laut einer von der E-Control in Auftrag gegebenen [Umfrage](#) vom Juni 2024 schätzten 84% der Bevölkerung die Strom-Versorgungssicherheit als sehr sicher oder eher sicher ein. Unter jenen, die sich Sorgen um die Strom-Versorgungssicherheit machten, waren die Gründe „Verhalten von Politik“, „Krieg“ und „Blackout, Überlastung“ die meist genannten. Beim Gas lag die Zuversicht in die Gasversorgungssicherheit bei nur 37%. Die Gründe für die Sorgen der Bevölkerung wurden hier wesentlich eindeutiger mit „Abhängigkeit von Russland“ und „Krieg“ angegeben. Im Gegensatz dazu zeigen detaillierte Informationen zu den tatsächlichen, von den Netzbetreibern gemeldeten Versorgungsunterbrechungen in der Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich 2024 (Bewertungsjahr 2023) für [Strom](#) und [Gas](#) eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit.

Der Versorgungssicherheitsbericht der E-Control, der die Stromversorgungssicherheit mit heimischen Ressourcen untersucht, kommt in den durchgeführten Erzeugungs- und Nachfragesimulationen für das Jahr 2030 auf eine sehr geringe Unterdeckungswahrscheinlichkeit von 0,1 Stunden oder 0,001% bei einer Spitzenlast von etwa 12 GW. Allerdings könnte eine 10%-ige Laststeigerung bereits die Unterdeckungswahrscheinlichkeit merklich anheben. Dies zeigt, wie wichtig eine Verstetigung der Last ist.

Im Rahmen der jährlichen Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten sind alle österreichischen Netzbetreiber verpflichtet, alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde zu erfassen und an die E-Control zu melden. Diese Meldung umfasst die Ursache, Anzahl der betroffenen Netzbenutzer, betroffene Leistung und andere für die statistische Auswertung relevante Daten. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vorangegangene Kalenderjahr berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen der kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit (SAIDI) und der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) an die E-Control übermitteln und auf der eigenen Website veröffentlichen.

Die Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich war 2023 von einer gestiegenen Anzahl atmosphärischer Einwirkungen beeinflusst und lag auf einem vergleichbaren Niveau wie 2017 für kundenbezogene bzw. wie 2013 für leistungsbezogene Indikatorwerte. Die Auswertung der Daten für das Erhebungsjahr 2023 ergab eine kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse (RAE) von 49,74 Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive RAE) errechnen sich hier Werte von 17,48 Minuten für geplante und 32,27 Minuten für nicht geplante Abschaltungen. Der Wert für die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) exklusive RAE liegt für das Berichtsjahr 2023 in Summe bei 51,58 Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 19,37 Minuten und 32,21 Minuten (siehe Abbildung 29).

Das Ergebnis der Bewertung für das Jahr 2023 zeigt, dass alle Indikatorwerte der Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber dem Vorjahr stiegen.

Stromausfälle in Österreich

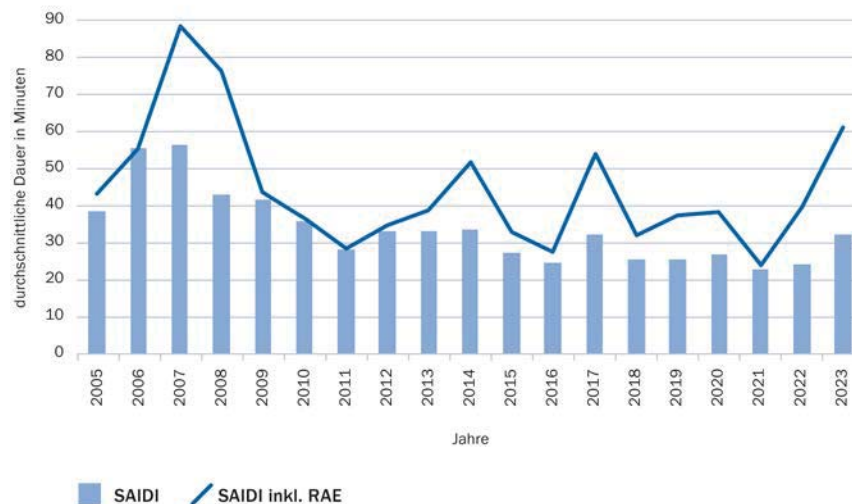


Abbildung 29

Quelle: E-Control; Stand: 2024

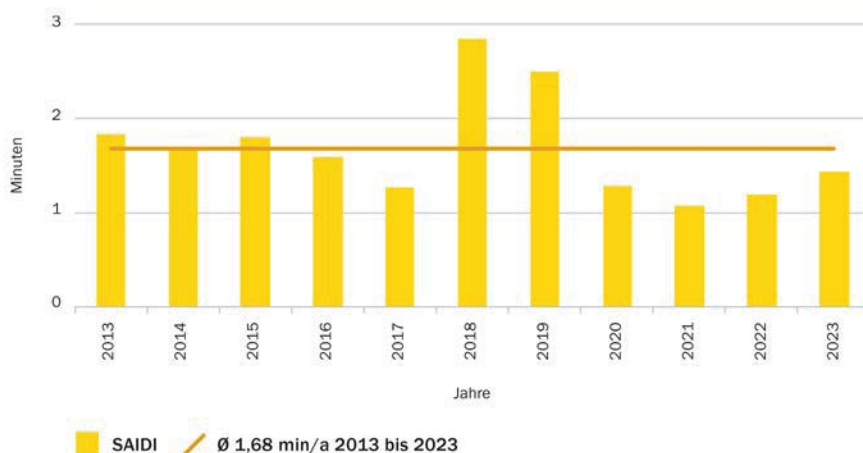
Trotz der höheren Indikatorwerte kann die Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich im Jahr 2023 als gut betrachtet werden.

Gemäß gesetzlicher Vorgaben überwacht die E-Control auch die jährlich aufgetretenen Störfälle und Versorgungsunterbrechungen im Bereich Gas. Dabei

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Gas-Versorgungsunterbrechungen in Österreich – SAIDI

Durchschnittliche Unterbrechungsdauer je Netzbenutzer mit Ursache im Verteilernetz

**Abbildung 30**

Quelle: E-Control; Stand: 2024

werden neben Ursache und Dauer von Versorgungsunterbrechungen auch die Anzahl der jeweils betroffenen Kund:innen sowie die Art der Unterbrechung (geplant/ungeplant) erhoben. Basierend auf den von Netzbetreibern gemeldeten Daten werden Zuverlässigkeitskennzahlen ermittelt.

Die Kennzahl für die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIDI) lag 2023 bei 1,44 Minuten. Anders ausgedrückt: Im Jahr 2023 hatte im Durchschnitt jeder Gaskunde in Österreich wegen ungeplanter Versorgungsunterbrechungen mit Ursache im Verteilernetz 1 Minute und 26 Sekunden kein Gas zur Verfügung. Dies entspricht einer Erhöhung gegenüber dem Jahr 2022 von rund 21% (siehe Abbildung 30). Hierzu gilt anzumerken, dass die durchschnittliche Dauer ungeplanter Ausfälle im Gas weit geringer ist als im Strom. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass unterirdisch verbaute Gasleitungen weniger von externen Umwelteinflüssen betroffen sind als Freileitungen im Strom.

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt pro Jahr mit Ursache im Gas-Verteilernetz (SAIFI) lag bei 0,0034 und war somit gleich wie in den Jahren 2020 und 2021. Dies bedeutet, dass im Durchschnitt rund 3 von 1.000 Zählpunkten betroffen sind.

Aus den Berechnungen der E-Control geht zudem hervor, dass die ungeplante Unterbrechungsdauer in den Wintermonaten deutlich geringer ausfällt als während der Sommerzeit. Dies dürfte vorrangig auf eine höhere Gas-Abhängigkeit der Netzbenutzer in den Wintermonaten zurückzuführen sein, was eine raschere Behebung von Versorgungsunterbrechungen notwendig macht. Insgesamt ist die Versorgungszuverlässigkeit sehr hoch.

3.4.2 VERSORGUNGSSTANDARD STROM

Die Sicherstellung einer ausgeglichenen Bilanz von Erzeugung und Last zur Gewährleistung einer stabilen Stromversorgung soll auch während und nach der Energiesystemwende gegeben sein. Entsprechend der EU-Stromverordnung 2019/943 aus dem Clean Energy Package wurde auf der europäischen Ebene die gemeinsame Beurteilung der Versorgungssicherheit in Bezug auf gesicherte Bedarfsdeckung etabliert. Die entsprechende EU-weite Methode wurde von ACER genehmigt. Die europäische Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (European Resource Adequacy Assessment, ERAA), durchgeführt von ENTSO-E, findet seit 2021 jährlich statt. Der [ERAA-Bericht 2023](#) wurde im Frühjahr 2024 von ACER genehmigt. Es wurden 525 Simulationsjahre zur Beurteilung der Lastdeckungserwartung für die definierten Zieljahre 2025, 2028, 2030 und 2033 berechnet. Die Simulationsjahre stellen Kombinationen von 35 zugrundeliegenden Klimajahren, relevant für die Ausrollung der Erneuerbaren-Erzeugung, und 15 Varianten von zufälligen, ungeplanten Ausfällen thermischer Erzeugungseinheiten und Grenzleitungen dar. Die Berechnungsergebnisse werden mittels statistischer Methoden verarbeitet und als Versorgungssicherheitsindikatoren ausgewiesen. Diese Indikatoren sind die Lastunterdeckungserwartung (loss of load expectation, LOLE, also die Stunden im Jahr, in denen die Last nicht gedeckt werden kann) und die erwartete Energieunterdeckung (expected energy not served, EENS, also der Erwartungswert der nicht an Kund:innen gelieferten Energiemenge). Die für Österreich relevanten Ergebnisse zeigen über alle vier Zieljahre bzw. über 18,4 Millionen simulierte Stunden lediglich 1.449 Stunden mit möglichen Lastunterdeckungssituationen. Es kam also in 0,008% der simulierten Stunden zu potenziellen Lastunterdeckungen in

Österreich, die sich in der Höhe der EENS stark unterschieden. Grundsätzlich ist die Verteilung der auftretenden Versorgungssicherheitsindikatoren stark asymmetrisch. Bezüglich möglicher Lastunterdeckungsprobleme ergaben die LOLE-Berechnungen <0,5h/a bis 2030 bzw. bis zu 1,58 h/a bis 2033 und die EENS-Berechnungen bis zu 0,12 GWh/a bis 2030 bzw. von bis 0,59 GWh/a bis 2033. Das Risiko wird somit für Österreich als sehr gering ausgewiesen. Zurzeit wird an der aktuellen ERAA24-Ausgabe seitens ENTSO-E gearbeitet und die Veröffentlichung des Berichtes wird für Ende Februar 2025 erwartet. Die E-Control war 2024 sehr aktiv in die Ergebnisanalyse des ERAA23 involviert. Zudem wurde seitens der E-Control an der Sicherstellung einer validen Datenbasis für die ERAA24-Ausgabe gearbeitet sowie an der Verbesserung der ERAA-Methodik durch intensiven Austausch mit ACER und APG. Das Ziel ist es, das ERAA als robustes Planungsinstrument zu etablieren, um eine einheitliche Basis zur Bewertung der langfristigen Versorgungssicherheit für alle Mitgliedstaaten zu schaffen und die Ableitung weiterer Maßnahmen bzw. Beurteilung der potenziellen Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen möglich zu machen. Im Rahmen der Strommarktdesign-Reform wurde eine mögliche Anpassung der ERAA-Methode angedeutet. Die E-Control ist auch hier im stetigen Austausch mit ACER und allen relevanten Stakeholdern.

Das erforderliche Maß der sicheren Stromversorgung wird über den Zuverlässigkeitsstandard ausgedrückt. Dieser dient zur Einordnung der resultierenden Versorgungssicherheitsindikatoren aus den europäischen oder nationalen Berechnungen und zur Beurteilung, ob weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, wie z.B. Kapazitätsmechanismen, notwendig sind.

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Gemäß Artikel 25 der EU-Stromverordnung wird der Zuverlässigkeitsstandard vom Mitgliedstaat auf Vorschlag der Regulierungsbehörde festgelegt. Der Vorschlag der Regulierungsbehörde ist anhand des ökonomischen Wertes zur Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load, VoLL) und der Kosten des günstigsten Marktzutritts zur Sicherstellung von zusätzlichen Kapazitäten (Cost of New Entry, CoNE) zu bestimmen. Die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards sowie die Bestimmung von VoLL und CoNE sind gemäß der von ACER genehmigten Methode durchzuführen. Hierfür gab die E-Control 2024 zwei Projekte in Auftrag, die auch erfolgreich umgesetzt wurden. Das Marktforschungsunternehmen MARKET wurde von der E-Control beauftragt, Umfragen zur Erhebung der Zahlungsbereitschaft unterschiedlicher Kund:innenengruppen durchzuführen. Basierend auf diesen Erhebungsergebnissen leitete die E-Control den single-VoLL für die Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards ab. Das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz ermittelte im Auftrag der E-Control die Cost of New Entry (CoNE) auf Basis der Vorgaben der ACER-Methode für Österreich. Über ein Kosten-Nutzen-Gleichgewicht zwischen dem ermittelten CoNE-Wert für zusätzliche Kapazitäten und dem Nutzen zu Vermeidung von Stromunterbrechungen (gemessen am single-VoLL) leitete die E-Control den Zuverlässigkeitsstandard ab. Die Ergebnisse der zwei Studien sowie die von der E-Control umgesetzte Vorgehensweise zur Ermittlung des Zuverlässigkeitsstandards werden im Laufe des ersten Quartals 2025 veröffentlicht.

3.4.3 MASSNAHMEN FÜR DIE GASVERSORGUNGSSICHERHEIT

Im ersten Halbjahr 2024 wurde im Auftrag des BMK eine gemeinsame Studie mit der Österreichischen Energieagentur zu Szenarien der österreichischen

Annahmen zu Szenarien der österreichischen Gasversorgung

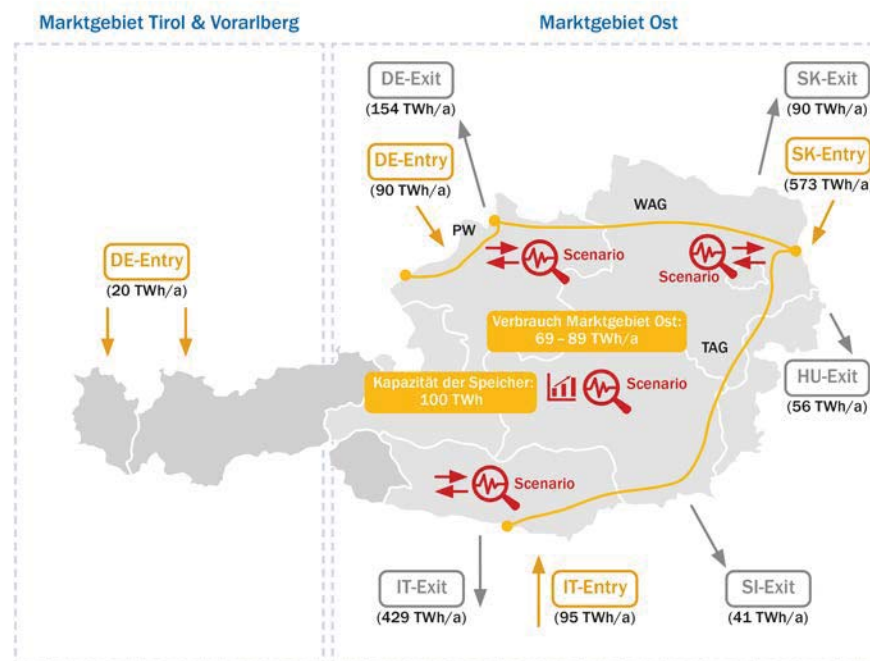


Abbildung 31

Quelle: E-Control; Stand: Oktober 2024

Gasversorgung erarbeitet. Die E-Control entwickelte und berechnete Szenarien für den Ausfall der russischen Gaslieferungen über die Ukraine-Route. Basierend auf den Entry- und Exit-Kapazitäten an den österreichischen Grenzübergabepunkten mit Deutschland, Italien, Slowenien, Ungarn und der Slowakei wurden unterschiedliche Versorgungsszenarien über zwei Perioden simuliert. Dabei wurden einerseits die Kapazitätsauslastung der Grenzübergabepunkte (Importmengen) und die Transitmengen (z.B. nach Italien und in die Slowakei) modelliert und andererseits Szenarien zur Gasnachfrage abgeschätzt (siehe Abbildung 31).

Die Ergebnisse der [Szenarioanalyse](#) wurden im Juni 2024 vom BMK veröffentlicht. Sie geben Grund zur Annahme, dass nicht zuletzt aufgrund der gut gefüllten Speicher der Ausfall russischer Gaslieferungen über die Ukraine durch Importe aus Deutschland und Italien kompensiert werden kann. Auch bei einer höheren Gasnachfrage als 2024 könnten die Speicher bis zu Beginn der Heizperiode 2025/26 wieder bis nahezu 90% befüllt werden.

Die Szenarien zeigen, dass der Verbrauch in den Wintermonaten der maßgebliche Hebel ist, und für diesen ist vor allem die Temperaturentwicklung in den Wintermonaten ausschlaggebend. Nach den zwei vergangenen, überdurchschnittlich milden Wintern wird daher in den Szenarien auch mit einem „kalten Winter“ und einem „sehr kalten Winter“ gerechnet. Bei starken Verbrauchssteigerungen („sehr kalter Winter“) und erhöhten Exporten in die Nachbarländer wären zwar für den Winter 2024/25 keine Versorgungsengpässe zu erwarten, jedoch würde der Speicherstand zum Ende der Heizperiode 2024/25 deutlich absinken. Dadurch

könnten bei anhaltend hoher Nachfrage und erhöhten Exporten die Speicher bis zu Beginn der Heizperiode 2025/26 nur mehr bis weniger als 60% gefüllt werden. Am Ende der Heizperiode 2025/26 könnte dann der Speicherstand so weit sinken, dass auch die Aktivierung der strategischen Gasreserve nicht ausgeschlossen werden kann. Dieses Extremszenario wird aber als nicht sehr wahrscheinlich erachtet, da im Fall einer Verknappung der Gasverfügbarkeit von Preissteigerungen ausgegangen werden muss. Diese Preissteigerungen wirken ihrerseits dämpfend auf die Nachfrage. Somit ist es nicht sehr wahrscheinlich, dass angesichts höherer Preise die Gasnachfrage über zwei Perioden hindurch auf einem hohen Niveau verharrt.

Da die inländische Gasnachfrage bei Ausfall russischer Gaslieferungen einen wesentlichen Hebel für die Versorgungssicherheit darstellt, ist es weiterhin wichtig, die bisherige Verbrauchsreduktion nicht nur beizubehalten, sondern den Gasverbrauch konsequent weiter zu reduzieren.

3.4.3.1 Monitoring der Versorgungslage

Um eine sichere Gasversorgung zu gewährleisten, sind entsprechendes Datenmaterial und Informationen erforderlich. Nur so kann beurteilt werden, ob im Falle einer erheblichen Störung der Energieversorgung Österreichs Energielenkungsmaßnahmen getroffen werden sollen und welche Auswirkungen sie hätten. Daher haben die Marktteilnehmer der Regulierungsbehörde regelmäßig ausführliche Informationen zu Kapazitätsnutzung, Gaskund:innen, Versorgungsdeckung und vieles mehr zu melden. Diese Erhebungen erfolgen gemäß der Gasstatistik-Verordnung, der Gas-Monitoring-Verordnung und nicht zuletzt der

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017. Letztere wurde im Herbst 2023 novelliert und mit Konkretisierungen und Erweiterungen der Datenerhebungen von Versorgern, Netzbetreibern, Großabnehmern, Speicherkunden und Speicherunternehmen versehen. Diese zusätzlichen Datenerhebungen spiegeln geänderte Bestimmungen des Energielenkungsgesetzes wider und sind notwendig, um dessen neu eingeführte Bestimmungen sowie Vorbereitungsmaßnahmen für den Krisenfall umsetzen zu können.

Die E-Control erstellt aus den erhobenen Daten außerdem jährlich einen [Bericht zur Versorgungssicherheit Österreichs im Gasbereich](#). Dafür werden nicht nur Energielenkungsdaten herangezogen, sondern auch historische Daten des Markt- und Verteilergebietsmanagers, der Statistik und des Monitorings der E-Control sowie der nationale Präventionsplan, die Netzausbaupläne und Daten der ENTSO-G.

Der Bericht gibt einen Einblick in die Versorgungslage (Aufbringung und Verbrauch), in den Verfügungsgrad der Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) und in die Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung im Jahr 2023 und der Winterperiode 2023/24. Außerdem enthält der Bericht Szenariobetrachtungen zur Versorgung Österreichs in der Winterperiode 2024/25, ohne russisches Gas, das über die Ukraine nach Österreich transportiert wird.

Im Ergebnis zeigt der Bericht, dass Österreichs Gasversorgung gesichert war und noch immer ist. Im Kalenderjahr 2023 und während der Winterperiode 2023/24 konnte der reduzierte Gasverbrauch der Endkund:innen trotz weiter

gesunkener Gaslieferungen gedeckt werden. Die Preise waren entsprechend stabil, allerdings auf hohem Niveau.

3.4.3.2 *Erweiterte Erhebung für den Versorgungsstandard im Gasmarkt*

Die E-Control prüft jährlich die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß EU-Gasversorgungssicherheitsverordnung. Die europäische Vorgabe ist national in § 121 Abs 5 GWG 2011 abgebildet, spezifiziert und mit dem neuen § 121 Abs 5a GWG 2011 noch erweitert.

Der Versorgungsstandard soll sicherstellen, dass österreichische Versorger von geschützten Kund:innen ausreichende Gasmengen in Speichern vorhalten, um mit extremen Temperaturen, einer außergewöhnlich hohen Gasnachfrage oder dem Ausfall der größten Gasinfrastruktur zurechtzukommen. Um den Standard zu erfüllen, muss die Versorgung in jedem der nunmehr vier folgenden Szenarien sichergestellt sein:

- a. extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- b. eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt;
- c. für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen und
- d. für einen Zeitraum von 45 Tagen unter durchschnittlichen Winterbedingungen, sofern nicht nachgewiesen werden kann, dass die entsprechenden Gasmengen ihren Ursprung nicht in Russland haben.

Die jeweiligen Mengen je Versorger werden von den Netzbetreibern an den Markt- und Verteilergiebtsmanager gemeldet, geprüft und gesammelt an E-Control übermittelt. Während die Erfüllung der Szenarien a und b mittels bilateralen Verträgen und Speicherverträgen sowie Börsengeschäften nachgewiesen werden kann, sind für die Erfüllung der Szenarien c und d ausschließlich Speicherverträge zulässig, wobei der entsprechende Nachweis auch durch den Vorlieferanten erfolgen kann.

Die Überprüfung des Versorgungsstandards für die Winterperiode 2024/25 ergab, dass fast alle Versorger die Anforderungen zur Gänze erfüllen. In Summe werden die Vorgabewerte für geschützte Kund:innen in Österreich sogar übererfüllt.

3.4.3.3 Versorgungssicherheitskonzept

Seit Mitte 2024 müssen größere Versorger (>20.000 Zählpunkte oder Abgabemenge von mehr als 300 GWh/Jahr) Konzepte zur Vorbereitung des unmittelbaren Ausfalls ihrer größten einzelnen Bezugsquelle und zur Reduktion des Anteils von russischen Gasmengen erstellen. Diese sind jährlich zum Stichtag 1. Oktober an die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Im Oktober 2024 führte die E-Control zum ersten Mal die entsprechende Erhebung durch. Die Auswertung der von den Versorgern gelieferten Daten und Versorgungssicherheitskonzepte zeigt, dass die in Österreich tätigen Gasversorger auf den Ausfall ihrer größten Bezugsquelle vorbereitet sind. Für die Mehrheit der meldepflichtigen Versorger ist die Gasbörse die wichtigste Bezugsquelle. Bei Gasbörsen wird im Normalfall davon ausgegangen, dass diese ausfallsicher sind. Bei der Gasbeschaffung

über bilaterale Geschäfte zeigt sich, dass die Versorger über mehrere verschiedene, meist internationale, Vertragspartner verfügen. Dadurch können bei Ausfall eines Handelspartners Gasmengen bei anderen Handelspartnern nach- bzw. ersatzbeschafft werden. Darüber hinaus können die Versorger bei Ausfall eines bilateralen Handelspartners auch eine Ersatzbeschaffung an der Börse vornehmen.

Bei den Maßnahmen zur Reduktion des Anteils von russischen Gasmengen gehen die Versorger im Marktgebiet Ost den Weg, über bilaterale Geschäfte Gas aus bekannter und nicht-russischer Herkunft zu beschaffen und damit Gas unbekannter Herkunft zu ersetzen. Außer der OMV Gas Marketing & Trading GmbH, als Vertragspartner für die Gazprom-Verträge, hatte kein weiterer österreichischer Versorger Verträge über die Lieferung von russischem Gas.

Die Versorger in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg, die über das deutsche Marktgebiet THE versorgt werden, beschaffen die Gasmengen in der Regel fast ausschließlich im deutschen Marktgebiet. Da nach der Zerstörung der Nord Stream Pipeline seit dem vierten Quartal 2022 kein russisches Gas mehr nach Deutschland geliefert wird, sind im Marktgebiet Deutschland beschaffte Mengen als nicht-russische Mengen einzuordnen.

Die Versorgungssicherheitskonzepte zeigen, dass die österreichischen Versorger sich des Ausfallsrisikos ihrer größten Bezugsquelle bewusst sind und dieses Risiko entsprechend managen. Die Konzepte zeigen auch, dass die Versorger Maßnahmen umgesetzt haben oder planen, um Gas unbekannter Herkunft

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

(und damit auch potenziell Gas aus russischer Herkunft) durch Lieferungen mit nachweisbarer, nicht-russischer Herkunft zu ersetzen.

3.4.3.4 Verlängerung der strategischen Reserve

Im Jahr 2022 wurde von der Bundesregierung die Einführung einer strategischen Gasreserve beschlossen. Diese umfasst eine Gasmenge von 20 TWh, welche in österreichischen Speichieranlagen vorgehalten wird und ausschließlich per Verordnung von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie freigegeben werden kann.

Ursprünglich war die Vorhaltung der Gasmengen im Rahmen der strategischen Gasreserve bis zum 30. September 2025 begrenzt. Allerdings hat die Bundesregierung die Regelung mittlerweile bis 1. April 2027 verlängert. Die strategische Gasreserve garantiert somit die Gasversorgung geschützter Kund:innen bis zum Ende des Winterhalbjahres 2026/27.

3.4.3.5 Anschluss Speicher Haidach an Netzebene 1

Die Erdgaslagerstätte Haidach liegt in Straßwalchen in Oberösterreich und ist mit einem Speichervolumen von rund 33 TWh die größte Erdgaslagerstätte Österreichs und die zweitgrößte Mitteleuropas. Der Erdgasspeicher wurde bei seiner Errichtung über eine Direktleitung an das deutsche Marktgebiet angeschlossen, eine Bewirtschaftung des österreichischen Gasnetzes war daher ursprünglich nur über Deutschland möglich. Die Gaskrise im Jänner 2009 zeigte die Schwächen dieser Situation auf, da man auf unverbindliche Lieferungen ohne Rechtssicherheit angewiesen war. Eine europäische Regelung für die

Versorgungssicherheit im Gasbereich gab es zu diesem Zeitpunkt noch nicht. Auch eine allenfalls notwendige Druckunterstützung für die Westschiene war nicht gegeben.

Daher wurde im Rahmen der langfristigen Planung das Projekt 2011/05 entwickelt, welches den Anschluss an die neu errichtete Westschiene im Verteilernetz, auf Ebene 1, vorsah. Marktregeländerungen und schlechtere wirtschaftliche Bedingungen führten immer wieder zu Verschiebungen des Projekts. Die E-Control verwies immer wieder auf die Notwendigkeit des direkten Anschlusses an das Verteilernetz, um im Bedarfsfall österreichische Kund:innen versorgen zu können. Um die Umsetzung voranzutreiben, nahm die E-Control in ihren Genehmigungsbescheid für die langfristige Planung 2018 und 2019 eine Auflage auf, die die Anbindung des Speichers vorsah.

Zuletzt nahm der Gesetzgeber in § 170 GWG 2011 eine Anschlussverpflichtung des Erdgasspeichers Haidach an das Verteilernetz auf. Die E-Control begleitete diese Umsetzungsverpflichtung durch ein engmaschiges Monitoring. Im Sommer 2024 wurde das Projekt mit der Anbindung an das Verteilernetz erfolgreich abgeschlossen.

3.4.3.6 Vorbereitung von Energielenkungsmaßnahmen

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 ist die E-Control für die Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall vorzusehenden Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung verantwortlich. Allfällige Energielenkungsmaßnahmen werden bei Bedarf durch die Erdgas-Energielenkungsmaßnahmen-

Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen Gas



Abbildung 32

Quelle: E-Control

Verordnung von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erlassen. In Krisenfällen werden von der E-Control, in Zusammenarbeit mit dem BMK und in Abstimmung mit dem Markt- und Verteilergiebtsmanager, alle erforderlichen Maßnahmen gesetzt, um die Versorgung von Österreichs Endkund:innen bestmöglich zu gewährleisten

(siehe Abbildung 32). Die Regulierungsbehörde hat ein Tool entwickelt, um die Aufbringung und den Verbrauch von Gas in Österreich mit definierten Szenarien in einem bestimmten Betrachtungszeitraum abzubilden, womit eine fundierte Entscheidung über potenzielle Einschränkungen möglich ist.

3.4.3.7 Europäische Zusammenarbeit und Prävention

Die Koordinierungsgruppe Erdgas berät die Europäische Kommission bei der Koordination von Maßnahmen zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit im Falle eines unionsweiten oder regionalen Notfalls. Sie ist auch das wichtigste Gremium, das von der Europäischen Kommission im Zusammenhang mit der Erstellung der nationalen und regionalen Präventionspläne und der Notfallpläne konsultiert wird. Die Koordinierungsgruppe überwacht die Entsprechung und Angemessenheit der Maßnahmen im Rahmen der EU-Gasversorgungssicherheitsverordnung und dient dem Austausch aller für die Sicherheit der Erdgasversorgung auf nationaler, regionaler und Unionsebene relevanten Informationen.

In der Koordinierungsgruppe Erdgas sind die Mitgliedstaaten und die Europäische Kommission vertreten. In regelmäßigen Sitzungen werden die aktuellen Entwicklungen im Energie- und speziell im Gasbereich erörtert und zukünftige Auswirkungen und Regeländerungen werden diskutiert. Manchen dieser Sitzungen können auch andere Institutionen und Verbände beiwohnen, um sich inhaltlich auszutauschen.

” PREIS- ENTWICKLUNGEN “

*Nachwirkungen der Krise und Anzeichen
der Energiewende maßgeblich*

4 PREISENTWICKLUNGEN

Die gemäßigten Strompreise ab Jahresbeginn gingen gegen Ende 2024 in einen deutlichen Preisanstieg über, wobei die Großhandelspreise im Schnitt trotzdem deutlich niedriger waren als im Vorjahr. Bemerkenswert war, dass es 2024 von März bis Juli einen negativen Day-ahead-Spread zwischen Österreich und Deutschland gab, die Strompreise in Deutschland also höher waren als in Österreich. Außerdem führte der starke Zubau an Photovoltaikanlagen dazu, dass insbesondere in den Sommermonaten um die Mittagszeit immer wieder negative Preise auftraten.

Im Gasgroßhandel waren weiterhin die geopolitischen Entwicklungen maßgeblich, wobei ein deutlicher Preistrückgang gegenüber 2023 verzeichnet wurde. Preise für Importe aus Deutschland waren mit der Gasspeicherumlage belegt, die allerdings mit 1. Jänner 2025 wieder abgeschafft wurde.

Die Haushaltsmärkte kehrten langsam wieder zu einer Dynamik zurück, wie sie vor der Krise 2022/23 üblich war. Eine vertiefende Untersuchung der besonderen Vorkommnisse während dieser Zeit gemeinsam mit der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) mündete allerdings in interessanten Erkenntnissen und auch Empfehlungen zur Verbesserung der Krisenfestigkeit.

4.1 Großhandelspreise Strom

Der österreichische Stromgroßhandel war zu Beginn des Jahres 2024 von solidem Angebot und milden Temperaturen geprägt. Infolgedessen fiel im

börslichen Spothandel der mittlere Day-ahead-Preis von 81,3 EUR/MWh im Jänner auf 65,8 EUR/MWh im Februar (siehe Abbildung 33). Niedrige Brennstoffpreise und der klassische Saisoneffekt zunehmender Wasserkraftpotenziale im Laufe des Frühjahrs bewirkten weitere Preistrückgänge. Die unterjährige Preissole im Spothandel wurde schließlich im April bei einem mittleren Day-ahead-Preis von 58,7 EUR/MWh erreicht.

In den Folgemonaten etablierte sich ein moderates Preisniveau mit leichten Schwankungen um etwa 65 EUR/MWh. In dieser Phase eröffnete die insgesamt überdurchschnittliche Erzeugungsbasis marktliche Exportmöglichkeiten im grenzüberschreitenden Stromhandel (Marktkopplung). Diese Marktlage hatte auch veränderte Preisrelationen zwischen dem österreichischen und deutschen Marktgebiet zur Folge. Erstmals seit der Auftrennung der gemeinsamen Gebotszone zwischen Österreich und Deutschland im Oktober 2018 waren Stromlieferungen in Österreich in mehreren aufeinanderfolgenden Monaten günstiger als jene nach Deutschland. Von März bis Juli 2024 bestand dementsprechend ein negativer Day-ahead-Spread zwischen Österreich und Deutschland (siehe Abbildung 33).

Eine marktliche Trendwende vollzog sich ab Mitte August. Eine Mischung aus hoher Stromnachfrage in Südeuropa durch starke Hitze, rückläufiges Wasserkraftpotenzial in Österreich durch anhaltende Trockenheit und bullische Entwicklungen im Gasgroßhandel führten zu spürbaren Anpassungseffekten. Im August kam es zu einem sprunghaften Anstieg auf durchschnittlich 85,1 EUR/MWh. Das Wiedererstarren der Stromerzeugung aus Wasserkraft im September

4 PREISENTWICKLUNGEN

Preise im österreichischen Großhandel



Abbildung 33 Quelle: EPEX Spot SE, EXAA, NordPool, EEX, eigene Berechnung
Stand: Jänner 2025

trat zunächst wieder als Abschwung der Preise auf, im Oktober entfaltete sich witterungsbedingt lediglich geringer Preisauftrieb. Ein weiterer sprunghafter und erheblicher Preisanstieg erfolgte im Zuge des Kälteeinbruchs Anfang November, welcher mit Nachfragesteigerungen einherging. Gleichzeitige angebotsseitige Einschränkungen der Laufwasserkraft und längere Phasen geringer

Erzeugung sonstiger erneuerbarer Stromerzeugung bewirkten, dass thermische Kraftwerke vermehrt eingesetzt wurden und somit Stromgroßhandelspreise in Abhängigkeit zu Kraftwerkseffizienz, Gas- und CO₂-Preisen entstanden. Auch der flexible Einsatz von Speicherkraftwerken und entsprechende Opportunitätskostenbewertungen waren in der vorherrschenden Marktsituation für die Preisbildung relevant. All diese Effekte führten zu einem erheblichen Anstieg des Spotpreinsniveaus auf durchschnittlich 130,8 EUR/MWh im November bzw. 129,7 EUR/MWh im Dezember.

Trotz dieser Entwicklungen am Jahresende waren die börslichen Großhandelspreise im Gesamtjahr 2024 deutlich niedriger als im Vorjahr. Während im Day-ahead-Markt eine Bandstromlieferung in das österreichische Marktgebiet im Jahr 2023 noch 102 EUR/MWh kostete, lagen die Kosten im Jahr 2024 bei 81,5 EUR/MWh. Dennoch verdeutlichten die zuletzt hohen Preise, dass im Stromgroßhandel in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung weiterhin Abhängigkeiten zu Brennstoffpreisen bestehen, welche zusätzliche Unsicherheiten und Volatilitäten induzieren.

Neben der Entwicklung des Preisniveaus sind auch strukturelle Entwicklungen im Stundenprofil hervorzuheben (siehe Abbildung 34). Der voranschreitende Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, allen voran der starke Zubau der Photovoltaik, führte zu einer deutlich stärkeren Häufung negativer Preise, welche in Zeiten von Stromüberschüssen auftreten. Vorrangig im Sommerhalbjahr um die Mittagsstunden bei hoher PV-Einspeisung und an Wochenenden bzw. Feiertagen mit entsprechend geringer Stromnachfrage waren negative Preise

Stundenprofil der Day-ahead-Preise 2024

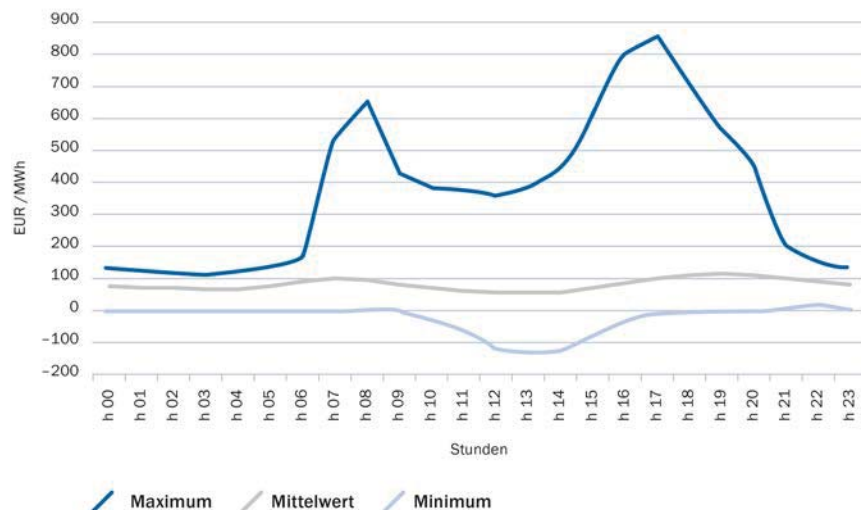


Abbildung 34

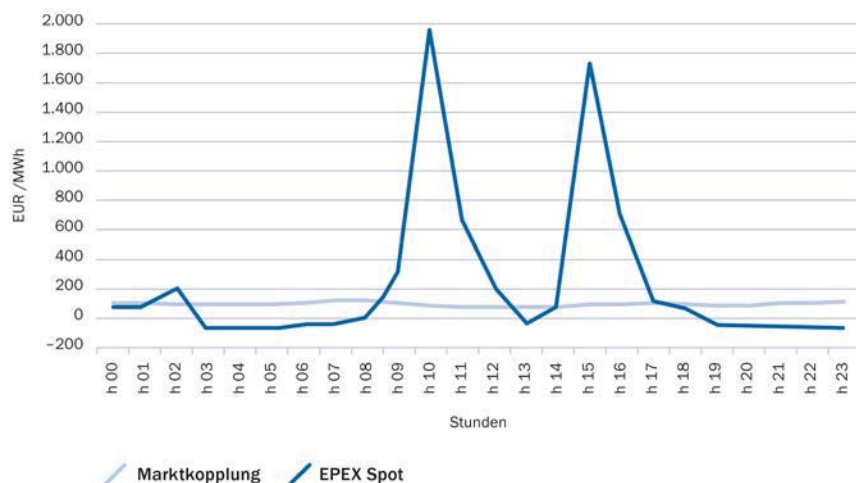
Quelle: EPEX Spot SE, EXAA, NordPool, eigene Berechnung
Stand: Jänner 2025

keine Seltenheit. Eine ausgeprägte Phase negativer Preise ereignete sich am 28. April 2024, als die Day-ahead-Preise in zehn aufeinanderfolgenden Stunden negativ waren und in der Lieferstunde 12 ein Preis von -117,7 EUR/MWh erreicht wurde. Das Preisminimum in der Höhe von -126,4 EUR/MWh trat am 12. Mai 2024 um 14 Uhr auf.

Demgegenüber kam es im Jahr 2024 auch zu erheblichen Preisspitzen, die im vierten Quartal während der Nachfragespitzen am Morgen und am Abend bei gleichzeitig geringer Erneuerbarer-Erzeugung besonders stark ausgeprägt waren. In einzelnen Stunden wurden im Rahmen der europäischen Marktkopplung Day-ahead-Preise über 600 EUR/MWh für das österreichische Marktgebiet ermittelt. Diese ausgeprägten preislichen Disparitäten zeigen die aktuellen Marktchancen für angebots- und nachfrageseitige Flexibilitäten, welche für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind.

Ein besonderes Ereignis im europäischen Stromgroßhandel ereignete sich zudem am 25. Juni 2024. In der für den Spothandel besonders relevanten grenzüberschreitenden Day-ahead-Marktkopplungsauktion, die täglich um 12 Uhr stattfindet, kam es zu einer partiellen Entkopplung für den Liefertag 26. Juni 2024. Aufgrund technischer Probleme konnten Mitglieder der Pariser Strombörse EPEX Spot nicht oder nur eingeschränkt an der Marktkopplungsauktion teilnehmen. Es musste folglich ein Marktkopplungsergebnis ohne Gebote der EPEX Spot ermittelt werden. Aufgrund dieser Entkopplung vom grenzüberschreitenden Handel führte die EPEX Spot eigene Auktionen für die einzelnen Marktgebiete durch. Für Stromlieferungen am 26. Juni 2024 existierten somit zwei verschiedene Marktergebnisse für die Auktion um 12 Uhr (siehe Abbildung 35). Diese isolierte Marktlösung der EPEX Spot wies für das österreichische Marktgebiet außergewöhnliche Preisschwankungen auf. Einerseits wurden zwei Stunden mit Preisspitzen von 1.966 EUR/MWh in Lieferstunde 10 bzw. 1.733 EUR/MWh in Lieferstunde 15 ermittelt, andererseits wurden in insgesamt zehn Stunden dieses Tages negative Preise bestimmt. Im Vergleich dazu führte

4 PREISENTWICKLUNGEN

**Partial Decoupling im Day-ahead-Markt:
zwei unterschiedliche Marktergebnisse****Abbildung 35**

Quelle: EPEX Spot SE, EXAA, NordPool
Stand: Juni 2024

die Marktlösung der Marktkopplungsauktion der übrigen Börsen zu moderaten Preisen zwischen 73 EUR/MWh und 110 EUR/MWh. Die Geschehnisse und Ergebnisse rund um dieses außergewöhnliche Ereignis lassen erahnen, wie wichtig Liquidität und grenzüberschreitender Handel für das Zustandekommen effizienter Börsenpreise sind.

Die Abschlüsse des Terminhandels geben einen Einblick in die zukünftigen Preis-erwartungen der Händler. Das ganze Jahr über zeigte sich im Terminhandel eine starke Abhängigkeit zu den bereits diskutierten Entwicklungen am Spotmarkt. Terminmarktkontrakte wurden im Zuge des Preissprungs im Spothandel zu Jahresende ebenfalls nach oben angepasst. Während der börsliche Stromfu-ture für das Gesamtjahr 2025 (Year-ahead) im Jahresverlauf bereits auf unter 80 EUR/MWh fiel, erreichten die Abschlüsse ab November ein Niveau bei knapp 100 EUR/MWh (siehe Abbildung 33). Die Marktakteure gingen somit zuletzt von einem steigendem Preistrend aus.

4.2 Großhandelspreise Gas

Die Großhandelspreise im Gasmarkt wurden im Jahr 2024 maßgeblich durch geopolitische Spannungen im Nahen Osten und Entwicklungen im Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine sowie den mit Ende 2024 auslaufenden Gastransitvertrag geprägt. Nachdem 2022 durch ein außergewöhnlich hohes Preisniveau gekennzeichnet war, sanken die Durchschnittspreise für das Day-ahead-Produkt am österreichischen Gashub CEGH (OTC) im Jahr 2023 um 67% gegenüber 2022 und jene im Jahr 2024 um 15% im Vergleich zum Vorjahr.

Der niedrigste Preis für das Day-ahead-Produkt (OTC) für den Lieferort Österreich (CEGH) lag mit 23,94 EUR/MWh am 22. Februar vor. Danach be-fanden sich die Preise in einem Aufwärtstrend. Der Höchstpreis wurde mit

50,93 EUR/MWh am 3. Dezember erreicht. Die gestiegene Heiznachfrage und der Gasbedarf für die Stromerzeugung führten zu steigenden Preisen auf den europäischen Gasmärkten.

Mögliche Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine auf die Gaslieferung beeinflussten auch 2024 die Dynamik an den europäischen Gasmärkten. So lag der Fokus bereits das ganze Jahr über auf dem mit dem Jahreswechsel auslaufenden Transitvertrag, auf dem die Durchleitung von Gas aus Russland durch die Ukraine fußte.

Einen Vorgeschmack auf einen möglichen Wegfall der Gasflüsse aus Russland durch die Ukraine an Österreich gab es mit Aussetzen der Gaslieferungen des Gazprom-Konzerns an die OMV ab 16. November 2024. Hintergrund des Lieferstopps war eine Entwicklung im Rechtsstreit zwischen der OMV und dem Gazprom-Konzern, wonach ein Schiedsgericht der OMV Schadensersatzzahlungen wegen Lieferunterbrechungen seitens Gazprom im Jahr 2022 zugesprochen hatte. Nachdem die OMV angekündigt hatte, ihre Forderung mit Lieferungen von Gazprom aufzurechnen und zum nächsten regulären Termin nichts zu zahlen, wurde die Gaslieferung an die OMV gestoppt. Die Reaktion der Gasmärkte auf diesen Stopp fiel vergleichsweise gering aus.

Die Preise für das österreichische Marktgebiet (CEGH) verliefen auch im Jahr 2024 weitestgehend im Gleichklang mit dem liquidesten Hub in Europa, dem TTF in den Niederlanden, und dem deutschen Marktgebiet THE (siehe Abbildung 36). So musste für die Lieferung an den CEGH ein durchschnittlicher Preisaufschlag

von 1,25 EUR/MWh zum TTF und 1,02 EUR/MWh zum THE gezahlt werden. Verglichen mit dem Vorjahr stellt dies eine Reduktion von 1,07% (CEGH-TTF) und eine Erhöhung von 25,98% (CEGH-THE) dar. Die österreichischen Importe aus Deutschland wurden in der zweiten Jahreshälfte verstärkt durch die Erhöhung der Gasspeicherumlage beeinflusst. Diese wurde zum 1. Juli von 1,86 EUR/MWh auf 2,50 EUR/MWh erhöht. Bis zum Ende der Gasspeicherumlage per 1. Jänner 2025 beeinflusste dies die Kosten für Gas, welches von Deutschland nach Österreich exportiert wurde.

Generell ist festzuhalten, dass der schrittweise Wegfall russischer Gaslieferungen über die Ukraine das Preisniveau innerhalb der gesamten EU beeinflusst. Dies ist nicht deshalb der Fall, weil diese Lieferungen besonders günstig wären, sondern weil dadurch geringere Mengen auf dem europäischen Markt vorhanden sind, sodass zusätzliche LNG-Lieferungen eingekauft werden müssen. Frühere Preisdifferenzen der russischen Lieferungen wurden dadurch hervorgerufen, dass diese nicht an europäische Gaspreise, sondern an andere Preise (Kohle und vor allem Erdöl) gekoppelt waren. Dadurch gab es Zeiten, zu denen diese besonders günstig, aber auch zu anderen Zeiten besonders teuer waren. Nach der Finanzkrise 2008/09 waren die Erdölpreise und damit die Gaspreise dieser Verträge sehr hoch, was die EU-Kommission veranlasste, das Ausmaß der Erdölpreisbindung in einem Kartellverfahren zu hinterfragen. Schlussendlich wurden seither die Import-Preise größtenteils an europäische Gaspreise gebunden.

Das Year-ahead-Produkt (Lieferort CEGH) für die Gaslieferung im Kalenderjahr 2025 wurde im 4. Quartal durchschnittlich zu einem Preis von 43,76 EUR/MWh

4 PRESENTWICKLUNGEN

Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel

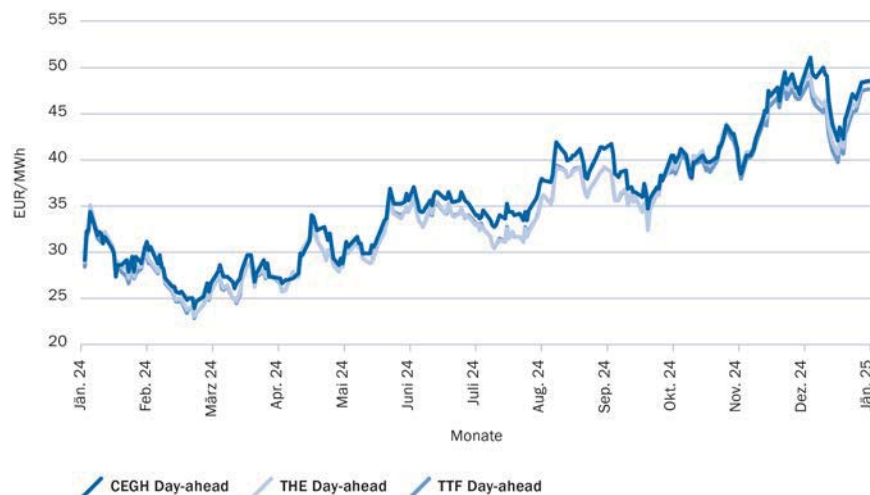


Abbildung 36

Quelle: ICIS Heren; Stand: 31. Dezember 2024

gehandelt (siehe Abbildung 37). Mit 38,6 EUR/MWh lag der Durchschnittspreis für die Lieferung im Kalenderjahr 2025 rund 28% niedriger als für das Year-ahead-Produkt im Handelszeitraum des Jahres 2023 (mit Lieferzeitraum 2024). Die Lieferung im 1. Quartal 2025 wurde während der Handelsperiode viertes Quartal 2024 durchschnittlich zu einem Preis von 43,79 EUR/MWh gehandelt.

Langfristige Gaspreise für Lieferort Österreich



Abbildung 37

Quelle: EEX, eigene Berechnungen; Stand: 31. Dezember 2024

Die österreichischen Gasspeicher waren nach dem Ende der Heizperiode 2023/24 noch immer zu mehr als 70% gefüllt. Trotz gut gefüllter Gasspeicher und eingeschränkter Gasnachfrage wurden die europäischen Gaspreise während der Sommermonate durch die hohe LNG-Nachfrage auf den asiatischen Märkten beeinflusst. So war der East-Asian-Index (EAX)

Entwicklung langfristiger Preise für LNG per EAX, NEX und IBX sowie am TTF

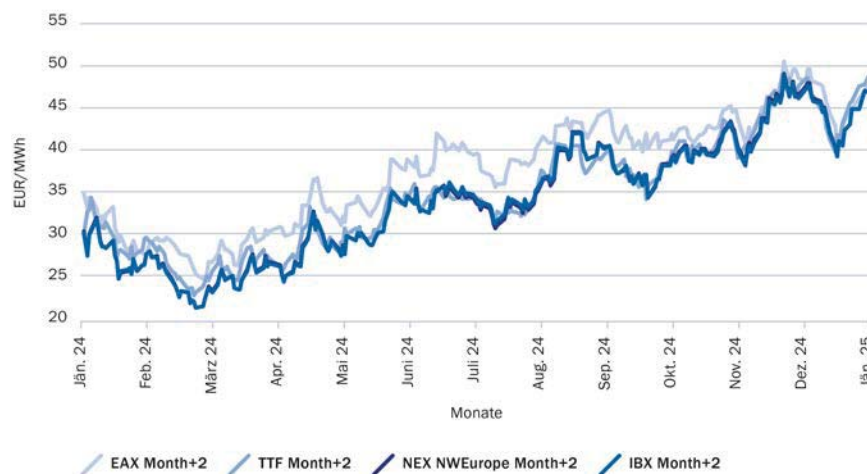


Abbildung 38

Quelle: ICIS Heren; Stand: 31. Dezember 2024

seit Februar 2024 stets höher als der Preis am niederländischen TTF, welcher als Referenzpreis für den europäischen Markt dient. Im Oktober und November sank die Preisdifferenz zwischen den beiden Referenzpreisen. Erstmals seit Februar 2024 lag der TTF-Referenzpreis im vierten Quartal auch wieder höher als der EAX. Dies führte bereits zur Umleitung flexibler

Entwicklung langfristiger Gas-, CO₂-, Öl- und Kohlepreise

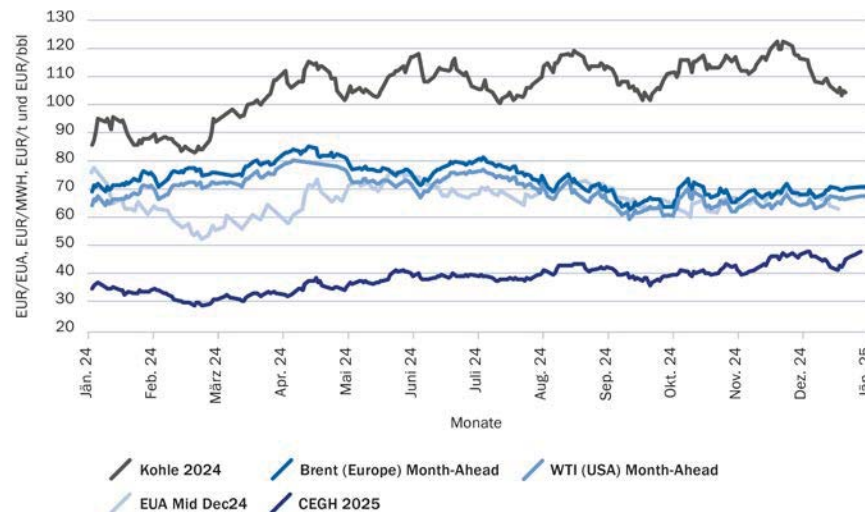


Abbildung 39

Quelle: ICIS Heren, ICE, CME, EEX; Stand: 31. Dezember 2024

LNG-Schiffe, welche aufgrund von attraktiven Preisen nun Zielhäfen in Europa ansteuern (siehe Abbildung 38).

Die Kohlepreise (Rotterdam) sanken im Handelsjahr 2024 um 9% verglichen zum Vorjahr. Im Durchschnitt lag der Preis für die Lieferung im Kalenderjahr

4 PREISENTWICKLUNGEN

2025 (Year-ahead) bei 106,08 EUR/t (siehe Abbildung 39). Der Kohlepreis für das Year-ahead-Produkt erreichte am 18. November 2024 mit 122,03 €/t den Höchstwert des Jahres.

Die Preise für die Rohölsorte Brent lagen im Jahr 2024 auf einem vergleichbaren Niveau wie im Vorjahr. Der Month-ahead-Preis lag im Jahresdurchschnitt bei 73,64 EUR/barrel und somit 3% niedriger als im Handelsjahr 2023. Der Maximalpreis für dieses Produkt wurde am 12. April 2024 mit 84,91 EUR/barrel erreicht.

Verursacher von Emissionen, beispielsweise Stromerzeuger oder die energieintensive Industrie, mussten im Jahr 2024 durchschnittlich 66,51 EUR/t CO₂ und folglich um 22% weniger als im Vorjahr zahlen. Der Höchstpreis im Handelsjahr lag bei 77,35 EUR/t und wurde am 3. Jänner für das Produkt Mid-December 2024 erreicht.

4.3 Haushaltmarkt

Während die Strom- und Gaspreise auf den Großhandelsmärkten sich langsam erholten, befanden sich die Haushaltspreise für Strom noch bis Mitte 2023 und jene für Gas sogar noch bis Jänner 2024 in einer Mehrkostenphase, d.h. neue Verträge waren teurer als Bestandsverträge. Erst danach waren durch einen Versorgerwechsel wieder Ersparnisse zu lukrieren.

Eine vertiefende Untersuchung der Gas- und Strommärkte für Haushalte durch die E-Control und die Bundeswettbewerbsbehörde lieferte interessante Erkenntnisse, Hinweise für weitere Untersuchungen und einige konkrete Empfehlungen zur Verbesserung der Wettbewerbssituation.

4.3.1 HAUSHALTSPREISE FÜR STROM UND GAS

Während die langjährigen Energiepreise (also ohne Steuern und Abgaben oder Netzkosten) für Strom bei circa 8 Cent/kWh und für Gas bei 3 Cent/kWh lagen, stiegen die Energiepreise für neu abzuschließende Strom-Verträge mit Juli 2021 bzw. bei Gas im Herbst 2021 erstmals deutlich. Die Preise des gemittelten Hauptproduktes verteuerten sich erst später. Der Medianwert der Neuvertragsangebote und der nach Zählpunkten gewichtete Mittelwert der Hauptprodukte lagen im Oktober 2021 bei Gas und Strom erstmals um rund 1 Cent/kWh auseinander. Diese Differenz erreichte mit rund 48 Cent/kWh bei Strom und rund 21 Cent/kWh bei Gas ihr Maximum im September 2022 (siehe Abbildung 40). Nach dieser deutlichen Preisspitze der Neukund:innenpreise kam es wieder zu einer Annäherung. Bei Gas ist interessant, dass der Median der Neukund:innenprodukte ab Februar 2023 unterhalb des gewichteten Mittels der Hauptprodukte lag, während dies bei Strom erst mit März 2024 der Fall war. Seit April 2024 nähern sich der Medianwert der Gas-Neuvertragsangebote und der Mittelwert der Gas-Hauptprodukte an. Bei Strom ist dieser Trend nicht zu beobachten.

Beginnend mit November 2021 war es mitunter zu erheblichen Mehrkosten bei einem Wechsel vom lokalen Versorger zum günstigsten Gas-Neukund:innenprodukt

Entwicklung der Energiepreise

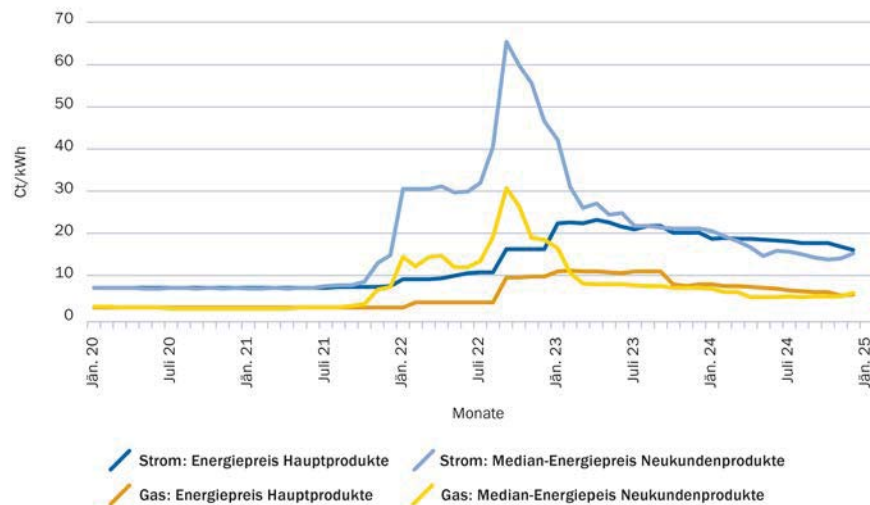


Abbildung 40

Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2024

gekommen. Einzig in Vorarlberg konnten durch einen Produktwechsel zum günstigsten Neukund:innenprodukt Mehrkosten vermieden und eine geringe Wechselersparnis lukriert werden. Diese Mehrkostenphase blieb bis einschließlich Jänner 2024 bestehen. Erst danach führte ein Wechsel vom Hauptprodukt des lokalen Versorgers zum günstigsten Neukund:innenprodukt wieder in allen Netzgebieten zu Ersparnissen (siehe Abbildung 41).

Einsparpotenziale Gas bei einem Haushaltsverbrauch von 15.000 kWh/a

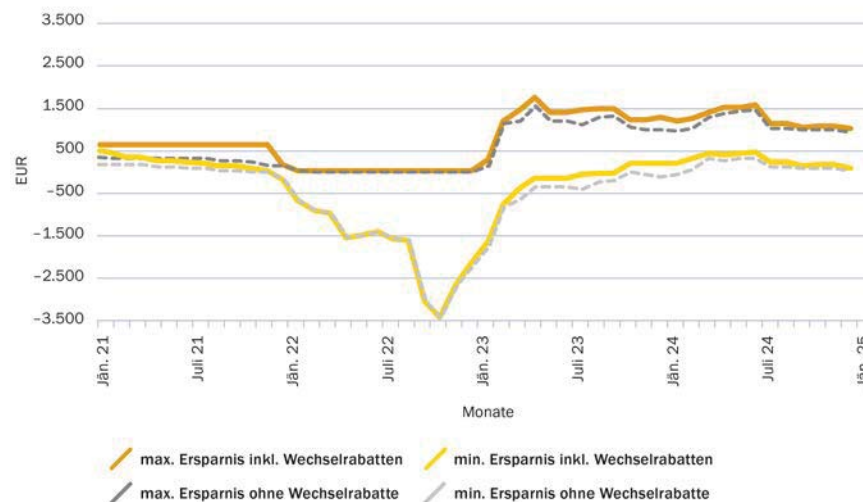


Abbildung 41

Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2024

Ein ähnliches Bild zeigte sich im Strombereich. Auch hier begann im November 2021 die Mehrkostenphase, die bis zum Juli 2023 andauerte. Seit August 2023 waren bei einem Wechsel vom Hauptprodukt des lokalen Versorgers zum günstigsten Neukund:innenprodukt wieder in allen Netzgebieten Ersparnisse möglich (siehe Abbildung 42). Auch hier gilt wieder Vorarlberg als Ausnahme von der Mehrkostenphase.

4 PREISENTWICKLUNGEN

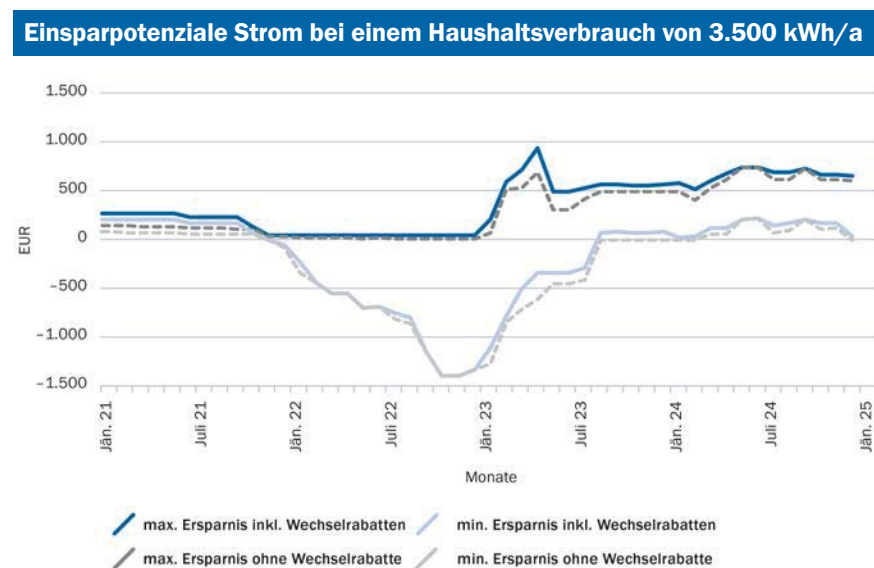


Abbildung 42

Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2024

4.3.2 WETTBEWERB AUF DEM HAUSHALTSMARKT, PREISÄNDERUNGEN

Die Wettbewerbssituation verbesserte sich 2024 im Vergleich zu den Krisenjahren zuvor weiter, wobei unterschiedliche Indikatoren bisher noch nicht das Vorkrisenniveau erreichten.

Für Haushalte zeigte sich zunächst weiterhin ein rekordverdächtiges Einsparungspotenzial bei einem Lieferantenwechsel, sowohl für Strom als auch für Gas. Die Preise vieler Bestandsverträge wurden nur langsam nach unten angepasst und es kam zu einer starken Preisdifferenzierung. Dadurch entstand grundsätzlich ein hoher Wechselanreiz. Die Wechselraten blieben dabei etwa auf dem Niveau von 2023.

Die Angebotssituation verbesserte sich 2024 ebenso geringfügig. Die Anzahl der angebotenen Produkte im Tarifikalkulator der E-Control und der österreichweit anbietenden Unternehmen stieg insgesamt leicht an.

Genauer wurde dieser Markt im Rahmen der Taskforce mit der BWB unter die Lupe genommen. Ein [Online-Talk zum Thema „Wettbewerb bei Strom und Gas im Sinne der Verbraucher:innen“](#) vom 11. März 2024 beleuchtete diese Themen im Detail.

4.3.3 TASKFORCE MIT DER BWB ZUM THEMA WETTBEWERB

Die Bundeswettbewerbsbehörde und die E-Control hatten im Jänner 2023 im Lichte der Energiekrise eine intensivere Zusammenarbeit und eine gemeinsame Untersuchung des Energiesektors vor dem Hintergrund der gestiegenen Strom- und Gaspreise gestartet. Die in diesem Rahmen eingerichtete gemeinsame Arbeitsgruppe hatte im Juni 2023 einen ersten Zwischenbericht geliefert. Dieser hatte eine Reihe von Problemfeldern zutage gefördert, die in weiterer Folge auf Basis umfangreicher Abfragen bei Energieversorgungsunternehmen in Österreich detaillierter untersucht wurden.

Die Ergebnisse dieser vertieften Untersuchung sind in einem [zweiten Zwischenbericht](#) ausführlich dargelegt. Sie zeigen, dass die Anzahl der Anbieter auf dem österreichischen Strom- und Gasmarkt zurückgeht und daher weiterhin eine hohe Marktkonzentration besteht. Von den neun Landesenergieversorgern boten nur drei unter ihrem Namen österreichweit Stromtarife an. Insbesondere während der Krise kam es zu Aufnahmestopps für Neukund:innen außerhalb der eigenen Netzgebiete.

Als Grund für die hohen Strompreise für Endkund:innen wurde von den Energieversorgungsunternehmen auf ihre Beschaffungsstrategie und die Kosten des Großhandelsmarktes verwiesen. Dabei ist auffällig, dass den Energieversorgungsunternehmen sogar bei konzerneigener Stromproduktion Marktpreise verrechnet wurden. Die Beschaffung unterscheidet sich nach Zeitpunkt und Dauer, Handelsart und Flexibilität. Aber die Unternehmen gaben auch an, für unterschiedliche Preismodelle oder Kund:innengruppen verschiedene Portfolios anzuwenden.

Betrachtet man die gewichteten Durchschnittspreise, die von Haushalten 2023 und 2024 zu entrichten waren, so zeigt sich zunächst eine Stabilisierung auf hohem Niveau nach einem starken Anstieg in der zweiten Jahreshälfte 2022. Außerdem fällt auf, dass die Streuung der Preise maßgeblich zunahm, dass also sowohl sehr teure als auch sehr billige Arbeitspreise zur Anwendung kamen. Diese Aussage trifft für Strom und Gas gleichermaßen zu (siehe Abbildung 43 und Abbildung 44).

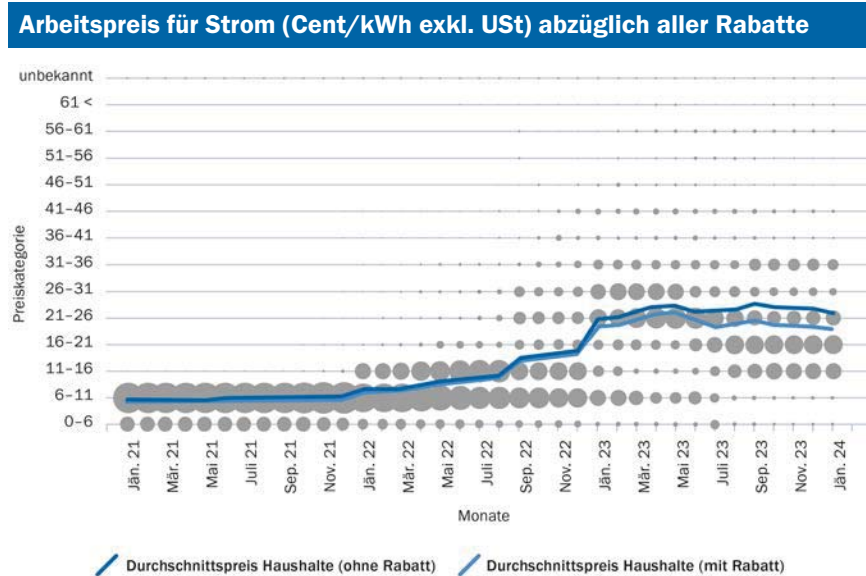


Abbildung 43

Quelle: E-Control/BWB; Stand: 22. August 2024

Die Anzahl der Zählpunkte mit sehr hohen Preisen war über Monate hinweg konstant. Es handelt sich dabei um mehrere tausend Zählpunkte. Bestimmte Kund:innengruppen wechseln ihre Lieferanten offenbar nicht, auch wenn es starke ökonomische Anreize dazu gäbe. Die Wechselraten stiegen 2023 und 2024 nicht über das Vorkrisenniveau.

4 PREISENTWICKLUNGEN

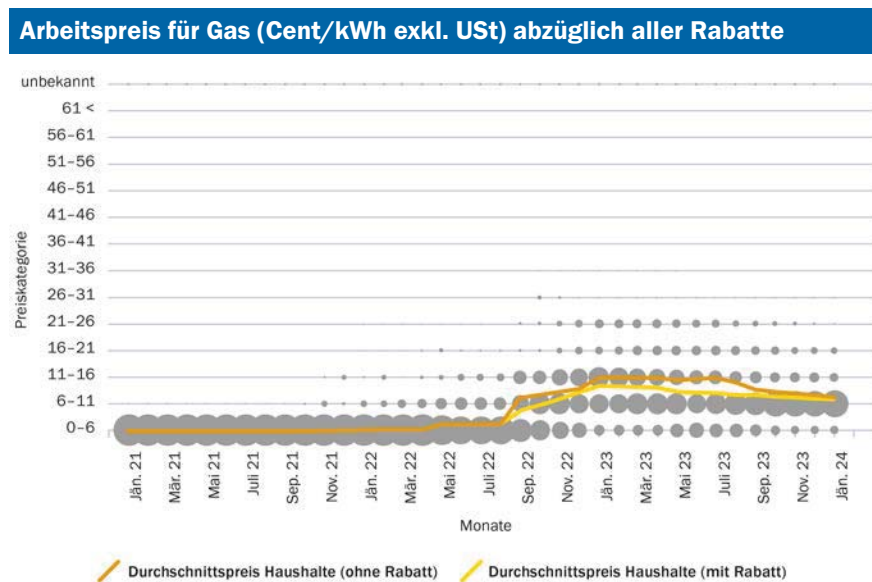


Abbildung 44

Quelle: E-Control/BWB; Stand: 22. August 2024

Tatsächlich zeigte eine von der E-Control beauftragte Marktumfrage, dass sogar eine Mehrheit der Bevölkerung auf die Marktanreize im Strom- und Gasmarkt für Endkund:innen kaum oder gar nicht reagiert. Diese starke Rigidität der Nachfrage ist ein bedeutender wettbewerbsökonomischer Strukturfaktor, der

ein Hindernis für einen Markteintritt und eine Markterweiterung alternativer Anbieter am österreichischen Markt darstellt.

Auch auf Grundlage der Kritik und Feststellungen von BWB und E-Control zum eingeschränkten Wettbewerb bei Strom und Gas wurde im Juli 2024 das Bundesgesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern beschlossen. Dieses Gesetz gilt temporär für Verfahren, die bis Ende 2027 beim Kartellgericht eingeleitet werden.

Die bisherige Zusammenarbeit der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control führte zu den folgenden Empfehlungen:

- > Energielieferverträge müssen vergleichbar und transparent sein.
- > Insbesondere inaktive Verbraucher:innen müssen besser informiert und besser vor einem vertragslosen Zustand geschützt werden.
- > Das Marktbeherrscher-Gesetz sollte verlängert werden.
- > Das Instrument der Branchenuntersuchung sollte durch Maßnahmen und erweiterte Meldepflichten ergänzt werden.
- > Es sollte eine Datenbasis geschaffen werden, die es möglich macht, Unterstützungsmaßnahmen in Zukunft zielgerichteter zu gestalten.
- > Weitere gesetzliche Vorgaben zur Belebung des Wettbewerbs, im Sinne der Markttransparenz und zur Stärkung der Konsument:innenrechte, sollten beschlossen werden, wie zum Beispiel im Entwurf für das EIWG enthalten.

” NETZE UND NETZ- REGULIERUNG “

*Regulierungsrahmen an
neue Gegebenheiten angepasst*

5 NETZE UND NETZREGULIERUNG

Die Vorbereitungen auf die Energiewende im Strombereich und die bereits jetzt spürbaren Auswirkungen der Energiewende im Gasbereich führen in den Netzen der beiden Sektoren aus unterschiedlichen Gründen zu Entgeltsteigerungen ab 2025 (siehe Kapitel 2.2).

Vor Beginn der neuen Regulierungsperiode für die Gasfernleitungen wurde 2024 das Regulierungssystem inklusive der verwendeten Referenzpreismethode überarbeitet, um die neue Situation der Gasflüsse in Europa besser zu reflektieren. Für die kleineren Stromverteilernetzbetreiber gab es ebenfalls Anpassungen. Außerdem fanden bereits Vorarbeiten für einen Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze statt, der jedoch in Österreich zunächst noch einer rechtlichen Regelung bedarf.

5.1 Regulierungssystematik

In Hinblick auf das Auslaufen der Regulierungsperiode für die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber und die kleineren österreichischen Stromverteilernetzbetreiber waren von der E-Control 2024 neue Regulierungssystematiken zu erarbeiten. Die Neu-Ordnung der Gasflüsse infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine war der dominante Faktor für die Anpassung der Regulierungssystematik der Fernleitungsnetzbetreiber. Im Falle der kleineren Stromverteilernetzbetreiber wurden die meisten der Regelungen für die größeren Betreiber übernommen, mit einigen Anpassungen. Einen Überblick über die

Regulierungssysteme in ganz Europa gibt jedes Jahr der [CEER-Bericht „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023“](#).

5.1.1 REGULIERUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Die Regulierungsperiode der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber endete am 31. Dezember 2024. Ab dem 1. Jänner 2025 kommen neue zulässige Erlöse und neue Netzentgelte zur Anwendung, weshalb die Entgeltermittlungsmethode, die sogenannte „Referenzpreismethode“, aktualisiert werden musste. Aus diesem Grund führte die E-Control von 21. Dezember 2023 bis 21. Februar 2024 eine Konsultation der vorgeschlagenen Referenzpreismethode durch. Als Grundlage diente die Methode der kapazitätsgewichteten Distanz.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine führte zu einem Umbruch im europäischen Gassektor, der gemeinsam mit dem Auslaufen wesentlicher langfristiger Verträge eine grundlegende Überarbeitung der ursprünglichen Referenzpreismethode notwendig machte. Diese frühere Methode war noch davon ausgegangen, dass das österreichische Fernleitungsnetz vornehmlich dem Transport russischen Gases zur Durchleitung oder für den Inlandsverbrauch diene. In dieser Konfiguration nahm der Knoten Baumgarten die Rolle des dominanten Netzknotens ein. Diese Prämisse gilt nun nicht mehr. Vielmehr wird Gas aus unterschiedlichen Ländern (Deutschland, Italien, Slowakei) nach Österreich importiert, während der Transit stark nachließ. Die Mengenbasis, d.h. die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten, ging um fast die Hälfte zurück. In der vierten Regulierungsperiode (2021–2024) lagen die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten noch bei 246.253 GWh/h pro Jahr. Für die

fünfte Regulierungsperiode (2025–2027) wurden sie mit 143.426 GWh/h pro Jahr angesetzt.

Um die Referenzpreismethode an diese veränderte Situation anzupassen, erfolgte eine Umstellung auf die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz. Diese stellt laut EU-Tarife-Netzkodex die Standardmethode dar und sorgt für robuste und kostenorientierte Entgelte trotz Unsicherheiten bezüglich künftiger Gasflüsse.

Neben dem starken Rückgang der prognostizierten Kapazitäten erfolgte auch eine Senkung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber. Die kapazitätsbasierten Kosten gingen um circa 20% zurück (siehe Tabelle 3).

Da allerdings die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten stärker zurückgingen als die Kostenbasis, kam es zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Fernleitungsentgelte um circa 38%.

Kostenvergleich der vierten Regulierungsperiode (2020–2024) und der fünften Regulierungsperiode (2025–2027)		
Kosten	EUR/Jahr 4. Periode	EUR/Jahr 5. Periode
Kapazitätsbasierte Kosten GCA	118.592.600	99.061.030
Kapazitätsbasierte Kosten TAG	213.431.300	167.539.670
Kapazitätsbasierte Kosten gesamt	332.032.900	266.600.700

Tabelle 3

Quelle: E-Control; Stand: 11. Dezember 2024

Weitere Änderungen der Regulierungssystematik der Fernleitungsnetzbetreiber umfassten die Verkürzung der Regulierungsperiode von vier auf drei Jahre und eine Verschiebung des Mengenrisikos von den Unternehmen zu den Kund:innen. Die Fernleitungsnetzbetreiber erhielten seit 2013 eine Risikoprämie für die Übernahme des Risikos von Ausfällen gebuchter Kapazitäten auf der Fernleitung. Da jedoch die Netzbetreiber für den Eintritt des Risikos nur geringe Vorsorgen trafen und der Wegfall von Buchungen insbesondere in Richtung Italien relativ abrupt erfolgte, war eine Verlagerung der Übernahme des Mengenrisikos von den Fernleitungsnetzbetreibern zum Kollektiv der Netzbenutzer notwendig. Dies musste auch eine Rückabwicklung der durch die Fernleitungsnetzbetreiber eingenommenen Beträge aus der Risikoabgeltung unter Berücksichtigung des tatsächlich bereits eingetretenen Risikos beinhalten.

Bei der Anerkennung der Kapitalkosten erfolgt in der neuen Regulierungsperiode analog zu den Regulierungssystematiken anderer Gas- und Stromnetzbetreiber die Abgeltung der Netzanlagen anhand der in den Jahresabschlüssen ausgewiesenen Werte und nicht mehr auf Basis von indexierten Wiederbeschaffungswerten. Außerdem wurde auch hier eine unterschiedliche Verzinsung für Alt- und Neuanlagen eingeführt. Mit angemessenen, jährlich angepassten Finanzierungskostensätzen soll die Finanzierung und Durchführung notwendiger Infrastrukturinvestitionen im Sinne der Netz- und Versorgungssicherheit sowie Dekarbonisierung ermöglicht werden.

5.1.2 REGULIERUNG DER STROMVERTEILERNETZBETREIBER

Mit 1. Jänner 2024 begann die fünfte Regulierungsperiode für die Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr

5 NETZE UND NETZREGULIERUNG

2008. Für die kleineren kostengeprüften Stromverteilernetzbetreiber erfolgt der Start der neuen Regulierungsperiode um ein Jahr zeitversetzt, mit dem 1. Jänner 2025. Die Regelungen der größeren Netzbetreiber wurden weitestgehend für die kleineren Netzbetreiber übernommen, mit geringfügigen Anpassungen. Diese Anpassungen sind entweder systemimmanent oder tragen der geringeren Größe der Netzbetreiber ≤ 50 GWh Rechnung. Es wurde ein Regulierungsrahmen geschaffen, der es den Netzbetreibern ermöglicht, alle erforderlichen Maßnahmen für kommende Herausforderungen umzusetzen. Gleichzeitig werden die Interessen der Netzkund:innen berücksichtigt. Mit der Kostenfeststellung für 2025 wurden erstmals Planwerte für Investitionen in den Kosten berücksichtigt. Ob des erwarteten Investitionsanstiegs führt dies zu höheren Netzkosten, die in die Entgelte ab 1. Jänner 2025 eingingen.

5.2 Wasserstoff

Im Sommer 2024 wurde auf EU-Ebene der Rechtsrahmen für den europäischen Wasserstoffmarkt beschlossen, welcher bis Sommer 2026 in nationales Recht umgesetzt werden muss. Einige Mitgliedstaaten wie Deutschland und Belgien haben bereits einen Regulierungsrahmen für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur beschlossen und arbeiten an dem Bau der entsprechenden Infrastrukturen. In Österreich ist für die Umsetzung die Ausgestaltung eines Regulierungsrahmens für den Wasserstoffmarkt notwendig. Rechtliche Regelungen sollten Klarheit für eine Reihe zentraler Bereiche schaffen.

- > Die Genehmigung sowie Zulassung von Wasserstoffnetzbetreibern
- > Die Genehmigung von Umsetzungsprojekten für reine Wasserstoffnetze
- > Die Definition eines Wasserstoff-Startnetzes
- > Die Grundsätze der Tarifierung im Fernleitungs- und Verteilnetz für Wasserstoff
- > Die jährliche Tarifierung
- > Kapazitätsbuchungen und -management im Wasserstoff-Fernleitungs- und -Verteilnetz
- > Den Zugang zu Wasserstoffnetzen und Wasserstoffspeichern
- > Die Stilllegungsplanung für Erdgasverteilernetze
- > Entflechtungsbestimmungen
- > Transparenzanforderungen
- > Die Ernennung der zuständigen Behörde für die Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen

Die Regulierungsbehörde arbeitet auf fachlicher Ebene aktiv mit dem zuständigen Ministerium und Marktteilnehmern zusammen, um den Dialog für konkrete Regelungen eines neuen Gas-Wasserstoffgesetzes zu unterstützen.

In Vorbereitung auf die Umsetzung des Dekarbonisierungspakets in nationales Recht gab das BMK eine [Studie zu „Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich“](#) in Auftrag. Im Zuge der Erstellung der Studie arbeitete die E-Control eng mit den vom BMK beauftragten Beratern zusammen. Die Eckpunkte für die Finanzierung der Wasserstoffnetze sind in der neuen EU-Gasverordnung 2024/1978 verankert. Zur Vermeidung von prohibitiv hohen Wasserstoffnetzentgelten in der Hochlaufphase können Mitgliedstaaten eine

intertemporale Kostenverteilung vorsehen. Dabei können die Kosten für den Netzausbau durch entsprechend gedeckelte Netzentgelte über einen längeren Zeitraum verteilt werden, sodass künftige Nutzer:innen einen Teil der anfänglichen Kosten übernehmen. Darüber hinaus sieht die EU-Gasverordnung vor, dass die Mitgliedstaaten diesen Mechanismus durch Maßnahmen zur Deckung des finanziellen Risikos von Wasserstoffnetzbetreibern, etwa durch eine staatliche Garantie, ergänzen können.

Eine Quersubventionierung der Kosten des Wasserstoffnetzes über die Gasnetzentgelte ist laut EU-Gasverordnung grundsätzlich verboten. Nur falls die Finanzierung der Wasserstoffnetze durch Netzentgelte, die von den Nutzer:innen des Wasserstoffnetzes gezahlt werden, nicht tragfähig ist, kann die Regulierungsbehörde unter bestimmten, sehr eng gefassten Bedingungen zeitlich begrenzte

Finanztransfers zwischen den Gas- und Wasserstoffnetzen zulassen. Allerdings hat zumindest eine buchhalterische Trennung des regulierten Anlagevermögens für das Gas- und das Wasserstoffnetz zu erfolgen.

Bereits vor der Veröffentlichung des Dekarbonisierungspakets Anfang Mai 2024 richtete ACER eine Arbeitsgruppe zur Regulierung von Wasserstoffmärkten ein, die sich mit sämtlichen Aufgaben beschäftigt, die ACER im Wasserstoffbereich anvertraut wurden. Die E-Control wirkt aktiv an den Aktivitäten dieser Arbeitsgruppe mit. Als erstes Ergebnis veröffentlichte ACER am 18. November 2024 einen Monitoringbericht zum europäischen Wasserstoffsektor. Der Bericht gibt einen Überblick über die regulatorischen und politischen Entwicklungen im Wasserstoffsektor, sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene.

” MARKTREGELN “

*Laufende Verbesserungen
national und international*

6 MARKTREGELN

Mit der Festlegung der Marktregeln auf allen Ebenen, also für alle Zeithorizonte und alle Märkte, bestimmt sich das Funktionieren der Strom- und Gasmärkte in Österreich. Auf nationaler Ebene sind die sonstigen Marktregeln, technischen und organisatorischen Regeln sowie die allgemeinen Bedingungen das relevante Rahmenwerk. Sie unterliegen einem ständigen Anpassungs- und Aktualisierungsprozess, der sich auch 2024 in der Überholung zahlreicher Regelungen niederschlug.

Mit Blick auf die unterschiedlichen Zeithorizonte des Strommarkts sind für Österreich die grenzüberschreitenden Kooperationen von besonderer Bedeutung. Der Regelreservemarkt wird über diverse internationale Plattformen abgewickelt, die Integration des Day-ahead-Marktes machte mit der Zusammenlegung zweier Regionen einen großen Schritt und auch im Bereich Intraday waren pragmatische Fortschritte zu verzeichnen.

Für den Gasmarkt schlagen sich diese Regelungen in der Gasmarktmodell-Verordnung nieder, die 2020 einer wesentlichen Überarbeitung unterzogen worden war. Bei der Bepreisung der Ausgleichsenergie kommen die Regelungen des EU-Netzkodex für die Gasbilanzierung zur Anwendung. Außerdem gehört ein laufendes Monitoring des österreichischen Speichermarkts zu den Aufgaben der E-Control.

6.1 Strommarkt

Die Marktregeln müssen zu jedem Zeitpunkt ein vollständiges Rahmen- und Regelwerk für den Strommarkt bieten. Um zugleich zu gewährleisten, dass die Regelungen dem Stand der Technik entsprechen, unterliegen sie einem laufenden Anpassungsprozess. Im Jahr 2024 wurden die Regelungen zur Marktkommunikation, die Datenaustausch-Verordnung, die technischen und organisatorischen Regeln für Zähler, für Erzeuger, für den Verteilernetzanschluss und die Begriffsbestimmungen aktualisiert.

Für den Regelreservemarkt, der für die Beibehaltung einer stabilen Netzfrequenz bedeutsam ist, spielen insbesondere die europäischen Regelwerke und Plattformen eine wichtige Rolle. Preislich spiegelte der Regelreservemarkt 2024 die allgemeine Situation wider und konnte einen Preiserückgang verzeichnen.

Auch für andere Zeithorizonte ist der grenzüberschreitende Markt von Bedeutung, und hier insbesondere die Entwicklungen in den jeweiligen Regionen. Für Österreich stellte die Zusammenlegung der Regionen Core und Italy North für den Day-ahead-Markt einen wesentlichen Fortschritt dar, ebenso wie die Weiterentwicklung der grenzüberschreitenden Kapazitätsvergabe für den Intraday-Markt.

6.1.1 STROMMARKTREGELN

Die Marktregeln umfassen sämtliche Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt auf gesetzlicher oder

6 MARKTREGELN

vertraglicher Basis einhalten müssen, um ein geordnetes und effizientes Funktionieren des Marktes sicherzustellen. Diese Regeln setzen sich aus den technischen und organisatorischen Regeln (TOR), den sonstigen Marktregeln (SoMa) und den allgemeinen Bedingungen (AB) zusammen. Die E-Control erarbeitet diese Marktregeln in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern und anderen relevanten Stakeholdern, veröffentlicht sie in geeigneter Weise und stellt sie zur Verfügung. Die Marktregeln erlangen Rechtswirksamkeit durch ihre Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

6.1.1.1 SoMa Marktkommunikation

Im Zuge der Erledigung ihrer Regulierungsaufgaben hat die E-Control in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern sonstige Marktregeln zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Die sieben Kapitel der sonstigen Marktregeln behandeln unterschiedliche Bereiche der Marktkommunikation. Die Marktkommunikation als Überbegriff bedeutet im Allgemeinen die Kommunikation zwischen Marktteilnehmern im Energiemarkt und umfasst alle relevanten Datenaustauschverfahren für die Abwicklung von energiewirtschaftlichen Marktprozessen inklusive erforderlicher Datenformate und Datenübertragung.

Das Kapitel „Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing“ regelt die Informationsübermittlung von Netzbetreibern an die betroffenen Marktteilnehmer sowie die Grundsätze des 1. und 2. Clearings. Die neue Version 4.1 wurde nach dem Konsultationsprozess im Jänner 2024 veröffentlicht. Sie enthält die Erweiterung der Datenweitergabe von Netzbetreibern an die Lieferanten

und Energiegemeinschaften. Dementsprechend bekommen Lieferanten monatlich die Istwerte einzelner Zählpunkte, die in die Istwertaggregate für das 1. Clearing eingeflossen sind. Die Energiegemeinschaften bekommen zusätzlich zu den täglichen Daten auch monatlich die Istwerte je Zählpunkt, um ihre Abrechnungen kontrollieren zu können.

Das Kapitel „Fahrpläne“ enthält Details der Vorgaben aus der SOGL-Datenaustausch-Verordnung betreffend Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Verfügbarkeitsfahrpläne. Hier wird großer Wert auf einen automatisierten Datenaustausch gelegt. Die Anpassungen dieses Kapitels der sonstigen Marktregeln an die neuste Version der SOGL-Datenaustausch-Verordnung, die mit 1. Dezember 2024 in Kraft trat, ist im ersten Quartal 2025 geplant.

Der Austausch von Echtzeitdaten ist vom Kapitel „Netzbetrieb“ erfasst, einem neuen Kapitel der sonstigen Marktregeln. Eine Konsultation dazu musste auf 2025 verschoben werden, da die Entwürfe seitens der Marktteilnehmer noch nicht fertiggestellt wurden.

6.1.1.2 SOGL-Datenaustausch-Verordnung

Die SOGL-Datenaustausch-Verordnung regelt den Austausch von Stamm-, Fahrplan- und Verfügbarkeitsdaten, Ist-Zählwerten und Echtzeitdaten der signifikanten Netznutzer:innen, welche für die Netzsicherheitsrechnung und Prognose benötigt werden. Die neuste Version der SOGL-Datenaustausch-Verordnung trat mit 1. Dezember 2024 in Kraft.

In der neuen Verordnung wurden die Signifikanzkriterien für Verbrauchsanlagen erweitert. Es gelten nun Verbrauchsanlagen ab einer netzwirksamen Leistung von ≥ 5 MW am Netzanschlusspunkt in Bezugsrichtung als signifikant und sind zur Datenlieferung verpflichtet. Auch Energiespeicheranlagen, die bestimmte Kriterien erfüllen, sind als signifikante Stromerzeugungs- oder Verbrauchsanlagen zu betrachten. Außerdem gelten alle Anlagen, die sich am selben Netzanschlusspunkt wie ein signifikanter Netznutzer befinden, ebenfalls als signifikant. Für kleine Anlagen müssen jedoch nur Stammdaten übermittelt werden.

Bezüglich der Stammdaten wurden mit der neuen Verordnung erweiterte Festlegungen getroffen. Es sind nun zusätzliche Stammdaten zu übermitteln und die Stammdatenübermittlung hat einheitenscharf zu erfolgen.

Auch die Fahrplan- und Verfügbarkeitsdaten von Stromerzeugungsanlagen müssen einheitenscharf übermittelt werden. Lediglich Photovoltaik- und Windkraftanlagen können aggregierte Daten übermitteln. Diese Ausnahme gilt auch, wenn sie Teil einer hybriden Stromerzeugungsanlage sind.

Die Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten betrifft bestehende Stromerzeugungsanlagen, sofern diese bereits fernwirktechnisch angebunden sind und die in der Verordnung bestimmten Leistungsgrenzen überschritten werden. Neue Stromerzeugungsanlagen ab den genannten Leistungsgrenzen müssen fernwirktechnisch angebunden werden, um die Anforderungen der Verordnung zu erfüllen. Außerdem sind zusätzliche Echtzeitdaten (z.B. meteorologische Daten) für Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu melden, sofern diese verfügbar sind.

Die Verpflichtung zur Übermittlung von Ist-Werten obliegt gemäß neuer Datenaustauschverordnung jetzt den Anschlussnetzbetreibern anstatt den Betreibern der signifikanten Netznutzer:innen.

6.1.1.3 TOR Zähler

Die technischen und organisatorischen Regeln bilden ein umfassendes nationales technisches Regelwerk, das sich sowohl an Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen als auch an sämtliche Netzbenutzer richtet. Diese Regeln dienen als praxisnahe Vorschriften für den Betrieb und die Instandhaltung von Stromnetzen mit dem übergeordneten Ziel, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und einen reibungslosen Verbundbetrieb ohne Störungen sicherzustellen. Die TOR regeln das koordinierte Zusammenwirken von Stromerzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie den Anlagen der Netzbenutzer.

Die TOR Stromzähler Version 1.0 wurde im zweiten Quartal 2024 veröffentlicht und ersetzt die TOR F Version 2.2. Mit der neuen Version wurde richtiggestellt, dass je Energierichtung ein Zählpunkt zu vergeben ist. Außerdem erfolgte eine Klarstellung der momentanen Phasensaldierung am Stromzähler.

6.1.1.4 TOR Erzeuger

Die TOR Stromerzeugungsanlagen wurden im Sommer 2024 überarbeitet. Die Version 1.3 enthält neben Klarstellungen auch wichtige Anpassungen. Dazu gehören die Harmonisierung der Anforderungen für Netztrenn- und Umschalteneinrichtungen, die Vereinfachung der Konformitätsnachweise sowie Klarstellungen

6 MARKTREGELN

zu Anlagen unterschiedlicher Eigentümer. Weitere Änderungen umfassen Anpassungen gemäß der letztgültigen Fassung der Netzdienstleistungsverordnung Strom, die Anpassung der Blindleistungskapazität und Hinweise zur Gruppenfreistellung gemäß der neuesten Fassung der RfG-Anforderungsverordnung.

6.1.1.5 TOR Verteilernetzanschluss

Die TOR Verteilernetzanschluss wurden im 2. Halbjahr 2024 aktualisiert. Dies erfolgte in Abstimmung und Zusammenarbeit mit der Sparte Netze von Oesterreichs Energie. Einige technische Anforderungen an Ladeeinrichtungen aus der neuen Version der TOR Verteilernetzanschluss treten 6 Monate nach Veröffentlichung der OVE-Richtlinie R 37 über „Prüfanforderungen an Ladestationen für Elektrofahrzeuge hinsichtlich Einhaltung der Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss – Nieder-, Mittel- und Hochspannung“ in Kraft. Dies betrifft beispielsweise Anforderungen an Robustheit und dynamische Netzstützung, Wiederschaltung und Trennung, Symmetrie, Blindleistungsverhalten und Unterspannungsauslösung.

Die OVE-Richtlinie R 37 wurde letztgültig am 1. Dezember 2024 vom Österreichischen Verband für Elektrotechnik veröffentlicht. Die an diese Veröffentlichung geknüpften Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss werden somit mit Juni 2025 in Kraft treten und sind von allen Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA zu erfüllen, die ab diesem Zeitpunkt an das Netz angeschlossen werden. Ein weiteres Jahr später, also ab Juni 2026, sind für den Netzanschluss Prüfberichte gemäß OVE-Richtlinie R 37 erforderlich, die von einer akkreditierten Prüfstelle ausgestellt werden müssen. In den ersten

12 Monaten ab Inkrafttreten der Anforderungen werden Herstellererklärungen als Konformitätsnachweis akzeptiert.

6.1.1.6 Begriffsbestimmungen

Die TOR Begriffe wurden im Sommer 2024 überarbeitet. Im Zuge dieser Überarbeitung wurden nun erstmals Begriffe und Definitionen im Zusammenhang mit der für die Elektromobilität erforderlichen Infrastruktur gemäß TOR Verteilernetzanschluss aufgenommen. Darüber hinaus wurden die Leistungsbegriffe (Modulspitzenleistung, netzwirksame Leistung und Maximalkapazität) gemäß dem Aktionsplan Netzanschluss präziser formuliert.

6.1.2 REGELRESERVEMARKT

Um eine stabile Netzfrequenz und somit einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, ist es erforderlich, dass jederzeit ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch besteht. Das wird durch die Leistungs-Frequenz-Regelung gewährleistet, die sich aus Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zusammensetzt. Die Beschaffung der benötigten Regelreserve erfolgt einheitlich durch den Regelzonenführer mittels regelmäßiger Ausschreibungen. An diesen Ausschreibungen können sich alle Marktteilnehmer beteiligen, die bestimmte technische Bedingungen erfüllen und einen entsprechenden Rahmenvertrag unterzeichnet haben. Der Regelreservemarkt für Sekundär- und Tertiärregelung gliedert sich in den Markt für Regelenergieprodukte und den Regelleistungsmarkt.

Beim Regelenergiemarkt werden knapp vor Echtzeit Regelenergiegebote eingeholt, die dann vom Regelzonenführer zum Ausgleich von Ungleichgewichten in der

Regelzone aktiviert werden. Die erbrachte Regelenergie wird den Anbietern vergütet. Der Regelleistungsmarkt findet am Vortag des Regelenergiemarktes statt. Die Anbieter geben Gebote ab, mit denen sie sich zur Angebotslegung für bestimmte Zeitscheiben des Regelenergiemarktes verpflichten. Dadurch wird sichergestellt, dass ausreichend aktivierbare Regelreserve zur Verfügung steht. Die Primärregelung nimmt eine Sonderstellung ein, da nur die Vorhaltung der Regelleistung vergütet wird, die frequenzabhängig aktivierte Regelenergie jedoch nicht.

Neben den allgemeinen Entwicklungen auf dem Strommarkt ist für die Kostenbildung der Regelreserve vor allem die Preissituation auf den europäischen Regelreserveplattformen bedeutsam. Die E-Control gestaltet die Rahmenbedingungen und hat nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes sowie internationale Kooperationen für Regelreserve eingeleitet. Ein wesentlicher Treiber vieler Entwicklungen im Bereich der Regelreserve ist die EU-Leitlinie über den Systemausgleich. Diese sieht die Schaffung gemeinsamer europäischer Plattformen für den Austausch von Regelenergie vor, welche auch bereits bestehende bilaterale und regionale Kooperationen ersetzen, und beinhaltet weitere Maßnahmen zur Verwirklichung eines europäischen Elektrizitätsmarktes im Bereich der Regelreserve.

Mitte 2022 begann der operative Betrieb der europäischen Plattform für den Austausch von Sekundärregelenergie (PICASSO). Derzeit wird die Plattform von den Übertragungsnetzbetreibern Österreichs, Deutschlands, Tschechiens, Dänemarks, Belgiens, der Niederlande und der Slowakei genutzt, die übrigen europäischen Übertragungsnetzbetreiber werden folgen.

Etwas nach PICASSO startete auch der Betrieb der europäischen Online-Plattform für den Austausch von Tertiärregelenergie (MARI). Aktiv genutzt wird sie derzeit von den deutschen, tschechischen, slowakischen, portugiesischen, spanischen und österreichischen Übertragungsnetzbetreibern sowie den Übertragungsnetzbetreibern der baltischen Staaten. Auch hier ist der Beitritt der übrigen europäischen Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen.

Entwicklung der Regelreservekosten

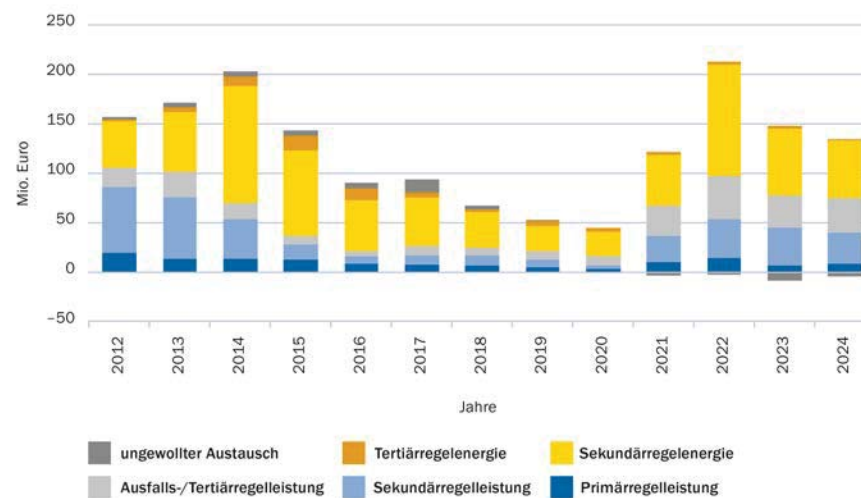


Abbildung 45

Quelle: APG; Stand: 29. Jänner 2025

6 MARKTREGELN

Weiters besteht eine Kooperation zum Austausch von Primärregelleistung, in der viele europäische Übertragungsnetzbetreiber vertreten sind.

Im Bereich der Sekundärregelleistung besteht eine bilaterale Kooperation mit Deutschland. Im Jahr 2025 wird eine Kooperation starten, die auch Tschechien einbindet (ALPACA).

Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Auch auf dem Regelreservemarkt spiegelt sich die allgemeine Marktsituation wider. Nach einem Höhepunkt der Kosten im Jahr 2022 waren diese 2023 wieder deutlich gefallen. Dieser Trend setzte sich auch 2024 fort, mit einem Rückgang von 7% gegenüber dem Vorjahr (siehe Abbildung 45).

6.1.3 EUROPÄISCHE STROMMARKTINTEGRATION

Die Integration der Strommärkte schreitet fort, die weitere Vertiefung bleibt jedoch wesentliches Ziel und Beitrag zur Erreichung der nationalen und europäischen Zielsetzungen. Im Jahr 2024 wurden einige Meilensteine zur Integration der Märkte erreicht. Im Bereich der Day-ahead- und Intraday-Märkte wurden verbesserte Kapazitätsberechnungen entwickelt und genehmigt.

Für Österreich sind besonders die Entwicklungen in der Zusammensetzung der Kapazitätsberechnungsregionen für den Day-ahead-Zeitrahmen bedeutsam. Die EU-Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement definiert Kapazitätsrechnungsregionen als geografische Gebiete, in denen koordinierte Kapazitätsberechnung angewandt wird, und stellt klar, dass

die Festlegung der Regionen zur Marktintegration, zur Nichtdiskriminierung, zum wirksamen Wettbewerb und dem ordnungsgemäßen Funktionieren des Marktes beitragen muss. Auf Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber hin wurden 2024 die Regionen Core und Italy North zusammengelegt und Irland wurde in dieselbe Region eingebunden. So kann die Koordination von Prozessen zwischen zwei unterschiedlichen Regionen zukünftig entfallen, was einen eindeutigen Effizienzgewinn darstellt. Ein weiterer Vorteil ist die nunmehrige Anwendung des lastflussbasierten Ansatzes zur Kapazitätsberechnung in der gesamten neuen Region, der seit 8. Juni 2022 bereits in der Core-Region angewandt wurde.

Darüber hinaus soll eine koordinierte und einheitliche Lösung für die Koordination der Kapazitätsberechnungen mit der Schweiz erreicht werden. Auf Basis einer ACER-Entscheidung erarbeiteten die Übertragungsnetzbetreiber einen Vorschlag, der Ende 2024 öffentlich konsultiert wurde. Die Fertigstellung und Einreichung der Methode werden für Anfang 2025 erwartet.

Für Intraday-Märkte konnten im Juni 2024 neben dem bestehenden Fließhandel auch erstmalig grenzüberschreitende Auktionen eingeführt werden. Das Auktionsmodell wird in den kommenden Jahren weiter ausgebaut und ermöglicht eine Bepreisung von zonenüberschreitenden Kapazitäten, wie sie auch im Day-ahead-Markt existiert.

Eine Vorgabe der EU-Stromverordnung zur weiteren Marktintegration ist, dass 70% der Übertragungskapazitäten dem zonenübergreifenden Handel zur

Verfügung zu stellen sind. Die meisten europäischen Übertragungsnetzbetreiber befinden sich nach wie vor in einer Umsetzungsphase. Gleichzeitig übernehmen ACER und die Regulierungsbehörden entsprechende Monitoring- und die Bewertungsaufgaben wahr.

Laut Aktionsplan des BMK soll das 70%-Ziel in Österreich bis zum Jahr 2025 erreicht werden. Die E-Control hat die Aufgabe, die Einhaltung des Aktionsplans und der darin definierten Mindestkapazitäten zu überwachen. Die Behörde prüfte daher 2024 auf Basis eines Berichts des Übertragungsnetzbetreibers die Einhaltung des linearen Zielerreichungspfades aus dem Aktionsplan für die Regionen Core und Italy North. Dies konnte bestätigt werden. Darüber hinaus wurde ein Freistellungsantrag des Übertragungsnetzbetreibers über die begründete Abweichung in erforderlichem Umfang eingebracht.

Die Regulierungsbehörde gab 2024 außerdem eine Studie in Auftrag, die sich mit der Zielerreichung nach Ende des Aktionsplans auseinandersetzt. Die Ergebnisse sind 2025 zu erwarten.

6.2 Gasmarkt

Die rechtliche Ausgestaltung des österreichischen Gasmarktmodells ist in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 festgehalten. Das aktuelle österreichische Bilanzierungsmodell basiert auf einer integrierten Bilanzierung des gesamten

Marktgebiets ohne systematische Trennung zwischen Fernleitungsebene und Verteilerg Gebiet.

Das Modell geht von der Tagesbilanzierung als zentrales Prinzip aus. Die tägliche Ausgleichsenergiemenge einer Bilanzgruppe ergibt sich aus der Differenz zwischen sämtlichen Ein- und Ausspeisungen dieser Bilanzgruppe am jeweiligen Gastag. Auftretende Tagesunausgeglichheiten von Bilanzgruppen werden auf Basis der Grenzpreise der physikalischen Ausgleichsenergieeinkäufe bzw. -verkäufe bzw. dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis im Marktgebiet unter Berücksichtigung einer kleinen Anpassung in Höhe von 3% des Gasdurchschnittspreises abgerechnet.

Zur Sicherstellung der Netzintegrität und Minimierung von physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen wird die Tagesbilanzierung von untätigen Verpflichtungen für die Bilanzgruppen ergänzt. Diese erhalten so einen Anreiz, allfällige Unausgeglichheiten nicht nur aggregiert über den gesamten Gastag, sondern auch während des Gastages innerhalb eines zulässigen Bereichs zu halten. Bei Überschreiten dieser Grenzen wird ein Kostenbeitrag für die Strukturierung abgerechnet.

Im Zuge der Erarbeitung des aktuellen Bilanzierungsmodells kam es auch zu einer Gesamtoptimierung des institutionellen Aufbaus. Zu den wesentlichen Systemoperatoren zählen der Markt- und Verteilergiebetsmanager, der zwei Markttrollen zusammenführt, und die Bilanzierungsstelle, die als Bilanzgruppenkoordinator fungiert und die integrierte Marktgebietsbilanzierung durchführt. Insgesamt ergibt sich so ein System, in dem Unternehmen in zahlreichen unterschiedlichen Markttrollen geordnet miteinander interagieren müssen (siehe Tabelle 4 und Tabelle 5).

6 MARKTREGELN

Marktteilnehmer im Marktgebiet Ost	
Händler am virtuellen Handelspunkt	348
Bilanzgruppenverantwortliche	131
Versorger	68
Fernleitungsnetzbetreiber	2
Verteilernetzbetreiber	16
Speicherbetreiber	2
Speicherunternehmen	4

Tabelle 4

Quelle: E-Control; Stand: 7. November 2024

Marktteilnehmer im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg	
Bilanzgruppenverantwortliche	19
Versorger	39
Verteilernetzbetreiber	4

Tabelle 5

Quelle: E-Control; Stand: 7. November 2024

Mit Bescheid vom 20. Juli 2021 hatte die E-Control die Keep in Balance AG, eine 100%ige Tochter der Trading Hub Europe GmbH, zur neuen Bilanzierungsstelle für den österreichischen Gasmarkt ernannt. Gegen diesen Bescheid war jedoch Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingelegt worden.

Im Zuge des Beschwerdeverfahrens legte das Bundesverwaltungsgericht die Frage der Rechtmäßigkeit des § 46 Abs 5 GMMO-VO 2020 dem Verfassungsgerichtshof

vor. Dieser wies den Antrag des Bundesverwaltungsgerichts auf Aufhebung des fraglichen Paragraphen am 5. März 2024 ab. Der Verfassungsgerichtshof folgte dabei einer systematischen Interpretation und gesteht der E-Control einen weiten Regelungsspielraum bei der Ausgestaltung der Bilanzierungsregeln für den Gasmarkt zu. Eine Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts ist im ersten Halbjahr 2025 zu erwarten.

6.2.1 AUSGLEICHSENERGIE GAS

Seit Umstellen auf die integrierte Tagesbilanzierung von Fernleitungs- und Verteilernetz mit 1. Oktober 2022 gelten einheitliche Regeln für sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte und eine einzige Ausgleichsenergiebewirtschaftung für Markt- und Verteilergebiet durch den Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM in Kooperation mit den Bilanzierungsstellen.

Gleich ab Oktober 2022 hatte sich ein Trend zur tendenziellen Überlieferung der Bilanzgruppen im Marktgebiet Ost gezeigt, der auch 2023 noch zu beobachten war. Die Überlieferung war nicht auf Effekte der integrierten Ausgleichsenergiebewirtschaftung zurückzuführen. Vielmehr war der Gasverbrauch als Reaktion auf den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine nachhaltig zurückgegangen, was erst schrittweise ab Jahresbeginn 2023 mittels Anpassungen der Prognose auf die Standardlastprofile berücksichtigt werden konnte. Über den Sommer 2023 hatten sich die Ausgleichsenergiemengen wieder den Vorjahreswerten angenähert, bevor die Überlieferung im letzten Quartal 2023 wieder zunahm. Für das Jahr 2024 waren Über- und Unterlieferung im Marktgebiet Ost über das Jahr recht ausgeglichen. Eine strukturelle Überlieferung in den verbrauchsstarken Monaten war nicht mehr

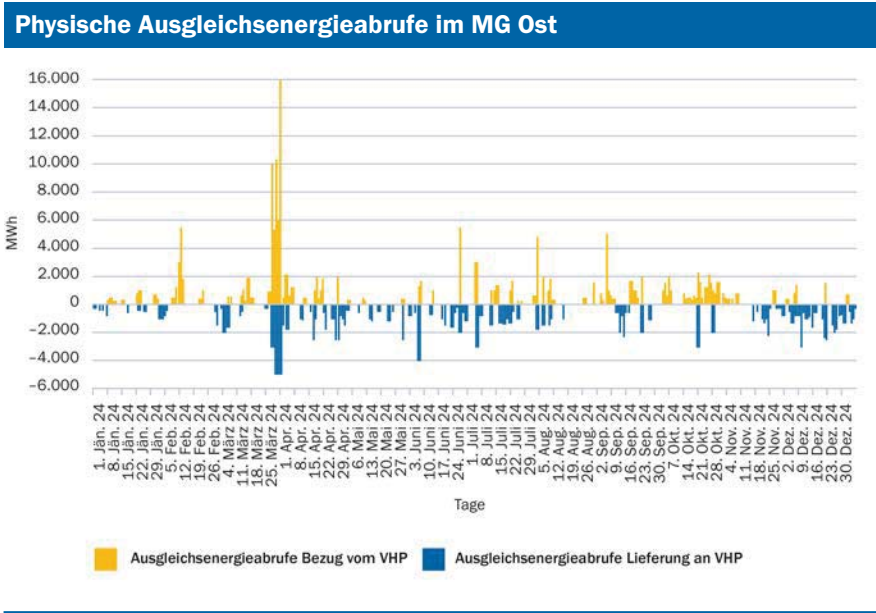


Abbildung 46 Quellen: AGGM, AGCS, E-Control; Stand: Jänner 2025

zu beobachten. Vermutlich hat sich der niedrigere Vorjahresverbrauch auch in den Prognosen niedergeschlagen (siehe Abbildung 46).

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zeigte sich im Jahr 2024 ein gänzlich anderes Bild. Hier nahm die Überlieferung der Bilanzgruppen sogar noch zu.

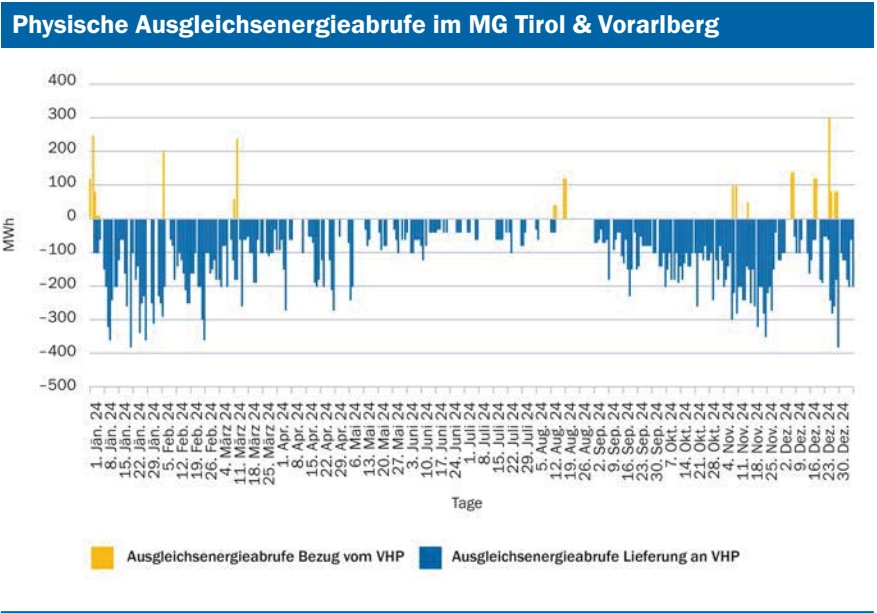


Abbildung 47 Quellen: AGGM, AGCS, E-Control; Stand: Jänner 2025

Besonders ausgeprägt war die Überlieferung beginnend mit dem vierten Quartal 2023, und dann vor allem im ersten Quartal 2024 und wieder gegen Ende des dritten und dann im vierten Quartal 2024 (siehe Abbildung 47).

6 MARKTREGELN

Tägliche Ausgleichsenergiepreise im MG Ost

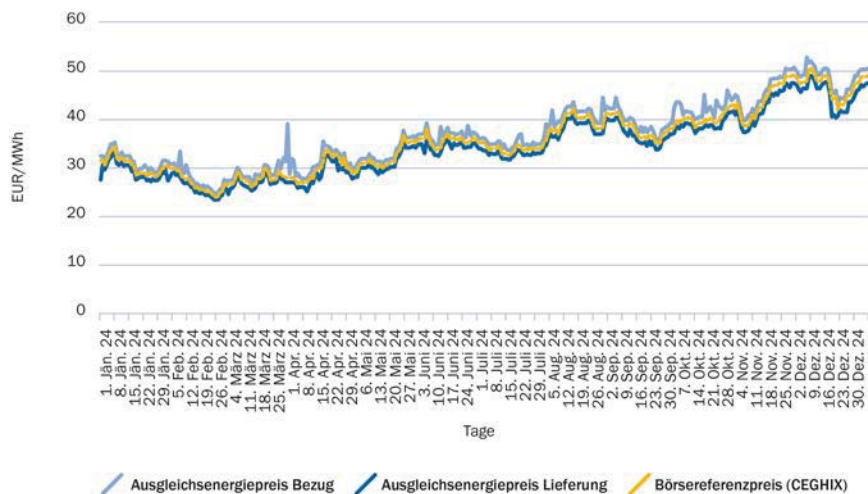


Abbildung 48

Quellen: AGGM, AGCS, E-Control; Stand: Jänner 2025

Die Überlieferungen in den Marktgebieten dürften vor allem 2023 einerseits auf Temperatureffekte (höhere Temperaturen während der Heizperiode) und auf anhaltende Verbrauchseinsparungen sowie andererseits auf konservative Verbrauchsprognosen im Hinblick auf die höheren Ausgleichsenergiepreise Anfang 2023 zurückzuführen gewesen sein.

Tägliche Ausgleichsenergiepreise im MG Tirol & Vorarlberg

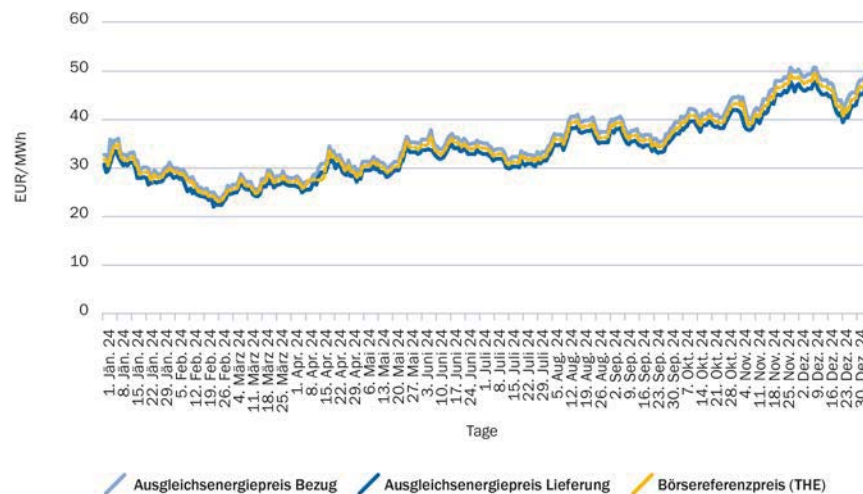


Abbildung 49

Quellen: AGGM, AGCS, E-Control; Stand: Jänner 2025

Die Bepreisung der Ausgleichsenergie wird gemäß EU-Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen durchgeführt (siehe Abbildung 48 für das Marktgebiet Ost und Abbildung 49 für Tirol und Vorarlberg). Die Preisbildung für die Tagesbilanzierung enthält strikte untertägige Anreize und es erfolgt eine verursachungsgerechte Bepreisung auf Basis von

tatsächlichen Kosten und Erlösen der Bilanzierungsstelle für die untertägige Strukturierung.

Im vierten Quartal 2022 hatte die Bilanzierungsstelle die Bilanzierungsumlage für das Marktgebiet Ost aufgrund von Brennwertdifferenzen und stark gestiegenen Spotpreisen kurzfristig auf 0,6 Cent/kWh erhöht. Im Jänner 2023 konnte die Umlage wieder auf 0 Cent/kWh reduziert werden. Dies wurde 2024 beibehalten.

Die Bilanzierungsumlage für Tirol und Vorarlberg war von der Bilanzierungsstelle ebenfalls kurzfristig für das vierte Quartal 2022 mit 0,7 Cent/kWh festgesetzt und im Jänner 2023 ebenfalls wieder reduziert worden. Im Gegensatz zum Marktgebiet Ost wird die Bilanzierungsumlage im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg jedoch auf die Höhe der deutschen Gasspeicherumlage festgelegt, da die Gasspeicherumlage über die Bilanzierungsumlage eingehoben wird. Die Bilanzierungsumlage wurde daher zweimal angepasst. Im Jänner 2024 musste die Umlage von 0,145 Cent/kWh auf 0,186 Cent/kWh angehoben werden. Im Juli 2024 wurde die Umlage entsprechend der Erhöhung der Gasspeicherumlage abermals erhöht, auf 0,250 Cent/kWh. Infolge umfangreicher europäischer Bemühungen wurde die Gasspeicherumlage ab 1. Jänner 2025 von Deutschland nicht mehr auf die Grenzübergabepunkte eingehoben.

Der Abwärtstrend der Spotpreise 2023 setzte sich bis Ende Februar 2024 fort. Ab März 2024 stiegen die Spotpreise wieder sukzessive an. Der Börsereferenzpreis für das Marktgebiet Ost (CEGHIX) erreichte Ende Februar mit rund

24 EUR/MWh seinen Tiefststand und stieg im Jahresverlauf auf einen aktuellen Höchststand von etwa 43 EUR/MWh. Trotz der deutlichen Preissteigerung im Jahr 2024 liegt der Börsereferenzpreis mit im Mittel rund 33,3 EUR/MWh circa 25% unter dem Vorjahresmittel von etwa 41,8 EUR/MWh.

Die Preisentwicklung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg folgt einer analogen Struktur. Der Börsereferenzpreis (THE) lag im Jahresverlauf tendenziell unter dem Börsereferenzpreis im Marktgebiet Ost. Im Jahresverlauf stieg die Preisdifferenz (Spread zwischen CEGHIX und THE) von im Mittel rund 0,6 EUR/MWh im 1. Quartal auf im Mittel rund 1,8 EUR/MWh im 3. Quartal.

Während 2022 und 2023 nur an zwei Tagen gegenläufige Ausgleichsenergieabrufe stattgefunden hatten, gab es im Jahr 2024 im Marktgebiet Ost 20 Tage mit gegenläufigen Ausgleichsenergieabrufen und in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg in Summe vier Tage mit gegenläufigen Ausgleichsenergieabrufen. Im Jahr 2024 erfolgten keine Abrufe von der Merit-Order-List.

6.2.2 SPEICHERMARKT

Zu den Aufgaben der E-Control gehört auch ein laufendes Monitoring des österreichischen Speichermarkts. Die Vermarktung der Speicherkapazitäten fand in Österreich 2024 durch vier Speicherunternehmen statt. Es waren dies OMV Gas Storage GmbH (OGS), RAG Energy Storage GmbH (RES), Uniper Energy Storage Austria (Uniper) und SEFE Storage GmbH (SEFE, vormals astora GmbH).

6 MARKTREGELN

RES und SEFE erreichten mit 1. September 2024 eine nachhaltige Erhöhung des Arbeitsgasvolumens im Speicher Haidach (SEFE +506.667 MWh und RES +400.000 MWh). Brennwertanpassungen durch die Speicherbetreiber im Verlauf des Jahres 2024 wirkten sich ebenso auf die Höhe des vermarkt-baren Arbeitsgasvolumens aus. Die Speicherkapazitäten in Österreich betrugen somit per Dezember 2024 100,1 TWh Arbeitsgasvolumen, 45.206 MWh/h Ausspeicherleistung und 36.021 MWh/h Einspeicherleistung. An diesem Arbeitsgasvolumen hatte RES 2024 mit circa 36,2% (36,2 TWh) den größten Anteil, gefolgt von OGS mit 26,5% (26,5 TWh).

Während in den Jahren davor die Bündelgröße aufgrund der Maßnahmen zur Speicherbefüllung seitens der Speicherunternehmen reduziert wurde, um der Nachfrage zu entsprechen, ließen die Buchungen für das Speicherjahr ab 1. April 2024 erkennen, dass wieder größere Mengen seitens der Speicherkunden, insbesondere der Händler und größeren Versorger, nachgefragt wurden.

Die Vergabe der Speicherkapazitäten erfolgte größtenteils über Auktionen oder bilateral. Nur RES vergab die Kapazitäten ausschließlich bilateral. OGS bot 2024 in mehreren Auktionen Kapazitätsbündel mit einem insgesamt relativ niedrigen Arbeitsgasvolumen an, während SEFE Storage und Uniper weniger Auktionen durchführten, auf diesen aber ein höheres Arbeitsgasvolumen anboten (siehe Abbildung 50). Zu beachten ist jedoch, dass es 2024 Auktionen gab, die aufgrund unzureichender Angebote nicht erfolgreich durchgeführt werden konnten.

Auktionen je Speicherunternehmen

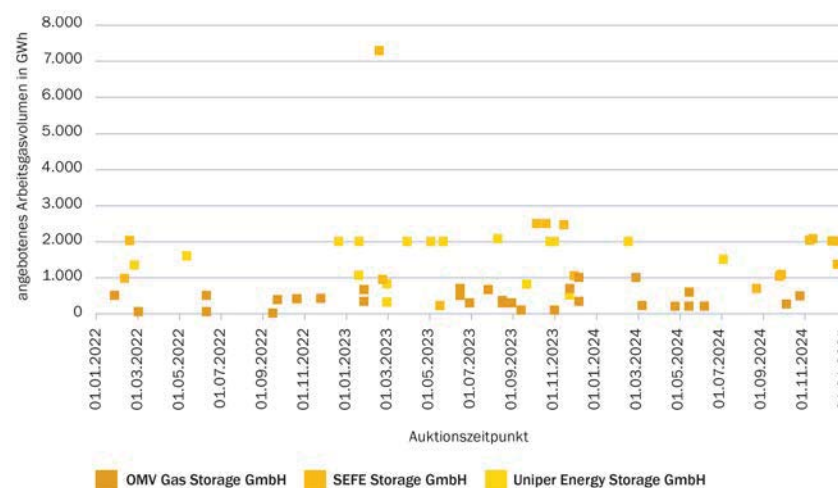


Abbildung 50

Quelle: Websites/Newsletter der Speicherunternehmen
Stand: 31. Dezember 2024

Aufgrund der Novellierung der Gas-Monitoring-Verordnung 2017 per 15. September 2023 erhält die E-Control seit 1. Jänner 2024 von den Speicherunternehmen sämtliche Information zu den stattgefundenen Auktionen innerhalb von zwei Arbeitstagen, einschließlich des Mindestpreises, der Spanne der Gebote und der Spanne der Gebote mit Zuschlag. Diese Daten dienen der E-Control

zur internen Analyse des Marktgeschehens, werden jedoch aus Vertraulichkeitsgründen nicht veröffentlicht.

Für einen Vergleich der Auswirkungen nationaler Maßnahmen für die Speicherbefüllung sei auf den [ACER-CEER-Bericht „Consultancy study on the impact of the measures included in the EU and National Gas Storage Regulations“](#) verwiesen.

6.3 Gleichbehandlung und Wechselplattformen

Im Rahmen der Marktaufsicht ist es die Aufgabe der E-Control, die Gleichbehandlung sowohl bei der Tätigkeit auf den Wechselplattformen als auch bei den Speicherunternehmen sowie den Gas- und Stromnetzbetreibern jährlich zu überprüfen. In den Gleichbehandlungsberichten der [Strom-](#) und [Gasunternehmen](#) 2024 (für das Jahr 2023) wurden weder von den Speicherunternehmen noch von den Gasnetzbetreibern oder von den Stromunternehmen im Jahr 2024 für den geprüften Zeitraum 2023 Verstöße gemeldet. Auch die Berichte über die Anfragen an die Wechselplattform Strom und [Gas](#) 2024 stehen online zur Verfügung.

” ÜBERWACHUNG DES GROSS- HANDELSMARKTS “

REMIT II bringt weitreichende Neuerungen

7 ÜBERWACHUNG DES GROSSHANDELSMARKTS (REMIT)

Die EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) wurde 2024 mit dem Inkrafttreten der REMIT II wesentlich überholt und erweitert. Für die E-Control ist dabei die gewichtigste Neuerung die Aufgabe, Verwaltungsstrafverfahren zu führen. Die neue Version der EU-Verordnung zog aber auch weitere Anpassungen auf internationaler Ebene, bei ACER, und auf nationaler Ebene in der Umsetzung nach sich.

7.1 Neuerungen

Am 7. Mai 2024 trat die Novelle der REMIT-Verordnung, besser bekannt als REMIT II, in Kraft. Sie wurde als Reaktion auf die Energiekrise beschlossen und soll dazu dienen, das REMIT-Rahmenwerk zu modernisieren, zu erweitern und in Hinblick auf dynamische Marktentwicklungen anzupassen. Durch diese Reform sollen die Markttransparenz erhöht und Marktmissbrauch wirksamer verhindert werden.

Mit der Novelle erfuhr die REMIT-Verordnung eine Erweiterung ihres Anwendungsbereichs, so dass Energiederivate (also Finanzprodukte) jetzt vollständig mitumfasst sind. Zudem werden algorithmisches Trading sowie das Gewähren von direktem elektronischem Zugang stärker reguliert.

Eine zentrale Neuerung zur Verbesserung der Transparenz war die Einführung erweiterter Publikations- bzw. Berichtspflichten. Marktteilnehmer müssen Insiderinformationen jetzt über zertifizierte Plattformen veröffentlichen. Gleichzeitig

verpflichtet REMIT II Akteure, die einen Sitz außerhalb der EU haben und in der Union tätig sind, zur Ernennung einer Ansprechperson. Auch neue Kategorien von Produkten sind nun von den Meldepflichten umfasst, insbesondere Speicher-, Flüssiggas- und Regelenergietransaktionen. Weiters müssen organisierte Marktplätze Handelsdaten jetzt direkt melden, was eine starke Vereinfachung des Meldeprozesses für Marktteilnehmer darstellt und die Datenqualität maßgeblich verbessern sollte.

Darüber hinaus wurden die Bestimmungen zur Durchsetzung der REMIT-Missbrauchsverbote unionsweit harmonisiert. Das betrifft insbesondere die administrativen Sanktionen. Ein einheitlicher Ansatz zur Verhängung von Strafen und Maßnahmen in der gesamten EU soll sicherstellen, dass Verstöße gegen REMIT II konsequent geahndet werden.

ACER erhielt erstmals Ermittlungsbefugnisse für grenzüberschreitende Fälle. Zusätzlich müssen die nationalen Regulierungsbehörden jetzt die Möglichkeit haben, Sanktionen gegen natürliche sowie juristische Personen direkt zu verhängen. Dies war in Österreich bisher nicht der Fall, Strafen wurden nicht von der E-Control selbst verhängt. Für die Höhe der Geldstrafen gibt es eine Mindestschwelle.

Nicht zuletzt wurde auch die Verpflichtung zur Überwachung des eigenen Marktes für Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren oder ausführen (persons professionally arranging or executing transactions, PPAETs) konkretisiert und erweitert.

7 ÜBERWACHUNG DES GROSSHANDELSMARKTS (REMIT)

Für die E-Control bedeuten die Neuerungen einen erweiterten Marktüberwachungsbereich und zusätzliche Kompetenzen bei der Durchsetzung. Beides wird mit einem erheblichen Mehraufwand einhergehen.

Die wohl gravierendste Änderung für die behördlichen Verfahren ist, dass die E-Control bei Verstößen gegen die Rechtsnormen der REMIT erstmals Verwaltungsstrafverfahren nach dem Verwaltungsstrafgesetz 1991 durchzuführen hat. Die mögliche Strafhöhe wurde dabei durch REMIT II deutlich angehoben (je nach Art des Verstoßes). Für Insiderhandel oder Marktmanipulation droht demnach mindestens eine maximale Geldbuße von 5 Millionen Euro für natürliche Personen und 15% des Vorjahresumsatzes für juristische Personen.

7.2 Überwachung

Steht das Verhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt im Verdacht, gegen REMIT zu verstoßen, prüft die E-Control in einer Erstbeurteilung, ob genügend Anhaltspunkte vorhanden sind, um eine nähere Untersuchung auf zweiter Ebene der Marktüberwachung zu rechtfertigen.

REMIT-Verdachtsfälle werden grundsätzlich aus vier Quellen generiert. Diese sind das reguläre Marktmonitoring unter Nutzung von Handelsüberwachungssoftware durch die nationalen Regulierungsbehörden, Meldungen von Betreibern von Börsen, Brokerplattformen oder sonstigen Handelsplattformen, die

Offene Falluntersuchungen 2024

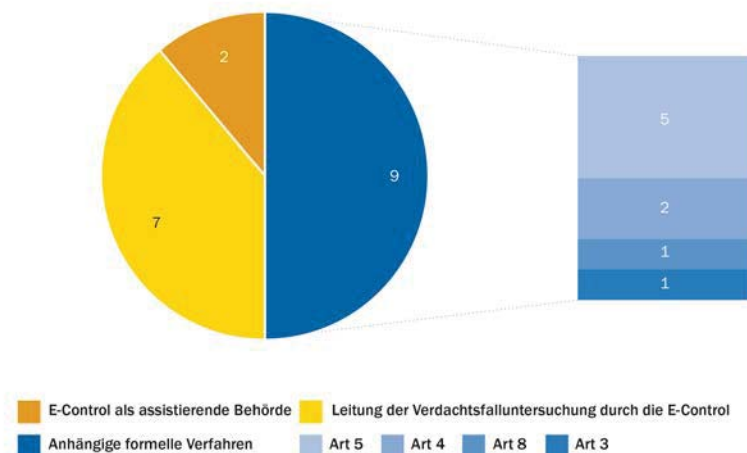


Abbildung 51

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

gesamteuropäische Überwachung durch ACER oder (anonyme) Anzeigen, z.B. durch andere Marktteilnehmer.

Im Jahr 2024 wurden von der E-Control insgesamt 8 neue Verdachtsfälle aufgegriffen. Gleichzeitig wurden 2 Fälle abgeschlossen, durch Einstellung des

Verfahrens oder behördliche Erledigung (siehe Abbildung 51). Im Gegensatz zum Vorjahr erhöhte sich die Anzahl der anhängigen Verfahren. Dies war vor allem auf längere Untersuchungsperioden und weiterlaufende Rechtsmittelverfahren zurückzuführen.

7.3 Ausgewählte REMIT-Fälle

Die Fallbearbeitung 2024 war besonders durch die neuen Verpflichtungen für Marktteilnehmer unter REMIT II geprägt. Mit 7. Mai 2024 war in der REMIT-Registrierung die Insiderinformationsplattform für Veröffentlichungen anzugeben. Mit 8. November 2024 mussten Marktteilnehmer aus Drittstaaten ihre Vertretungen in Österreich designieren. Da es sich hierbei um neue Vorgaben handelt, prüfte die E-Control die Einhaltung und informierte Marktteilnehmer schrittweise. Bei fehlenden Angaben wurden die Marktteilnehmer darauf hingewiesen. Wurden nach mehrmaligen schriftlichen Aufforderungen die notwendigen Informationen nicht bereitgestellt, mussten auch Verfahren eingeleitet werden.

7.4 Europäische Ebene

Nicht zuletzt durch REMIT II war es erforderlich, die von ACER verfassten europäischen Leitlinien zu REMIT zu überarbeiten. Sowohl die „ACER Guidance“ als auch ein Dokument mit den häufigsten Fragen und Antworten wurden 2024 aktualisiert und angepasst, um sie mit REMIT II in Übereinstimmung zu bringen. Dies erfolgte in den jeweils zuständigen europäischen Arbeitsgruppen und in enger Abstimmung mit den nationalen Regulierungsbehörden. Das REMIT-Team der E-Control brachte dabei laufend Input und Expertise ein. Zusätzlich beteiligte man sich an der Konsultation zur neuen REMIT-Durchführungsverordnung.

Europäische Zusammenarbeit im Rahmen von Untersuchungsgruppen und unterschiedlichen grenzüberschreitenden Fällen war auch 2024 ein wichtiger Teil der Fallbearbeitung und erfolgte koordiniert über das ACER „Case Management Tool“. Um für zukünftige grenzüberschreitende Untersuchungen gemeinsam mit ACER gerüstet zu sein, wurde ein Übereinkommen erarbeitet und beschlossen, welches die Aufteilung von Fällen und die Zusammenarbeit näher regelt.

” KONSUMENT:INNEN- SCHUTZ “

*Monitoring zeigt
Handlungsfelder auf*

8 KONSUMENT:INNENSCHUTZ

Die E-Control stellt durch ein umfängliches und laufendes Monitoring der Entwicklungen zum Konsument:innenschutz sicher, dass eventuelle Handlungsfelder möglichst früh erkannt werden und dass auch in diesem Bereich eine solide Datengrundlage für Verbesserungen besteht. Einen Einblick in ausgewählte Einzelthemen dieses Monitorings bot das [Webinar „Konsument:innen im Fokus“](#) vom 30. April 2024. Die E-Control kombiniert für diese Arbeit unterschiedlichste Methoden, führt eigene Untersuchungen durch, holt die Meinung der Konsument:innen ein und ergänzt durch Marktdaten.

So zeugen etwa sowohl die Untersuchungen innerhalb des Projekts Servicequalität als auch die Anfragen der Konsument:innen von mangelnder Transparenz in Bezug auf den anwendbaren Preis und auf die tatsächlichen Kosten. Eine konsequente Umsetzung monatlicher Abrechnungen aufgrund von tatsächlich gemessenen Verbrauchswerten würde hier wesentlich zu einer besseren Information der Konsument:innen beitragen.

8.1 Grundversorgung, Abschaltung, Vertragsauflösung

Die Zahlen zu Grundversorgung, Abschaltungen und Vertragsauflösungen geben der E-Control jedes Jahr einen guten Einblick in die Situation der Konsument:innen. Zur Grundversorgung war 2024 ein weiterer Rückgang zu verzeichnen. Umgekehrt stiegen die Abschaltungen teils deutlich an, was auf das Auslaufen der freiwilligen Abschaltverzichtse seitens der Unternehmen

zurückzuführen war. Weiterhin gab es Haushalte, deren Versorger ihren Energieliefervertrag kündigten.

8.1.1 GRUNDVERSORGUNG

Berufen sich Kund:innen auf die Grundversorgung, dann sind sie zu Preisen zu beliefern, die nicht höher sein dürfen als jene, zu dem die größte Anzahl der Kund:innen dieser Kund:innengruppe von den Energieunternehmen bereits beliefert wird. Diese Regelung ist an sich dafür gedacht, dass allen Konsument:innen jederzeit Energieversorgungsverträge angeboten werden.

Die Anzahl der Kund:innen unter Berufung auf die Grundversorgung war über einen langen Zeitraum nahezu konstant auf sehr niedrigem Niveau. Im Krisenumfeld 2022/2023 wurde die Grundversorgung aber von zahlreichen Kund:innen dazu genutzt, Zugang zu den Bestandstarifen zu bekommen, anstatt teurere Neukund:innentarife abschließen zu müssen. Insgesamt waren über das weitere Jahr 2023 betrachtet bei Strom rund 15.000 Kund:innen in der Grundversorgung. Im März 2024 wurden mit 10.128 Strom-Kundinnen erstmalig wieder deutlich weniger Kund:innen in der Grundversorgung gemeldet als in den Vormonaten. Die Zahlen für den Rest des Jahres 2024 mussten aufgrund einer Änderung der Rechtslage im Tiroler Landesgesetz um die Zahlen aus diesem Bundesland bereinigt werden. Sie zeigen eine Fortsetzung des Abwärtstrends bis zum Jahresende mit 7.778 Kund:innen in der Grundversorgung im November.

Für die Grundversorgung mit Gas stiegen die Zahlen nicht im gleichen Ausmaß an wie für Strom. Nach einem Höchststand Anfang 2023 hielt sich

8 KONSUMENT:INNENSCHUTZ

dann auch bereits ein langsamer Rückgang. Im November 2024 meldeten die Versorger dann noch 996 Kund:innen unter Berufung auf die Grundversorgung, was einen weiteren Rückgang von circa 22% seit Jahresbeginn 2024 bedeutete.

Strom: Anzahl von Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten



Abbildung 52

Quelle: E-Control; Stand: 7. Jänner 2025

8.1.2 ABSCHALTUNGEN

Bevor Konsument:innen tatsächlich das Gas oder der Strom abgeschaltet wird, ist ein längerer Prozess mit mehreren Mahnfristen zu durchlaufen. Kommt es allerdings nach diesen Mahnungen immer noch nicht zur Zahlung offener Beträge,

Gas: Anzahl der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten

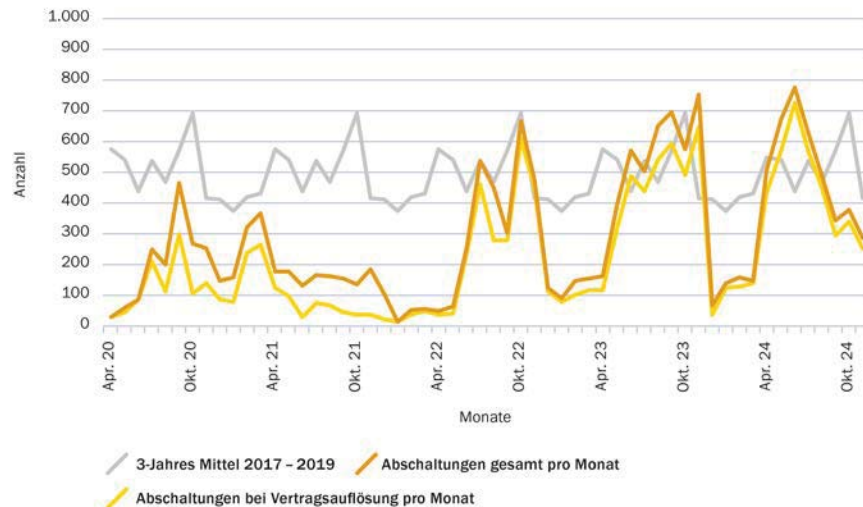


Abbildung 53

Quelle: E-Control; Stand: 7. Jänner 2025

steht es den Energieversorgungsunternehmen frei, entweder die bestehenden Verträge aufzulösen oder die eigene Leistung auszusetzen.

Die Anzahl der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten lag zum Teil deutlich über den langjährigen Trends. Zuvor hatte es krisenbedingt noch freiwillige Abschaltverzichte der Energieunternehmen gegeben. Die Zahlen für 2024 zeigen nun, dass diese Maßnahmen Wirkung hatten, dass allerdings die Ursachen für Abschaltungen längerfristig betrachtet nicht aus der Welt geschafft wurden (siehe Abbildung 52 und Abbildung 53).

8.1.3 VERTRAGSAUFLÖSUNGEN

Das Phänomen der Vertragsauflösung durch den Lieferanten ist ein relativ neues, war jedoch 2023 und 2024 weiterhin präsent. Diese Auflösungen sind im Kontext der Rechtsunsicherheit bezüglich Preiserhöhungen zu sehen (siehe dazu Kapitel 11.2.3). Anstatt also ihre Preise zu erhöhen, führten die Unternehmen eine ordentliche Kündigung durch und boten den Kund:innen zugleich den Abschluss eines neuen Vertrags mit einem höheren Preis an. Davon betroffen waren 2023 circa 300.000 Stromkund:innen und bis Ende November 2024 etwa 63.000 Stromkund:innen. Auf der Gasseite gab es 2024 erstmals Zahlen der Versorger, laut denen sich etwa 26.000 Gaskund:innen in dieser Situation befanden.

Einen detaillierteren Einblick in die Versorgungssituation der Haushalte gibt ein entsprechender [Bericht der E-Control](#) für den Zeitraum von Juli 2020 bis November 2024.

8.2 Servicequalität der Energieversorger

Jedes Jahr untersucht die E-Control die Entwicklung bestimmter Indikatoren zur kommerziellen Qualität der Netzdienstleistung, die Konsument:innen in Österreich geboten wird. Zusätzlich zeigte ein Projekt zur Servicequalität auf, dass die Themen der Kund:innenkommunikation und der Zählerstandsermittlung stärkeres Augenmerk verdienen. Sie stellten daher 2024 einen Schwerpunkt der Monitoringarbeit der E-Control dar.

8.2.1 PROJEKT SERVICEQUALITÄT

Im Rahmen einer breiteren Untersuchung zur Servicequalität der Energieversorgungsunternehmen waren bereits 2022 und 2023 Abfragen an Netzbetreiber und Strom-Lieferanten bzw. Gas-Versorger ausgesendet worden. Das Augenmerk lag hier auf der Kund:innenkommunikation und auf der Art der Zählerstandsermittlung bei Jahres- und Endabrechnungen. Von diesen wurde das Thema „Zählerstandsermittlung“ 2024 einer vertiefenden Untersuchung unterzogen. Detailabfragen zeigten, dass der Anteil an Jahres- und Endabrechnungen für Strom auf Basis von fernausgelesenen Verbrauchswerten mit der Smart-Meter-Ausrollung stark anstieg. Damit reduzierten sich einerseits Fälle von ungenau rechnerisch ermittelten Verbrauchswerten, andererseits verlagerten sich die Probleme hin zu neuen Themenfeldern wie der Datenübertragung oder lückenhaften Datenlagen. Die Abfrage zeigte außerdem, dass sich der Anteil an Monatsrechnungen noch immer im unteren einstelligen Prozentbereich befand.

8 KONSUMENT:INNENSCHUTZ

Im Gasbereich zeichnete sich das gleiche Bild wie im Vorjahr ab. Jahresabrechnungen basierten überwiegend auf Verbrauchswerten, die von den Netzbetreibern selbst vor Ort abgelesen wurden, während Verbrauchswerte für Endabrechnungen mehrheitlich rechnerisch ermittelt wurden und damit ungenauer waren. Laut den rückgemeldeten Daten basierte aber auch ein Teil der Endabrechnungen verstärkt auf Verbrauchswerten, die von Kund:innen selbst abgelesen wurden.

Einen zweiten Schwerpunkt der Abfragen 2024 bildete die Kund:innenkommunikation, insbesondere die Aufforderung zur Zählerstandsbekanntgabe sowie Schreiben vor einer Vertragsauflösung und damit kurz vor einem Belieferungsende mit Energie. Außerdem wurden Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen von den Unternehmen eingeholt. Die Ergebnisse zeigten eine starke Diskrepanz in den Informationsschreiben an Kund:innen. Die Ausgestaltung der Schreiben reichte von verschachtelten und rechtlichen Formulierungen bis hin zu gut strukturierten Informationen mit prägnanten Aktionspunkten.

Zusätzlich wurden heuer die Websites der Netzbetreiber auf eine niederschwellige und einfache Möglichkeit zur Zählerstandsbekanntgabe für Kund:innen untersucht. Auch die Websites der Lieferanten wurden auf Basis verschiedener Kriterien wie beispielsweise Kontaktmöglichkeiten und Informationen zu Anlauf- und Beratungsstellen analysiert. Dabei fiel insbesondere die Kundenportal-App eines Lieferanten auf, mit der Kund:innen schnell und unkompliziert jederzeit via Handy oder Tablet eine Übersicht über ihre wichtigsten Vertragsdetails und Rechnungen einsehen können.

8.2.2 KOMMERZIELLE QUALITÄT

Verordnungen zur Netzdienstleistungsqualität schreiben für Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber eine Reihe von Anforderungen an deren kommerzielle Qualität fest, die in mindestens 95% aller Fälle einzuhalten sind. Die Ergebnisse der zugehörigen Erhebungen für 2023 zeigten, dass der Erfüllungsgrad bei den Anträgen auf Netzzutritt zum Stromnetz wieder auf 98% anstieg. Dieser Indikator war 2022 insbesondere aufgrund der explosionsartig gestiegenen Anzahl an Netzzutrittsanträgen für PV-Anlagen auf 89% gesunken. Der geringere Erfüllungsgrad bei Rechnungskorrekturen ist auf Probleme beim größten Verteilernetzbetreiber in Österreich in der ersten Jahreshälfte 2023 zurückzuführen (siehe Tabelle 6). Nähere Details stehen in den von der E-Control veröffentlichten Berichten zur kommerziellen Qualität der [Strom-Verteilernetzbetreiber](#) sowie der [Gas-Verteilernetzbetreiber](#) für das Berichtsjahr 2023 zur Verfügung.

8.2.3 RATENZAHLUNGSVEREINBARUNGEN

Werden für die Rechnungslegung keine tatsächlichen Daten verwendet, sondern stattdessen die Werte rechnerisch ermittelt, so kann es bei einer Ablesung im Rahmen der Jahresabrechnung zu Nachforderungen kommen. Die Bandbreite dieser Nachforderungen ist sehr groß. Über das Jahr 2023 meldeten ca. 50 Strom-Lieferanten durchschnittliche ausstehende Forderungen von 41 EUR bis 12.500 EUR.

Um dieser herausfordernden Situation für Haushalte zu begegnen, müssen Stromunternehmen seit 2022 Ratenzahlungsvereinbarungen anbieten. In

Kennzahlen zur kommerziellen Qualität 2022				
Kriterien zur kommerziellen Qualität	Strom		Gas	
	Anzahl	Erfüllungsgrad	Anzahl	Erfüllungsgrad
Anfragen und Beschwerden	2.386.814	99	523.252	99
Anträge Netzzutritt	178.593	98	1.420	99
Anträge Netzzugang	734.492	99	145.974	100
Zählereinbauten	113.725	99	3.728	99
Inbetriebnahmen von Messeinrichtungen	99.208	98	40.714	100
Rechnungslegung	8.066.424	98	1.497.645	99
Rechnungskorrekturen	83.721	87	39.068	79
Termineinhaltungen	1.366.096	98	288.132	99
Abschaltungen	16.171	100	1.012	100

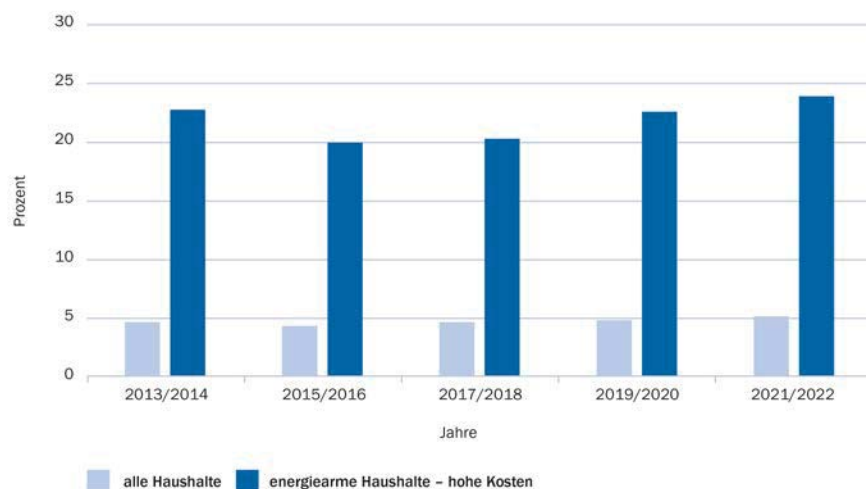
Tabelle 6

Quelle: E-Control; Stand: November 2024

einer [Untersuchung zur Nutzung und sozialen Treffsicherheit](#) dieser Möglichkeit 2024 kam die E-Control zu dem Schluss, dass ein konstanter Bedarf danach besteht, aber dass die Regelung eher eine Erleichterung für Haushalte der „unteren Mittelschicht“ darstellt und für Haushalte an oder unter der Armutsgefährdungsgrenze, einkommensschwache oder energiearme Haushalte nicht primär hilfreich ist.

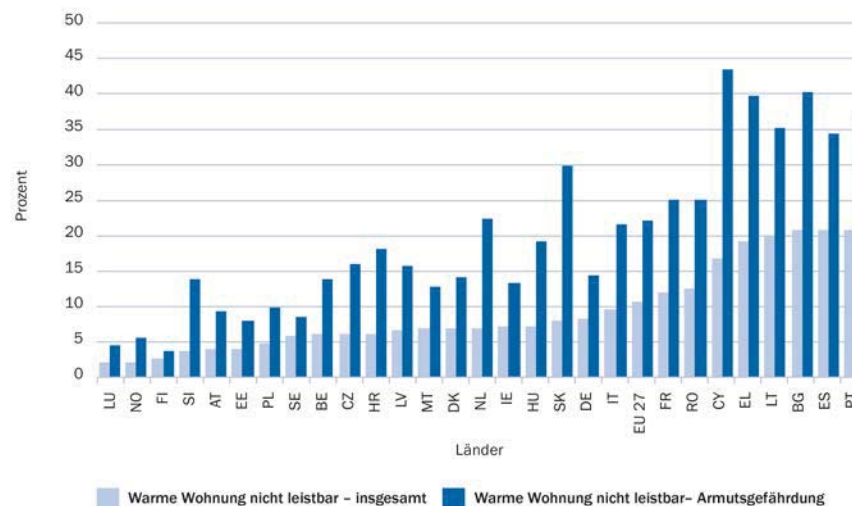
8.3 Energiearmut

Die E-Control beauftragte bei der Statistik Austria eine tiefergehende [Studie zu den Dimensionen der Energiearmut 2021/22](#). Mit Anfang 2024 lagen die Ergebnisse dieser Studie vor. Sie näherte sich dem Thema über diverse Indikatoren. Einer der Indikatoren für Energiearmut ist die Anzahl der Haushalte mit vergleichsweise niedrigem Einkommen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohen Energiekosten. Diese Beschreibung traf im Untersuchungszeitraum auf 134.100 Haushalte in Österreich zu. Im Durchschnitt gaben diese Haushalte an, 24% ihres Haushaltseinkommens

Relative Energiekosten von energiearmen Haushalten im Zeitvergleich**Abbildung 54**

Quelle: Statistik Austria; Stand: November 2024

für Energie auszugeben. Demgegenüber stehen die durchschnittlichen Energieausgaben aller Haushalte in Österreich, die sich auf 5,1% beliefen (siehe Abbildung 54). Das für diese Berechnung verwendete Äquivalenzeinkommen ist dabei ein Wert, der sich aus dem Gesamteinkommen eines Haushalts und der Anzahl und dem Alter der von diesem Einkommen lebenden Personen ergibt.

Energiearmut im europäischen Vergleich 2023**Abbildung 55**

Quelle: Eurostat/EU-SILC 2023; Stand: November 2024

Weiters wurde in der Studie untersucht, wie viele Haushalte in Österreich es sich nicht leisten konnten, ihre Wohnung angemessen warm zu halten. Dies war 2022 für rund 129.500 Haushalte bzw. 3,2% aller Haushalte in Österreich der Fall. Im Jahr 2023 kam die Energiekrise voll zum Tragen und der Wert stieg auf 3,9% an.

Im europäischen Vergleich ist ein verhältnismäßig kleiner Teil der österreichischen Bevölkerung von Energiearmut betroffen. Zugleich zeigt sich aber auch, dass die Betroffenheit von Energiearmut unter der armutsgefährdeten Bevölkerung, also jenen Haushalten mit 60% oder weniger des Medianeinkommens des jeweiligen Staats, deutlich stärker ist als anderswo (siehe Abbildung 55).

8.4 Anfragen und Anliegen der Konsument:innen

Rund 8,7 Millionen Mal wandten sich Stromkund:innen im Laufe des Jahres 2023 an ihren Verteilernetzbetreiber oder Energieversorger. Gaskund:innen kontaktierten ihren Netzbetreiber oder Versorger 2,3 Millionen Mal. Dies bedeutete bereits das zweite Jahr in Folge eine Steigerung von etwa 25%. Zur Verdeutlichung sei angemerkt, dass es mehr Anfragen als Zählpunkte gab, d.h. dass sich, statistisch gesehen, jeder Haushalt mehr als einmal pro Jahr an ein Unternehmen wandte. Dieses Verhältnis blieb 2024 grundsätzlich stabil. Bis Ende November gingen 7,5 Millionen Anfragen bei Netzbetreibern und Energieversorgern für Strom und 1,8 Millionen bei den Stellen für Gas ein. Anders bei den Beschwerden, die Strom- und Gasunternehmen zu bearbeiten hatten. Hier blieben die Zahlen mit 76.388 Strombeschwerden und 19.631 Gasbeschwerden im Jahr 2023 weitgehend konstant, und auch die vorläufigen Zahlen für 2024 lassen Ähnliches erwarten. Bis Ende November 2024 gab es circa 61.000 Beschwerden bei Strom und 15.000 bei Gas. Diese im Verhältnis zur Kundenanzahl geringen Fallzahlen deuten darauf hin, dass bereits der

Kundenservice die meisten Anliegen der Konsument:innen zufriedenstellend beantworten konnte.

Die Zahlen der Anfragen und Beschwerden an die Beratungs- und Schlichtungsstelle der E-Control zeigten 2023 noch eine ähnliche Steigerung wie die Anfragen an Unternehmen, in der Größenordnung von +28% gegenüber dem Vorjahr. Für 2024 lassen die vorläufigen Zahlen jedoch einen deutlichen Rückgang erwarten, was darauf hindeutet, dass die Konsument:innen bei der Kontaktaufnahme mit ihren jeweiligen Vertragspartnern mehr Erfolg hatten und nicht auf die Rückfrage bei der Regulierungsbehörde angewiesen waren. Die Energieunternehmen dürften sowohl bei der Kapazität als auch bei der Qualität ihrer Kundenservices aufgestockt haben.

Die Beratungs- und Schlichtungstätigkeit der E-Control liefert der Behörde auch wertvolle Erkenntnisse über die Themen des Strom- und Gasmarktes, die für Konsument:innen entweder besonders interessant oder mit der größten Unsicherheit behaftet sind. So beförderte die Rückkehr attraktiverer Angebote im Jahr 2023 die Anzahl der Anfragen zum Tarifikalkulator auf den ersten Platz der Gründe für eine Kontaktaufnahme mit der E-Control. Anfragen und Beschwerden zur Abrechnung und zum vertraglich vereinbarten Energiepreis sowie Hilfestellung beim Lieferantenwechsel waren weitere Anstöße für einen Anruf oder eine Nachricht an die Beratungsstelle (siehe Abbildung 56).

In Anfragen zum Tarifikalkulator geht es meist um Abfragen der verfügbaren Angebote. Die Anfragen zu den Themen „Rechnung“ und „Energiepreis“ zeigen ein

Anfragen und Beschwerden bei der Beratungsstelle 2024

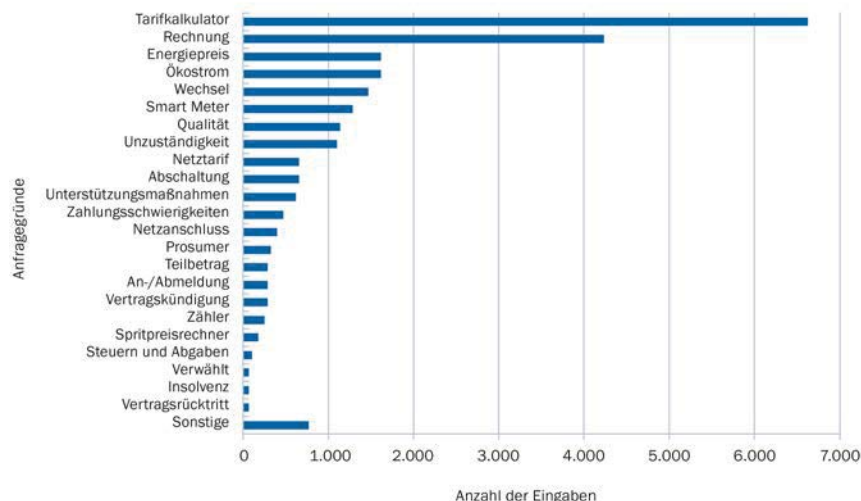


Abbildung 56

Quelle: E-Control; Stand: 31. Dezember 2024

Transparenzdefizit seitens der Lieferanten und Versorger auf. So stellt sich heraus, dass vielen Konsument:innen nicht bewusst ist, dass sich ihr Verbrauchspreis in Cent/kWh verändert. Diese Änderungen werden zum Beispiel auf Basis von im Preisblatt vereinbarten Formeln und Indizes durchgeführt. Eine aktive Information durch den Energielieferanten zum Zeitpunkt der Anpassung fiel in vielen Fällen aus.

Bei Energielieferverträgen mit automatischen Preisanpassungen ist es besonders wichtig, dass die Konsument:innen vorab über die Konsequenzen und Risiken aufgeklärt werden. Zusätzlich ist eine proaktive Information durch das Unternehmen über jede Veränderung notwendig. Die eigenen Kund:innen auf eine Formel zu verweisen, die auf dem Preisblatt angeführt ist und im Nachgang auf die Möglichkeit der selbstständigen Berechnung zu verweisen, ist weder transparent noch kundenfreundlich. Es spießt sich mit der ersten der zehn Forderungen, welche die E-Control 2023 an Energieunternehmen richtete, nämlich jener nach klarer und individueller Kund:innenkommunikation, z.B. bei Preisänderungen. Diese Verhaltensweise widerspricht außerdem § 80 Abs 4 und Abs 4a EIWOG 2010 bzw. § 125 Abs 4 sowie 4a GWG 2011, die seit Ende 2023 anwendbar sind.

Auf den Vorwurf der intransparenten Kommunikation wird durch die Energiebranche immer wieder entgegnet, dass es die gesetzlichen Vorschriften sind, die zu einer Überfrachtung und Intransparenz führen. Einige Unternehmen schaffen es aber durchaus, zum Beispiel durch webbasierte Kund:innenportale eine gute Übersicht herzustellen.

Zusätzlich zeigen die Zahlen der Schlichtungsstelle bei der E-Control ein erhebliches Interesse der Kund:innen an Ökostrom-Themen, so z.B. Streitigkeiten über die Höhe der Abnahmevergütung oder die Aufteilung des selbsterzeugten Sonnenstroms auf den Abrechnungen. Zusätzlich langen in der Schlichtungsstelle immer wieder Beschwerden über die lückenhafte Datenübertragung durch Smart Meter ein. Besonders jene Verbraucher:innen, die auch selbst Strom

produzieren oder zum Beispiel an Energiegemeinschaften teilnehmen möchten, sind von einer durchgehenden Übertragung ihrer viertelstündlichen Bezugs- oder Einspeisedaten abhängig. Es handelt sich hier daher um Themen der Teilhabe der Bürger:innen an der Energiewende (siehe dazu auch Kapitel 2.3.2).

Ein Kuriosum trat bereits 2023 vermehrt im Zusammenhang mit der unterjährigen Abgrenzung der Stromverbrauchsmengen auf und setzte sich 2024 fort. Einige Konsument:innen, an deren Anlagen bereits ein Smart Meter installiert war, stellten fest, dass bei ihren unterjährigen Abgrenzungen, zum Beispiel zum Stichtag einer Energiepreisänderung, trotzdem nicht die tatsächlichen Verbrauchswerte verwendet wurden. Stattdessen kamen berechnete Werte zum Einsatz. Auf Nachfrage antworteten die Netzbetreiber entweder, dass die notwendigen Daten aufgrund von Übertragungsfehlern nicht in ausreichender Qualität vorhanden waren, oder sie verwiesen die Betroffenen wieder zurück an ihre Stromlieferanten, die erklärten, die Daten in dieser Form nicht verarbeiten zu können.

Ähnlich verhielt es sich mit der Umstellung auf die monatliche Abrechnung. Ist ein Smart Meter vorhanden, haben Konsument:innen ein Recht auf die verbrauchsgenaue monatliche Abrechnung. Aber auch hier erhielten viele eine negative Antwort und wurden zwischen Netzbetreiber und Energielieferant hin- und hergeschickt. In beiden Szenarien versuchte die Schlichtungsstelle im Rahmen der Verfahren aufzuklären, wo das Problem für die mangelnde Umsetzung lag. Sie forderte die Unternehmen auch zur Korrektur der Abrechnung auf Basis der tatsächlichen Verbrauchswerte auf.

8.5 Situation der Haushalte

Die Preiskrise veranlasste die Bundesregierung zur Verabschiedung einer Reihe von Maßnahmen, die Haushalte entlasten sollten. So waren z.B. die Stromnetzentgelte nicht in voller Höhe zu bezahlen, da rund 80% der letzten Erhöhungen vom Staat abgefangen wurden. Diese Entlastungsmaßnahme galt bis Ende 2023. Dagegen lief die „Stromkostenbremse“ noch bis Jahresende 2024 weiter. Ebenso entfielen bis Ende 2024 die Erneuerbare-Pauschale und der Erneuerbaren-Förderbeitrag für alle Haushalte und Unternehmen. Haushalte, die trotzdem separat eine Befreiung von den Erneuerbaren-Förderbeiträgen bei der OBS GmbH (vormals GIS) erwirkt hatten, erhielten außerdem den Netzkostenzuschuss von bis zu 200 EUR zuerkannt. Mit Ende 2023 war das für 212.413 Haushalte der Fall, was einem Plus von knapp 50% gegenüber dem Vorjahr entspricht.

Mit Ende 2024 endeten sowohl die „Stromkostenbremse“ als auch die pauschale Befreiung von den Ökostromkosten. Zugleich müssen mit 1. Jänner 2025 die Netztarife für Strom und Gas deutlich erhöht werden (siehe dazu Kapitel 2.2). Es ist daher mit einer erheblichen Mehrbelastung der Haushalte ab Beginn des neuen Jahres zu rechnen.

Im derzeitigen Umfeld mit hohen Energiepreisen, die jedoch durch die Maßnahmen der Bundesregierung und auch der Länder teilweise abgefangen wurden, ließ die E-Control Anfang März 2024 eine [Umfrage](#) durchführen. Sie

8 KONSUMENT:INNENSCHUTZ

sollte beleuchten, wie gut die Österreicher:innen über den Preis einer Kilowattstunde Energie Bescheid wissen. Etwa 70% der Befragten gaben an, sich grundsätzlich mit dem Thema Strom- und Gaskosten auseinanderzusetzen,

knapp 25% sogar intensiver. Trotzdem konnten nur 44% eine Angabe zu ihren Kosten für eine Kilowattstunde Strom machen, bei Gas fiel der Wert auf 29%.

” SERVICES DER E-CONTROL “

*Ständige Weiterentwicklung
im Interesse der Konsument:innen*

9 SERVICES DER E-CONTROL

Über die Beratungs- und Schlichtungsstelle der E-Control haben Konsument:innen die Möglichkeit, sich in allen ihren Belangen mit Bezug auf Strom und Gas bei einer einzigen Stelle zu informieren und gegebenenfalls auch bei ihrer Beschwerde unterstützen zu lassen. Sowohl die Anfragen und Beschwerden als auch die Anträge auf Streitschlichtung gingen 2024 gegenüber dem Vorjahr deutlich zurück.

Zusätzlich bietet die E-Control zahlreiche Online-Tools, die Konsument:innen die Navigation im Strom- und Gasmarkt erleichtern sollen. Dazu gehören der Tarifikalkulator, der Energiespar-Check, der KMU-Energiepreis-Check und diverse Mobilitätsapplikationen, wie z.B. der Spritpreisrechner. Außerdem bietet das Informationsangebot der E-Control über Website, Publikationen, Messeauftritte, Medienberichte und Social Media einen umfassenden Einblick in die Arbeit der Behörde und die Möglichkeiten für Einzelne, aktiv zu werden. Wer dort nicht fündig wird, kann per <http://frag.e-control.at> auch spezifische Fragen stellen.

9.1 Beratungs- und Schlichtungsstelle

Die E-Control betreibt eine Beratungs- und Schlichtungsstelle im Haus, die Konsument:innen bei allen Fragestellungen rund um ihre Versorgung mit Strom oder Gas unterstützt. Im Jahr 2023 wurden knapp 42.681 telefonische und schriftliche Anfragen und Beschwerden an die E-Control gerichtet und

bearbeitet. Das entspricht einem Zuwachs von circa 28% gegenüber 2022. Im Jahr 2024 lag die entsprechende Zahl bei 20.759 Eingängen, die Anfrage- und Beschwerdezahlen sanken also im Vergleich zum Rekordjahr 2023 deutlich, um 51%. Trotzdem befanden sich die Zahlen immer noch erheblich über dem „Vorkrisenniveau“.

Kommt es zu Streitigkeiten zwischen Elektrizitäts- und Gasunternehmen einerseits und deren Kund:innen andererseits, kann die Schlichtungsstelle der E-Control angerufen werden. Im Jahr 2023 bearbeitete die Stelle 2.486 Schlichtungsanträge, was einen Anstieg von 35% gegenüber dem Vorjahr bedeutete. Im Jahr 2024 gingen 1.394 Anträge auf Streitschlichtung ein, wir sehen also ebenso einen Rückgang, um 44%, gegenüber dem Vorjahr.

Auffällig war 2023, dass zahlreiche Beschwerdeführer:innen eigentlich nach Aufklärung suchten. Die selbständige Problemlösung wurde durch mangelhafte Erreichbarkeit der Unternehmen erschwert. Auch die Schlichtungsstelle kämpfte mit Verzögerungen bei der Einholung von Stellungnahmen der Unternehmen, wodurch die durchschnittliche Verfahrensdauer deutlich stieg und schließlich 70 Tage erreichte. Auch im Jahr 2024 schilderten viele Betroffene, dass sie keine oder keine zufriedenstellende Auskunft ihrer Vertragspartner erhielten. Allerdings gingen die Anträge auf Streitschlichtung besonders in der zweiten Jahreshälfte zurück und auch in laufenden Verfahren trafen die geforderten Stellungnahmen zu einem Großteil wieder zeitnah ein. Die durchschnittliche Verfahrensdauer sank auf 61 Tage.

Ein kurzer Einblick in die Inhalte der Anfragen findet sich in Kapitel 8.4. [Der Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle 2024](#) bietet detailliertere Informationen zu diesem Service der E-Control und der Tätigkeit im Jahr 2023.

9.2 Tarifikalkulator

Bereits seit 2011 können sich Verbraucher:innen im Tarifikalkulator der E-Control den unabhängigen Vergleich aller in Frage kommenden Strom- und Gasangebote für ihren Verbrauch berechnen lassen. Insgesamt wurde der Tarifikalkulator im Jahr 2024 etwa 875.000 Mal aufgerufen.

Um der wachsenden Komplexität der Strom- und Gasangebote gerecht zu werden, wird der Tarifikalkulator zudem ständig weiterentwickelt. Eine wichtige Neuerung 2024 war die Einführung eines neuen Filters „Nur das günstigste Produkt je Marke anzeigen“. Die Ergebnisliste wird damit übersichtlicher.

Eine weitere Neuerung war die Aufnahme von Produkten ohne Preisangabe. Diese Darstellungsform muss gewählt werden, wenn der Preis oder sonstige wichtige Parameter eines Produktes aus verschiedenen Gründen nicht eins zu eins mit anderen vergleichbar sind. Dabei handelt es sich beispielsweise um Spotmarktprodukte mit einem prozentuellen Aufschlag oder Produkte mit einer befristeten Vertragslaufzeit von weniger als einem Jahr. Seit Mitte April können auch derartige Produkte, für die ein direkter Preisvergleich in der aktuellen Form

nicht möglich ist, im Tarifikalkulator angezeigt werden. Konsument:innen können sie im Tarifikalkulator finden und erhalten in der Detailansicht alle wichtigen Informationen zu diesen Produkten.

Zuwächse bei den Anfragen, die direkt vom Tarifikalkulator-Team beantwortet werden, betreffen vor allem die Nutzung von Smart-Meter-Daten bei einer Abfrage, Rabatte und den WatchDog, also die Verwaltung von Suchabfragen und den damit verbundenen Benachrichtigungsservice.

9.3 Medienarbeit und Publikationen

Im Jahr 2024 kam der Wettbewerb auf den Energiemärkten wieder etwas in Schwung. Attraktive Angebote für Neu- und Bestandskund:innen, eine Fülle von Auswahlmöglichkeiten und Ersparnisse beim Lieferantenwechsel beschäftigten die Konsument:innen stark. Die Fragen nach der Entwicklung der Energie- und Netzpreise, das Wegfallen verschiedener Unterstützungsmaßnahmen sowie weiterhin die sichere Versorgung mit Gas waren sehr präsent.

Auf mehr als 500 Anfragen von Journalist:innen stellte die E-Control schriftlich oder mündlich Informationen zu den unterschiedlichsten Strom- und Gasthemen zu Verfügung. Die relevanten Inhalte der verschiedenen Themen wurden in Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalist:innen sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten

9 SERVICES DER E-CONTROL

transportiert. Daraus wurden 3.311 Beiträge in den Medien (sowohl Print- als auch Onlinemedien) generiert. Das bedeutet, dass die E-Control mit ihrer Kommunikationsarbeit 1 Milliarde potenzieller Leser:innenkontakte erzielte. Zudem stehen Konsument:innen verschiedenste weitere Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen, E-Mail-Newsletter, Websites, Social-Media-Kanäle und die Website <http://frag.e-control.at>.

Die E-Control veranstaltete 2024 außerdem neuerlich Fachtagungen, Webinare sowie einen Online-Talk für Branchenvertreter:innen und Entscheidungsträger:innen zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen referierten die Expert:innen der E-Control in Vorträgen zu energierelevanten Themen.

Auch auf Messen mit Energieschwerpunkt war die E-Control 2024 präsent. Bei insgesamt sechs Messen konnten mehr als 800 Gespräche mit interessierten Konsument:innen geführt und Fragen zu Strom und Gas beantwortet werden. Auch beim GewinnInfoDay, Österreichs größtem Kongress für Schüler:innen ab 16 Jahren mit mehr als 5.000 Besucher:innen, war die E-Control präsent und konnte die Jugendlichen über aktuelle Themen aus dem Energiebereich informieren.

9.4 Social Media

Die E-Control war 2024 weiterhin mit Kanälen auf Facebook, X (vormals Twitter), YouTube und LinkedIn sowie mit dem eigenen Messageboard „Frag E-Control“ präsent. Während das Zielpublikum auf Facebook die breite Allgemeinheit ist, wurden auf X vor allem die Presse und Early Adopters und auf LinkedIn mit seinem B2B-Charakter eher Unternehmer:innen sowie diverse Branchenvertreter:innen angesprochen. Bei „Frag E-Control“ handelt es sich wiederum um thematisch sehr Interessierte, die hier ganz konkrete Fragen und Anliegen einbringen.

Obwohl der Kanal auf LinkedIn erst vor gut anderthalb Jahren gestartet wurde, ist er mit rund 4.400 Followern bereits nach Facebook mit rund 32.800 die zweit reichweitenstärkste Social-Media-Seite der E-Control. Nach einem starken Follower-Wachstum bei X scheint hier mit knapp über 2.700 Followern derzeit ein Plateau erreicht worden zu sein. Der Account der E-Control auf X wurde mittlerweile stillgelegt. Wie vor allem auch viele Medienvertreter:innen ist die E-Control stattdessen nunmehr auf dem Kurznachrichtendienst Bluesky präsent.

Was die Interaktionen mit den Nutzer:innen betrifft, liegt naturgemäß Facebook weiterhin weit vorn. Hier gab es rund 60.000 Interaktionen, was doch deutlich weniger ist als 2023. Die etwa 10.000 Interaktionen auf LinkedIn stellen dagegen zum Teil durchaus eine Herausforderung für das Team der Öffentlichkeitsarbeit der E-Control dar, da hier von den Nutzer:innen nicht selten spannende Fachfragen gestellt werden, die jedoch zum Teil auch aufwändigere Antworten erfordern.

Auch beide Vorstände der E-Control sind mit eigenen, persönlichen Profilen auf LinkedIn präsent, die ebenfalls respektable Zuwachs- und Interaktionsraten zeigen.

9.5 Weitere Online-Informationsservices

Auch wenn die Website der E-Control 2024 wieder ein wichtiges Informationsmedium für Strom- und Gaskund:innen wie auch für alle Marktteilnehmer war, so gingen die Besuchszahlen nach dem Rekord im Vorjahr merklich zurück. Dennoch war die Zahl der Websitebesuche mit rund 2 Millionen immer noch mehr als doppelt so hoch wie 2022.

Ein interessantes Zeichen für den anhaltenden PV-Trend stellt die Statistik der Begriffe dar, nach denen Nutzer:innen auf der E-Control-Website gesucht haben. Hier liegen „Einspeisetarif“ und „Marktpreis“ mit Abstand vorne. Nach diesen PV-bezogenen Termini wurde fast sechsmal so häufig gesucht wie nach „Tarifkalkulator“, dem dritthäufigsten Suchbegriff.

Mit rund 26.000 Aufrufen wurde der Energiespar-Check deutlich häufiger als in den Vorjahren genutzt, während der KMU-Energiepreis-Check zum gegenseitigen Vergleich von Strom- und Gaspreisen, die Gewerbebetriebe bezahlen, eine Halbierung erlebte und nur noch 3.300 Mal aufgerufen wurde.

9.6 Mobilitätsapplikationen

Immer wieder untersucht die E-Control auch den aktuellen Status der E-Mobilität, so auch 2023/24 in einer eigenen [Erhebung](#). Die Bedeutung und Größenordnung der E-Mobilität war außerdem Thema der [Fachveranstaltung „Die Rolle der Mobilität im Stromsystem der – nahen – Zukunft“](#) vom 10. September 2024.

Zum Jahresende 2023 ging nach fast drei Jahren Vorbereitungs- und Umsetzungszeit mit dem Lade-Tarifkalkulator die jüngste Applikation der E-Control für E-Mobilist:innen an den Start. Ziel der Applikation unter www.ladetarif.at ist es, das Auffinden und vor allem das Vergleichen von Ladevertragsangeboten („Ladekarten“) zu erleichtern, um das jeweils für die individuelle Situation am besten geeignete wählen zu können. Damit sind auch erstmals nahezu alle Ladekarten-Angebote an einer Stelle im Internet leicht auffindbar und vergleichbar.

Im ersten vollen Jahr der Nutzung wurde der Lade-Tarifkalkulator rund 25.000 Mal aufgerufen. Womit rein rechnerisch bereits ein Achtel aller E Mobilist:innen im Berichtsjahr einen Vergleich der Ladeangebote angestellt hat.

Der Lade-Tarifkalkulator lag damit im zurückliegenden Jahr bei den Besuchszahlen bereits gleichauf mit dem seit 2019 im Auftrag des BMK betriebenen österreichischen Ladestellenverzeichnis unter www.ladestellen.at, das 2024 ebenfalls rund 25.000 Mal besucht wurde (siehe auch die [Quartalsberichte zum Ladestellenverzeichnis](#)). Dies ist nicht allzu verwunderlich, denn obwohl die Zahl

9 SERVICES DER E-CONTROL

Entwicklung registrierter Betreiber, Ladestellen & Ladepunkte

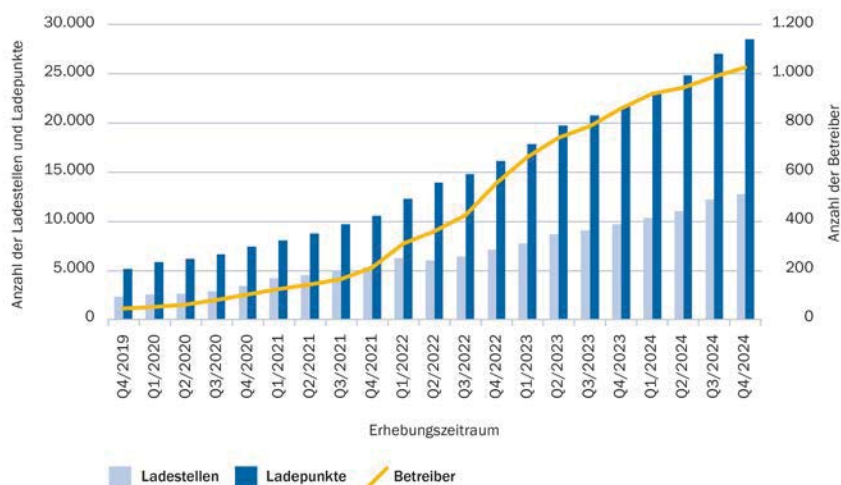


Abbildung 57 Quelle: Ladestellenverzeichnis der E-Control; Stand: Jänner 2025

der öffentlich zugänglichen Ladepunkte innerhalb des Jahres erneut um rund ein Drittel auf nunmehr rund 29.000 wuchs, sind die für E-Autofahrer:innen verfügbaren Informationen im Ladestellenverzeichnis bislang ausschließlich statisch, was eine häufigere Nutzung wenig nutzbringend erscheinen lässt (siehe Abbildung 57).

Dies wird sich im kommenden Jahr deutlich ändern. Denn mit der im April 2024 in Kraft getretenen EU-Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und mit der im September in Kraft getretenen Ladepunkt-Daten-Verordnung des BMK werden Ladestellenbetreiber künftig deutlich mehr Daten melden müssen, allen voran die Echtzeitinformationen über die aktuelle Verfügbarkeit der Ladepunkte (frei/besetzt). Einen tieferen Einblick bot hierzu das [Webinar „www.ladetarif.at – für Durchblick im Ladetarifedschungel“](https://www.ladetarif.at) vom 10. Jänner 2024.

Zudem werden die beiden E-Mobilitätsapplikationen in einem weiteren Projekt miteinander verschränkt werden. Nutzer:innen können im Ladestellenverzeichnis künftig den dann verpflichtend zu meldenden Preis zum Laden ohne Vertrag sehen. Da dieser aber nur selten genutzt wird, wird auch der Preis sichtbar sein, den sie mit ihrem individuell abgeschlossenen Vertrag bezahlen. Die IT-Projekte zur Umsetzung dieser neuen Vorgaben begannen im Oktober 2024 und werden voraussichtlich im zweiten oder dritten Quartal 2025 abgeschlossen.

In Summe weiterhin das meistgenutzte Online-Tool der E-Control blieb der im Auftrag des Wirtschaftsministeriums seit 2011 betriebene Spritpreisrechner. Bis Jahresende verzeichnete die Applikation gut 2 Millionen Besuche (siehe auch die [Quartalsberichte zur Preistransparenzdatenbank \[Spritpreisrechner\]](#)), womit sich der Rückgang der Besuchszahlen aus dem Vorjahr fortsetzt. Da die Spritpreise fast das ganze Jahr über weitgehend stabil blieben und so auch wenig mediale Aufmerksamkeit erregten, ist diese Entwicklung wenig verwunderlich.

” ENERGIE- EFFIZIENZ “

*Technische Grundlagen
für Monitoring gelegt*

10 ENERGIEEFFIZIENZ

Seit Juni 2023 ist die E-Control die Energieeffizienz-Monitoringstelle für das Bundes-Energieeffizienzgesetz. Es setzt die EU-Richtlinie 2018/2002/EU in österreichisches Recht um. Eine vollständige Umsetzung der neuen EU-Richtlinie 2023/1791/EU, welche in wesentlichen Teilen erst im Oktober 2025 in Kraft tritt, ist in Österreich noch ausständig.

Die Aufgaben der E-Control als Energieeffizienz-Monitoringstelle sind in § 57 des Bundes-Energieeffizienzgesetzes festgelegt. Zu den Kernaufgaben zählen die Überwachung des gesamtstaatlichen Endenergieverbrauchsziels, die Beobachtung des Fortschritts bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, die Konkretisierung von Anforderungen in Form von Verordnungen sowie die Überwachung der Einhaltung von Verpflichtungen.

Das Gesetz legt ein nationales Endenergieverbrauchsziel in der Höhe von 920 PJ im Jahr 2030, ausgehend von einem Endenergieverbrauch von 1.136 PJ im Jahr 2021, fest. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein linearer Zielpfad einzuhalten. Bis zum Jahr 2023 sank der Endenergieverbrauch deutlich, auf 1.022 PJ, und liegt damit um 65 PJ unter dem linearen Zielpfad.

Insgesamt 145 Energielieferanten meldeten einen Energieabsatz von insgesamt 926 PJ an Endkund:innen in Österreich für das Jahr 2023 an die E-Control. Dieser Energieabsatz entspricht etwa 91% des Endenergieverbrauchs in Österreich. Es wurden zudem 81 Beratungsstellen gemäß § 39 Bundes-Energieeffizienzgesetz gemeldet. Die Beratungsstellen bieten Haushalten eine kostenlose Beratung

zum Thema Energieeffizienz an, Die Liste der Beratungsstellen ist auf der [Website der Energieeffizienzmonitoringstelle](#) veröffentlicht.

Bis Juni 2024 gaben gemäß § 65 Bundes-Energieeffizienzgesetz 938 Unternehmen bekannt, dass diese konzernweise mit 3.216 verbundenen Unternehmen die Schwellenwerte zum großen Unternehmen überschritten haben. Dies verpflichtet die Unternehmen zur Erstellung eines Energieaudits oder zur Einrichtung eines anerkannten Managementsystems. Die verpflichteten Unternehmen hatten 2024 erstmals einen standardisierten Kurzbericht als Ergebnis des Energieaudits oder Managementsystems zu melden. Bis zu den jeweiligen Meldefristen 2024 gingen 976 standardisierte Kurzberichte sowie 120 Energieaudits bei der Monitoringstelle ein.

Im April 2024 wurde die Verpflichtung für Betreiber von großen Rechenzentren zur Meldung von Mindestangaben in das Gesetz aufgenommen. Meldungen waren erstmals im Juni 2024 über die elektronische Meldeplattform möglich. Bis Dezember 2024 wurden 17 Meldungen eingereicht. Zusätzlich müssen große Rechenzentren Daten auf ihren Websites veröffentlichen und an die Europäische Datenbank übermitteln. Der E-Control kommt als koordinierender Institution die Aufgabe der Schnittstelle zwischen Datenbank und meldepflichtigen Rechenzentren zu.

Personen, die Energieaudits und Energieberatungen durchführen möchten, haben ihre fachliche Qualifikation gemäß § 44 Bundes-Energieeffizienzgesetz

nachzuweisen und werden von der E-Control in einer elektronischen Liste geführt. Die Voraussetzungen an die fachliche Qualifikation und Requalifikation von Energiedienstleistenden ist in der Energieeffizienz-Qualifikationsbewertungs-Verordnung festgelegt. Der Eintrag in der elektronischen Liste ist fünf Jahre aufrecht. Gemäß den Übergangsbestimmungen im Bundes-Energieeffizienzgesetz hatten Energiedienstleistende mit der Zulassung in den Kalenderjahren 2015 und 2016 bis 31. Dezember 2024 die erforderlichen Nachweise für eine fachliche Requalifizierung zu erbringen. Davon betroffen waren 501 Auditor:innen sowie 121 Berater:innen.

Die elektronische Meldeplattform ist die gemäß § 59 Bundes-Energieeffizienzgesetz vorgesehene Kommunikationsschnittstelle zur E-Control. Sie wurde im Herbst 2023 in Auftrag gegeben. Die elektronische Meldeplattform dient der Durchführung von Meldungen von Verpflichteten und erleichtert zugleich die Administration und Überprüfung der Meldungen.

Mit Juni 2024 wurde der erste Teil der Meldeplattform für die Energieabsatzmeldungen, die Meldung der Beratungsstellen sowie die Meldung der Rechenzentren veröffentlicht. Mitte Oktober 2024 erfolgte die zweite Veröffentlichung für die Bekanntgabe zum verpflichteten Unternehmen, zur Meldung des standardisierten Kurzberichtes sowie zur Meldung der Energieaudits bis 31. Dezember 2023. Die Veröffentlichung des dritten und letzten Teils der elektronischen Meldeplattform ist für Anfang 2025 vorgesehen. Damit werden Meldungen von Energieeffizienzmaßnahmen, Energiedienstleistenden und Schulungsunternehmen ermöglicht.

Die Konzeption der elektronischen Meldeplattform erlaubt es der Monitoringstelle, Formulare selbstständig zu generieren bzw. bestehende Formulare an künftige Anforderungen anzupassen.

Neben den oben genannten Aufgaben zählen das Beantworten von schriftlichen und telefonischen Anfragen von Verpflichteten, die schrittweise Erweiterung der Inhalte auf der Website sowie Vorträge und Aussendungen zu den Tätigkeiten der Energieeffizienz-Monitoringstelle. Über 1.650 Anfragen wurden seit Jänner 2024 schriftlich beantwortet sowie 7 Newsletter zu aktuellen Themen ausgesandt.

Um die verpflichteten Unternehmen bestmöglich auf die Meldung des standardisierten Kurzberichtes vorzubereiten, wurden im Februar 2024 Beispiele auf der Website veröffentlicht.

Die E-Control hat jährlich über den Fortschritt der Energieeffizienz zu berichten. Inhalte des Berichts sind die Entwicklungen der gesamtstaatlichen Energieeffizienzziele, die gesetzten Energieeffizienzmaßnahmen, die österreichweiten Energieeffizienzindikatoren, die eingesetzten Mittel sowie die Auswirkungen auf verpflichtete Unternehmen und Personen.

Der [erste nationale Fortschrittsbericht](#) zur Energieeffizienz war aufgrund einer Übergangsbestimmung im Februar 2024 zu veröffentlichen. Der [Folgebericht](#) wurde im Dezember 2024 gelegt.

” RECHTS- ENTWICKLUNGEN “

*Rechtsrahmen für
EU- und nationale Ebene im Umbruch*

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

Der Energiemarkt in Österreich ist stark von EU-weiten Regelungen geprägt. Die stetige Weiterentwicklung dieser Regelungen ist daher auch ein Bereich, den die E-Control aufmerksam verfolgt. Dazu kommen Rechtsentwicklungen in Österreich sowie die Umsetzung dieser österreichischen Vorschriften in Form neuer Kompetenzen für die Behörde oder in Form von Verfahren.

11.1 Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene

Das Jahr 2024 war mit dem Jahr der EU-Wahl auf europäischer Ebene vom Abschluss der laufenden Projekte gekennzeichnet. So wurden ein neuer EU-Netzkodex zu Cybersecurity, das Dekarbonisierungspaket für Gas und Wasserstoff und das „Electricity Market Design“-Paket zur Überholung der Regelungen für den Strommarkt angenommen. Dazu kamen Weiterentwicklungen existierender Netzkodizes. Parallel dazu beteiligte sich die E-Control laufend an der Arbeit diverser internationaler Organisationen.

11.1.1 CYBERSECURITY-NETZKODEX

Am 13. Juni 2024 trat der [EU-Netzkodex 2024/1366](#) mit sektorspezifischen Vorschriften für Cybersicherheitsaspekte grenzüberschreitender Stromflüsse in Kraft. Er enthält Vorschriften über gemeinsame Mindestanforderungen, Planung, Beobachtung, Berichterstattung und die Krisenbewältigung bei Stromflüssen über Ländergrenzen hinweg und ergänzt die EU-Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von

Netz- und Informationssystemen (NIS2). Ziel ist eine EU-weite Harmonisierung der Cybersecurity-Praktiken im Elektrizitätssektor.

Die für diesen Netzkodex zuständige Behörde muss von den jeweiligen Mitgliedstaaten ernannt werden. Bis dahin ist die E-Control für diese Aufgaben zuständig.

Die ersten Tätigkeiten im Rahmen des Netzkodex für Cybersecurity umfassten die Vorbereitungen für die Erstellung einer Liste, welche alle Einrichtungen nennt, die die Kriterien für die Einstufung als Einrichtungen mit erheblichen Auswirkungen oder als Einrichtungen mit kritischen Auswirkungen erfüllen. Diese Einrichtungen fallen somit in den Anwendungsbereich des Netzkodex und müssen die darin geforderten Maßnahmen umsetzen.

11.1.2 DEKARBONISIERUNGSPAKET

Das EU-Paket zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte enthält die [Verordnung 2024/1789](#) über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff und die [Richtlinie 2024/1788](#) über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff. Es zielt darauf ab, den Übergang zu erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen, insbesondere Wasserstoff, zu unterstützen, um die Dekarbonisierungsziele der Europäischen Union zu erreichen, wie sie im europäischen „Green Deal“ und dem Paket „Fit für 55“ dargelegt sind.

Das Dekarbonisierungspaket schafft einen klaren Rahmen sowohl für die Erdgas- als auch für die Wasserstoffmärkte und umfasst Vorschriften für den

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

Transport, die Versorgung und die Speicherung. Der Schwerpunkt liegt auf einer integrierten und transparenten Netzplanung in der gesamten Europäischen Union unter Einbeziehung der neuen EU-Einrichtung der Wasserstoffnetzbetreiber (European Network Operators for Hydrogen, ENNOH).

Die neuen Entflechtungsregeln für Wasserstoffnetzbetreiber sehen eine Unterscheidung der Regeln auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene vor und orientieren sich an bewährten Praktiken im Erdgas- und Strommarkt.

Die Regeln legen auch eine Frist für den Ausstieg aus langfristigen fossilen Gasverträgen bis 2049 fest und fördern die Verbreitung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen, wobei Anreize für kohlenstoffintensive Regionen vorgesehen sind. Ein freiwilliger Mechanismus wird den Wasserstoffmarkt fünf Jahre lang unterstützen.

Darüber hinaus sehen die Vorschriften Schutzmaßnahmen für schutzbedürftige Kund:innen vor, insbesondere in abgelegenen Gebieten, darunter Schutzmaßnahmen gegen Abschaltungen und Bestimmungen für Anbieter, die als letztes Mittel die Kontinuität der Energieversorgung sicherstellen.

Exkurs: Die deutsche Speicherumlage

Im August 2022 hatte die deutsche Regulierungsbehörde BNetzA das Konzept für die Methodik der Umlage nach § 35e Energiewirtschaftsgesetz zur Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherumlage)

genehmigt. Die deutsche Gasspeicherumlage wurde im Oktober 2022 zum ersten Mal auf alle Exit-Mengen in Deutschland und an den Grenzübergabepunkten eingehoben. Die ursprünglich festgelegte Gasspeicherumlage von 0,59 EUR/MWh wurde ab Juli 2023 halbjährlich nach oben angepasst (siehe Tabelle 7). Für das 2. Halbjahr 2024 betrug die Gasspeicherumlage 2,50 EUR/MWh.

Die Einhebung der Gasspeicherumlage beim Exit aus dem deutschen Marktgebiet THE erhöhte die Gasbeschaffungskosten für Gas Mengen, die über das deutsche Marktgebiet transportiert werden mussten. Dementsprechend hatte die deutsche Gasspeicherumlage auch negative Auswirkungen auf die Gasbeschaffungskosten der Nachbarländer. Dies traf vor allem auf Österreich und Tschechien zu. Zum Teil wurde aber in der Vergangenheit auch Gas von Deutschland über Tschechien in die Slowakei transportiert.

Die Entwicklungen der Gasflüsse von Deutschland nach Österreich und von Deutschland nach Tschechien zeigen, dass mit Einführung der Gasspeicherumlage und der schrittweisen Erhöhung der Umlage die Importe von Gas aus Deutschland sowohl in Österreich als auch nach Tschechien zurückgingen. Gleichzeitig stiegen die Gasflüsse aus der Slowakei nach Österreich und nach Tschechien ab dem vierten Quartal 2023 an (siehe Abbildung 58).

Die zusätzlichen Kosten aufgrund der deutschen Gasspeicherumlage führten damit indirekt dazu, dass Gas aus Russland preislich attraktiver wurde, was an der Zunahme der Gasflüsse aus der Slowakei sichtbar wird. Die Gasspeicherumlage hatte damit einen negativen Einfluss auf den ökonomischen

Anreiz zur Diversifizierung. Der Bezug von LNG an einem nordeuropäischen LNG-Terminal verteuerte sich z.B. aufgrund der Gasspeicherumlage um bis zu 2,50 EUR/MWh, da das Gas durch das deutsche Marktgebiet transportiert werden musste und beim Exit nach Österreich die Gasspeicherumlage zu entrichten war. Nach langwierigen Verhandlungen auf europäischer Ebene lenkte Deutschland schlussendlich ein und lässt die Gasspeicherumlage ab 1. Jänner 2025 nicht mehr auf die Grenzübergabepunkte einheben. Dafür war eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich. Am stärksten waren von der deutschen Gasspeicherumlage die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg betroffen. Diese Marktgebiete werden nur über das deutsche Marktgebiet versorgt. Im Gegensatz dazu können im Marktgebiet Ost bis zu einem gewissen Grad Importe aus Deutschland reduziert werden und durch Importe aus der Slowakei ersetzt werden.

Entwicklung der Gasspeicherumlage der THE	
Okt. 2022 bis Dez.2022	0,59 EUR/MWh
Jän. 2023 bis Jun.2023	0,59 EUR/MWh
Jul. 2023 bis Dez.2023	1,45 EUR/MWh
Jän. 2024 bis Jun.2024	1,86 EUR/MWh
Jul. 2024 bis Dez. 2024	2,50 EUR/MWh
ab Jän. 2025*	2,99 EUR/MWh

* ab Jän. 2025 wird die Gasspeicherumlage nicht mehr an Exit-Punkten zu anderen Marktgebieten eingeboben.

Tabelle 7 Quelle: THE, <https://www.tradinghub.eu/>; Stand: Jänner 2025

Entwicklung der Gasflüsse aus Deutschland & Entwicklung der deutschen Gasspeicherumlage

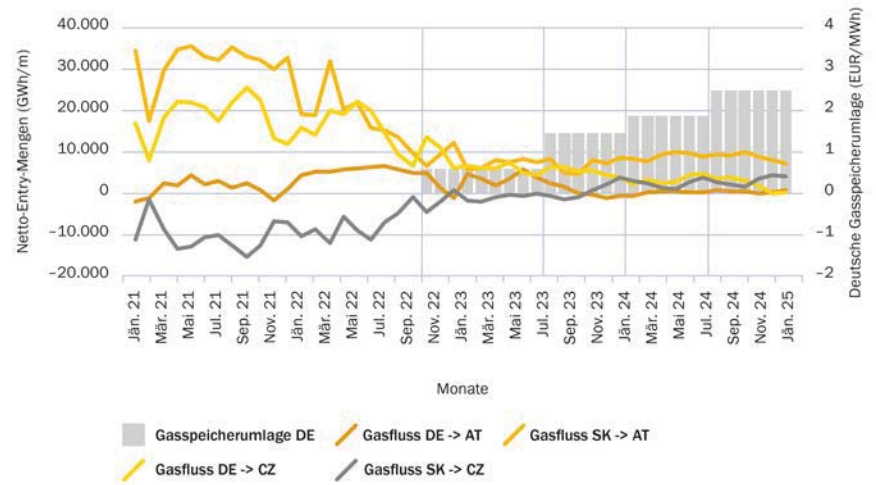


Abbildung 58

Quelle: ENTSOG, THE, E-Control; Stand: Jänner 2025

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

11.1.3 „ELECTRICITY MARKET DESIGN“-PAKET

Nach intensiven Vorbereitungsarbeiten der Europäischen Kommission und Stakeholderdiskussionen vereinbarten der Europäische Rat, das Europäische Parlament und die Europäische Kommission Ende 2023 Anpassungen des Strommarktdesigns. Formal traten die neuen Rechtsakte ([Richtlinie 2024/1711](#) und [Verordnung 2024/1747](#)) Mitte Juli 2024 in Kraft. Ziel der Änderungen ist eine Reaktion auf die Krisensituation insbesondere während des Jahres 2022 zur Stabilisierung von Preisen, verstärkte Integration von erneuerbarer Erzeugung im Stromsystem und aktivere Beteiligung von Kund:innen. Der europäische Energiemarkt soll widerstandsfähiger und die Energiekosten der europäischen Verbraucher:innen und Unternehmen unabhängiger von den kurzfristigen Marktpreisen für Strom werden.

Ein zentraler Punkt des Pakets ist die Förderung der Stabilität und Vorhersehbarkeit der Energiepreise und somit die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrie. Die Strommarktreform soll sowohl Lieferanten als auch Verbraucher:innen Vorteile durch die verstärkte Nutzung langfristiger Marktinstrumente verschaffen. Zu diesen Instrumenten gehören Strombezugsverträge, zweiseitige Differenzverträge und Termingeschäfte.

Ein weiteres Ziel der Strommarktreform ist ein verbesserter Schutz und eine stärkere Stellung der Konsument:innen. Durch die Reform des Strommarkts stehen den Verbraucher:innen vor der Vertragsunterzeichnung eine größere Auswahl an Verträgen und klarere Informationen zur Verfügung. Die Mitgliedstaaten müssen Anbieter letzter Instanz bestimmen, damit niemand ohne Stromversorgung

zurückbleibt. Schutzbedürftige Verbraucher:innen sowie von Energiearmut betroffene Menschen werden vor Stromabschaltungen geschützt. Auch soll die Einführung und Integration von erneuerbaren Energiequellen in das Energiesystem beschleunigt werden. Die Integration der erneuerbaren Energien soll durch neue Bestimmungen zu Netzeingpässen, Handelsfristen, Laststeuerung und Speicherung sowie Auktionen auf EU-Ebene gefördert werden. Auch der Bedarf an Flexibilitäten soll national und paneuropäisch abgeschätzt werden.

Um sicherzustellen, dass die Verbraucher:innen in der EU von wettbewerbsorientierten Märkten mit transparenter Preisbildung profitieren, sollen ACER und die nationalen Regulierungsbehörden darüber hinaus die Integrität und Transparenz des Energiemarkts künftig besser überwachen können.

Mit der Veröffentlichung der Gesetzestexte wurden aufseiten der Regulierungsbehörden Arbeiten zur Umsetzung aufgenommen. Eine Arbeitsgruppe bei ACER evaluiert die Rahmenbedingungen für „Power Purchase Agreements“ und untersucht insbesondere, ob Standardisierungen erforderlich sind. Vorläufige Ergebnisse deuten darauf hin, dass es aktuell diesbezüglich keiner weiteren Regelungen bedarf.

Zur Beurteilung des Flexibilitätsbedarfs ist auf Basis der neuen Anforderungen eine standardisierte Methodik durch die Netzbetreiber zu entwickeln. Eckpunkte dazu wurden zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden in der zweiten Hälfte des Jahres diskutiert und Ende 2024 von ENTSO-E konsultiert. Im Jahr 2025 wird der Vorschlag zur Methode bei ACER zur Genehmigung eingereicht. Danach wird die Methodik national anzuwenden sein.

Bereiche aus den neuen europäischen Regelungen, welche eine nationale rechtliche Umsetzung erfordern, können unmittelbar in den Gesetzwerdungsprozess des neuen EIWG in Österreich einfließen.

11.1.4 WEITERENTWICKLUNG DIVERSE NETZKODIZES

Die Netzkodizes und Leitlinien der EU bilden seit mehreren Jahren einen entscheidenden Rahmen für die Ausgestaltung des europäischen Stromsystems. Nach in Summe nahezu zehn Jahren Umsetzungsarbeit zeigten sich in den vergangenen Jahren Verbesserungspotenziale und teilweise auch Bedarf für zusätzliche Regelungen.

Ende 2023 übermittelte ACER Änderungsvorschläge zu den Netzkodizes 2016/631 für Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger und 2016/1388 für den Lastanschluss an die Europäische Kommission. Auch Vorschläge für Anpassungen in der Leitlinie 2015/1222 für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement liegen bereits seit Anfang 2022 vor. Krisenbedingt konnten die Prozesse zur Anpassung der Regelungen noch nicht weiterverfolgt werden.

Zur Ausgestaltung der längerfristigen Märkte führte die Europäische Kommission im Herbst 2024 eine Konsultation durch, um eine robuste Informationsbasis zur Funktionalität und zu weiteren Entwicklungen zu erhalten. Basierend darauf werden Anpassungen der EU-Leitlinie 2016/1719 für die Vergabe langfristiger Kapazität erfolgen.

Für das Jahr 2025 ist zu erwarten, dass die rechtlichen Änderungen mit den Mitgliedstaaten diskutiert und beschlossen werden.

Mit dem Ziel, die Marktbeteiligung kleinteiliger flexibler Ressourcen zu erleichtern, erarbeiteten ENTSO-E und die EU DSO Entity auch einen Entwurf für einen Netzkodex für die Laststeuerung und übermittelten ihn im Mai 2024 an ACER zur Beurteilung und Überarbeitung. Dieser Prozess sollte im März 2025 abgeschlossen werden und in einem Vorschlag an die Europäische Kommission zur weiteren Beschlussfassung münden. Wegen der unterschiedlichen inhaltlichen Ausgangspositionen in den Mitgliedstaaten werden im Sinne des Subsidiaritätsprinzips nur grundlegende Eckpfeiler im Netzkodex definiert und detailliertere Regelungen auf die nationale Ebene verlagert.

11.1.5 VISION FÜR DEN ENERGIEMARKT 2030

Die Vision einer emissionsfreien Gesellschaft muss von entsprechenden Marktstrukturen gestützt werden. Dabei gilt es, die derzeitigen, historisch gewachsenen Märkte und Mechanismen möglichst effizient weiterzuentwickeln, so dass eine Zielstruktur für die Dekarbonisierung erreicht werden kann. Die europäischen Regulierungsbehörden machten sich daher aufbauend auf das „Electricity Market Design“-Paket 2024 Gedanken über die nächsten Schritte, die in dieser Hinsicht unternommen werden sollten. Das zugehörige [Positionsdokument „Challenges of the future electricity system“](#) gruppiert diese Schritte in fünf große Bereiche und gibt jeweils sowohl Empfehlungen an die Europäische Kommission, die Mitgliedstaaten oder andere relevante Institutionen oder Organisationen ab, ergänzt jedoch auch Aktionen, die durch die Regulierungsbehörden selbst zu setzen sein werden.

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

Unter dem Stichwort „Versorgungssicherheit“ legt das Konzept besonders großen Wert auf die Vernetzung mit anderen EU-Mitgliedstaaten und eine gemeinsame Planung für den Ernstfall. Ebenso nimmt die Bedeutung von Flexibilität für einzelne Stunden oder Tage, aber auch über längere Zeiträume wie Sommer/Winter oder mehrere Jahre drastisch zu. Ein dritter Fokus in diesem Bereich liegt auf den langfristigen Energiemärkten. Sie sollen ausreichende Sicherheit für die Investitionen schaffen, die für die Energiewende notwendig sind.

Die Kleinteiligkeit des neuen Energiesystems liefert das zweite Stichwort für die im Dokument beschriebene Zielstruktur. Die Verteilernetzbetreiber werden gefordert sein, ihre Netze auszubauen und die dynamischen, bidirektionalen Energieflüsse in ihren Netzen nicht nur auszuhalten, sondern intelligent zu lenken. Konsument:innen können zugleich zur Netzstabilität beitragen und auch davon profitieren. Dafür braucht es die entsprechenden Angebote, aber auch notwendige Regelungen zur Datenverarbeitung. Zugleich müssen einkommensschwächere Konsument:innen unterstützt und die Ursachen der Energiearmut bekämpft werden.

Das dritte Stichwort aus dem Positionsdokument ist „grenzüberschreitende und sektorübergreifende Infrastruktur“. So muss einerseits die Infrastrukturplanung auf grenzüberschreitender Ebene verbessert werden. Andererseits sollte anstatt der derzeit vorherrschenden, sektorspezifischen Infrastrukturplanung ein übergreifender Ansatz verfolgt werden. Wo Projekte mehreren Ländern zugutekommen, sollte es Regelungen für die gerechte Kostenaufteilung geben.

Als Nächstes hebt das Dokument den Stellenwert der Effizienz in den Netzen und Marktregeln hervor. In puncto Netze ist einerseits auf Effizienz zu achten, wenn es um den Ausbau geht, also z.B. die Wahl weniger kostenintensiver Optionen vorzuziehen. Andererseits müssen die entstehenden Kosten verursachungsgerecht zugeordnet werden. Bei den Marktregeln ist zunächst ein Schwerpunkt auf die Umsetzung der vorhandenen Regeln und dann auf die Weiterentwicklung zu legen.

Zu guter Letzt betont das Konzept, dass die Rolle der Regulierungsbehörden im Marktgefüge sinnvoll weiterentwickelt werden muss, wobei auf die Wahrung der Unabhängigkeit der Regulatoren zu achten ist.

11.1.6 NEUES EU-PARLAMENT UND NEUE EU-KOMMISSION

Im Juni 2024 fanden die Europawahlen statt, rund 370 Millionen Bürger:innen aus den 27 Mitgliedstaaten waren bei dieser Wahl aufgerufen, die 720 Abgeordneten des künftigen Europäischen Parlaments zu wählen. Bei der ersten konstituierenden Sitzung wurde Roberta Metsola erneut zur Parlamentspräsidentin gewählt. Weiters wurde Ursula von der Leyen im Juli vom Parlament zum zweiten Mal zur Kommissionspräsidentin gewählt.

Das von der Kommissionspräsidentin vorgestellte Kollegium der EU-Kommission wurde Ende November 2024 vom Parlament angenommen. Vizepräsidentin Teresa Ribera, zuständig für den sauberen, gerechten und wettbewerbsfähigen Übergang, ist auch für die Umsetzung des europäischen Grünen Deals verantwortlich. Mit Dan Jørgensen hat nun ein dänischer Sozialdemokrat das Amt des Kommissars

für Energie und Wohnungswesen inne. Zu seinem Portfolio gehören unter anderem Investitionen in saubere Energie und ein Abbau von Abhängigkeiten.

Zu den Prioritäten der neuen Kommission zählen unter anderem die Stärkung der technologischen Souveränität, der Aufbau einer wettbewerbsfähigen und dekarbonisierten Kreislaufwirtschaft und ein fairer Übergang für alle. Mit 1. Dezember 2024 nahm die neue Kommission offiziell ihre Arbeit auf.

11.1.7 INTERNATIONALE KOOPERATION

Wie aus dem vorliegenden Bericht durchwegs ersichtlich, engagiert sich die E-Control auf internationaler Ebene im Rahmen zahlreicher Organisationen und Strukturen, aber auch auf bilateraler Ebene. Durch diese Zusammenarbeit mit anderen europäischen und außereuropäischen Energieregulierungsbehörden sowie anderweitigen Behörden und Institutionen profitiert die E-Control in den Bereichen Erfahrungsaustausch und Wissenserwerb, bringt sich aktiv in die Arbeit und somit Ergebnisse dieser Organisationen ein und kann diese umgekehrt für ihre gesetzlichen Aufgaben in Österreich nutzen. Die Bedeutung der internationalen Ebene für die der E-Control übertragenen Aufgaben wird bereits im E-Control-Gesetz deutlich. Die ersten drei der allgemeinen Ziele der E-Control gemäß § 4 E-Control-Gesetz sind internationale Ziele.

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) ist eine europäische Institution, in der alle EU-Energieregulierungsbehörden automatisch Mitglieder sind. Hier wirkt die E-Control an der Weiterentwicklung und Umsetzung des europäischen

Regelwerks für den Strom- und Gasmarkt mit. Einige der von und mit ACER veröffentlichten Dokumente und Entscheidungen sind im Verlauf des vorliegenden Berichts erwähnt. Einen vollständigen Überblick bietet der [Tätigkeitsbericht der Behörde](#) für das Jahr 2023.

Der Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (Council of European Energy Regulators, CEER) ist ein freiwilliger Zusammenschluss von Energieregulatoren mit europäischem Fokus. Die E-Control gehört zu den längst gedienten und aktivsten Mitgliedern und übernimmt auch diverse Leitungsfunktionen. Neben Schwerpunkten in den Bereichen Konsument:innenrechte und Verteilernetze setzt sich CEER auch laufend mit institutionellen Themen, wie z.B. der [Unabhängigkeit von Energieregulierungsbehörden](#), auseinander. Der [Jahresbericht](#) der Organisation für 2023 gibt einen umfassenden Überblick, einen stärkeren inhaltlichen Einblick geben die Sammelpublikationen „[What Regulators Stood for in the First Half of 2023](#)“ und „[What Regulators Stood for in the Second Half of 2023](#)“.

Der Regulierungsrat der Energiegemeinschaft (Energy Community Regulatory Board, ECRB) ist das Gremium, in dem die Regulierungsbehörden der Energiegemeinschaft zusammenarbeiten, um den Rechtsbestand der Europäischen Union für sich anzupassen und zu übernehmen. Österreich hat Teilnehmerstatus in der Energiegemeinschaft und ist daher automatisch in dieser Rolle auch im ECRB vertreten. Als engagierte Behörde bringt sich die E-Control mit ihrem Erfahrungsschatz in der Umsetzung der unionsrechtlichen Bestimmungen ein, um die Partnerbehörden in den Energiegemeinschaftsländern zu unterstützen.

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

Die „Energy Regulators‘ Regional Association“ (ERRA) bringt die Energieregulierungsbehörden von Ländern insbesondere in der östlichen Nachbarschaft der EU zusammen, hat aber auch zahlreiche Mitglieder aus anderen Regionen weltweit. Sie konzentriert sich auf den Wissensaustausch und die Diskussion regulatorischer Themen von globalem Interesse. Ähnlich wie in CEER hat die E-Control eine Führungsfunktion inne. Auch hier gibt der [Tätigkeitsbericht 2023](#) einen umfassenden Überblick über die Aktivitäten.

Die „International Confederation of Energy Regulators“ (ICER) ist eine freiwillige Kooperation von Energieregulierungsbehörden aus sechs Kontinenten und verschreibt sich dem Dialog und Informationsaustausch. Direkte Mitglieder bei ICER sind Regulierungsbehörden-Organisationen, daher ist die E-Control mittelbar durch ihre CEER-Mitgliedschaft auch in ICER vertreten. Besonders hervorzuheben ist das E-Mentoring-Programm „Women in Energy“, in dem unter der Leitung der E-Control z.B. ein seit Jahren erfolgreiches „Peer Coaching“ läuft.

Mit dem „Regulatory Energy Transition Accelerator“ (RETA) wurde 2021 eine Organisation gegründet, die unter Mitwirkung von Regulierungsbehörden und Institutionen wie der Internationalen Energieagentur und der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien einen Schwerpunkt im Bereich der Energiewende setzt. Wissensaustausch über die regulatorischen Methoden zur Förderung der Energiewende soll den Behörden bei der Bewältigung dieser Herausforderung helfen. Die E-Control ist Mitglied von RETA und profitiert so von den Erfahrungswerten anderer Regulatoren.

Innerhalb der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) besteht ebenfalls ein Gremium, das den Austausch von Regulierungsbehörden unterschiedlichster Sektoren weltweit fördert. Es erfolgt ein Erfahrungs- und Wissensaustausch zu gemeinsamen Themen wie z.B. zur Bewältigung der Energiewende, zur Digitalisierung und dem Umgang mit Big Data und künstlicher Intelligenz oder zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden. Die E-Control bringt sich in die Arbeit dieses Gremiums aktiv ein.

Neben der institutionellen Zusammenarbeit im Rahmen dieser Organisationen pflegt die E-Control auch auf bilateraler Ebene enge Kontakte zu Regulierungsbehörden anderer Länder. Diese Zusammenarbeit äußert sich in gegenseitigem Wissensaustausch zu spezifischen Regulierungsthemen oder in langfristig angelegter Kooperation, die oft über Absichtserklärungen formalisiert wird. Eine derartige Erklärung wurde 2024 mit der marokkanischen Regulierungsbehörde unterzeichnet.

11.2 Rechtsentwicklungen in Österreich

Die Rechtsentwicklungen auf der EU-Ebene und der faktische Umbruch des Energiemarkts spiegeln sich auch in Österreich in entsprechenden rechtlichen Entwicklungen. Der Begutachtungsentwurf für ein Elektrizitätswirtschaftsgesetz stellt davon die bedeutendste Entwicklung für die E-Control dar. Doch auch in anderen Bereichen, z.B. im Rahmen der Bekämpfung der hohen Energiekosten

und im Zusammenhang mit dem Konsument:innenschutz, beobachtet die E-Control die gesetzlichen Entwicklungen und setzt die ihr anvertrauten Aufgaben um. Im Zuge dieser Umsetzung führte die E-Control 2024 außerdem zahlreiche Verwaltungsverfahren.

11.2.1 ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTSGESETZ

Der Elektrizitätsmarkt hat sich stark gewandelt, seit das dritte EU-Energiebinnenmarktpaket im Jahr 2009 und das EIWOG 2010 erlassen wurden. Mit der fortschreitenden Dekarbonisierung des Energiesystems und der Entwicklung neuer Technologien vollzieht sich ein Prozess der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung, der neue Marktakteure schafft. Im Lichte dieser neuen Herausforderungen und Chancen wurde der europäische Rechtsrahmen für den Energiesektor umfassend überholt.

Vor diesem Hintergrund wurde das Elektrizitätswirtschaftsgesetz als Ministerialentwurf des BMK im Frühjahr 2024 einer Begutachtung unterzogen. Ziel des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes ist die Anpassung des österreichischen Energierechts an die europäischen Vorgaben. So soll zur Erreichung der europäischen und nationalen Energie- und Klimaziele, insbesondere dem Ziel, den Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und die Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen, beigetragen werden. In Umsetzung der EU-Stromrichtlinie 2019/944 werden die Rechte der Verbraucher:innen gestärkt und ihre aktive Teilnahme am Energiemarkt gefördert. Die bereits im Zuge des EAG-Gesetzespaketes geschaffene Möglichkeit, Energie in Energiegemeinschaften dezentral zu erzeugen, diese zu verbrauchen oder zu

verkaufen, wird durch die Einführung des „Eigenversorgers“ erweitert, der zudem über Peer-to-Peer-Verträge eigenerzeugten Strom aus erneuerbaren Quellen an Endkund:innen verkaufen kann. Auch Lieferverträge mit dynamischen Stromtarifen sollen die aktive Teilnahme am Strommarkt fördern, indem der Verbrauch an Marktsignale angepasst werden kann.

Ebenfalls sollte das Elektrizitätswirtschaftsgesetz die neuen Bestimmungen der EU-Verordnung 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor umsetzen und die Nachschärfungen bei Verfolgung, Verjährung und Zuständigkeit in Angelegenheiten der EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) im nationalen Recht absichern.

Im Juni 2024 wurden in Antwort auf die Herausforderungen der Energiekrise des Jahres 2022 auch die EU-Erneuerbaren-Richtlinie und die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie geändert. In einem zukünftigen Elektrizitätswirtschaftsgesetz werden diese Novellierungen ebenso zu berücksichtigen sein. Bislang erfolgte allerdings kein Beschluss des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes im parlamentarischen Verfahren.

Am 13. Februar 2024 hielt die E-Control eine umfassende Informationsveranstaltung zum Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes unter dem Titel [„Das neue EIWG als Basis für das Gelingen der Energiesystemwende?“](#).

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

11.2.2 MASSNAHMEN ZUR BEKÄMPFUNG DER HOHEN ENERGIEKOSTEN

Die umfassenden Maßnahmen zum Zweck der Senkung der Energiekosten konnten dank der sich beruhigenden Energiepreise für Strom und Gas im zweiten Halbjahr 2024 zurückgefahren werden. Durch eine Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Anpassung des im Stromkostenzuschussgesetz festgelegten oberen Referenzenergiepreises und zur Verlängerung der Gewährung des Stromkostenergänzungszuschusses wurde der obere Referenzenergiepreis für Strom, bis zu dessen Erreichen der Zuschuss steigt, zum 1. Juli 2024 von 40 Cent/kWh auf 25 Cent/kWh gesenkt, um die gesunkenen Lieferpreise zu reflektieren. Abgesehen von verschiedenen Verlängerungen von Erleichterungen für energieverbrauchende Unternehmen (etwa das spätere Außerkrafttreten des Unternehmens-Energiekostenzuschussgesetzes) liefen die im Jahr 2023 geltenden Ermäßigungen der Elektrizitätsabgabe und Erdgasabgabe zum 31. Dezember 2024 aus. Ebenfalls endeten am 31. Dezember 2024 die zeitlichen Anwendungsbereiche für die Energiekrisenbeiträge Strom und fossile Energieträger, die die Abschöpfung von Übergewinnen energieproduzierender Unternehmen bezweckten. Bereits zum 1. Jänner 2024 konnte die staatliche Maßnahme, die die 2023 stark gestiegenen Netzverlustenergiekosten für die Netzbenutzer durch fiskalische Mittel abfederte, wieder zurückgenommen werden.

11.2.3 KONSUMENT:INNENRECHT

Im Jahr 2023 war es zu zahlreichen Verbesserungen des Konsument:innen-schutzes in der österreichischen Rechtslage (siehe dazu den [Konsument:innen-schutzbericht 2023](#) oder den [Tätigkeitsbericht der E-Control 2024](#)) gekommen.

Im Laufe des Jahres 2024 gab es keine gesetzlichen Änderungen in diesem Bereich, jedoch einige beachtenswerte Entscheidungen des Verfassungsgerichtshofs. Diese räumten Unklarheiten in Bezug auf die Grundversorgung aus und bestätigten die Verfassungskonformität der betreffenden Bestimmungen im EIWOG 2010 und im GWG 2011. Einige landesgesetzliche Vorschriften zur Grundversorgung wurden allerdings aufgehoben und werden zu reparieren sein. Gerade im Hinblick auf „Floater“-Tarife, deren Preis sich monatlich ändert, stellte der Oberste Gerichtshof klar, dass das Informations- und Widerspruchsprozedere nicht gilt. Allerdings sind Kund:innen laufend über die Preisentwicklungen und Risiken zu informieren und können jederzeit unter Einhaltung einer zweiwöchigen Frist kündigen.

Der Oberste Gerichtshof nahm sich auch der Fragestellung an, ob eine Preisgarantie für einen bestimmten Zeitraum auch zugleich einen Kündigungsverzicht seitens des Lieferanten bedeute. Hier stellte das Gericht klar, dass dies zwei unterschiedliche Aspekte des Vertragsverhältnisses sind und daher eine Kündigung durch den Lieferanten trotz längerer Preisgarantie durchaus rechtskonform ist.

Auch Kündigungen durch Lieferanten unter gleichzeitiger Unterbreitung eines Neuangebots warfen in der jüngeren Vergangenheit Fragen auf. Der Oberste Gerichtshof bestätigte, dass diese Situation rechtskonform ist. Derartige Konstrukte wurden von Lieferanten oftmals gewählt, da die rechtliche Lage im Bereich der Entgeltänderungen nicht zur Gänze klar war. Eine vollständige Beseitigung dieser Unsicherheit ist noch ausständig.

Daneben kam es zu diversen Einigungen oder Vergleichen zwischen Energie-lieferanten und Kund:innen bzw. Schutzeinrichtungen für Verbraucher:innen. Diese Entwicklung ist auch vor dem Hintergrund der neuen Möglichkeiten für Verbandsklagen zu betrachten, die 2024 in österreichisches Recht umgesetzt wurden.

11.2.4 VERWALTUNGSVERFAHREN

Im Jahr 2024 wurden insgesamt 383 Verwaltungsverfahren und 12 Verord-nungsverfahren geführt und abgeschlossen. Hinzu kommen noch 275 laufende Verwaltungsverfahren, davon 39 gerichtsanhängige Verfahren. Die E-Control brachte 2024 in 8 Fällen Strafanträge bzw. -anzeigen bei den zuständigen Be-hörden ein. Mit Jahresende waren 29 solcher, von der E-Control angestrenzter Strafverfahren noch nicht endgültig entschieden. Weiters veröffentlichte die E-Control zahlreiche Konsultationen, erließ Verordnungen, führte Bescheidver-fahren und beteiligte sich an Verfahren anderer Behörden (siehe Tabelle 8).

Die E Control konnte außerdem ein online zugängliches [Entscheidungsregister](#) schaffen, das sämtliche Entscheidungen der E Control öffentlich und gut durch-suchbar zur Verfügung stellt. Die Behörde hofft, dadurch alle Bürger:innen noch besser über ihre Entscheidungsfindung und -praxis zu informieren.

Konsultationen

Konsultationen – Gas	9
Novelle der Gasversorgungsstandardverordnung (GVSV)	
Konsultation gemäß Artikel 26 und 27 des TAR NC	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – 2. Novelle 2024	
Ergänzende Begutachtung der Novelle der Gasversorgungsstandardverordnung (GVSV)	
Weitere Konsultation gemäß Artikel 26 und 28 des TAR NC	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – Novelle 2025	
Erdgas-Clearingentgelte-Verordnung 2023 – Novelle 2025	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – Novelle 2025 – Fassung der ergänzenden Begutachtung	
Konsultation des Abänderungsantrages zur langfristigen und integrierten Planung 2022 (LFiP 2022)	
Konsultationen – Strom	16
EAG-Befreiungsverordnung – Novelle 2024	
RfG Schwellenwert-V – 1. Novelle 2024	
DCC Anforderungs-V – 1. Novelle 2024	
RfG Anforderungs-V – 1. Novelle 2024	
SoMa Strom Informationsübermittlung und Clearing, Version 4.1	
TOR Stromerzeugungsanlagen 1.3	
TOR Stromzähler 1.0	
SoMa Strom Fahrpläne	

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

Konsultationen	
TOR Verteilernetzanschluss	
TOR Begriffe	
TOR Stromzähler	
SoMa Strom Fahrpläne Version 6.6	
SOGL Datenaustausch Verordnung 2024	
Netzbutzerkategorien-Verordnung 2024 – NB-V	
Herkunftsnachweispreis-Verordnung	
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) – Novelle 2025	

Tabelle 8

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

Verordnungen	
Verordnungen – Gas	4
Novelle der Gasversorgungsstandardverordnung (GVSV)	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – 2. Novelle 2024	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – Novelle 2025	
Erdgas-Clearingentgelte-Verordnung 2023 – Novelle 2025	
Verordnungen – Strom	8
EAG-Befreiungsverordnung – Novelle 2024	
RfG Schwellenwert-V – 1. Novelle 2024	
DCC Anforderungs-V – 1. Novelle 2024	
RfG Anforderungs-V – 1. Novelle 2024	

Verordnungen	
SOGL Datenaustausch Verordnung 2024	
Netzbutzerkategorien-Verordnung 2024 – NB-V	
Herkunftsnachweispreis-Verordnung	
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) – Novelle 2025	

Tabelle 9

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

Bescheidverfahren	
Abgeschlossene Verfahren	372
Anzahl der laufenden Verfahren	275
Davon gerichtsanhängige Verfahren	69
Beteiligung an Verfahren anderer Behörden – Strafanträge und -anzeigen	11
Eingebrachte Strafanträge und Anzeigen	8
Offene Verfahren (bei Gericht/Strafbehörden)	29

Tabelle 10

Quelle: E-Control; Stand: Jänner 2025

” COMPLIANCE, INFORMATIONSS- SICHERHEIT UND DATENSCHUTZ “

12 COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Als Behörde ist die E-Control sowohl einer ordnungsgemäßen Compliance als auch der Umsetzung umfassender Informationssicherheitsmaßnahmen und dem Datenschutz verpflichtet. Im Rahmen der Compliance wendet die E-Control die relevanten Bestimmungen des Public-Corporate-Governance-Kodex des Bundes im Rahmen einer Selbstbindung an. Im Interesse der Informationssicherheit und des Datenschutzes ist die E-Control selbst ISO 27001 zertifiziert. In beiden Bereichen finden regelmäßig Schulungen für die Mitarbeiter:innen statt. Außerdem unterstützt die E-Control die Branche bei der Verbesserung der Cybersecurity.

12.1 Compliance

Die E-Control ist die nationale Regulierungsbehörde für die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft im Sinne der EU-Strom-Richtlinie 2019/944 und der EU-Gas-Richtlinie 2024/1788. In Umsetzung dieser Vorgaben wurde die E-Control als eine Anstalt öffentlichen Rechts durch das E-Control-Gesetz errichtet. Die unionsrechtlichen Anforderungen an die Unabhängigkeit der nationalen Energieregulierungsbehörden fordern die umfassende institutionelle, budgetäre, haushaltsrechtliche ebenso wie personelle und funktionale Unabhängigkeit der E-Control gegenüber der allgemeinen staatlichen Verwaltung und insbesondere deren obersten Verwaltungsorganen einerseits und gegenüber jeglichen Marktinteressen andererseits. Diese sich auf Unionsrecht gründende Sonderstellung wurde durch eine Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom

September 2021 bestätigt und bekräftigt (EuGH, Rs C-718/18, Kommission/Deutschland). Die gesetzlich eingerichteten Organe der E-Control, dies sind der Vorstand, die Regulierungskommission und der Aufsichtsrat, bekennen sich ohne Einschränkung zu dieser Unabhängigkeit und fördern diese in allen Wirkungsbereichen der E-Control.

Diese Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) unterstrich insbesondere auch die Unabhängigkeit der E-Control von auf sie anwendbaren staatlichen Regelwerken. Den Public-Corporate-Governance-Kodex 2017 des Bundes (B-PCGK 2017) setzt die E-Control seit seinem Inkrafttreten um. Vor dem Hintergrund der erwähnten Rechtsprechung des EuGH beschloss der Vorstand im Jahr 2022, die auf die E-Control anwendbaren Bestimmungen des B-PCGK 2017 weiter im Sinne einer Selbstbindung umzusetzen, soweit dies den unionsrechtlichen Anforderungen an die Unabhängigkeit der E-Control nicht entgegensteht. Die E-Control bekennt sich klar zu einer transparenten, sparsamen, wirtschaftlichen und zweckmäßigen Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben. Diese Vorgehensweise wurde auch im Jahr 2024 fortgesetzt. Die laufenden Tätigkeiten der E-Control im Bereich Compliance umfassen die Erstellung eines jährlichen [Corporate-Governance-Berichts](#), die umfassende Schulung der Mitarbeiter:innen der E-Control und die andauernde interne Beratung in allen Compliance-relevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer in Zusammenarbeit mit dem Datenschutzbeauftragten.

Punkt 15.5. des B-PCGK 2017 sieht eine regelmäßige externe Überprüfung der Einhaltung der Regeln des Kodex vor. Vor diesem Hintergrund wurde die E-Control

von der PwC Wirtschaftsprüfung GmbH im zweiten Quartal 2024 auditert mit dem Ergebnis, dass die E-Control die Regeln des B-PCGK 2017 einhält und dies korrekt im Corporate-Governance-Bericht 2023 dargestellt ist.

Schließlich verfügt die E-Control bereits seit Dezember 2021 über ein Hinweisgebersystem, welches es den Mitarbeiter:innen der E-Control ermöglicht, schwerwiegende Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen auf anonymer Basis zu melden. Die E-Control erfüllt sohin die Vorgaben des am 25. Februar 2023 in Kraft getretenen HinweisgeberInnenschutzgesetzes.

12.2 Informationssicherheit und Datenschutz

Die Herausforderungen aus Sicht der Informationssicherheit verschärfen sich im Jahr 2024 weiter. Die bestehenden und neuen globalen Konflikte sowie immer professioneller agierende Angreifer:innen führten zu einer erhöhten Cybersicherheits-Risikolage. Die Hauptangriffsarten waren neben „Distributed-Denial-of-Service“ (DDoS) Angriffen wieder massive Phishing-Attacken. Aus diesem Grund führte die Behörde zusätzlich zu etablierten Schulungen ein Training mit Phishing-Mails durch.

Gemeinsam mit der Energiebranche erstellte die E-Control eine aktuelle Branchen-Risikoanalyse mit empfohlenen Maßnahmen, um ein harmonisiertes Vorgehen zu ermöglichen.

Um die Sicherheit der Daten bestmöglich zu gewährleisten und die Resilienz gegen Cyberangriffe weiter zu erhöhen, betreibt die E-Control ein zertifiziertes Informationssicherheits-Managementsystem nach ISO 27001, welches auch 2024 wieder durch unabhängige Auditor:innen überprüft und bestätigt wurde.

Es konnten maßgebliche Fortschritte bei der Erkennung und Behandlung von Software-Schwachstellen und Sicherheitslücken erzielt werden. Als Vorbereitung auf die Umsetzung der NIS2-Richtlinie wurde eine umfassende Gap-Analyse erarbeitet. Die daraus entstehenden Maßnahmen können nach Bekanntgabe des nationalen Gesetzes geplant und implementiert werden.

Aus Datenschutzsicht stellten insbesondere Technologien wie künstliche Intelligenz und eine immer stärkere Nutzung von Clouddiensten eine Herausforderung dar. Durch klare Vorgaben und Prozesse konnte das Datenschutzrisiko geringgehalten werden.

” PERSONAL- ENTWICKLUNG UND JAHRES- ABSCHLUSS “

JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

Bilanz zum 31. Dezember 2024		
Aktiva	Stand am 31.12.2024 €	Stand am 31.12.2023 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 1.024 €, Vorjahr: TS 575 €)	1.087.163,38	765.359,87
II. Sachanlagen	917.039,27	677.171,31
	2.004.202,65	1.442.531,18
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte		
1. noch nicht abrechenbare Leistungen	76.319,29	0,00
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	97.660,02	30.709,31
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 414 €, Vorjahr: TS 302 €)	437.614,35	339.064,77
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 566 €, Vorjahr: TS 409 €)	7.906.124,95	4.141.008,75
	8.517.718,61	4.510.782,83
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	780.837,96	553.684,56
	11.302.759,22	6.506.998,57

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Bilanz zum 31. Dezember 2024		
Passiva	Stand am 31.12.2024 €	Stand am 31.12.2023 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControlG	668.196,65	540.184,71
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 52 €, Vorjahr TS 48 €)	56.000,00	52.000,00
	950.329,16	818.317,22
B. Sonderposten für Investitionszuschüsse		
1. Investitionszuschuss zum Anlagevermögen nach §75 EEffG (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 1.007 €, Vorjahr: TS 575 €)	1.006.921,95	575.383,97
	1.006.921,95	575.383,97
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	668.397,95	645.470,66
2. Sonstige Rückstellungen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 22 €, Vorjahr: TS 7 €)	2.505.349,60	1.874.488,33
	3.173.747,55	2.519.958,99
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 616 €, Vorjahr: TS 971 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 4 €, Vorjahr: TS 9 €)	616.385,90	971.055,20
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 5.480 €, Vorjahr: TS 1.547 €) (davon aus Steuern: TS 299 €, Vorjahr: TS 270 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 330 €, Vorjahr: TS 308 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 328 €, Vorjahr: TS 310 €)	5.480.374,66	1.547.283,19
	6.096.760,56	2.518.338,39
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 6.097 €, Vorjahr: TS 2.518 €		
E. Rechnungsabgrenzungsposten:	75.000,00	75.000,00
	11.302.759,22	6.506.998,57

Gewinn-und-Verlust-Rechnung für das Geschäftsjahr 2024		
	31.12.2024 €	31.12.2023 €
1. Umsatzerlöse		
a.) aus regulatorischer Tätigkeit	22.907.314,38	20.761.911,27
b.) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	556.847,51	1.202.222,27
c.) sonstige	230.652,25	687.465,94
2. Veränderung des Bestands an noch nicht abrechenbaren Leistungen	76.319,29	-271.923,00
3. Sonstige betriebliche Erträge (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 612 €, Vorjahr: TS 313 €)	692.283,26	471.252,09
4. Personalaufwand (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 386 €, Vorjahr: TS 138 €)	-14.426.585,77	-13.303.368,86
5. Abschreibungen:		
Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-658.912,89	-699.958,86
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern soweit sie nicht unter Z 12 fallen TS 4 €, Vorjahr TS 2 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 229 €, Vorjahr: TS 176 €)	-9.295.332,20	-8.886.899,60
7. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 6 (Betriebserfolg)	82.585,83	-39.298,75
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 3 €, Vorjahr: TS 1 €)	65.163,21	58.519,05
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	0,00	-629,83
10. Zwischensumme aus Z 8 bis Z 9 (Finanzerfolg)	65.163,21	57.889,22
11. Ergebnis vor Steuern	147.749,04	18.590,47
12. Steuern vom Einkommen und Ertrag (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 1 €, Vorjahr: TS 0 €)	-15.737,10	-14.590,47
13. Ergebnis nach Steuern	132.011,94	4.000,00
14. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-128.011,94	0,00
15. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
16. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	52.000,00	48.000,00
17. Bilanzgewinn	56.000,00	52.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2024

I. Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

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

Mit Inkrafttreten des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) ist die E-Control im Geschäftsjahr 2023 zur zuständigen Behörde für das Energieeffizienzgesetz ernannt worden. Das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) sieht vor, dass im Interesse einer klaren Darstellung insbesondere in der Gewinn-und-Verlust-Rechnung jene Posten, die Aufwände oder Erträge der „Energieeffizienz-Monitoring-stelle“ inkludieren, entsprechende Vermerke zu beinhalten haben.

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

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

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

II. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

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

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2024 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

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

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

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

Gegen Entgelt erworbene geringwertige Vermögensgegenstände mit einem Anschaffungswert unter 1.000 € werden sofort im Jahr der Anschaffung abgeschrieben.

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

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 1,96% (Vorjahr 1,75%) (Durchschnittszinssatz der letzten sieben Jahre für eine durchschnittliche Restlaufzeit von 15 Jahren), einer erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 3,00% (Vorjahr 8,75%) und des gesetzlichen Pensionsantrittsalters (gemäß Pensionsreform 2004 - Budgetbegleitgesetz 2003) ermittelt. Ein Fluktuationsabschlag wird nicht berücksichtigt. Der Berechnung wurden die AVÖ (Aktuarvereinigung Österreichs) 2018-P – Rechnungsgrundlagen (Angestellte) für die Pensionsversicherung – zugrundegelegt.

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

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

III. Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

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

Im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ ist eine geleistete Anzahlung in Höhe von 1.024 T€ (Vorjahr 575 T€) enthalten, die mit der Entwicklung und dem Aufbau einer elektronischen Meldeplattform der Energieeffizienz-Monitoringstelle verbunden ist.

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt 1.230 T€ für das Geschäftsjahr 2025 (Vorjahr 1.178 T€). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten fünf Jahre betragen 6.071 T€ (Vorjahr 5.895 T€).

VORRÄTE

In der Position Vorräte erfolgt im Posten „noch nicht abrechenbare Leistungen“ der Ausweis von Leistungen im Zusammenhang mit den Mobilitätsapplikationen „Ladestellenkalkulator“ und „Ladestellenverzeichnis“ für das

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Die Leistungen wurden bei der E-Control im dritten und vierten Quartal des Geschäftsjahres 2024 beauftragt und werden im ersten Halbjahr 2025 abgeschlossen und an das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie verrechnet werden.

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

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

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von 23 T€ (Vorjahr 36 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERPOSTEN FÜR INVESTITIONSZUSCHÜSSE

Nach der Bruttomethode wird in der Position „Sonderposten für Investitionszuschüsse“ der vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation geleistete nicht rückzahlbare Investitionszuschuss zum

Aufbau der elektronischen Meldeplattform für die Energieeffizienz-Monitoring-stelle ausgewiesen.

Die Position „Sonderposten für Investitionszuschüsse“ hat sich im Geschäftsjahr 2024 auf insgesamt 1.007 T€ erhöht (Vorjahr 575 T€) und wird nach Fertigstellung und Inbetriebnahme der elektronischen Meldeplattform (voraussichtlich Anfang des Geschäftsjahres 2025), nach Maßgabe der Abschreibung des Vermögensgegenstandes, entsprechend ertragswirksam aufgelöst.

Die Darstellung der Entwicklung des „Sonderpostens für Investitionszuschüsse“ im Berichtszeitraum ist in Anlage 2 zum Anhang angeführt.

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

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

	31.12.2024 €	31.12.23 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	60.000,00	85.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	41.290,00	23.550,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	1.078.721,45	899.982,30
Prämien – Mitarbeiter:innen	809.013,16	660.391,14
Prämien – Mitglieder des Vorstands	76.600,99	68.990,89
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	35.110,00	38.900,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	404.614,00	97.674,00
	2.505.349,60	1.874.488,33

In der Rückstellung für „Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand“ ist auch ein Betrag in Höhe von 6 T€ (Vorjahr 7 T€) für die anteiligen Kosten der Prüfung des Jahresabschlusses der Energieeffizienz-Monitoringstelle enthalten.

Zur Ermittlung der Rückstellung für noch nicht konsumierte Urlaube wurde im Berichtsjahr ein Divisor von 19 herangezogen. Der Divisor blieb im Vergleich zum Vorjahr unverändert.

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von 273 T€ (Vorjahr 266 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind auch „Erhaltene Anzahlungen“ in Höhe von insgesamt 961 T€ (Vorjahr 640 T€) ausgewiesen, die im Zusammenhang mit den von der E-Control nach § 5 Abs 4 E-ControlG im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben sowie der Tätigkeit der E-Control als „Energieeffizienz-Monitoringsstelle“ stehen.

Dieser Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2024 €	31.12.23 €
Erhaltene Anzahlungen zur Abgeltung der Aufwendungen:		
für Leistungen nach § 5 Abs. 4 E-ControlG	633.699,58	329.916,60
für Leistungen als Energieeffizienz-Monitoringstelle	327.621,59	310.062,52
	961.321,17	639.979,12

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Grundsätzlich ist der Bund nach § 32 Abs 6 E-ControlG Bund verpflichtet, der E-Control sämtliche mit der Erfüllung der von ihr im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben (§ 5 Abs 4 E-ControlG) anfallenden Aufwendungen zu ersetzen.

Bis zum Geschäftsjahr 2024 erfolgte der Ersatz der anfallenden Aufwendungen durch ein schrittweises Abschmelzen der entstandenen „Erhaltenen Anzahlung“ aus der „Umwidmung des Stammkapitals der E-Control GmbH im Zuge der Umwandlung in eine Anstalt öffentlichen Rechts“ im Jahr 2011 sowie der Umwidmung des „Restbetrages aus dem von der E-Control verwalteten Sondervermögen“ im Jahr 2017.

Die so entstandenen „Erhaltenen Anzahlungen“ wurden im Verlauf des zweiten Halbjahres 2023 von der E-Control vollständig aufgezehrt, so dass zur Sicherstellung der Liquidität und damit der Erfüllung der von der E-Control im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben (§ 5 Abs 4 E-ControlG) bereits Anfang des Jahres 2023 mit dem Bund eine Vereinbarung hinsichtlich der „Modalitäten zur Abgeltung der Aufwendungen für nichtregulatorische Tätigkeiten“ erarbeitet und abgeschlossen wurde.

Diese Vereinbarung sieht vor, dass der Bund der E-Control jährlich 972 T€ (zuzüglich 20% USt) an Mitteln zur Abdeckung der anfallenden Aufwendungen bereitstellt und etwaige im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellte Überzahlungen auf die Vorauszahlungen des Folgejahres angerechnet werden können.

Im Jahr 2024 sind insgesamt 557 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 1.202 T€) an Aufwendungen für von der E-Control im Sinne des § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse angefallen. Unter Berücksichtigung des Restbetrags der „Erhaltenen Anzahlung“ aus dem Vorjahr (330 T€) sowie der im Jahr 2024 zugeflossenen Beiträge (insgesamt 972 T€) verbleiben der E-Control somit 634 T€ als „Erhaltene Anzahlung“ für gemäß § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse ab dem Jahr 2025.

Im Juni 2023 ist die Novelle des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Kraft getreten (BGBl. I Nr. 59/2023 vom 15.6.2023). Gemäß § 56 EEffG ist die E-Control als zuständige Behörde vorgesehen und hat die im Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) festgelegten Aufgaben und Befugnisse wahrzunehmen. Die Abgeltung der damit verbundenen Aufwendungen wird zentral in § 69 Abs 2 EEffG sowie § 75 Abs 6 EEffG (Anlauf-/Aufbaukosten) geregelt.

So sieht § 69 Abs 2 EEffG vor, dass der Bund der E-Control für die von dieser im Sinne des Bundes-Energieeffizienzgesetzes zu erfüllenden Aufgaben pro Geschäftsjahr einen Beitrag in Höhe von 900.000 € zu leisten hat. Der Bund hat diesen Beitrag in zwei Teilen (jeweils Anfang Jänner und Ende Juni) an die E-Control zu überweisen, wobei der erste Teil 70% des Gesamtbetrags auszumachen hat. Entsprechend dieser gesetzlichen Regelung hat der Bund der E-Control Anfang Jänner 2024 630.000 € als ersten Beitrag zur Bedeckung der operativen Kosten nach § 69 EEffG für das Jahr 2024 bereitgestellt.

Der zweite Teilbetrag für das Geschäftsjahr 2024 in Höhe von 270.000 € wurde, in Abstimmung mit dem Bund, nicht bereitgestellt. So sollte der als „Erhaltene Anzahlung“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesene Überhang aus den nach § 69 Abs 2 EEffG sowie § 75 Abs 6 EEffG im Geschäftsjahr 2023 vom Bund bereitgestellten Mitteln in Höhe von insgesamt 310.062,52 € vorrangig zur Bedeckung der noch anfallenden operativen Aufwendungen im zweiten Halbjahr 2024 herangezogen werden.

Zusätzlich sieht § 75 Abs 6 EEffG vor, dass der Bund der E-Control den zur Vorbereitung (Anlauf-/Aufbaukosten) der von ihr zu erfüllenden Aufgaben notwendigen Beitrag zu leisten hat.

Davon umfasst sind primär sämtliche im Zusammenhang mit der Konzeption und dem Aufbau der elektronischen Meldeplattform im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ in der Bilanz als geleistete Anzahlung ausgewiesenen Teilrechnungen. Im Jahr 2024 wurden von der E-Control weitere 431.537,98 € in Form einer Teilrechnung für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform geleistet (Vorjahr 575.383,97 €).

Der Überhang aus den nach § 69 Abs 2 EEffG sowie § 75 Abs 6 EEffG bereitgestellten Mitteln (insgesamt 1.061.537,98 €) zu den tatsächlich im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellten Aufwendungen und Erträgen sowie geleisteten Anzahlungen für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform in Höhe von 327.621,59 € (Vorjahr 310.062,52 €) ist als „Erhaltene Anzahlung“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind auch 3.865 T€ (Vorjahr 319 T€) enthalten, die als Verbindlichkeit gegenüber den Betreibern der Höchstspannungsnetze bzw. dem Marktgebiets- bzw. Verteilergebietsmanager auszuweisen sind und den „Überhang“ der zugeflossenen regulatorischen Finanzierungsentgelte (§ 32 Abs 1 E-ControlG) zu den tatsächlich festgestellten Kosten der regulatorischen Tätigkeit widerspiegeln.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr.

IV. Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

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

UMSATZERLÖSE

a.) aus regulatorischer Tätigkeit		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Erlöse Strommarktregulierung	18.407.643,08	15.712.946,20
Erlöse Gasmarktregulierung	8.364.465,08	5.367.871,92
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-3.864.793,78	-318.906,85
	22.907.314,38	20.761.911,27

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

b.) aus nicht regulatorischer Tätigkeit		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	556.847,51	1.202.222,27

c.) sonstige Umsatzerlöse (übrige)		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Vortrags- und Beratungstätigkeit Ausland	23.906,72	9.576,90
Vortrags- und Beratungstätigkeit Inland	36.401,58	111.438,50
Weiterverrechnung AIB, IDACS, REMIT	78.880,00	73.320,00
Weiterverrechnung Gas- und Stromtarifkalkulator	92.333,33	42.333,33
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	0,00	450.797,21
Übrige (sonstige) Umsatzerlöse	-869,38	0,00
	230.652,25	687.465,94

VERÄNDERUNG DES BESTANDS**AN NOCH NICHT ABRECHENBAREN LEISTUNGEN**

In der Position „Veränderung des Bestands an noch nicht abrechenbaren Leistungen“ sind Leistungen im Zusammenhang mit den Mobilitätsapplikationen „Ladestellenkalkulator“ und „Ladestellenverzeichnis“ für das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ausgewiesen.

Der Fertigstellungsgrad dieser Leistungen beträgt zum Stichtag 30%. Diese Leistungen wurden bei der E-Control im dritten Quartal des Geschäftsjahres 2024 beauftragt und werden im ersten Halbjahr 2025 abgeschlossen.

	31.12.2024 €	31.12.23 €
Leistung im Zusammenhang mit dem Projekt(en):		
„Ladestellenverzeichnis und Ladestellenkalkulator“	76.319,29	-271.923,00
	76.319,29	-271.923,00

Sonstige betriebliche Erträge		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	11.464,83	33.688,84
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	62.694,99	123.157,87
c) Sonstige Erträge (übrige)	618.123,44	314.405,38
	692.283,26	471.252,09

In der Position „Sonstige Erträge (übrige)“ sind insgesamt 612.440,93 € (Vorjahr 313.145,46 €) als Kostenbeitrag des Bundes für Kosten nach § 69 Abs 2 EEffG sowie Anlauf-/Aufbaukosten nach § 75 Abs 6 EEffG für die Tätigkeit der Energieeffizienz-Monitoringstelle im Geschäftsjahr 2024 ausgewiesen.

Personalaufwand		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
a) Gehälter	11.237.666,47	10.253.624,03
Aufwendungen für Altersversorgung	687.087,60	616.074,80
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen	180.496,27	231.639,93
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	2.220.936,01	2.094.014,82
Sonstige soziale Aufwendungen	100.399,42	108.015,28
b) Soziale Aufwendungen	3.188.919,30	3.049.744,83
	14.426.585,77	13.303.368,86

Im Personalaufwand des Geschäftsjahres 2024 sind insgesamt 385.532,68 € (Vorjahr 137.652,85 €) an Personalaufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Dotierung Abfertigungsrückstellung	22.927,29	77.657,47
Freiwillige Abfertigung	0,00	1.687,56
Gesetzliche Abfertigung	0,00	6.590,14
Mitarbeitervorsorgekasse	157.568,98	145.704,76
	180.496,27	231.639,93

In den Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen des Geschäftsjahres 2024 sind insgesamt 4.355,58 € (Vorjahr 1.500,13 €) an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.809.150,42	1.703.465,26
Beiträge zum Familienbeihilfen-Ausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	400.543,59	378.763,56
U-Bahnsteuer	11.242,00	11.786,00
	2.220.936,01	2.094.014,82

In den Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge des Geschäftsjahres 2024 sind insgesamt 67.549,22 € (Vorjahr 24.394,69 €) an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Mitarbeiter				
	zum 31.12.2024	durchschnittlich	zum 31.12.2023	durchschnittlich
Vorstand	2	2,0	2	2,0
Angestellte	125	124,8	126	125,0
	127	126,8	128	127,0

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	3.622,82	1.954,77
Übrige	9.291.709,38	8.884.944,83
	9.295.332,20	8.886.899,60

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen des Geschäftsjahres 2024 sind insgesamt 417 T€ an nicht aktivierungsfähigem Konfigurations- und Initialaufwand für die Konzeption, Konfiguration und Anpassung der „GO Registry Austria“ (Nachfolgesystem der Herkunftsnachweisdatenbank) als „Software as a Service“ (kurz SaaS) System enthalten.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen des Geschäftsjahres 2024 sind insgesamt 228.840,17 € (Vorjahr 176.221,22 €) an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen sind insgesamt 2.575,90 € (Vorjahr 971,60 €) an Zinserträgen enthalten, die unmittelbar dem für die Abwicklung des Zahlungsverkehrs der Energieeffizienz-Monitoringstelle eingerichteten Kontokorrentkonto gutgeschrieben worden sind.

	31.12.2024 €	31.12.23 €
Zinserträge	65.163,21	58.519,05
	65.163,21	58.519,05

Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
	31.12.2024 €	31.12.23 €
Bank- und Darlehenszinsen	0,00	-629,83
	0,00	-629,83

V. Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von 56.000 € soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

VI. Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

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

VII. Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2024 wie folgt zusammen:

	31.12.2024 €	31.12.23 €
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	29.800	(Vorjahr 27 T€)
Andere Bestätigungsleistungen	3.500	(Vorjahr 4 T€)
Prüfungsnahe Dienstleistungen	5.800	(Vorjahr 8 T€)

Im Geschäftsjahr 2024 fand ein Wechsel des Abschlussprüfers statt.

VIII. Ergänzende Angaben

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

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betrugen im Geschäftsjahr 2024 insgesamt 9.945 € (Vorjahr 10 T€).

Die Veröffentlichung des Bundes-Public Corporate Governance Berichts erfolgt auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at). Die gemäß Punkt 14.2.5 B-PCGK geforderten Angaben sind, soweit sie nicht bereits im Anhang offenlegt sind, in diesem Bericht angeführt.

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

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

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

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Geschäftsjahr 2024 folgende Personen tätig:

[Mag. Dorothea Herzele,](#)

Vorsitzende

[Dr. Ilse Stockinger, CSE,](#)

Stellvertreterin der Vorsitzenden

[Dr. Dörte Fouquet](#)

[Nicolas Rathauscher, MSc.](#)

Vertreter des Betriebsrates:

[Eva Lacher, MSc.](#)

[Dr. Johannes Mrazek](#)

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Wien, am 5. Februar 2025
Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Anlage I zum Anhang: Anlagenspiegel

Anlage II zum Anhang: Entwicklung der Investitionszuschüsse

Anlagenspiegel zum 31. Dezember 2024

	Anschaffungs- und Herstellungskosten					kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2024 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	31.12.2024 €	1.1.2024 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2024 €	31.12.2023 €	31.12.2024 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:											
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00	18.601,71	18.601,71	0,00	0,00	18.601,71	0,00	0,00
2. EDV-Software	4.388.856,77	0,00	0,00	0,00	4.388.856,77	4.200.478,07	125.951,19	0,00	4.326.429,26	188.378,70	62.427,51
3. Patentrechte und Lizenzen	5.108,00	0,00	0,00	0,00	5.108,00	3.510,80	510,80	0,00	4.021,60	1.597,20	1.086,40
4. Geleistete Anzahlungen	575.383,97	448.265,50	0,00	0,00	1.023.649,47	0,00	0,00	0,00	0,00	575.383,97	1.023.649,47
	4.987.950,45	448.265,50	0,00	0,00	5.436.215,95	4.222.590,58	126.461,99	0,00	4.349.052,57	765.359,87	1.087.163,38
II. Sachanlagen:											
1. Einbauten in fremde Gebäude	877.024,15	15.903,85	0,00	472,29	892.455,71	697.262,23	24.292,73	472,29	721.082,67	179.761,92	171.373,04
2. Geschäftsausstattung	1.513.002,64	96.233,83	0,00	5.755,50	1.603.480,97	1.309.282,86	82.864,60	5.755,50	1.386.391,96	203.719,78	217.089,01
3. EDV-Hardware	2.640.358,85	638.663,37	0,00	96.709,94	3.182.312,28	2.384.154,24	366.290,76	96.709,94	2.653.735,06	256.204,61	528.577,22
4. Personenkraftwagen	118.994,75	0,00	0,00	59.976,00	59.018,75	81.509,75	14.994,00	37.485,00	59.018,75	37.485,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	985.311,14	44.008,81	0,00	20.732,89	1.008.587,06	985.311,14	44.008,81	20.732,89	1.008.587,06	0,00	0,00
	6.134.691,53	794.809,86	0,00	183.646,62	6.745.854,77	5.457.520,22	532.450,90	161.155,62	5.828.815,50	677.171,31	917.039,27
	11.122.641,98	1.243.075,36	0,00	183.646,62	12.182.070,72	9.680.110,80	658.912,89	161.155,62	10.177.868,07	1.442.531,18	2.004.202,65

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Investitionszuschüsse zum Anlagevermögen zum 31. Dezember 2024					
	Stand am 1.1.2024 €	Zuführung €	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31.12.2024 €
Investitionszuschuss zu:					
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
2. EDV-Software	575.383,97	431.537,98	0,00	0,00	1.006.921,95
	575.383,97	431.537,98	0,00	0,00	1.006.921,95
	575.383,97	431.537,98	0,00	0,00	1.006.921,95

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2024

1 Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

1.1 GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Im Geschäftsjahr 2024 erfüllte die E-Control ihre gesetzlichen Regulierungsaufgaben vollumfänglich. Es wurden 383 Verwaltungsverfahren und 12 Verordnungsverfahren geführt und abgeschlossen. Hinzu kommen 275 laufende Verwaltungsverfahren, wovon zum Bilanzstichtag 69 gerichtsanhängig waren. Außerdem brachte die E-Control 2024 in 8 Fällen Strafanträge bzw. -anzeigen bei den zuständigen Behörden ein. Mit Jahresende waren 29 solcher, von E-Control angestrebter Strafverfahren nicht endgültig entschieden.

Ein bedeutender Teil der Tätigkeit der E-Control konzentrierte sich erneut auf die Bewältigung der durch den Angriffskrieg der Russischen Föderation verursachten Verwerfungen auf den europäischen und somit auch österreichischen Energiemärkten. Die damit einhergegangene größte Bedrohung in der Geschichte der österreichischen Energieversorgungssicherheit wurde, wie sich anhand der Entwicklung während des Jahres 2024 zeigte, durch professionelles und gemeinsames Handeln aller Akteure gemeistert. Als Reflex auf diese Ereignisse prägte der beschleunigte faktische wie auch normative Umbruch des Energiesystems sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene die Tätigkeit der E-Control.

Mit fortschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems und der Entwicklung neuer Technologien vollzieht sich ein Prozess zunehmender Dezentralisierung

der Energieerzeugung, der neue Marktakteure schafft. Vor diesem Hintergrund wurde das Elektrizitätswirtschaftsgesetz als Ministerialentwurf des BMK im Frühjahr 2024 einer Begutachtung unterzogen. Die E-Control unterstützte sowohl vor als auch nach der Begutachtung die zuständigen Ministerien mit umfassendem, interdisziplinärem Fachwissen, um dieses dringend nötige Gesetzgebungsprojekt zeitnah zu realisieren.

Eine zentrale Herausforderung des sich beschleunigenden Wandels der Energiemärkte bleibt die Regulierung der Netzinfrastruktur. Während der entsprechende Ausbau der Stromnetze zu gewährleisten ist, um insbesondere erneuerbare Anlagen zu integrieren, sind die Gasnetze in dieser Phase der Energiewende zu erhalten und nur punktuell zu verstärken und ihre effiziente zukünftige Nutzung für den Transport von Wasserstoff sicherzustellen. Dieser zentrale Bereich der Energiewende, den Weg der österreichischen Energiemärkte in die Zukunft mit effizienter und dynamischer Regulierung zu begleiten und die notwendige Umsetzung des Dekarbonisierungspakets der EU zu unterstützen, bildete einen weiteren wesentlichen Arbeitsschwerpunkt. Im Sommer 2024 wurde auf EU-Ebene der Rechtsrahmen für den europäischen Gas- und Wasserstoffmarkt beschlossen, welcher bis Sommer 2026 in nationales Recht umzusetzen ist. In Österreich ist dafür die Ausgestaltung eines Regelungsrahmens insbesondere für den Wasserstoffmarkt notwendig. Rechtliche Regelungen schaffen Klarheit für eine Reihe zentraler Bereiche. Daher arbeitet die Regulierungsbehörde im Jahr 2024 auf fachlicher Ebene aktiv mit dem zuständigen Ministerium und Marktteilnehmern

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

zusammen, um den Dialog für konkrete Regelungen eines neuen Gas- und Wasserstoffgesetzes zu unterstützen.

Hervorzuheben ist, dass die Regulierungsperiode der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber mit 31. Dezember 2024 endete. Ab 1. Jänner 2025 werden neue Netzentgelte angewendet, weshalb die Entgeltermittlungsmethode („Referenzpreismethode“) von der E-Control aktualisiert werden musste. Mit 1. Jänner 2024 begann die fünfte Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008. Für kleinere, kostengeprüfte Stromverteilernetzbetreiber erfolgt der Start der neuen Regulierungsperiode zeitversetzt, mit 1. Jänner 2025.

Im Juni 2023 hat die E-Control gemäß Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) (BGBl. I Nr. 59/2023) die Funktion der Energieeffizienz-Behörde bzw. der Monitoringstelle übernommen. Die E-Control hat dafür alle gesetzlichen Aufgaben fristgerecht im Jahr 2024 erfüllt und ist seit Beginn des Jahres 2025 vollumfänglich tätig. Letzter Milestone für den Vollbetrieb als Energieeffizienz-Behörde war die finale Implementierung der elektronischen Meldeplattform. Mit der elektronischen Meldeplattform wurden auch alle entsprechenden Geschäfts-, Kontroll- und Prüfprozesse final implementiert.

Im Rahmen der gesetzlichen Aufgaben wurden weiters bereits zwei Energieeffizienz-Fortschrittsberichte veröffentlicht, alle notwendigen Verordnungen

beschlossen, die Website der Monitoringstelle erweitert und zusätzliche Dokumente und Handbücher erstellt.

Das operative Geschäft wird im kommenden Jahr von den Kontroll- und Prüfprozessen der auf Basis des EEffG verpflichteten Stakeholder dominiert. Dazu zählen etwa: die Prüfung der Energieabsatzmeldung von 456 Energielieferanten (gemäß § 60 Abs 2 EEffG), die Prüfung der standardisierten Audit-Kurzberichte von 1.227 Unternehmen (bzw. 4.475 Gesellschaften) gemäß § 60 Abs 2 EEffG und die Prüfung der Requalifizierung von mehreren 100 Energiedienstleistern. Darüber hinaus sind weitere Berichte zu erstellen und neuerliche Prüfungen durchzuführen.

Im Jahr 2025 wird ein neues EEffG erwartet, da die Implementierungsfrist der EED 3, die überarbeitete EU-Energieeffizienzrichtlinie, welche im Oktober 2023 in Kraft trat, abläuft. Mit der Umsetzung der Anforderungen aus der EED 3 wird auch davon ausgegangen, dass neue bzw. erweiterte Aufgaben auf die E-Control als Energieeffizienz-Behörde zukommen.

Im Jahr 2024 konzentrierten sich die internationalen Aktivitäten der E-Control auf die Vertiefung etablierter Kooperationsmechanismen in den Gremien von ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), CEER (Council of European Energy Regulators), ERRA (Energy Regulators Regional Association), ECRB (Energy Community Regulatory Board), OECD NER (Network of Economic Regulators), ICER (International Confederation of Energy Regulators) und RETA

(Regulatory Energy Transition Accelerator). Energiewende, Energiesicherheit und Energieleistbarkeit bestimmten die Tagesordnung.

Auf EU-Ebene (ACER, CEER) waren, neben der Implementierung des bestehenden Acquis Communautaire, finale Diskussionen zu Legislativvorschlägen der EU-Kommission vorrangig. Da im Mai 2024 das EU-Parlament neu gewählt wurde, waren vorher alle Gesetzesvorschläge der endenden Legislaturperiode abzuschließen. In Hinblick auf die folgende Legislaturperiode arbeiteten E Control gemeinsam mit CEER im Rahmen des EEF (European Energy Forum) im Herbst 2024 an weiteren Grundpfeilern eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns. Die neue EU-Kommission nahm Ende 2024 ihre Tätigkeit auf.

Die Expertise der E-Control wird international sehr geschätzt. Zusätzlich zu den vorhandenen Kooperationen werden (z.B. mit Aserbaidshan, Marokko, Slowakei, Ukraine, insb. auch im Bereich REMIT) weitere bilaterale Arbeitskontakte entwickelt. Im April des Jahres empfing die E-Control eine hochkarätige Delegation aus anderen europäischen Ländern und den USA zu einem mehrtägigen Austausch, zum Thema der Bewältigung der regulatorischen Herausforderungen einer Dekarbonisierung.

Die E-Control ist die gesetzlich eingerichtete zentrale Informationsstelle für Endkund:innen in Österreich für Strom und Gas. Zahlreiche Informationsangebote, telefonische und schriftliche Kommunikationskanäle sowie die Schlichtungsstelle bieten dabei umfassende Hilfestellung.

Stark gestiegene Energiepreise, daraus folgende Nachforderungen und Zahlungsschwierigkeiten sorgten im Vorjahr für besonders viele Fälle der Beratungs- und Schlichtungsstelle. Im Jahr 2024 war im Vergleich zu diesen Rekordjahren ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen.

Die Beratungsstelle der E-Control nahm rd. 15.200 Anrufe (ein Rückgang um ca. 51% im Vorjahresvergleich) entgegen. Zusätzlich wurden rd. 5.600 schriftliche Eingaben bearbeitet (44% Rückgang im Vorjahresvergleich). An die Schlichtungsstelle wurden 1.394 Anträge auf Streitschlichtung gestellt (ein Rückgang um 44% im Vorjahresvergleich). Damit liegen die Zahlen für 2024 deutlich unter denen des Vorjahres. Im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt zeigt sich allerdings weiterhin ein deutlich höheres Niveau.

Im Jahr 2024 standen Themen der Leistbarkeit von Strom und Gas, deren Preisentwicklungen und sichere Versorgung im Mittelpunkt der Öffentlichkeitsarbeit.

Zuverlässige und objektive Informationen sind für private und gewerbliche Konsument:innen wichtig, um vernünftige Entscheidungen treffen zu können.

Die Öffentlichkeitsarbeit der E-Control bietet dazu Hilfe und Orientierung, indem sachlich, neutral und umfassend informiert wird. So wurden im Jahr 2024 rund 500 Medienanfragen beantwortet – telefonisch, elektronisch, in persönlichen Gesprächen, aber vor allem auch durch eine Vielzahl an Interviews.

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Darüber hinaus wurde allen zusätzlichen gesetzlichen Informationspflichten uneingeschränkt nachgekommen. Dies wurde mit Hilfe von Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalist:innen sowie Fachtagungen und Veranstaltungen geleistet. Konsument:innen und Marktteilnehmern wurden umfangreiche Informationsangebote aus Publikationen, Newslettern, Websites und Social-Media-Kanälen zur Verfügung gestellt. Zielgruppenaktivitäten rundeten das Informationsangebot im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit ab.

1.2 FINANZIELLE KENNZAHLEN DER E-CONTROL

Aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags und der damit fehlenden Gewinnorientierung sind finanzielle Kennzahlen als Leistungsindikatoren für die E-Control

nur von geringer Aussagekraft, da sich daraus die regulatorische Wirkung und Effektivität der Regulierungstätigkeiten nicht ableiten lassen.

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

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

Kapitalstrukturanalyse ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens		
	Zeitraum 1.1.-31.12.2024	Zeitraum 1.1.-31.12.2023
1. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	950.329	818.317
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	11.302.759	6.506.999
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	8,41%	12,58%
2. Fiktive Schuldentilgungsdauer*		
Rückstellungen	3.173.748	2.519.959
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.096.761	2.518.338
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	- 7.906.125	- 4.141.009
Zwischensumme	1.364.383	897.289
Ergebnis nach Steuern	132.012	4.000
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	658.913	699.959
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	- 11.465	- 31.783
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	22.927	- 74.128
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	802.387	598.048
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,70 Jahre	1,50 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Gegenüber dem Jahr 2024 gestaltete sich das Jahr 2023 für die E-Control in finanzieller Hinsicht besonders herausfordernd. So sollte sich der rollierende Teuerungseffekt, getrieben durch die hohe Inflation der Jahre 2022 und 2023, aber auch der Mengeneffekt, getrieben durch eine hohe Nachfrageintensität z.B. im Bereich der Endkundenaktivitäten bzw. Service- und Informationsaktivitäten, nachhaltig auf die Entwicklung der Gesamtkosten auswirken.

Bereits sehr frühzeitig konnte im Jahr 2023 dieser Einfluss auf die Gesamtkosten erkannt und durch die Initiierung eines zielgerichteten Kostenmanagements sowie die Erarbeitung möglicher Konsolidierungs- und Optimierungsmaßnahmen bewusst gegengesteuert werden. Als zweite wesentliche Gegensteuerungsmaßnahme war im Jahr 2023 ein deutlich über den Vorjahren liegendes Doppelbudget für die Jahre 2024/2025 zu erarbeiten und zu genehmigen. Dieses Doppelbudget 2024/2025 hatte zu gewährleisten, dass die E-Control in dem seit Februar 2022 durch Volatilität und Unsicherheit geprägten Umfeld ihre uneingeschränkte Handlungsfähigkeit zu jeder Zeit erhalten kann.

Das zielgerichtete Kostenmanagement sowie die kontinuierliche Umsetzung der im Jahr 2023 erarbeiteten Konsolidierungs- und Optimierungsmaßnahmen war auch im abgelaufenen Geschäftsjahr umzusetzen und als Ergebnis wurden die Auswirkungen der Teuerungs- und Mengeneffekte vorheriger Jahre auf die Kostenstruktur der E-Control in ihrer Auswirkung mit Erfolg deutlich abgeschwächt.

Als Ergebnis konnten die im Jahr 2023 geplanten Gesamtkosten des Jahres 2024 deutlich, um rd. 18%, von der E-Control unterschritten werden. So verzeichnete die E-Control im Jahr 2024 Gesamtkosten in Höhe von rd. 24,07 Mio. € (Vorjahr rd. 22,27 Mio. €), wovon rd. 1,17 Mio. € (Vorjahr rd. 1,52 Mio. €) auf nichtregulatorische Tätigkeiten bzw. Kosten der Tätigkeit als Energieeffizienz-Monitoringstelle entfallen.

In den Gesamtkosten des Jahres 2024 ist nun erstmalig seit dem Jahr 2018 auch die Zuführung zur Rücklage für unvorhergesehene Belastungen gemäß § 33 E-ControlG in Höhe von rd. 0,13 Mio. € abgebildet. Grund hierfür ist, dass die für die Bemessung der Rücklage maßgeblichen, testierten Gesamtkosten des vorangegangenen Geschäftsjahres (Jahr 2023) deutlich über den testierten Gesamtkosten des für die Bildung maßgeblichen Vorjahres lag.

Entgegen der damit verbundenen Verbesserung des Eigenkapitals von rd. 0,82 Mio. € im Jahr 2023 auf nun rd. 0,95 Mio. € im Jahr 2024 hat sich die Eigenmittelquote verschlechtert. Wesentlicher Grund hierfür ist die deutliche Unterschreitung des genehmigten Budgets 2024 und der damit verbundene hohe „Budgetüberschuss“ (insgesamt rd. 5,34 Mio. €), der zum Stichtag 31.12. als „Sonstige Verbindlichkeit“ gegenüber den Betreibern der Höchstspannungsnetze, dem Marktgebiets- bzw. Verteilergebietsmanager, aber auch dem Bund auszuweisen ist.

Liquiditätsanalyse ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens		
	Zeitraum 1.1.-31.12.2024	Zeitraum 1.1.-31.12.2023
1. Working Capital Ratio*		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	9.298.557	5.064.467
kurzfristige Passiva	6.096.761	2.518.338
= Working Capital Ratio	152,52%	201,10%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad*		
Rückstellungen	3.173.748	2.519.959
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.096.761	2.518.338
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	- 7.906.125	- 4.141.009
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	- 97.660	- 30.709
- sonstige Forderungen	- 437.614	- 339.065
= Effektivverschuldung	829.109	527.515
Cash Flow aus dem Ergebnis	730.034	628.877
= Dynamischer Verschuldungsgrad	1,14 Jahre	0,84 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Grundsätzlich ist der Bund nach § 32 Abs 6 E-ControlG Bund verpflichtet, der E-Control sämtliche mit der Erfüllung der von ihr im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben (§ 5 Abs 4 E-ControlG) anfallenden Aufwendungen zu ersetzen.

Bis zum Geschäftsjahr 2024 erfolgte der Ersatz der anfallenden Aufwendungen durch ein schrittweises Abschmelzen der entstandenen „Erhaltenen Anzahlung“ aus der „Umwidmung des Stammkapitals der E-Control GmbH im Zuge der Umwandlung in eine Anstalt öffentlichen Rechts“ im Jahr 2011 sowie der Umwidmung des „Restbetrages aus dem von der E-Control verwalteten Sondervermögen“ im Jahr 2017.

Die so entstandenen „Erhaltenen Anzahlungen“ wurden im Verlauf des zweiten Halbjahres 2023 von der E-Control vollständig aufgezehrt, so dass zur Sicherstellung der Liquidität und damit der Erfüllung der von der E-Control im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben (§ 5 Abs 4 E-ControlG) bereits Anfang des Jahres 2023 mit dem Bund eine Vereinbarung hinsichtlich der „Modalitäten zur Abgeltung der Aufwendungen für nichtregulatorische Tätigkeiten“ erarbeitet und abgeschlossen wurde.

Diese Vereinbarung sieht vor, dass der Bund der E-Control jährlich 972 T€ (zuzüglich 20% USt) an Mitteln zur Abdeckung der anfallenden Aufwendungen bereitstellt und etwaige im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellte Überzahlungen auf die Vorauszahlungen des Folgejahres angerechnet werden können.

Im Jahr 2024 sind insgesamt rd. 0,56 Mio. € zuzüglich 20% USt (Vorjahr rd. 1,20 Mio. €) an Aufwendungen für von der E-Control im Sinne des § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse angefallen. Unter Berücksichtigung des Restbetrags der „Erhaltenen Anzahlung“ aus dem Vorjahr (rd. 0,33 Mio. €) sowie der im Jahr 2024 zugeflossenen Beiträge (insgesamt rd. 0,97 Mio. €) verbleiben der E-Control somit rd. 0,63 Mio. € als „Erhaltene Anzahlung“ für die gemäß § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse ab dem Jahr 2025.

Im Juni 2023 trat die Novelle des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Kraft (BGBl. I Nr. 59/2023 vom 15.6.2023). Gemäß § 56 EEffG ist die E-Control als zuständige Behörde vorgesehen und hat die im Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) festgelegten Aufgaben und Befugnisse wahrzunehmen. Die Abgeltung der damit verbundenen Aufwendungen wird zentral in § 69 Abs 2 EEffG sowie § 75 Abs 6 EEffG (Anlauf-/Aufbaukosten) geregelt.

So sieht § 69 Abs 2 EEffG vor, dass der Bund der E-Control für die von dieser im Sinne des Bundes-Energieeffizienzgesetzes zu erfüllenden Aufgaben pro Geschäftsjahr einen Beitrag in Höhe von 0,90 Mio. € zu leisten hat. Der Bund hat diesen Beitrag in zwei Teilen (jeweils Anfang Jänner und Ende Juni) an die E-Control zu überweisen, wobei der erste Teil 70% des Gesamtbetrags auszumachen hat. Entsprechend dieser gesetzlichen Regelung hat der Bund der E-Control Anfang Jänner 2024 0,63 Mio. € als ersten Beitrag zur Bedeckung der operativen Kosten nach § 69 EEffG für das Jahr 2024 bereitgestellt. Der zweite Teilbetrag für das Geschäftsjahr 2024 in Höhe von 0,27 Mio. € wurde,

in Abstimmung mit dem Bund, nicht bereitgestellt. So sollte der als „Erhaltene Anzahlung“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesene Überhang aus den nach § 69 Abs. 2 EEffG sowie § 75 Abs 6 EEffG im Geschäftsjahr 2023 vom Bund bereitgestellten Mitteln in Höhe von insgesamt rd. 0,31 Mio. € vorrangig zur Bedeckung der noch anfallenden operativen Aufwendungen im zweiten Halbjahr 2024 herangezogen werden.

Zusätzlich sieht § 75 Abs 6 EEffG vor, dass der Bund der E-Control den zur Vorbereitung (Anlauf-/Aufbaukosten) der von ihr zu erfüllenden Aufgaben notwendigen Beitrag zu leisten hat. Davon umfasst sind primär sämtliche im Zusammenhang mit der Konzeption und dem Aufbau der elektronischen Meldeplattform im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ in der Bilanz als

geleistete Anzahlung ausgewiesenen Teilrechnungen. Im Jahr 2024 wurden von der E-Control weitere rd. 0,43 Mio. € für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform geleistet (Vorjahr rd. 0,58 Mio. €).

Der Überhang aus den nach § 69 Abs 2 EEffG sowie § 75 Abs 6 EEffG vom Bund bereitgestellten Mitteln zu den tatsächlich im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellten Aufwendungen und Erträgen sowie geleisteten Anzahlungen für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform in Höhe von rd. 0,33 Mio. (Vorjahr rd. 0,31 Mio. €) ist ebenfalls als „Erhaltene Anzahlung“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen und kann, ähnlich dem Jahr 2023, auf die Einzahlung des Kostenbeitrags für das Jahr 2025 angerechnet werden.

Geldflussrechnung ohne Berücksichtigung der Veränderung im Sonder- und Treuhandvermögen

	Zeitraum 1.1.-31.12.2024	Zeitraum 1.1.-31.12.2023
Ergebnis vor Steuern*	147.749	18.590
+/- Abschreibung/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	658.913	699.959
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	- 11.465	- 31.783
-/+ Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen	- 65.163	- 57.889
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	730.034	628.877
-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte	- 76.319	271.923
-/+ Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	- 66.951	1.987

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Geldflussrechnung ohne Berücksichtigung der Veränderung im Sonder- und Treuhandvermögen		
	Zeitraum 1.1.-31.12.2024	Zeitraum 1.1.-31.12.2023
-/+ Zunahme/Abnahme der sonstigen Forderungen	- 98.550	- 313.333
-/+ Zunahme/Abnahme der Aktiven Rechnungsabgrenzungsposten	- 227.153	24.299
+/- Zunahme/Abnahme der kurzfristigen Rückstellungen	630.861	102.876
+/- Zunahme/Abnahme der langfristigen Rückstellungen	22.927	- 74.128
+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	- 354.669	- 226.859
+/- Zunahme/Abnahme der sonstigen Verbindlichkeiten	3.933.091	- 1.788.861
+/- Zunahme/Abnahme der Passiven Rechnungsabgrenzungsposten	0	75.000
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	4.493.272	- 1.298.219
- Zahlungen für Ertragsteuern	- 15.737	- 14.590
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	4.477.535	- 1.312.809
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	33.956	33.972
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	- 1.243.075	- 975.231
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen	65.163	58.519
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	- 1.143.956	- 882.740
+ Einzahlungen für Investitionszuschüsse	431.538	575.384
- Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	0	- 630
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	431.538	574.754
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.765.116	- 1.620.795
+ Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	4.141.009	5.761.804
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	7.906.125	4.141.009

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

2 Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die personelle und sachliche Ausstattung der E-Control ist in den wesentlichen Bereichen auskömmlich. Jedoch werden nach wie vor die gesetzliche Wahrnehmung weiterer regulatorischer Aufgaben und die gesetzliche Wahrnehmung weiterer nichtregulatorischer Aufgaben in den nächsten Jahren, nach einem langjährigen Kostensenkungspfad, eine Gesamtkostenerhöhung entlang der Inflation bewirken.

Für die kommenden Geschäftsjahre ist eine wesentliche gesetzliche Änderung zur Unabhängigkeit der Behörde und damit zur strategischen Ausrichtung, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, nicht zu erwarten.

Daher sind keine ergebnisbelastenden Vorkehrungen, die sich nicht aus dem täglichen Kerngeschäft der Regulierung direkt ergeben oder gesetzlich ohnehin vorzusehen sind, zu treffen.

Zusätzliche Aufgaben und Aufwendungen verbleiben für die E-Control nach wie vor infolge der Anwendung der EU-Datenschutz-Grundverordnung, des Bundes Public Corporate Governance Kodex, des nach ISO 27001 zertifizierten Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) sowie des weiterentwickelten unternehmensweiten Internen Kontrollsystems (IKS) sowie Risikomanagementsystems (RMS) in die bestehenden Regelprozesse.

Die „NIS-2-Richtlinie“ (Richtlinie (EU) 2022/2555 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022), die die Resilienz und Reaktion auf Sicherheitsvorfälle in Netz- und Informationssystemen des öffentlichen und privaten Sektors in der EU verbessern soll, wurde bis zum Ende des Geschäftsjahres 2024 nicht in nationales Recht transformiert. Als erste Vorbereitung auf die Regelungen der „NIS-2-Richtlinie“ hat die E-Control im Jahr 2024 eine „Gap-Analyse“ durchgeführt, im Rahmen derer auch ein möglicher Weiterentwicklungsbedarf des bestehenden Risikomanagementsystems evaluiert wurde.

Zukünftige datenschutzrechtliche und sicherheitstechnische Anforderungen ergeben sich neben weiteren organisatorischen Anpassungen, infolge einer breiteren Inanspruchnahme von Homeoffice, auch im Geschäftsjahr 2025.

Die durch diese Rechtsvorschriften allenfalls erforderlichen Personal- und Sachressourcen sind im Rahmen der nach § 30 Abs 1 und 2 E-ControlG gesetzlich zwingend vorgeschriebenen Budgetierung bereits für die Geschäftsjahre 2024 und 2025 gedeckt.

Der Budgetierungs- und Finanzierungsprozess der E-Control entspricht unter Risikogesichtspunkten und dem „Going Concern-Prinzip“ den Empfehlungen des Rats der Europäischen Regulierungsbehörden CEER (CEER: „Safeguarding the independence of regulators“ – C16-RBM-06-03).

3 Risikoberichterstattung

3.1 ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DER WESENTLICHEN RISIKEN UND UNGEWISSEITEN, DENEN DAS UNTERNEHMEN AUSGESETZT IST

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

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

Die finanziellen und personellen Aufwendungen der E-Control sind derzeit durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vollem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko dann nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen würden. Dies würde jedoch gesetzliche Änderungen

voraussetzen, die im Regelfall aus einem längeren Entstehungsprozess hervorgehen könnten. Derzeit sind keine Gesetzesänderungen erkennbar, die bestehenden Finanzierungsregelungen zu ändern, und daher entfällt auch eine bilanzielle Vorsorge.

Für die E-Control bestehen auch weiterhin keine Währungsrisiken, da annähernd alle Geschäftsvorfälle in Euro abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten oder bilanziellen Vorsorgen zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch Veranlagungen wurden nur in Euro getätigt.

Somit blieben zwar einerseits bei der Veranlagung Währungschancen durch ein Spekulationsverbot ungenutzt, andererseits wurden hier aber auch die Währungsrisiken weitestgehend ausgeschlossen.

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

Das Finanzierungsrisiko der E-Control ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschaurechnungen (Budget) für die Geschäftsjahre 2024 und 2025 („Doppelbudget“) wurden vom Aufsichtsrat am 21. September 2023 genehmigt.

Auch im Geschäftsjahr 2024 fand die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der E-Control von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Es ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur der E-Control. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2024 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Im Geschäftsjahr 2024 erfolgten keine Vorfinanzierungen nichtregulatorischer Aufgaben aus den für regulatorische Aufgaben bereitgestellten Finanzmitteln. Der Vorstand und das zuständige BMK stellten eine Finanzierung für nichtregulatorische Aufgaben in ausreichendem Maße sicher. Gleichmaßen stellte das zuständige BMK auch die Finanzierung von neuen Aufgaben für die E-Control auf Basis des EEffG sicher. Eine Vorfinanzierung durch die E-Control war auch hier zu jedem Zeitpunkt ausgeschlossen.

3.2 RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

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

Mit dem RMS wird erreicht, ein aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibendes Restrisiko für die E-Control zu minimieren. Die E-Control hat im abgelaufenen

Geschäftsjahr 2024 die erarbeiteten Regelprozesse zum Update des RMS angewendet und einem Review unterzogen.

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

3.3 RISIKOMANAGEMENT-VERANLAGUNG

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2024 wurden in geringem Umfang Veranlagungen abgeschlossen. Die Veranlagungsrichtlinie der E-Control wurde unverändert angewendet. Sie hat zum Ziel, Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen oder sich aus Währungsdifferenzen ergeben – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten. Gleichzeitig soll auch jede Veranlagung einem hohen Liquiditätsgrad entsprechen.

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

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Geschäftsbeziehung stehenden Bank darf die E-Control daher nur mit jenen Banken Geschäfte tätigen, die innerhalb von Europa bzw. Österreich Systemrelevanz haben.

3.4 PERSONALRISIKEN

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, insbesondere Vertretungsregelungen, zeitgemäße und effiziente Organisationsformen und Steuerungsprozesse, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiter:innenführung, Teilnahme an internationalen Projekten und vielfältigen sachorientierten Weiterbildungsmaßnahmen sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung weitestgehend eingegrenzt.

Alle diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert, um die Wissensbasis der E-Control auf einem hohen Standard zu halten. Dazu setzte die E-Control ihre Strategie „Great Place to Work and Grow“ um.

Die durchgeführten Maßnahmen federten daher die Fluktuation ab. Zudem wurde wiederholt ein deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegendes Krankenstandsniveau erreicht, eine sehr hohe Leistungsorientierung beibehalten und eine starke Mitarbeiter:innenbindung und beiderseitige Loyalität erzielt.

Alle Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, das hohe Expert:innenniveau der spezialisierten Fachkräfte zu halten und zu steigern. So kann den erhöhten Anforderungen auf nationaler und europäischer Ebene weiterhin entsprochen werden.

3.5 RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH IT

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

Eine Nicht- oder nur eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen hat somit auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der E-Control. Es wurde daher das IT-Risikomanagement, wie schon in Vorjahren, einer Analyse und Anpassung hinsichtlich der Risiken in Zusammenhang mit Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unterzogen.

Laufende und neu entstandene globale Konflikte sowie immer komplexere, IT-technische Angriffe führen zu einem massiv erhöhten Cyberrisiko, welches sich in gestiegenen Anforderungen an das Risikomanagement niederschlägt – derzeit und auch zukünftig.

Um die Sicherheit der in der E-Control verfügbaren Dokumente, Daten und Informationen zu gewährleisten, werden sämtliche Tätigkeiten in der IT risikobasiert durchgeführt, und es wurde dazu ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) für das gesamte Unternehmen etabliert.

Die Einhaltung technischer und organisatorischer Vorgaben wird jährlich von einem externen Auditor einer akkreditierten Zertifizierungsstelle überprüft und wurde so auch im Jahr 2024 nach dem internationalen Standard ISO 27001 erfolgreich rezertifiziert. Dadurch wird sichergestellt, dass die E-Control die Risiken frühestmöglich erkennt und nachhaltig minimiert. Somit wird unter anderem Resilienz gegen potenzielle Angriffe sowie eine höchstmögliche Datensicherheit gewährleistet.

Es konnten maßgebliche Fortschritte bei der Erkennung und Behandlung von Software-Schwachstellen und Sicherheitslücken erzielt werden. Im Jahresverlauf wurden so über 4600 Schwachstellen präventiv geschlossen und mehr als 50 sicherheitsrelevante Vorfälle bearbeitet.

3.6 RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH REMIT

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

Im Geschäftsjahr 2016 wurde die Implementierung der Software zur Überwachung des Großhandels abgeschlossen. Die E-Control konnte somit im Geschäftsjahr 2017 ihre operative Tätigkeit aufnehmen.

Im Jahr 2024 kam es zu einer Überarbeitung der REMIT durch den europäischen Gesetzgeber („REMIT II“). Dabei wurde der volle Anwendungsbereich auf Energiefinanzprodukte ausgeweitet und Verpflichtungen der Marktteilnehmer wurden angepasst.

In den letzten Jahren war eine stark steigende Dynamik der zu verarbeitenden Handelsdaten festzustellen. Dieser Trend verstärkte sich 2024. Im REMIT-System der E-Control waren 2024 täglich etwa 210 Millionen Transaktionen zu verarbeiten, was eine Steigerung von etwa 50% zum Vorjahr bedeutet.

Wesentlicher Treiber dieses Trends ist der algorithmische (Hochfrequenz-) Handel und die Integration der Energiemärkte in Europa. So führt die REMIT-II-Reform in den nächsten Jahren zu einem weiteren, beträchtlichen Wachstum der Datenmengen. Auch, weil neue Märkte und Produkte, wie etwa Speicher- und Regelenergieprodukte, nun unter REMIT-Meldepflichten fallen. Ein Fokus lag 2024 daher darauf, Prozesse einzuleiten, die die Hard- und Software der E-Control auf diese Entwicklungen vorbereiten.

Die primäre Datenquelle für Transaktionen stellt die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Regulierungsbehörden (ACER) dar. Bedingung für den Erhalt dieser Daten war ein von ACER durchgeführter Peer-Review-Prozess

hinsichtlich Maßnahmen zur Gewährleistung der Datenvertraulichkeit. Die Erfüllung aller Bedingungen stellt daher eine Notwendigkeit für die Überwachung des Großhandelsmarktes dar. Die Schutzmaßnahmen umfassen bauliche, IT-technische und Verhaltensmaßnahmen. Bereits im Jahr 2021 wurden diese Maßnahmen überarbeitet und mit den generellen Datenschutzvorgaben der E-Control synchronisiert. Die dabei durchgeführte Risikobewertung wurde von ACER bestätigt. Im Jahr 2024 wurden diese Sicherheitsmaßnahmen gemäß den definierten Prozessen überprüft und aktualisiert. In diesem Zusammenhang wurde auch die jährlich verpflichtende Schulung der für REMIT zuständigen Mitarbeiter abgehalten.

Das Risikomanagementsystem für REMIT hat sich auch im Jahr 2024 bewährt. Nur wenige autorisierte Mitarbeiter:innen der E-Control haben eine grundsätzliche Zugangsberechtigung zu Produktivdaten von REMIT. Auch dezentrale Arbeitsplatzregelungen im REMIT-Bereich mit spezifischen IT-technischen Maßnahmen und Verhaltensvorgaben haben sich in der Umsetzung als zuverlässig und adäquat gezeigt.

Im Jahr 2024 wurden zwei neue formelle REMIT-Verfahren eingeleitet, während Verfahren aus Vorjahren vor österreichischen Berufungsgerichten weiterhin verhandelt wurden. Hier wird deutlich, dass bei Rechtsmittelverfahren eine Dauer von mindestens 3 Jahren zu erwarten ist.

4 Bericht über Forschung und Entwicklung

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

Die E-Control ist in wichtigen nationalen und europäischen Arbeitsgruppen mit ihrer Expertise und Projekterfahrung vertreten. Sie übernimmt dort die Verantwortung für Themen und die Führung von Arbeitsgruppen, in denen auch gemeinsame Studien und Arbeitspapiere zu Innovationen und Weiterentwicklungen des Energiesystems diskutiert und erstellt werden.

So wurden im Jahr 2024 beispielsweise im Strombereich elf Methoden für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die Versorgungssicherheit und den Netzbetrieb weiterentwickelt. Im Gasbereich wurden die Gestaltungsmöglichkeiten für die Umsetzung des europäischen Dekarbonisierungspakets auf nationaler Ebene und die Weiterentwicklung der Versorgungssicherheitsmaßnahmen von Expert:innen der E-Control mitentwickelt. Expert:innen der E-Control leiten Arbeitsgruppen bei ACER, CEER und ERRA und sind aktive Mitglieder in diesen Organisationen. Zudem tragen die Expert:innen der E-Control für Strom, Gas, erneuerbare Energien und Energieeffizienz bei nationalen und internationalen Fort- und Weiterbildungseinrichtungen vor und werden als Vortragende zu Veranstaltungen international eingeladen.

Generell ist der Erhalt und der Ausbau der Expertise der E-Control eine wichtige Unternehmensaufgabe im Sinne einer Wissensorganisation, der die E-Control mit Inhouseseminaren, Ermöglichung von gezielten Einzelmaßnahmen – wie externen Seminaren und Konferenzen – sowie mit „On the Job“-Wissensaufbau nachkommt. Die E-Control leistet so einen wesentlichen, gestaltenden Beitrag zur Weiterentwicklung wichtiger Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

5 Zweigniederlassungen

Die E-Control verfügt über keine Zweigniederlassungen.

Wien, am 5. Februar 2025

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

BESTÄTIGUNGSVERMERK

Bericht zum Jahresabschluss

PRÜFUNGSURTEIL

Wir haben den Jahresabschluss der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien, bestehend aus der Bilanz zum 31.12.2024, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31.12.2024 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG) sowie des Bundesgesetzes über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG).

GRUNDLAGE FÜR DAS PRÜFUNGSURTEIL

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere

Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von der Anstalt öffentlichen Rechts unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften, und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns bis zum Datum des Bestätigungsvermerkes erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu diesem Datum zu dienen.

SONSTIGER SACHVERHALT

Der Jahresabschluss der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien, für das am 31.12.2023 endende Geschäftsjahr wurde von einem anderen Abschlussprüfer geprüft, der am 2.2.2024 ein nicht modifiziertes Prüfungsurteil zu diesem Abschluss abgegeben hat.

VERANTWORTLICHKEITEN DER GESETZLICHEN VERTRETER FÜR DEN JAHRESABSCHLUSS

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG) sowie

des Bundesgesetzes über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG) ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist.

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

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

VERANTWORTLICHKEITEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

13 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Darüber hinaus gilt:

- > Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- > Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.
- > Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- > Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit

durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Anstalt öffentlichen Rechts von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.

- > Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

Wir tauschen uns mit dem Prüfungsausschuss unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

Bericht zum Lagebericht

Der Lagebericht ist aufgrund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob er nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

URTEIL

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

ERKLÄRUNG

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Anstalt öffentlichen Rechts und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, 5.2.2025



BDO Assurance GmbH
Wirtschaftsprüfungs- und Steuerberatungsgesellschaft

Mag. (FH) René Berger
Wirtschaftsprüfer

ppa. Mario Muik, MA
Wirtschaftsprüfer

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Gesamte Versorgung in Österreich – Aufbringung elektrischer Energie	13	Abbildung 19	Anteil der PV-Einspeisezählpunkte an den Bezugszählpunkten auf Netzebene 7 bei 16 VNB nach Bundesland	40
Abbildung 2	Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2023	14	Abbildung 20	Stromverbrauch 2022 bis 2024	47
Abbildung 3	Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2023 – Umrechnung auf Leistung	15	Abbildung 21	Gasverbrauch 2017 bis 2024	48
Abbildung 4	Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Netzanschluss	18	Abbildung 22	Monatsdurchschnitt Gasspeicherfüllstände in Österreich	48
Abbildung 5	Durchschnittliche Bearbeitungsdauer für zugesagte PV-Anlagen ≤ 20 kW	20	Abbildung 23	Vertragliche Auslastung der Gasspeicher in Österreich – Arbeitsgasvolumen	49
Abbildung 6	Entwicklung der Gasflüsse in das Marktgebiet Ost	21	Abbildung 24	Gasaufbringung 2024	50
Abbildung 7	Angebot und Vermarktung von gebündelter Kapazität am Entry-Punkt Oberkappel in der Jahresauktion 2024	22	Abbildung 25	Stromerzeugung in Österreich	51
Abbildung 8	Angebot und Vermarktung von gebündelter Kapazität am Entry-Punkt Oberkappel in der Quartalsauktion am 5.8.2024	23	Abbildung 26	Österreichischer Strommix 2023 basierend auf eingesetzten HKN	52
Abbildung 9	Inlandsgasverbrauch	23	Abbildung 27	Gas-Importrouten	55
Abbildung 10	Erdgas in Österreich – Marktstatistik Anzahl Zählpunkte je Verbraucherkategorie	24	Abbildung 28	Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Gase	55
Abbildung 11	Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2025 Jahresstromverbrauch 3.500 kWh, Netzebene 7 – nicht gemessen	31	Abbildung 29	Stromausfälle in Österreich	57
Abbildung 12	Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2025 Jahresstromverbrauch 9.000.000 kWh, Netzebene 5	31	Abbildung 30	Gas-Versorgungsunterbrechungen in Österreich – SAIDI	58
Abbildung 13	Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2025 Jahresstromverbrauch 195.000.000 kWh, Netzebene 3	32	Abbildung 31	Annahmen zu Szenarien der österreichischen Gasversorgung	60
Abbildung 14	Netzentgeltentwicklung Österreich seit 2001	32	Abbildung 32	Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen Gas	65
Abbildung 15	Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2025 Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3	34	Abbildung 33	Preise im österreichischen Großhandel	68
Abbildung 16	Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2025 Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 2	35	Abbildung 34	Stundenprofil der Day-ahead-Preise 2024	69
Abbildung 17	Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur Strom gemäß Begutachtungsentwurf EIWG	37	Abbildung 35	Partial Decoupling im Day-ahead-Markt: zwei unterschiedliche Marktergebnisse	70
Abbildung 18	Aufbringung Netzkosten Strom zur SNE-V 2018 idF Novelle 2025	38	Abbildung 36	Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel	72
			Abbildung 37	Langfristige Gaspreise für Lieferort Österreich	72
			Abbildung 38	Entwicklung langfristiger Preise für LNG per EAX, NEX und IBX sowie am TTF	73
			Abbildung 39	Entwicklung langfristiger Gas-, CO ₂ -, Öl- und Kohlepreise	73
			Abbildung 40	Entwicklung der Energiepreise	75
			Abbildung 41	Einsparpotenziale Gas bei einem Haushaltsverbrauch von 15.000 kWh/a	75

Abbildung 42	Einsparpotenziale Strom bei einem Haushaltsverbrauch von 3.500 kWh/a	76	Abbildung 51	Offene Falluntersuchungen 2024	100
Abbildung 43	Arbeitspreis für Strom (Cent/kWh exkl. USt) abzüglich aller Rabatte	77	Abbildung 52	Strom: Anzahl von Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten	104
Abbildung 44	Arbeitspreis für Gas (Cent/kWh exkl. USt) abzüglich aller Rabatte	78	Abbildung 53	Gas: Anzahl der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten	104
Abbildung 45	Entwicklung der Regelreservekosten	89	Abbildung 54	Relative Energiekosten von energiearmen Haushalten im Zeitvergleich	108
Abbildung 46	Physische Ausgleichsenergieabrufe im MG Ost	93	Abbildung 55	Energiearmut im europäischen Vergleich 2023	108
Abbildung 47	Physische Ausgleichsenergieabrufe im MG Tirol & Vorarlberg	93	Abbildung 56	Anfragen und Beschwerden bei der Beratungsstelle 2024	110
Abbildung 48	Tägliche Ausgleichsenergiepreise im MG Ost	94	Abbildung 57	Entwicklung registrierter Betreiber, Ladestellen & Ladepunkte	118
Abbildung 49	Tägliche Ausgleichsenergiepreise im MG Tirol & Vorarlberg	94	Abbildung 58	Entwicklung der Gasflüsse aus Deutschland & Entwicklung der deutschen Gasspeicherumlage	125
Abbildung 50	Auktionen je Speicherunternehmen	96			

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Theoretisch-technisches Biomethanpotenzial je Bundesland, in TWh/a	25	Tabelle 6	Kennzahlen zur kommerziellen Qualität 2022	107
Tabelle 2	Entwicklung der EU-LNG Import-Kapazitäten seit 2021	54	Tabelle 7	Entwicklung der Gasspeicherumlage der THE	125
Tabelle 3	Kostenvergleich der vierten Regulierungsperiode (2020–2024) und der fünften Regulierungsperiode (2025–2027)	81	Tabelle 8	Konsultationen	133
Tabelle 4	Marktteilnehmer im Marktgebiet Ost	92	Tabelle 9	Verordnungen	134
Tabelle 5	Marktteilnehmer im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg	92	Tabelle 10	Beschiedverfahren	134

Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:

E-Control

Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien

Tel.: +43 1 24 7 24-0

Fax: +43 1 24 7 24-900

E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Bluesky: <https://bsky.app/profile/econtrol.bsky.social>

Facebook: www.facebook.com/energie.control

LinkedIn: www.linkedin.com/company/e-control

Für den Inhalt verantwortlich:

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. (Brügge)

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstand E-Control

Text: E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Druck: DER SCHALK, 2486 Pottendorf

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlich zulässigen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

© E-Control 2025

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2024

„UNSERE ENERGIE
GEHÖRT
DER ZUKUNFT.“



