

„ UNSERE ENERGIE FÜR MEHR UNABHÄNGIGKEIT. “



Zu ausgewählten Themen dieses Tätigkeitsberichts stehen zusätzliche Inhalte online zur Verfügung. Die entsprechenden Stellen sind im Bericht mit einem Piktogramm gekennzeichnet.



Den vollständigen Bericht sowie sämtliche Online-Erweiterungen und alle im Bericht referenzierten Links finden Sie gesammelt über den QR-Code oder unter:

<https://www.e-control.at/taetigkeitsbericht-2026-online>

INHALT

1 Vorworte	5	8 Überwachung des Großhandelsmarkts (REMIT)	80
Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer, Bundesminister	5	8.1 Überwachung	80
Mag. Elisabeth Zehetner, Staatssekretärin für Energie	5	8.2 Strafverfahren	80
Mag. Dorothea Herzele, Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control	7	8.3 Ausgewählte Fälle und europäische Ebene	81
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M., Vorstand der E-Control	9	9 Konsument:innenschutz	84
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA, Vorstand der E-Control	9	9.1 Grundversorgung, Abschaltung, Vertragsaufl	84
2 Themen im Fokus	13	9.2 Servicequalität der Energieversorger	86
2.1 ElWVG, EnDG und E-ControlG	13	9.3 Energiearmut	87
2.2 Energiekosten der Haushalte und Unternehmen	15	9.4 Anfragen und Anliegen der Konsument:innen	88
3 Sichere Versorgung mit Strom und Gas	22	9.5 Situation der Haushalte	89
3.1 Verbrauch	22	10 Services der E-Control	92
3.2 Aufbringung	23	10.1 Beratungs- und Schlichtungsstelle	92
3.3 Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit	31	10.2 Tarifikalkulator und Online-Checks	92
4 Infrastruktur	38	10.3 Medienarbeit und Publikationen	93
4.1 Netzausbau Strom	38	10.4 Informations- und Beratungsarbeit	94
4.2 Netzausbau Gas	43	10.5 Mobilitätsapplikationen	94
4.3 Netzaufbau Wasserstoff	46	11 Monitoringstelle Energieeffizienz	97
4.4 Sektorübergreifende Planung	48	11.1 Österreichisches Ziel für Energieeffizienz	97
5 Netzregulierung	51	11.2 Tätigkeiten der Monitoringstelle Energieeffizienz	98
5.1 Regulierungssystematik	51	11.3 Erste Analyseergebnisse	98
5.2 Netzentgelte 2026	51	12 Rechtsentwicklungen	101
6 Preisentwicklungen	57	12.1 Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene	101
6.1 Großhandelspreise Strom	57	12.2 Rechtsentwicklungen in Österreich	107
6.2 Großhandelspreise Gas	59	13 Verwaltungseffizienz und -wirksamkeit	112
6.3 Haushaltsmarkt	61	13.1 IFG	112
7 Marktregeln	66	13.2 Compliance	113
7.1 Strommarkt	66	13.3 Informationssicherheit und Datenschutz	113
7.2 Gasmarkt	72	13.4 Datenerhebung und -management	114
7.3 Wasserstoffmarkt	77	13.5 Unabhängigkeit von Regulierungsbehörden	115
7.4 Gleichbehandlung und Wechselplattformen	78	13.6 Women in Energy	115
		14 Jahresabschluss der E-Control	118

”VORWORTE“

1 VORWORTE



Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer
Bundesminister für Wirtschaft,
Energie und Tourismus

Credit: Parlament/TOFP

Das Jahr 2025 markiert einen energiepolitischen Meilenstein für Österreich. Mit der Novelle des Günstiger-Strom-Gesetz (vormals Elektrizitätswirtschaftsgesetz) ist es gelungen, die größte Strommarktreform seit mehr als zwanzig Jahren umzusetzen. Damit wurde der regulatorische Rahmen umfassend an die Realität eines Energiesystems angepasst, das von erneuerbaren Energien, dezentraler Erzeugung, neuen Marktrollen und deutlich gestiegenen Anforderungen an Flexibilität geprägt ist. Gleichzeitig vollziehen wir eine energiepolitische Kurskorrektur und fokussieren auf sicheren, leistbaren und sauberen Strom für die Konsumentinnen und Konsumenten: Das Gesetz modernisiert den Strommarkt, stärkt die Versorgungssicherheit, schafft klare Spielregeln für alle Marktteilnehmer und erweitert die Rechte der Kundinnen und Kunden substantiell. Für Haushalte wie Unternehmen bedeutet dies mehr Transparenz, bessere Möglichkeiten, um eigene produzierte Energie mit anderen zu teilen, und Vorteile für flexibilisierten Verbrauch.

Mit dem neuen Regelwerk wird erstmals für eine besonders schützenswerte Kundengruppe ein gestützter Energiepreis in der Höhe von 6 Cent pro Kilo-

Mag. Elisabeth Zehetner
Staatssekretärin für Energie,
Startups und Tourismus

wattstunde („Sozialtarif“) ebenso wie eine Strom-Preis-Runter-Garantie eingeführt. Wir schaffen mehr Transparenz, beispielsweise durch einfachere und verständlichere Stromrechnungen, stärken den Wettbewerb und machen leistbare Preise zum Unternehmensziel öffentlicher Energieversorger. Zudem beanreizen wir netzdienliches Verhalten, beispielsweise wenn Einspeiser ungenutzte Netzkapazitäten freigeben.

Die Umsetzung dieser tiefgreifenden Reform verlangt ein hohes Maß an Zusammenarbeit in der gesamten Branche. Der Regulierungsbehörde kommt dabei eine zentrale koordinierende, definierende und überwachende Rolle zu. Neue Aufgaben im Bereich der Marktaufsicht, der Stärkung der Rechte der Kundinnen und Kunden sowie der Finanzierung der Versorgungsinfrastruktur müssen wahrgenommen, zahlreiche generelle gesetzliche Vorgaben ausgestaltet und umgesetzt werden. Die E-Control stellt damit sicher, dass die neuen gesetzlichen Instrumente wirksam greifen und die Reform ihre volle Wirkung entfalten kann. Im Markt herrscht nach wie vor zu wenig Wettbewerb. Kundinnen und Kunden wechseln trotz der kontinuierlichen Informationsarbeit der E-Control selten bis



Credit: BKA/Wenzel

1. VORWORTE

nie ihren Energieanbieter. Dabei ist ein Markt mit wechselwilligen Kundinnen und Kunden Voraussetzung für Angebotsvielfalt und günstigere Preise. Das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus setzt daher gezielt nach und informiert laufend über die Möglichkeiten und Vorteile eines Anbieterwechsels mit Verweis auf die Tools der E-Control.

Die E-Control war im Jahr 2025 auch ein gewohnt zuverlässiger Partner in Sachen Versorgungssicherheit: Mit exzellenter Vorbereitung und engmaschigem Monitoring wurde das Ende russischer Gaslieferungen nach Österreich und die dadurch veränderte Gasflusssituation begleitet. Die Versorgungssicherheit war zu jedem Zeitpunkt gewährleistet.

Auch die Netzkosten beschäftigen uns massiv. Durch eine gemeinsame Kraftanstrengung konnte die Auflösung eines Regulierungskontos und damit eventuelle Kostensteigerungen gebremst werden. Der notwendige Ausbau und die Modernisierung der Netze sind Grundvoraussetzung für eine sichere Energieversorgung. Mit dem auf europäischer Ebene vorgelegten „Grids Package“ wurde ein wichtiger Impuls gesetzt, der nun Gegenstand der Verhandlungen auf EU-Ebene ist. Gerade im Strombereich ist klar: Netze müssen vorausschauend, resilient und grenzüberschreitend gedacht werden, um Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

Nach der Neufassung der Spielregeln für den Strommarkt müssen nunmehr auch für den Gasmarkt sowie den Hochlauf des Wasserstoffmarktes entsprechende Regelwerke erarbeitet und beschlossen werden. Hier ist zunächst der

Gesetzgeber am Wort. Danach wird es wesentlich sein, den Bedarfsrückgang im Gasnetz einerseits und den Aufbau des geplanten Wasserstoff-Startnetzes andererseits auf planvolle Weise zu verbinden und regulatorisch zu begleiten.

Vor dem Hintergrund der aktuellen und künftigen Herausforderungen gilt unser besonderer Dank den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control, deren Engagement und Fachkompetenz unverzichtbar dafür ist, die gesetzlichen Rahmenbedingungen mit Leben zu erfüllen. Besonders bedanken möchten wir uns bei Wolfgang Urbantschitsch, der die E-Control von Beginn an mitgeprägt hat, zuletzt als Vorstandsmitglied. Er verstand es stets, komplexe energiewirtschaftliche Fragestellungen verständlich und niederschwellig zu vermitteln. Sein Engagement und seine Handschrift werden noch lange nachwirken. Gleichzeitig ist auch für die zukünftige Arbeit der E-Control ein nahtloser Übergang gewährleistet, sodass Stabilität und Kontinuität in der Regulierung gesichert sind und die E-Control auch künftig eine tragende Rolle in der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende spielen kann.



Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer
Bundesminister für Wirtschaft,
Energie und Tourismus



Mag. Elisabeth Zehetner
Staatssekretärin für Energie,
Startups und Tourismus



Credit: AK/Lisi Specht

Mag. Dorothea Herzele

Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control

Die E-Control hat im vergangenen Jahr ihre zentrale Aufgabe, nämlich die Sicherstellung einer verlässlichen, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung zu gewährleisten, konsequent weiterverfolgt. In einer Zeit, in der die Umgestaltung des Energiesystems notwendig ist, müssen auch die Aufgaben der

Regulierungsbehörde entsprechend angepasst und erweitert werden. Dafür war das Inkrafttreten des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes, kurz ElWG, unerlässlich. Lange haben alle Beteiligten darauf gewartet, mit Ende des Jahres ist es endlich beschlossen worden.

Damit einher gehen umfassende neue Verpflichtungen für die E-Control. Dazu zählen unter anderem die Gestaltung der Auffangversorgung und Ernennung des Auffangversorgers, die Erstellung von Musterformulierungen für die Kund:innenkommunikation, die Gestaltung einer Musterrechnung, neue Regelungen zur Marktkommunikation und Datenverwaltung, Ausbau und Erweiterung des Tarifikalkulators, neue Zuständigkeiten bei der Großhandelsüberwachung REMIT und noch vieles mehr.

Auch im abgelaufenen Jahr 2025 war die E-Control Ansprechpartnerin für Konsument:innen bei allen Strom- und Gasfragen. Das Informationsbedürfnis ist nach wie vor sehr groß. Objektive, glaubwürdige Information, auf die sich Konsument:innen verlassen können, gewinnt immer mehr an Bedeutung – gerade auch in unsicheren Zeiten.

Aber auch mit Marktteilnehmern, öffentlichen Institutionen und Interessenvertretungen stand die Regulierungsbehörde 2025 in regem Austausch und hat unzählige Diskussionen geführt.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht gibt einen guten Überblick über die Fülle an Aufgaben, die das Gesetz für die Regulierungsbehörde vorsieht und die diese mit Bravour gemeistert hat. Damit wird auch die Bedeutung der E-Control als unabhängige Behörde für das Gelingen der Energiewende unterstrichen.

Fünf Jahre durfte ich die E-Control als Vorsitzende des Aufsichtsrates begleiten, und ich habe in dieser Zeit viele hochmotivierte Menschen kennenlernen dürfen. Und nur ein engagiertes und kompetentes Team kann die anspruchsvollen

1 VORWORTE

Aufgaben einer modernen Regulierungsbehörde auch tatsächlich bewältigen. Ich danke daher allen Mitarbeiter:innen der E-Control für ihr unermüdliches Engagement, ihre Fachkompetenz und ihren Einsatz für die Interessen der österreichischen Strom- und Gaskund:innen.

Auch die Zusammenarbeit zwischen dem Vorstand der E-Control und dem Aufsichtsrat war nicht nur im abgelaufenen Jahr, sondern während der gesamten fünf Jahre sehr konstruktiv und von hoher Wertschätzung geprägt. Auch dafür möchte ich mich herzlich bedanken. Ich wünsche dem ganzen Team der E-Control, dass die Zusammenarbeit mit dem neuen Aufsichtsratsteam in gewohnt vertrauensvoller Weise weitergeführt wird.

In diesem Sinne möchte ich mich noch einmal beim Vorstand, bei allen Mitarbeiter:innen, bei den Mitgliedern der anderen Organe, bei meinen Kolleg:innen im Aufsichtsrat und bei Herrn Bundesminister Wolfgang Hattmannsdorfer sehr herzlich bedanken.



Mag. Dorothea Herzele
Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control



Credit: E-Control/Wilke

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

Das Jahr 2025 war geprägt vom langen Warten auf das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz ElWG, und es ist gelungen, dieses vor Ende des Jahres endlich auf den Weg zu bringen. Die Verabschiedung des ElWG hat die regulatorische Grundlage für die kommenden Jahre gefestigt und für die E-Control eine Reihe neuer und erweiterter Zuständigkeiten gebracht. Die Themen, die für Konsument:innen besonders relevant sind, wurden während des gesamten Jahres 2025 auch öffentlich diskutiert, und wir gehen davon aus, dass sich dies im heurigen Jahr nicht ändern wird. Da die Netzentgelte ein zentraler Kostenfaktor für Haushalte sind, haben wir seit vielen Jahren – um genau zu sein seit 2017 – darauf gedrängt, diese verursachungsgerechter gestalten zu können. Ziel dabei ist es, eine neue Verrechnungssystematik umzusetzen, die auf Basis der Belastung des Netzes und nicht auf Basis des jährlichen Verbrauchs erfolgt. Mit dem ElWG ist dies nun endlich möglich, und wir haben auch bereits mit der Umsetzung begonnen.

Gasnetze bleiben Herausforderung

Bei den Gasnetzentgelten ist leider keine Entspannung in Sicht. Die Konsument:innen werden sich auch künftig auf höhere Entgelte einstellen müssen.

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

Dafür gibt es mehrere Gründe. Einerseits geht der Gasverbrauch zurück, was an einem verminderten Einsatz der Kraftwerke in den letzten Jahren und an der rückläufigen konjunkturellen Entwicklung liegt. Zudem sehen wir im Wärmebereich den Umstieg von Gas auf andere Energieträger, was ebenfalls zu einem verringerten Gasverbrauch führt. Und zudem wurden die Kosten noch von den Erhöhungen der Fernleitungsentgelte aufgrund der gesunkenen Gastransite beeinflusst, was von den Konsument:innen getragen werden musste.

Energiepreise im Fokus – aktiv zu sein hilft

Hohe Strom- und Gaspreise haben auch 2025 die Geldbörsen der heimischen Konsument:innen belastet. Umso wichtiger bleibt dabei, als Konsument:in aktiv zu sein und Preisvergleiche anzustellen. Der Tarifkalkulator bleibt dafür das Tool, mit dem mit nur wenigen Klicks ein vollständiger Vergleich aller Strom- und Gasangebote erstellt werden kann. Und dieser wurde im Jahr 2025 auch 700.000-mal aufgerufen und so mehr als 1,3 Millionen Produktvergleiche durchgeführt. Auch wenn die Wechselrate bei Strom 2025 etwas gestiegen ist – nämlich von 4,7% im Jahr 2024 auf 5,4% im Jahr 2025 – so ist hier nach wie vor viel Luft



Credit: E-Control/Wilke

1 VORWORTE

nach oben. Immerhin haben mehr als 50% der heimischen Konsument:innen noch nie ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt.

Wettbewerb nimmt wieder zu

Im Jahr 2025 hat sich im Vergleich zu den vorhergehenden Krisenjahren der Strom- und Gasmarkt wieder etwas erholt. So ist die Anzahl der Neukund:innenangebote im Strombereich gestiegen und die Zahl der österreichweit tätigen Lieferanten stabil geblieben. Ein anderes Bild zeigt der Gasmarkt. Hier liegen die Neukund:innenangebote nach wie vor unter dem Vorkrisenniveau, und auch die Zahl der Anbieter war geringer.

... ist aber nicht auf Vorkrisenniveau

Das haben auch die Ergebnisse der Taskforce Energie zur Untersuchung des österreichischen Strom- und Gasmarkts, die von der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) gemeinsam mit der E-Control durchgeführt wurde, bestätigt. Daher wurden von der Taskforce in ihrem Abschlussbericht, der 2025 präsentiert wurde, zehn Empfehlungen zur Belebung des Wettbewerbs und zur Förderung der Transparenz auf dem Strom- und Gasmarkt formuliert. Unter anderem wurde ein Fairnesskatalog für Strom- und Gaslieferanten angekündigt, der mit Ende des Jahres in Konsultation geschickt wurde und im ersten Quartal 2026 veröffentlicht wird.

Konsument:innenschutz bleibt im Mittelpunkt

Im Jahr 2025 hat sich neuerlich gezeigt, dass viele Konsument:innen nach einer neutralen Stelle suchen, die ihnen mit Rat und Tat zur Seite steht. Die Beratungs-

stelle der E-Control ist daher über verschiedene Kanäle sehr niederschwellig erreichbar. Der Bedarf an kompetentem, lösungsorientiertem Kundensupport ist ungebrochen groß. Die Energiewelt ist im Wandel, und damit einhergehend stehen Konsument:innen vor bereits bekannten, aber auch neuen Herausforderungen. Die Anfragen, Beschwerden und Schlichtungsverfahren bei der E-Control sind 2025 zwar zurückgegangen, trotzdem liegen diese noch deutlich über dem Niveau vor den Krisen ab 2020. Hier sind vor allem die Energieunternehmen weiterhin gefordert, noch einfacher und klarer mit ihren Kund:innen zu kommunizieren, um diesen Orientierung zu bieten.

Versorgungssicherheit ist die Basis

Die heimischen Konsument:innen können sich nach wie vor auf eine sichere Versorgung mit Strom und Gas verlassen. Trotz schwieriger geopolitischer Entwicklungen hat es 2025 keine Probleme mit der Strom- oder Gasversorgung gegeben. Damit das so bleibt, sind umfassende Vorbereitungs- und Monitoringmaßnahmen notwendig, die die E-Control mit großer Sorgfalt erfüllt.

Monitoringstelle hat sich etabliert

Die Energieeffizienz-Monitoringstelle hat sich nach der Hochlaufphase als zuständige Behörde zur Abwicklung des Energieeffizienzgesetzes (EEffG) etabliert und ist vollumfänglich tätig. Die zwei wesentlichen Eckpfeiler der Aufgaben ist die Kontrolle, Prüfung und das Monitoring aller Verpflichtungselemente gemäß EEffG sowie die Dokumentation der Zielerreichung in Österreich. Darüber hinaus hat die Monitoringstelle entsprechende Berichte und Daten veröffentlicht, um

die breite Öffentlichkeit über den Fortschritt der Energieeffizienz in Österreich zu informieren.

Das EIWG weist den Weg

2026 wird für die Regulierungsbehörde ein durchaus herausforderndes Jahr, gilt es doch, die im EIWG neu definierten Aufgaben mit Leben zu füllen. In einer Zeit, in der die Energiewende rasch voranschreitet und die Anforderungen an Versorgungssicherheit, Kundenorientierung und eine leistbare und nachhaltige Energieversorgung immer komplexer werden, ist es unser Anspruch, die regulatorischen Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass sie einerseits den Bedürfnissen der Strom- und Gaskund:innen gerecht werden und gleichzeitig die Stabilität des Energiemarktes gewährleisten.

Unser herzlicher Dank gilt allen Mitarbeiter:innen der E-Control, deren Engagement und Professionalität die Grundlage für unseren Erfolg bilden. Die an die E-Control gestellten Herausforderungen lassen sich nur bewältigen, wenn wir weiterhin gemeinsam daran arbeiten. Für den unermüdlichen Einsatz, die hohe

Fachkompetenz sowie die vorbildliche Zusammenarbeit im Team möchten wir uns bei allen Mitarbeiter:innen sehr herzlich bedanken.

Bedanken möchten wir uns für die gute Zusammenarbeit auch bei den Mitgliedern des Aufsichtsrates und der Regulierungskommission der E-Control. Ebenso gilt unser Dank unseren externen Partnern und natürlich auch den Marktteilnehmern für die konstruktive Zusammenarbeit auch in herausfordernden Zeiten. Wir freuen uns auf ein spannendes Jahr 2026!

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

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

THEMEN IM FOKUS

*Gesetzliche Neuerungen
und Energiekosten*

2 THEMEN IM FOKUS

Der vorliegende Bericht fungiert sowohl als Tätigkeitsbericht der E-Control gemäß § 28 Abs. 1 E-Control-Gesetz sowie als Marktbericht gemäß § 28 Abs. 2 E-Control-Gesetz. Die breite Palette der gesetzlichen Tätigkeiten der E-Control war im Jahr 2025 maßgeblich von den Diskussionen um die Überarbeitung und Beschlussfassung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes einerseits und die anhaltende Befassung mit der Kostenbelastung der Haushalte für Energie geprägt.

2.1 EIWG, EnDG und E-ControlIG

Bereits nach Veröffentlichung des Begutachtungsentwurfs des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) im Juli 2025 veranstaltete die E-Control am 29. Juli 2025 die [Fachveranstaltung „Was bringt das neue EIWG“](#). Sie bot einen ersten Überblick über die Inhalte des EIWG, einen Überblick über für Konsument:innen relevante Inhalte, nähere Informationen über die neue Rechtslage rund um die Netztarifierung sowie einen Überblick aus technischer Sicht. Diskutiert wurden insbesondere die Erwartungen an das EIWG, der Beitrag zur Energiesystemwende und die nächsten Schritte.

Eine entsprechende Regierungsvorlage für das EIWG wurde im Ministerrat vom 18. November 2025 beschlossen und unter dem Titel „Günstiger-Strom-Gesetz“ gemeinsam mit dem Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG) und einer Änderung des E-Control-Gesetzes an das Parlament übermittelt. Die Einigung auf das Paket erfolgte am 11. Dezember. Am 23. Dezember 2025

wurden das EIWG, das EnDG und die Änderung des E-Control-Gesetzes mit dem BGBl. I Nr. 91/2025 kundgemacht und somit mit dem darauffolgenden Tag in Geltung gesetzt.

2.1.1 ELWG

Der Regulierungsbehörde werden nach den Bestimmungen des EIWG neben zahlreichen neuen Berichts- und Analysepflichten eine Reihe neuer und erweiterter Zuständigkeiten übertragen.

- > Verordnung über besondere Informationspflichten bei dynamischen Lieferverträgen, um sicherzustellen, dass Haushaltskunden angemessen über das Risiko derartiger Verträge informiert sind
- > Verordnungen zur Regelung des Datenaustauschs beim Aggregatorenwechsel und Mindestanforderungen an Rechnungen von Aggregatoren usw.
- > Überwachung des Risikomanagements der Lieferanten, einschließlich einer Verordnung über Standardprüfszenarien für Preisveränderungen am Großhandelsmarkt (Stresstest), die bescheidmäßige Anpassung von Absicherungsstrategien der Lieferanten und die Veröffentlichung von Firmennamen bei Nichterfüllung
- > Modernisierte Regelungen rund um die Festlegung von Systemnutzungsentgelten in Form der so genannten Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung zusätzlich zur bereits bisher erlassenen Systemnutzungsentgelte-Verordnung
- > Festlegung allgemeiner Netzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz durch Verordnung
- > Festsetzung einer Methode für die Berechnung und ein einheitliches Format

2 THEMEN IM FOKUS

- für die Darstellung verfügbarer und gebuchter Netzanschlusskapazitäten
- > erweiterte Verordnungskompetenzen im Zusammenhang mit Qualitätsstandards für die Netzdienstleistung
- > Vorgaben für so genannte Messkonzepte in den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für den Fall des Vorhandenseins mehrerer Abrechnungspunkte in der Anlage des Netzbenutzers
- > Vorgaben zu den Angaben in den neuen Verteilernetzentwicklungsplänen
- > Festlegungen rund um die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen durch Netzbetreiber

Zu nennen ist weiters insbesondere die Zuständigkeit der E-Control für Verwaltungsstrafverfahren wegen Verstößen von Marktteilnehmern gegen bestimmte Regeln des Handels auf den Energiegroßhandelsmärkten (REMIT).

2.1.2 ENDG

Ziel des Energiearmuts-Definitions-Gesetzes (EnDG) ist es, den Begriff der Energiearmut für die statistische Erfassung zu definieren und Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen festzulegen.

Das EnDG definiert Energiearmut als die Situation von Haushalten, die die notwendigen Mittel für Ausgaben für Haushaltsenergie für ein grundlegendes und angemessenes Maß an Lebensstandard und Gesundheit nicht oder nur unzureichend selbst aufbringen können. Dies beinhaltet Ausgaben für Strom, Heizung, Warmwasser, Kälte, Kochen, Beleuchtung und Betrieb von Haushaltsgeräten.

Zur Messung von Energiearmut werden objektive, subjektive und ergänzende Indikatoren herangezogen. Objektive Indikatoren erfassen Haushalte mit niedrigen Einkommen und gleichzeitig hohen oder besonders niedrigen Energiekosten sowie Haushalte mit einem Energiekostenanteil von über 10% oder 15% des Haushaltseinkommens. Subjektive Indikatoren berücksichtigen Haushalte, die ihre Wohnräume nicht angemessen warmhalten können oder Zahlungsrückstände bei Wohnnebenkosten wie Strom oder Heizung aufweisen. Ergänzende Indikatoren beziehen zusätzlich Einkommen, Wohnsubstanz sowie Energiepreise und Verbrauch ein. Aus diesen Indikatoren wird ein Gesamtindikator berechnet.

Das Gesetz legt außerdem Zielgruppen fest, die für Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut und für Förderungen klimarelevanter Investitionen berücksichtigt werden können. Dazu zählen schutzbedürftige Haushalte mit sehr geringem Einkommen sowie förderungswürdige Haushalte mit leicht höheren Einkommen. Die Nachweise der Unterstützungswürdigkeit erfolgen unter anderem über Bezug von Zuschussleistungen, Befreiung von der ORF-Beitragspflicht, Erhalt einer Ausgleichszulage oder Teilnahme an Insolvenz- beziehungsweise Schuldenregulierungsverfahren.

Die E-Control hat im Rahmen des EnDG vor allem beratende und anpassende Aufgaben sowie Pflichten, die sich aus der Verbindung zum EIWG ergeben.

2.1.3 ÄNDERUNG DES E-CONTROLG

Zu den wesentlichen Kompetenzerweiterungen aus der Änderung des E-Control-Gesetzes zählt die Ausdehnung der Zuständigkeit der E-Control auf die

Wasserstoffwirtschaft. Die Ausgestaltung dieser Zuständigkeiten auf nationaler Ebene bedarf erst noch einer gesetzlichen Grundlage.

Im Bereich der Verfahren verleiht das geänderte E-ControlG der E-Control die Zuständigkeit für die Vollstreckung ihrer Bescheide (mit Ausnahme der Verwaltungsstraßbescheide). Ebenso werden die Befugnisse der E-Control im Bereich der Großhandelsmarkt-Überwachung erheblich erweitert, um die Übereinstimmung mit den Bestimmungen der EU-REMIT-Verordnung sicherzustellen.

2.2 Energiekosten der Haushalte und Unternehmen

Die Netzentgelte für Strom und Gas bleiben ein zentraler Kostenfaktor für Haushalte und unterliegen wegen des natürlichen Monopolcharakters einer strengen Regulierung durch die E-Control. Während bei Strom vor allem die verursachungsgerechte Verrechnung und der neue Rechtsrahmen des EIWG die Tarifentwicklung prägen, stehen im Gasbereich sinkende Transportmengen der Fernleitung und der strukturelle Rückgang des Verbrauchs im Vordergrund. Der Energiepreis selbst hängt stark von der Beschaffungsstrategie der Lieferanten ab und wird je nach Produktformel fix, variabel oder automatisch an den Großhandelsmarkt gekoppelt. Während fixe Preise kurzfristig Planungssicherheit bieten, erlauben variable Produkte eine schnellere Weitergabe fallender, aber auch steigender Marktpreise.

2.2.1 NETZENTGELTE

Die Netzentgelte für Strom und Gas unterliegen als natürliche Monopole einer strengen Regulierung durch die E-Control. Bei Strom steht die verursachungsgerechte Kostenverteilung im Mittelpunkt, da zahlreiche gesetzliche Ausnahmen die Belastung einzelner Nutzergruppen erhöhen und Anreize für eine ineffiziente Netznutzung setzen. Für die künftige Tarifentwicklung sind sowohl Kostenanerkennung, Zinsniveau, Ausbaubedarf, Mengenentwicklung als auch die Detailumsetzung des neuen EIWG entscheidend.

Im Gasbereich führen höhere Kosten der Fernleitungsnetze, sinkende Transportmengen und der strukturelle Rückgang des Gasverbrauchs zu weiteren Entgeltanstiegen ab 2026. Gleichzeitig rückt die effiziente Redimensionierung des Netzes in den Fokus, da eine vorausschauende Planung und strengere Investitionsprüfung notwendig sind, um die Kostenentwicklung zu begrenzen und die Versorgung langfristig wirtschaftlich und sicher auszurichten.

2.2.1.1 Strom

Netzentgelte machen bei Haushalten rund ein Drittel der gesamten Stromrechnung aus. Mit diesen werden die Kosten für die Erhaltung, den Ausbau und den Betrieb der Stromnetze abgedeckt. Da die Stromnetze natürliche Monopole sind, kann beim Netzbetrieb, anders als bei der Energie selbst, kein Wechsel erfolgen, da keine parallelen Stromleitungen errichtet sind. Aus diesem Grund unterliegen die entsprechenden Kosten der regulatorischen Kontrolle durch die E-Control und die Festlegung der Entgelte erfolgt direkt durch die E-Control.

2 THEMEN IM FOKUS

Damit soll sichergestellt werden, dass nur die angemessenen und notwendigen Kosten verrechnet werden. Bei der Kostenermittlung ist darauf zu achten, dass nur angemessene Kosten anerkannt werden und auch Effizienzanreize durch die Netzbetreiber umgesetzt werden.

Die festgestellten, angemessenen Kosten sind dann auf Entgelte zu verteilen. Hierbei ist ein wesentlicher Punkt die Verursachungsgerechtigkeit. Hierdurch soll erreicht werden, dass jede Nutzergruppe für die durch sie verursachten Kosten aufkommt. Im EIWOG 2010 gibt es einige Befreiungen von Entgelten. Erzeuger mussten für die Netzanschlüsse deutlich verminderte Entgelte entrichten und für manche Gruppen, z.B. Energiegemeinschaften, sah das Gesetz eine explizite Ausnahme von einer direkten verursachungsgerechten Verrechnung sowie eine Reduktion von laufenden Entgelten vor. Derartige Ausnahmen bedeuten, dass von den verbleibenden Nutzergruppen mehr zu bezahlen ist. Auch führen Ausnahmen von zuordenbaren Kosten dazu, dass Infrastruktur stärker in Anspruch genommen wird, da hierfür nichts bzw. weniger zu bezahlen ist. Daher sollten gesamtwirtschaftliche Ziele nicht durch Ausnahmen bei Netzentgelten erreicht werden, da sich hierdurch eine nicht optimale Nutzung der Infrastruktur ergibt.

Wenn umgekehrt die Belastung des Netzes mit Kosten verknüpft wird, erfolgen Optimierungen, die die individuellen Kosten verringern und gleichzeitig auch die Gesamtkosten dämpfen. Werden beispielsweise PV-Anlagen mit Speichern so gekoppelt, dass die Einspeiseleistung ins Stromnetz verringert wird, so wird das Netz weniger beansprucht und Ausbauten finden später oder in geringerem

Maße statt. Auch das Kappen von Spitzenlasten kann bei geringer Reduktion der Gesamteinspeisemengen eine spürbare Entlastung des Netzes hervorrufen.

Für die langfristige Entwicklung der Kosten und der Entgelte sind daher neben den regulatorischen Entscheidungen bei der Kostenanerkennung und der Entwicklung von Bezugs- und Abgabemengen auch die Möglichkeiten der Kostentragungen relevant. Hinsichtlich der Entwicklung ab 1. Jänner 2026 wird auf Kapitel 5.2 verwiesen.

Für die längerfristige Entwicklung der Stromnetzentgelte spielen viele Faktoren zusammen:

- > Die E-Control muss bei der Festlegung der Regulierungssystematik einen Ausgleich zwischen einer ambitionierteren und einer marktorientierteren Herangehensweise wählen und dabei alle Interessen berücksichtigen.
- > Wie entwickelt sich das generelle Zinsniveau in Bezug auf die Finanzierung der Netze?
- > Welche Netzausbaumaßnahmen sind im Detail erforderlich?
- > Wie groß ist die Zahlergemeinschaft bzw. wie wirken die Ausnahmen und Reduktionen bei den Netzentgelten durch das EIWG?
- > Wie entwickeln sich die (Bezugs-)Mengen für die Bestimmung der Entgelte?

Bei all diesen Unsicherheiten kann eine belastbare Prognose der Tariffhöhe nur schwer gemacht werden. Werden allerdings der aktuelle Regulierungsrahmen, die Vorgaben des EIWOG 2010 sowie die derzeitige Investitionsplanung fort-

geschrieben, so ist davon auszugehen, dass die jährlichen Entgeltsteigerungen deutlich über der laufenden Inflationsrate liegen werden. Eine Stabilisierung bzw. sogar Reduktion der Entgelte ist nicht zu erwarten.

2.2.1.2 Gas

Netzentgelte machen bei Haushalten rund ein Viertel der gesamten Gasrechnung aus. Mit diesen werden die Kosten für die Erhaltung, den Ausbau und den Betrieb der Gasnetze abgedeckt. Gleich wie bei Strom gilt auch hier, dass die Gasnetze natürliche Monopole sind. Daher unterliegen die Kosten hiervon der regulatorischen Kontrolle durch die E-Control und die Festlegung der Entgelte erfolgt direkt durch die E-Control. Damit soll sichergestellt werden, dass nur die angemessenen und notwendigen Kosten verrechnet werden.

Die Netzentgelte steigen mit 1. Jänner 2026 neuerlich. Das hat mehrere Gründe. Zum einen steigen die Kosten für die Nutzung des Fernleitungsnetzes, das seit dem Ukraine-Krieg nicht mehr so stark für Transite ausgenutzt wird. Durch eine regulatorische Entscheidung der E-Control fiel das Mengenrisiko für die nicht gebuchten Kapazitäten seit dem letzten Jahr auf die Netzkunden zurück, weshalb nun die Kosten im Inland deutlich erhöht werden mussten. Auch auf der Verteilerebene bleiben die Kosten der Netzbetreiber weitestgehend gleich oder steigen sogar aufgrund der Fernleitung. Zugleich nimmt auch hier die Menge an transportiertem Gas ab. Dies ist auf das sparsame Verhalten der Gaskund:innen, auf die milde Witterung während der vergangenen Winter und auf den voranschreitenden Ausstieg aus Gas zurückzuführen. So verteilen sich die Kosten für die verbleibende Infrastruktur auf weniger verbrauchte Einheiten

an Gas, wodurch die Netztarife steigen. Der Anstieg der Netzentgelte ergibt sich also insgesamt aus den bestehenden Rahmenbedingungen. Das Ziel wird nun sein, möglichst zügig die Redimensionierung des Gasnetzes voranzutreiben und gleichzeitig die Kosten des Gasnetzes zu senken.

Die Investitionen ins Gasnetz werden genauer im Fokus der Regulierungsbehörde liegen, weshalb auch insbesondere Ersatzinvestitionen im KNEP auf dem Prüfstand stehen. Aber auch im Verteilnetz werden die Prüfung der Investitionen und effiziente Stilllegungen im Gasverteilnetz sowie geringere operative Kostenvorgaben an Bedeutung gewinnen. Der langfristig sinkende Bedarf an Erdgas erfordert eine systematische und vorausschauende Planung. Um wirtschaftliche Effizienz, technische Sicherheit und soziale Akzeptanz gleichermaßen sicherzustellen, ist ein ganzheitlicher Ansatz entscheidend.

2.2.2 ENERGIEPREIS

Der Energiepreis setzt sich aus dem Arbeitspreis in Cent / kWh und ggf. einem Pauschalbetrag, der Grundpauschale, zusammen. Viele Anbieter arbeiten auch mit Rabatten. Prinzipiell gilt bei Rabatten, darauf zu achten, wie lange diese gelten, denn sie sorgen oftmals nur für ein Einsparpotenzial im ersten Jahr. Bei der Grundpauschale gilt das Prinzip „Je höher der Verbrauch, desto weniger fällt die Grundpauschale ins Gewicht“. Beim Arbeitspreis ist zu beachten, dass dieser fest sein kann, dann handelt es sich um Produkte mit oder ohne Preisgarantie. Es gibt aber auch Produkte, bei denen der Arbeitspreis automatisch angepasst wird.

2 THEMEN IM FOKUS

Bei Produkten mit Preisgarantie ist der Preis für eine bestimmte Zeit fixiert. Bei Produkten ohne Preisgarantie kann der Preis vom Lieferanten entsprechend der Allgemeinen Lieferbedingungen angepasst werden. Diese Preisänderung muss schriftlich mitgeteilt werden und es kann Ihr widersprochen werden. Nach dem Widerspruch muss ein neuer Anbieter gesucht werden, eine Belieferung zu den alten Preisen läuft drei Monate weiter. Gemein haben Produkte mit und ohne Preisänderungen, dass von sinkenden Großhandelspreisen nicht unmittelbar profitiert werden kann.

Der Arbeitspreis kann sich aber auch in regelmäßigen Zeitintervallen ändern, wie es für Produkte mit automatischer Preisanpassung üblich ist. Produkte mit einem variablen Energiepreis hängen von den Entwicklungen am Großhandelsmarkt ab. Bei Monatsfl. 1. 2025 ändert sich der Preis monatlich nach einer festgelegten Formel. Es kann aber auch durchaus dynamischer gehen. Bei Spotmarktprodukten wurde bislang in der Regel der stündliche Börsenpreis mit einem Aufschlag weitergegeben, damit hatten Kund:innen auch stündlich andere Preise. Mit der Umstellung auf viertelstündliche Börsenpreise mit 1. Oktober 2025 gibt es nun auch Produkte, bei denen der Arbeitspreis im 15-Minuten-Takt angepasst wird. Bei Produkten, die die Entwicklung am Großhandelsmarkt abbilden, kann rasch von sinkenden Preisen profitiert werden. Das macht Spotmarktprodukte besonders dann interessant, wenn große Verbraucher flexibel in Betrieb genommen werden können. Da aber auch steigende Preise weitergegeben werden, müssen Konsument:innen mit diesen Produkten die Preisentwicklung im Auge behalten. Mit dem [Erklärvideo](#) „Welches Strom- oder Gasprodukt passt zu mir?“ stellt die E-Control Konsument:innen eine Erklärung der unterschiedlichen Mechaniken zur Verfügung.

Es gibt zunehmend Produkte, die mehrere Produktkategorien kombinieren. So gibt es immer mehr Produkte, die im ersten Jahr einen festen Preis haben (Produkte mit Preisgarantie) und nach Ablauf von zwölf Monaten zu einem Produkt mit automatischer Preisanpassung (meist Monatsfloater) werden. Diese Produkte scheinen teilweise Produkte mit Preisgleitklausel abzulösen, bei denen typischerweise nach Ablauf eines Jahres der Preis für das Folgejahr nach einer festgelegten Formel angepasst wurde.

In den vergangenen Jahren (2021–2024) sahen sich Endkund:innen mit hohen Strom- und Gaspreisen konfrontiert, die hauptsächlich auf gestiegene Energiepreise und nicht auf Netzentgelte, Steuern oder Abgaben zurückzuführen waren. Der von Endkund:innen gezahlte Energiepreis hängt im Allgemeinen stark von den Beschaffungskosten der Lieferanten ab, die ihre Energie entweder aus Eigenproduktion beziehen oder in den meisten Fällen am Großhandelsmarkt einkaufen. Die Energiekrise führte zu steigenden Großhandelspreisen, was für Lieferanten höhere Einkaufspreise für Energie bedeutete. Die gewählte Beschaffungsstrategie des Lieferanten bestimmt dabei, welche Mengen wann und auf welchen Märkten erworben werden und somit auch, wann es zu welchen Kosten bei der Beschaffung kommt. Diese (in der Krise gestiegenen) Beschaffungskosten gaben Lieferanten dann an ihre Kund:innen weiter. Bei Produkten mit Preisgarantien erfolgte die Anpassung verzögert. Grundsätzlich gilt, dass der Verlauf des Endkund:innenpreises im (ungefähren) Einklang mit der Beschaffungsstrategie eines Lieferanten stehen sollte. Starke Abweichungen der Endkund:innenpreise deuten hingegen darauf hin, dass die Preise nicht konsistent einer Beschaffungsstrategie folgen.

Um den Zusammenhang von Beschaffungskosten und Endkund:innenpreisen besser beobachten und überprüfen zu können, wurde Anfang des Jahres ein [Preisportal](#) auf der Website der E-Control eingerichtet. Dort werden simulierte Beschaffungskosten mit dem durchschnittlichen Hauptprodukt und dem billigsten Produkt verglichen. Ein Quartalsupdate gibt Aufschluss über die neuesten Beschaffungs- und Preisentwicklungen.

Das Preisportal behandelt zudem die Kostenunterschiede bei Stromprodukten, die sich vor allem auf unterschiedliche Beschaffungsstrategien zurückführen lassen. Konkret enthält es einen langfristigen Kostenvergleich zwischen einem spotmarktgebundenen Produkt und den 13 Hauptprodukten der größten angestammten Versorger (ehemaligen regionalen Monopolisten vor der Liberalisierung). Hier wird deutlich, dass die Kosten für das Spotmarktprodukt während der Energiekrise zwar kurzfristig stärker anstiegen, da Preisanstiege schneller bzw. direkt weitergegeben wurden, sie aber auch schneller wieder sanken als bei Festpreisprodukten. In einigen Fällen war das Spotmarktprodukt im 6-Jahresvergleich günstiger als das Festpreisprodukt.

2.2.2.1 Lieferantenwechsel

2025 zeigte sich wieder ein deutliches Sparpotenzial beim Lieferantenwechsel, sowohl im Strom- als auch im Gasbereich. Die durchschnittliche maximale Ersparnis für ein Jahr lag im Strombereich 2025 bei rund 460 € inkl. Wechselrabatten und rund 410 € ohne Wechselrabatte. Der Energiepreis des günstigsten

österreichweiten Lieferanten inkl. Wechselrabatten betrug im Jänner 2025 noch knapp 11 Cent/kWh, seit Juli lag er konstant bei 9 Cent. Der Energiepreis des günstigsten Anbieters ohne Wechselrabatte war 2025 im Durchschnitt um 2 Cent/kWh teurer.

Im Gasbereich betrug die maximale durchschnittliche Ersparnis 2025 rund 700 € inkl. Wechselrabatten und rund 600 € ohne Wechselrabatte. Der Energiepreis des günstigsten österreichweiten Lieferanten inkl. Wechselrabatten betrug im Jänner rund 5 Cent, seit Juni lag er bei 4 Cent/kWh. Der Energiepreis ohne Wechselrabatte liegt rund 1 Cent/kWh darüber.

2.2.2.2 Energieeffizienz

Beim Energieverbrauch im Haushalt gilt die Maxime, dass die billigste Kilowattstunde immer jene ist, die nicht verbraucht wird. Verhaltensänderungen, die einen geringeren Energieverbrauch nach sich ziehen, haben damit eine direkte kostensenkende Wirkung für die Haushalte.

Zusätzlich gibt es Maßnahmen, die mit anfänglichen Kosten verbunden sind, jedoch auf längere Sicht Einsparungen bringen.

Um Haushalte bei derartigen Abwägungen und Maßnahmen zu unterstützen, stellt die E-Control eine [Broschüre zur Energieeffizienz im Haushalt](#) und ein [Erklärvideo](#) zur Verfügung.

2.2.2.3 Eigenerzeugung

Zur Eigenerzeugung haben bereits zahlreiche Haushalte in Österreich Klein- und Kleinst-PV-Anlagen installiert. Der PV-Boom der letzten Jahre weist in diesem Sektor auch den stärksten Zuwachs aus (s. Kapitel 3.2.1).

Neben derartiger individueller Eigenerzeugung gibt es in Österreich außerdem das Modell der gemeinschaftlichen Stromerzeugung in Bürgerenergiegemeinschaften, erneuerbaren Energiegemeinschaften oder gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen. Insbesondere die erneuerbaren Energiegemeinschaften erfreuen sich großer Beliebtheit (s. Kapitel 3.2.2).

2.2.3 STEUERN UND ABGABEN

Den dritten Block auf der Strom- und Gasrechnung machen Steuern und Abgaben aus, die vom Bund, den Ländern oder den Städten und Gemeinden eingehoben werden.

Für den Verbrauch von Strom werden die Elektrizitätsabgabe, die Gebrauchsabgabe, die Erneuerbaren-Förderkosten und die Umsatzsteuer eingehoben. Auf der Gasrechnung finden sich die Erdgasabgabe, die Gebrauchsabgabe, die CO₂-Bepreisung und die Umsatzsteuer.

Die [Entwicklung der Kostenkomponenten](#) im Zeitverlauf ist auf der Website der E-Control dargestellt.

” SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS “

*Monitoring und Vorsorge
geben Sicherheit*

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Der Stromverbrauch stieg 2025 gegenüber dem Vorjahr (+3,0%), wobei der Verbrauch für Pumpspeicherung nicht berücksichtigt ist. Damit setzte sich der Trend aus dem Jahr 2024 fort, nachdem 2023 ein signifikanter Rückgang zu verbuchen gewesen war.

Beim Gas fiel der Verbrauchsanstieg deutlich aus, was auf den kalten Winter 2024/2025 zurückzuführen ist. Zu Beginn der Heizperiode 2025/2026 am 1. Oktober 2025 betrug der Füllstand der Gasspeicher 85,6 TWh bzw. 84,9%. Hinsichtlich Gasimporte und -exporte veränderte sich die Situation gegenüber 2024 grundlegend, da der Import russischen Gases über die Ukraine per 1. Jänner 2025 gestoppt wurde.

Detaillierte Zahlen und Fakten zu Strom und Gas in Österreich sind wie jedes Jahr in der [Statistikbroschüre der E-Control](#) dargestellt. Außerdem wurden Teile dieser statistischen Ergebnisse am 14. Mai 2025 in einem E-Control-Webinar unter dem Titel „[Strom und Gas 2024 – Energiesystem in Zahlen](#)“ präsentiert. Zahlen und Analysen für die europäische Ebene finden sich in der [ACER-Publikation „Key developments in European electricity and gas markets“](#).

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.

 **Online-Erweiterung: Verbrauchszahlen und -statistiken**

3.1 Verbrauch

Das Jahr 2025 brachte einen leichten Anstieg beim Stromverbrauch, jedoch ein markantes Wachstum des Gasverbrauchs trotz gesunkener Kund:innenanzahl. Die Speicher waren mit Beginn der Heizsaison zu 85% gefüllt.

3.1.1 STROM

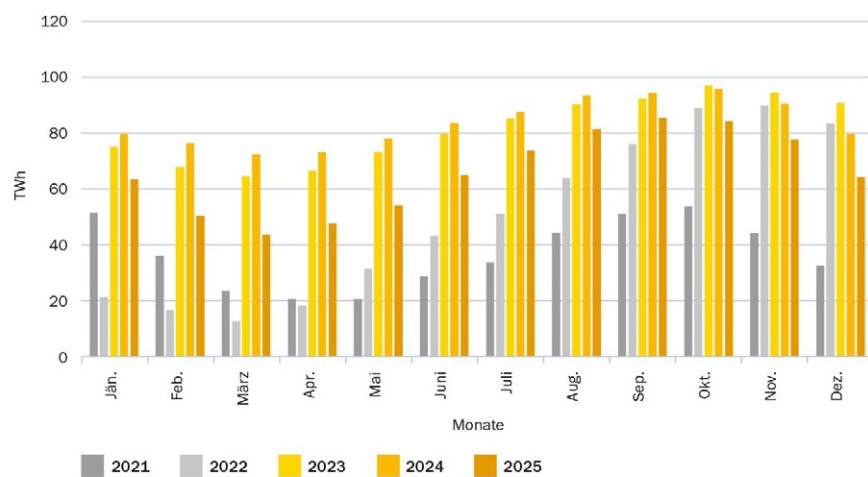
Der Stromverbrauch stieg im Jahr 2025 gegenüber 2024 um 2,5% ohne Berücksichtigung und um 3,0% unter Berücksichtigung von Pumpspeicherung, wobei der Anstieg vor allem in den Monaten Jänner bis März und Oktober bis Dezember auftrat. Von den 2.250 GWh Mehrverbrauch entfallen 513 GWh auf Pumpspeicherung, 45 GWh auf Kraftwerks-Eigenbedarf und Transportverluste sowie 1.692 GWh auf elektrischen Endverbrauch.

3.1.2 GAS

Der Verlauf des Gasverbrauchs zeigt für 2025 gegenüber 2024 mit +6.337 GWh bzw. +8,3% deutlich nach oben. Insbesondere in den Monaten Februar bis April und Oktober war der Gaseinsatz für Wärme- und Stromerzeugung sehr hoch, womit sich der Abwärtstrend der Jahre zuvor nicht fortsetzte. Trotz geringerer Anzahl an Haushaltskunden lag der Verbrauch damit zwischen den Niveaus von 2022 und 2023. Auch im zweiten Quartal 2025 lag der Verbrauch noch über dem Vorjahreszeitraum, während im dritten Quartal ein Verbrauchsrückgang und im vierten Quartal eine leichte Verbrauchssteigerung zu verzeichnen war.

Die strategische Gasreserve von 20 TWh wurde durch die 2024 durchgeführte Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) 2011 bis 1. April 2027 prolongiert. Der Speicherstand lag per 1. Oktober 2025 bei 85,6 TWh, was neben der strategischen Reserve auch auf andere im Jahr 2022 ergriffene Maßnahmen wie die Möglichkeit zur Einspeicherung von geschützten Gasmengen für Endkund:innen und die Verschärfung der Speicherverpflichtung für Versorger

Füllstände von Gasspeichern zum Monatsletzten 2021 bis 2025



Quelle: E-Control; Stand: 31. Jänner 2026

Abbildung 1

geschützter Kund:innen zurückzuführen ist. Dieser Wert liegt zwar unter den Ständen von 2023 und 2024, jedoch sehr markant über dem Jahr 2021 (1. Oktober) von 53,1% und deutlich über den 79,6% aus dem Jahr 2022 (s. Abbildung 1, Werte zum Monatsletzten für September).

Aufgrund der Vergabe von unterbrechbaren Kapazitäten und aus speichertechnisch saisonal höheren Kapazitätsvergabemöglichkeiten übertraf das kontrahierte Speichervolumen 2024 und 2025 in einigen Zeiträumen das maximal angebotene Speichervolumen.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen eine Evaluierung der strategischen Gasreserve bis zum 1. April 2026 vor. Eine Änderung der Höhe der strategischen Reserve und ein davon abweichendes Außerkrafttreten können mit Verordnung durch die Bundesregierung festgelegt werden. Die Verordnungen 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

Das Jahr 2025 war ein schlechteres Wasserjahr bzw. fiel es gegenüber den außergewöhnlich vorteilhaften Bedingungen 2024 unter das längerfristige

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Stromerzeugung 2021 bis 2025

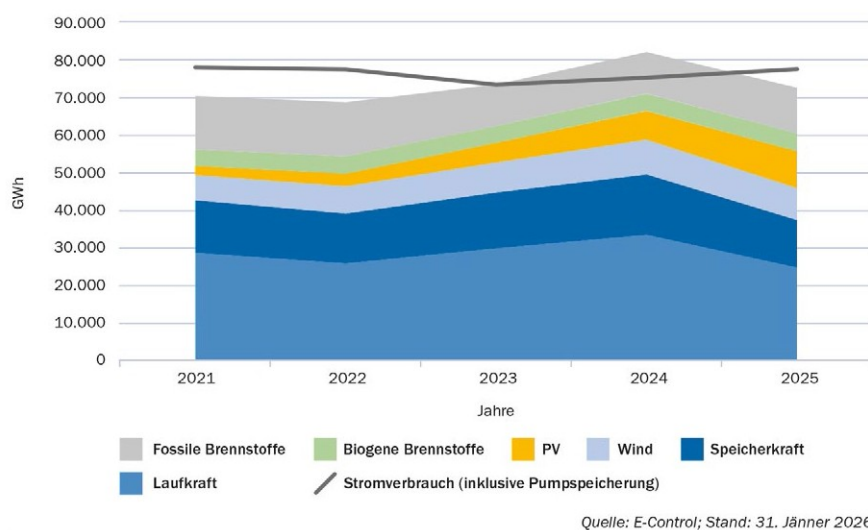


Abbildung 2

Mittel. Die energetische Bedarfsdeckung aus erneuerbaren Energien (mit Berücksichtigung von Verbrauch und Erzeugung aus Pumpspeicherung) belief sich 2025 auf 77,9%, wie im EAG-Monitoringbericht erläutert. Außerdem wurde Österreich im Berichtsjahr mit 4,1 TWh wieder zum Netto-Importeur (s. Abbildung 2).

Während die inländische Produktion von Erdgas über das Jahr annähernd konstant ist, weisen die anderen Aufbringungskomponenten eine stärkere Saisonabhängigkeit auf. Aufgrund des Sommer-Winter-Preisspreads wird im Winterhalbjahr verstärkt ausgespeichert und exportiert, wohingegen sich die Situation im Sommer umkehrt. Im Vorjahresvergleich wurden 2025 aufgrund des Transitstopps russischen Gases durch die Ukraine signifikante Änderungen der

Gasaufbringung und -verwendung 2021 bis 2025

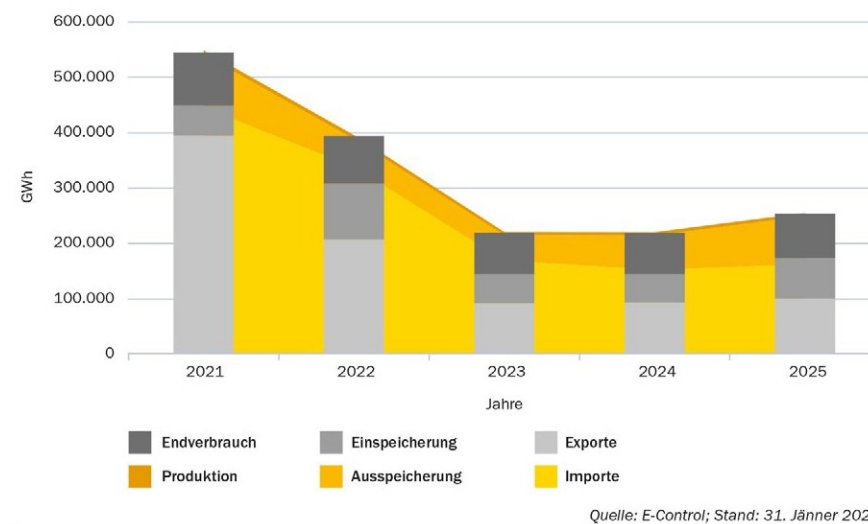


Abbildung 3

Import-/Exportsituation verzeichnet. Die Importe aus Deutschland und Italien nahmen um 300% bzw. 1.300% zu. Im Gegensatz dazu kam der Import aus der Slowakei beinahe zum Erliegen. Weiters verringerten sich Exporte nach Italien um 90%, im Gegensatz dazu erhöhten sie sich in die Slowakei um 170%. Im Unterschied zu 2024 wurden im Jahr 2025 wieder große Mengen nach Ungarn exportiert (30,1 TWh). Abbildung 3 illustriert die mehrjährige Entwicklung von Aufbringung und Verwendung. Sehr deutlich ist die Auswirkung der Energiekrise auf Gasimporte nach und -exporte aus Österreich erkennbar. Der Speicherstand zum 1. Oktober 2025 betrug 85,6 TWh, was im Vorjahresvergleich einer Minderung von 9,1% entspricht.

3.2.1 100%-ZIEL FÜR ERNEUERBARE SOWIE ZUGEHÖRIGE ERZEUGUNGS- UND AUSBAUZIELE BIS 2030

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) verpflichtet Österreich, bis 2030 den gesamten Stromverbrauch bilanziell aus erneuerbaren Quellen zu decken und den Anteil erneuerbarer Gase auf 5 TWh zu erhöhen. Die E-Control ist mit der Überwachung der Zielerreichung betraut und erstellt dazu jährlich den [EAG-Monitoringbericht](#), der auch am 16. Oktober 2025 Thema eines entsprechenden [Webinars](#) war.

Der Bericht für das Jahr 2024 zeigt, dass der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung weiterhin planmäßig verlief (s. Abbildung 4). Insbesondere die Photovoltaik verzeichnete ein starkes Wachstum und ist zum zentralen Treiber des Ausbaus geworden. Wenn der Zubau in ähnlichem Tempo fortgesetzt wird, kann das Zwischenziel für 2030 erreicht oder sogar übertroffen werden.

Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2024 – Umrechnung auf Leistung

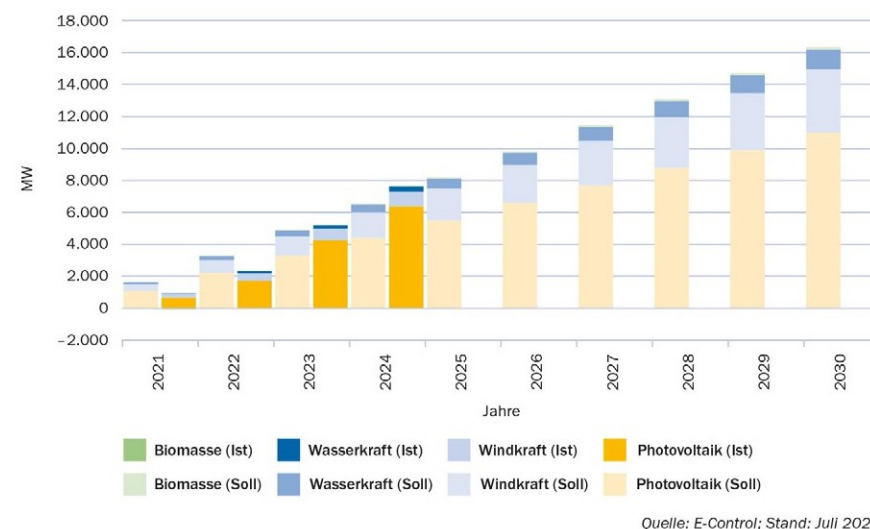


Abbildung 4

Auch die Windkraft entwickelt sich stabil und trägt zunehmend zur Versorgung bei, wobei hier große regionale Unterschiede festgestellt werden können. Die Wasserkraft bleibt die wichtigste erneuerbare Stromquelle und sorgt für eine weitgehend konstante Basisproduktion.

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Insgesamt konnte 2024 ein sehr hoher Anteil des heimischen Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Österreich befindet sich damit im Strombereich auf einem weitgehend zielkonformen Pfad. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung lag bei rund 94% (2023: etwa 91%). Grundlage dieser Berechnung sind sowohl Erzeugung als auch Verbrauch inklusive Pumpspeicherung, um die gesamte Energiebilanz darzustellen. Wird der Stromverbrauch ohne den Bedarf der Pumpspeicher betrachtet, fällt der Anteil geringfügig höher aus.

Die E-Control trägt im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben dazu bei, die Umsetzung des EAG nachvollziehbar zu dokumentieren. Sie erhebt Daten zu Erzeugung, Verbrauch, Förderung und Zielerreichung, bewertet die Entwicklungen auf Basis konsistenter Methoden und unterstützt durch Gutachten und Verordnungen die Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Insgesamt zeigt der EAG-Monitoringbericht 2025 ein heterogenes Bild. Während die Zielerreichung im Bereich erneuerbarer Strom gut voranschreitet und durch den anhaltenden Ausbau von Photovoltaik und Windkraft abgesichert erscheint, sind im Gasbereich zusätzliche Anstrengungen erforderlich, um den vorgesehenen Transformationspfad bis 2030 zu erfüllen.

Ein erheblicher Teil des Ausbaus erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Österreich erfolgt derzeit unter Förderregimen, die einerseits auf dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und andererseits noch auf dem Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) beruhen.

Das EAG hat das frühere System der festen Einspeisetarife des ÖSG schrittweise abgelöst und basiert auf markt- und wettbewerbsorientierten Förderinstrumenten. Im Jahr 2024 wurden rund 3 TWh Strom aus Anlagen mit EAG-Marktprämie gefördert. Das entspricht etwa 4 bis 5% der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung. Besonders aktiv war die Förderung von Windkraft, Biogas und Photovoltaik. Parallel dazu wurden über die Investitionszuschüsse zahlreiche neue PV-Anlagen errichtet, deren erzeugte Mengen allerdings erst in den kommenden Jahren vollständig wirksam werden.

Neben den neuen EAG-Anlagen besteht weiterhin ein großer Bestand an älteren Anlagen, die noch dem Ökostromgesetz 2012 unterliegen. Diese erhalten feste Einspeisetarife oder Vergütungen zum sogenannten „Marktpreis alt“. Im Jahr 2024 wurde über die OeMAG rund 4,6 TWh Strom aus diesen Anlagen abgenommen, vor allem aus Wind- und Kleinwasserkraft sowie Biomasse. Damit stammen etwa 6% bis 7% der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung aus dem ÖSG-Fördersystem.

Die E-Control ist sowohl im EAG- als auch im ÖSG-System eingebunden. Sie überwacht die Mittelaufbringung und Kostenverteilung, genehmigt relevante Verordnungen (z.B. zur Pauschale oder Kostendeckelung) und erhebt die Daten, die den Förderstatistiken zugrunde liegen.

Ein Vergleich des Fördersystems in Österreich mit dem anderer europäischer Länder liegt mit dem [CEER Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2022 and 2023](#) vor. Dort kommen teilweise auch andere Förder-

systeme zur Anwendung, wie z.B. grüne Zertifikate oder Auktionen und Ausschreibungen.

Online-Erweiterung: Zielerreichung und fortschreitender Ausbau

3.2.2 GEMEINSCHAFTLICHE ENERGIEERZEUGUNG

Die Entwicklung der Energiegemeinschaften (EGs) in Österreich verläuft äußerst dynamisch. Mit Stand vom 30. Juni 2025 gab es insgesamt 3.876 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEGs) in Österreich. Dies stellt einen signifikanten Anstieg gegenüber den 2.618 EEGs Ende 2024 und den 364 EEGs Mitte 2023 dar. Den größten Zuwachs verzeichneten die Netzbereiche Niederösterreich (828 neue EEGs im 1. Halbjahr 2025) und Oberösterreich (737 neue EEGs).

Neben den EEGs gab es mit Stichtag 30. Juni 2025 zusätzlich 737 Bürger-Energie-Gemeinschaften (BEGs) und 5.058 gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEAs).

Die Anzahl der EG-Mitglieder mit Bezugszählpunkten (umfassend GEAs, EEGs und BEGs) verdoppelte sich im Jahr 2024 und stieg von 78.505 Ende 2024 auf 144.783 Mitte 2025. Auch die Anzahl der EG-Mitglieder mit Einspeisezählpunkten (Überschuss- und Volleinspeiser) verzeichnete einen starken Anstieg und erreichte Mitte 2025 57.533 Zählpunkte.

Die Energiegemeinschaften konnten 31% des Verbrauches ihrer Teilnehmer decken. Insgesamt wurden 37% der erzeugten Menge innerhalb der Energie-

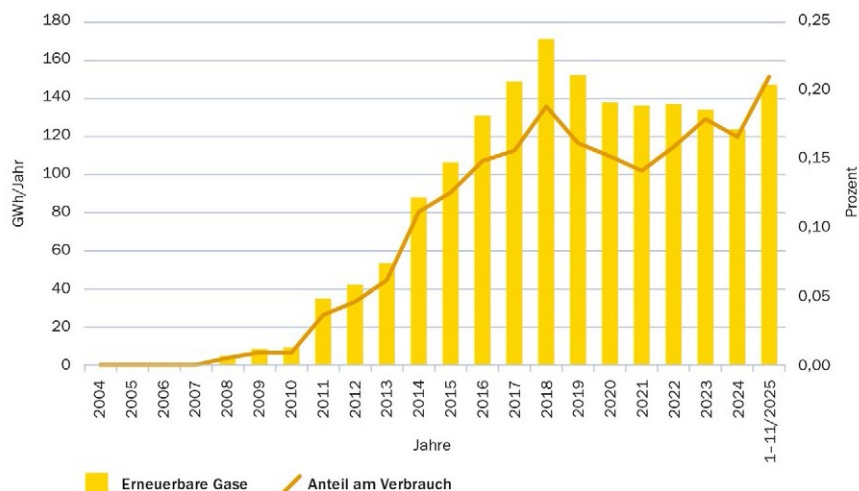
gemeinschaft weitergegeben. Das EAG sieht für Strom, der innerhalb von EEGs geteilt wird, reduzierte Netzentgelte vor. Konkret fallen für diese Mengen der Erneuerbaren-Förderbeitrag und der Grüngas-Förderbeitrag nicht an. Die Mitglieder von EEGs konnten so im Jahr 2024 insgesamt 1,66 Millionen Euro an Netzentgelten einsparen, wobei der Großteil dieser Ersparnis (1,57 Millionen Euro) auf regionale EEGs entfiel. Eine Kosten-Nutzen-Analyse aus dem Jahr 2024 zitierte die Netzbetreiber mit der Aussage, dass bis 2023 noch keine Netzentlastung durch EEGs stattgefunden habe. Allerdings machten sie zu diesem Zeitpunkt nur einen sehr geringen und vernachlässigbaren Anteil an der gesamten erneuerbaren Stromeinspeisung aus. Das EIWG wiederum sieht vor, dass eine Beurteilung der gemeinschaftlichen Energienutzung hinsichtlich ihrer Beteiligung an den Systemkosten durch die E-Control künftig jährlich zu erfolgen hat.

3.2.3 ERNEUERBARE GASE

Die Ziele für erneuerbares Gas im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) sind die Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und die Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung. Hier stellt sich die Situation allerdings anders dar als bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Das Ziel des EAG ist es, den Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu steigern. Laut EAG-Monitoringbericht 2025 hat sich die inländische Einspeisung von Biomethan jedoch kaum verändert und liegt weiterhin deutlich unter dem Ausbaupfad, der für das Erreichen des 2030-Ziels erforderlich wäre. Festzustellen ist aber, dass sich die Anzahl der Anlagen zur Biomethanproduktion auf 22 erhöht hat.

3 SICHERE VERSORGUNG MIT STROM UND GAS

Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Gase



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

Abbildung 5

In der Grafik für erneuerbare Gase wird die positive Entwicklung aber erst Anfang 2026 sichtbar werden (s. Abbildung 5).

Auch die Ergebnisse der Strom- und Gaskennzeichnung für 2024 bestätigen die bis dahin stagnierende Entwicklung in diesem Bereich. Die Verabschiedung des

Erneuerbare-Gase-Gesetzes könnte diesem Bereich neue Dynamik verleihen, indem ein geeignetes Fördermodell den Ausbau der Biomethanproduktion in Österreich befreit.

Einen internationalen Einblick in die regulatorischen Rahmenbedingungen für Biomethan bietet der [CEER-Bericht „NRAs' Reflections on Enabling the Injection and Access to the Wholesale Market of Biomethane“](#).

[Online-Erweiterung: Ergebnisse des CEER-Berichts zu Biomethan](#)

3.2.4 VERÄNDERTE GASFLÜSSE

Mit dem Auslaufen des Transitabkommens zwischen Russland und der Ukraine mit Jahresende 2024 waren die europäischen Gasflüsse nach den strukturellen Umbrüchen im Jahr 2022 ein weiteres Mal deutlichen Veränderungen unterworfen. Nach der Einstellung der Gasflüsse über die Yamal-Pipeline und dem Ausfall der Nordsee-Pipeline Nord Stream im Jahr 2022 wurden am 1. Jänner 2025 die letzten verbliebenen russischen Gaslieferungen in den zentraleuropäischen Raum eingestellt. Seit Jänner 2025 wird nur mehr über die südliche Route über die Turkstream russisches Gas in osteuropäische Staaten, darunter die Hauptabnehmer Ungarn, die Slowakei und Serbien, importiert. Die russischen Pipelineimporte machten damit 2025 nur mehr rund 7% der europäischen Importe aus (s. Abbildung 6). Im Vergleich dazu lag der Anteil russischer Pipelineimporte im Jahr 2021 noch bei über 40%.

Für die Gasversorgung Europas bedeutete der Wegfall weiterer russischer Gaslieferungen, dass diese Mengen über andere Quellen gedeckt werden mussten,

in erster Linie über zusätzliche LNG-Lieferungen. Der Anteil von LNG-Importen nach Europa ist seit 2021 stark angestiegen, von unter 20% im Jahr 2021 auf rund 43% im Jahr 2025. Hauptlieferanten von LNG sind dabei die USA mit einem Anteil von rund 50%, gefolgt von Russland und Katar.

Im Mai 2025 legte die EU-Kommission den REPowerEU-Fahrplan vor, der sicherstellen soll, dass alle noch verbliebenen Importe von russischem Gas (LNG und Pipeline) bis Ende 2027 eingestellt werden. Am 23. Oktober verabschiedete die EU das 19. Sanktionspaket gegen Russland, in dem das Verbot für die Einfuhr von russischen LNG-Lieferungen auf den 1. Jänner 2027 vorgezogen wurde (s. Kapitel 12.1.6).

Der Anteil von russischen LNG-Lieferungen an den gesamten europäischen LNG-Importen lag bisher zwischen rund 12% und 15%. Das entspricht rund 5-7% der europäischen Gasimporte. Diese LNG-Mengen werden spätestens ab 1. Jänner 2027 wegfallen. Mit Ende September 2027 sollen nach Plänen der EU-Kommission auch die verbleibenden russischen Pipeline-Lieferungen eingestellt bzw. verboten werden. Sollten die Speicherziele es erforderlich machen, könnte diese Frist noch bis Ende November 2027 ausgedehnt werden. Somit müssen in Europa in den nächsten zwei Jahren, je nach Entwicklung der Gasnachfrage, die verbliebenen rund 10-15% der Gasimporte, die derzeit noch auf russische Mengen entfallen, ersetzt werden.

Folglich wird die Bedeutung von LNG-Importen in Europa in den kommenden Jahren noch weiter zunehmen. Aufgrund der globalen Erweiterungen der LNG-

Entwicklung der europäischen Gasflüsse

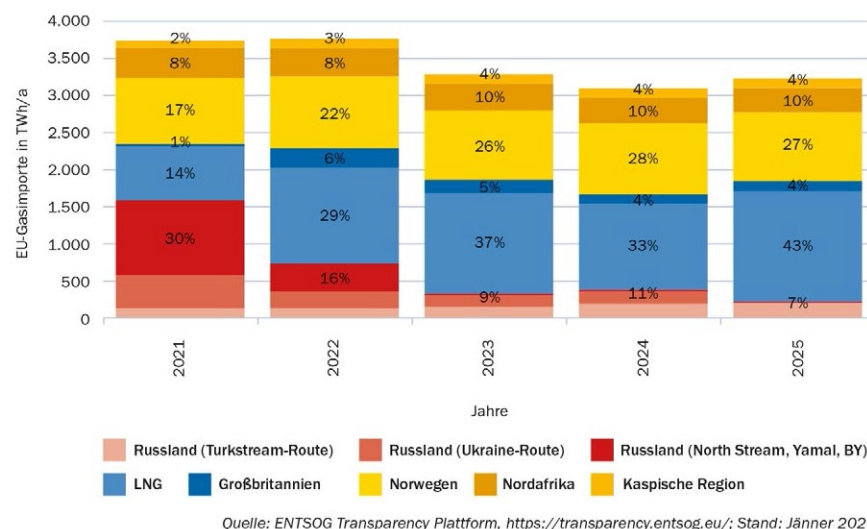


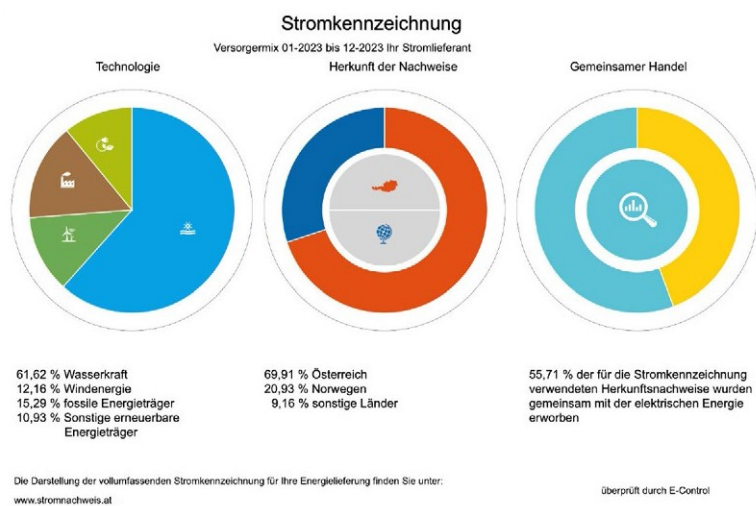
Abbildung 6

Exportkapazitäten, vor allem in den USA, aber auch in Katar, kann erwartet werden, dass sich der globale Gasmarkt in den kommenden Jahren durch das zusätzliche Angebot weiter entspannt. Die steigende LNG-Nachfrage Europas wird daher auf ein ausreichend großes und wachsendes globales Angebot treffen, was tendenziell einen preisdämpfenden Effekt haben sollte.

3.2.5 STROM- UND GASKENNZEICHNUNG

Die Strom- und Gaskennzeichnung in Österreich dient dazu, Endkund:innen detaillierte Informationen über die Zusammensetzung und die Umweltauswirkungen ihrer Energie zu liefern. Die primäre Stromkennzeichnung wird automatisch in der Stromnachweisdatenbank erzeugt (s. Abbildung 7).

Beispiel primäre Stromkennzeichnung



Quelle: E-Control; Stand: Juni 2025

Abbildung 7

Die E-Control ist die zuständige Stelle, die das System überwacht, die Herkunftsnachweisdatenbank betreibt und jährlich die Angaben der Lieferanten prüft. Im [Strom- und Gaskennzeichnungsbericht 2025](#) (für 2024) zeigte sich ein Anstieg bei den eingesetzten Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energieträgern in der Stromkennzeichnung. Dieser stieg von 84,72% für die Periode 2023 auf 86,52% in der Periode 2024. Gleichzeitig ging der Anteil der fossilen Energieträger von 15,22% auf 13,42% zurück. Aus Nuklearenergie wurden keine Herkunftsnachweise eingesetzt. Der Großteil der verwendeten Herkunftsnachweise stammt mit 61,98% aus Wasserkraft, gefolgt von der Windkraft mit 12,86%. Die Sonnenenergie hat mit 7,52% Biomasse (3,07%) und erneuerbare Gase (0,88%) überholt. Weitere Informationen präsentierte die E-Control am 11. November 2025 in einem [Webinar](#).

Die Strom- und Gasnachweisdatenbank, in der das ganze System abgewickelt wird, ist derzeit in Neuentwicklung. Start des neuen Systems ist für Mai 2026 vorgesehen. In der Datenbank registriert sind aktuell rund 540.000 Stromerzeugungsanlagen (zum Großteil Photovoltaikanlagen). Im Gasbereich finden sich 15 Biomethananlagen und vier Wasserstoffanlagen, von denen 2 in das öffentliche Netz einspeisen.

[Online-Erweiterung: Detaillierergebnisse der Strom- und Gaskennzeichnung](#)

3.3 Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit

Die Sicherstellung der Strom- und Gasversorgung war 2025 ein zentraler Schwerpunkt der E-Control. Die jährliche Bewertung der Versorgungssicherheit zeigte erneut eine insgesamt robuste Lage. Ergänzend überwacht die E-Control in umfassenden europäischen und nationalen Planungsprozessen die Systementwicklung und koordiniert die Krisenvorsorge.

Die Zuverlässigkeitsdaten für 2024 bestätigen die hohe Qualität der Stromversorgung. Im Gasbereich erhöhte sich die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit, bedingt durch längere Unterbrechungen bei einem großen Netzbetreiber.

Für die strategische Bewertung der Versorgungssicherheit spielt der europarechtlich verankerte Zuverlässigkeitsstandard eine wachsende Rolle. Die E-Control ermittelte 2024/2025 sowohl den österreichischen Value of Lost Load (VOLL) als auch die Kosten des günstigsten Markteintritts (CONE) als Grundlage für den nationalen Zuverlässigkeitsstandard.

Gleichzeitig rückten internationale Ereignisse wie der schwere Stromausfall auf der Iberischen Halbinsel im April 2025 in den Fokus. Ein europäisches Expertengremium untersucht Ursachen und Lehren des Vorfalls, um künftige Risiken zu minimieren.

Insgesamt unterstreicht das Jahr 2025 die wachsende Bedeutung präziser Monitoringinstrumente, verlässlicher Planungsprozesse und effizienter Krisenvorsorge für die nachhaltige Sicherung der Energieversorgung.

3.3.1 STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit stellt einen grundlegenden Pfeiler des Strommarktes dar. Sie umfasst verschiedene Dimensionen, die sich im Kern in die Bereiche Versorgungsqualität und Versorgungssicherung unterteilen lassen. Der Bereich Versorgungsqualität bezieht sich auf Aspekte wie Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität, operative Versorgungssicherheit sowie die kommerzielle Qualität der erbrachten Dienstleistungen. Der Bereich der Versorgungssicherung beschäftigt sich hingegen mit der Frage, wie zu jedem Zeitpunkt ein stabiles Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet werden kann.

Monitoring- und Planungsinstrumente dienen als wesentliche Werkzeuge zur Überwachung und gezielten Steuerung der Energiesystementwicklung und somit Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit. Der [Monitoringbericht 2024 Stromversorgungssicherheit der E-Control](#) zeigte im Berichtszeitraum 2023/2024 dank außergewöhnlich hoher natürlicher Erzeugung aus Wasserkraft eine sehr robuste Versorgungssicherheit. Durch den massiven Zubau von Photovoltaik und Windkraft erreichte die installierte Kapazität bis Ende 2023 28,4 GW. Für das Jahr 2030 ergibt die errechnete installierte Leistung (ca. 41 GW, wovon etwa 50% auf PV und Wind entfallen) eine vernachlässigbare Unterdeckungswahrscheinlichkeit von nur etwa 0,1 Stunden pro Jahr.

Die E-Control ist aktiv in die verschiedenen europäischen sowie nationalen Monitoring- und Planungsprozesse eingebunden. Zu den europäischen Planungsprozessen gehören insbesondere der Zehnjahresnetzentwicklungsplan

sowie die paneuropäische Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen (European Resource Adequacy Assessment, ERAA). Auf nationaler Ebene umfassen die Aufgaben der E-Control die Erstellung langfristiger Prognosen, das Monitoring von Daten zur Versorgungssicherheit gemäß Energielenkungsgesetz (EnLG) sowie die Kontrolle der Versorgungszuverlässigkeit (Ausfall- und Störungsstatistik) und der Spannungsqualität. Darüber hinaus übernimmt die E-Control eine aktive und koordinierende Rolle bei der Ausarbeitung von Krisenvorsorgemaßnahmen im Rahmen des Energielenkungsgesetzes und ist indirekt an der Erstellung des integrierten Netzinfrastrukturplans oder des Netzentwicklungsplans für das Übertragungsnetz beteiligt. In diesem Kontext trägt die E-Control eine wesentliche Verantwortung für die Gestaltung und Überwachung des Energiesystems. Das kürzlich erlassene EIWG sieht bei weiteren Prozessen wie der nationalen Durchführung der Prüfung der Angemessenheit der Ressourcen und der nationalen Bewertung des Flexibilitätsbedarfs eine Rolle für die E-Control vor.

 **Online-Erweiterung: Ergebnisse des Versorgungssicherheitsberichts Strom**

3.3.2 VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT STROM UND GAS

Im Rahmen der jährlichen Erhebung der [Ausfall- und Störungsdaten für Strom](#) 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 Transformatorleistung und andere für die statistische Auswertung relevante Daten. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vo-

rangegangene 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 auch im Jahr 2024 wieder sehr gut und liegt für kunden- und leistungsbezogene Indikatorwerte auf einem vergleichbaren Niveau wie 2022. Die Auswertung der Daten für das Erhebungsjahr 2024 ergab ungeplante Versorgungsunterbrechungen (gerechnet als kundenbezogene Nichtverfügbarkeit, SAIDI) exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse (RAE) von 23,41 Minuten. Die absolute Anzahl aller ungeplanten Ausfälle sank im Vergleich zu 2023 und befand sich auf einem ähnlichen Niveau wie 2022. Die Ausfallszahlen lagen, wie in den Vorjahren, auf einem niedrigen Niveau und können damit weiterhin als sehr gut bezeichnet werden.

Gemäß gesetzlicher Vorgaben überwacht die E-Control auch die jährlich aufgetretenen [Störfälle und Versorgungsunterbrechungen im Bereich Gas](#). Dabei 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.

Im Jahr 2024 hatten Gaskund:innen in Österreich im Durchschnitt 3 Minuten und 52 Sekunden lang kein Gas zur Verfügung, weil es ungeplante Versor-

gungsunterbrechungen mit Ursache im Verteilernetz gab. Dies entspricht einer Erhöhung von rund 169% gegenüber 2023. Dies ist im Wesentlichen auf einen großen Netzbetreiber im Verteilernetz zurückzuführen, der deutlich längere Versorgungsunterbrechungen als üblich hatte.

 **Online-Erweiterung: Grafiken und nähere Beschreibung**

3.3.2.1 Zuverlässigkeitsstandard Strom

Die EU-Stromverordnung (Verordnung 2019/943) bildet die Grundlage für die Sicherstellung einer ökonomisch effizienten Versorgungssicherung im Elektrizitätsbinnenmarkt. Ziel ist es, die Versorgung zuverlässig und effizient zu gewährleisten und gleichzeitig Marktverzerrungen zu vermeiden. Im Kapitel IV der Verordnung werden die prozeduralen Schritte zur Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen sowie das Vorgehen zur Identifikation von Versorgungsrisiken und Umsetzung geeigneter Maßnahmen bei Versorgungssicherheitsbedenken geregelt. Eine Maßnahme zur Beseitigung derartiger Bedenken kann die Einführung von Kapazitätsmechanismen sein, deren allgemeine Grundsätze sowie Gestaltungsgrundsätze ebenfalls im Kapitel IV geregelt sind. Die E-Control ist zur Wahrung des Regelwerks verpflichtet und nimmt eine verantwortungsvolle Rolle bei der Überprüfung seiner Einhaltung wahr.

Die Ergebnisse der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer (ERAA) oder nationaler (NRAA) Ebene sind einer eingehenden Bewertung zu unterziehen, um potenzielle Bedenken nachvollziehbar zu identifizieren und zu begründen.

Der Zuverlässigkeitsstandard (Reliability Standard, RS) gemäß Artikel 25 der Stromverordnung dient in diesem Zusammenhang als maßgeblicher Referenzwert für das erforderliche Niveau der Versorgungssicherheit sowie als Orientierungsgröße zur Einordnung der Ergebnisse der ERAA/NRAA-Analysen. Der Zuverlässigkeitsstandard wird auf Basis des Werts der Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit (Value of Lost Load, VOLL) und der Kosten des günstigsten Markteintritts neuer Erzeugungskapazitäten (Cost of New Entry, CONE) für einen definierten Zeitraum ermittelt. Das Ergebnis wird in Form der erwarteten Energie- bzw. Lastunterdeckung angegeben. Diese Vorgehensweise gewährleistet eine ausgewogene Berücksichtigung von Kosten und Nutzen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Die Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards auf Grundlage von VOLL und CONE erfolgt nach den methodischen Vorgaben der von ACER veröffentlichten [RS-Methode](#).

Gemäß Artikel 25 Absatz 2 der EU-Stromverordnung wird der Zuverlässigkeitsstandard durch den jeweiligen Mitgliedstaat auf Vorschlag der nationalen Regulierungsbehörde festgelegt. Diesem Prozess kam die E-Control im Jahr 2024 und 2025 nach. Zur Ermittlung eines einheitlichen Value of Lost Load (single VOLL) wurde eine repräsentative Umfrage zur Zahlungsbereitschaft österreichischer Haushalte und Unternehmen durchgeführt, beauftragt von der E-Control und umgesetzt vom Marktforschungsunternehmen MARKET als Bestbieter. Die Umfrage untersuchte die Zahlungsbereitschaft verschiedener Kund:innengruppen anhand definierter Szenarien potenzieller Stromversorgungsunterbrechungen gemäß der RS-Methode. Auf Grundlage dieser [Erhebungsergebnisse](#) leitete die E-Control den single VOLL zur Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards ab.

Für die Ermittlung der Kosten des günstigsten Markteintritts (CONE) im Zeithorizont der nächsten fünf Jahre im österreichischen Marktgebiet wurde eine Studie vergeben, mit welcher das Energieinstitut an der JKU Linz (Energieinstitut) als Bestbieter von E-Control beauftragt wurde. Aufbauend auf den Prinzipien der RS-Methode und unter Kenntnis der wissenschaftlich fundierten Kostenbewertungen war es das Ziel der CONE-Studie, umfassende Markteintrittskosten der in Österreich realisierbaren Referenztechnologien auszuarbeiten. Die daraus resultierenden [CONE-Indikatoren](#) stellen im Kontext des Zuverlässigkeitsstandards die Kosten der Vermeidung von potenziellen Versorgungsunterbrechungen in Abhängigkeit zum minimalen Kapazitätsbedarf dar.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der CONE-Studie und des von der E-Control ermittelten einheitlichen VOLL-Indikators hat die E-Control, nach Gegenüberstellung der Kosten- und Nutzenparameter gemäß der RS-Methode, den österreichischen Zuverlässigkeitsstandard festgelegt und diesen als Vorschlag dem Ministerium übermittelt. Eine offizielle Definition des Zuverlässigkeitsstandards durch das Ministerium steht jedoch noch aus.

 [Online-Erweiterung: Kapazitätsmechanismen](#)

 [Online-Erweiterung: Blackout in Spanien und Portugal](#)

3.3.2.2 Energielenkung

Die Energielenkung ist ein Instrument zur Sicherstellung der Energieversorgung in Krisensituationen. Gemäß Energielenkungsgesetz kommen der E-Control verschiedene Aufgaben bei der Vorbereitung und Koordinierung der Energielenkung zu.

Das Energielenkungsgesetz sieht auch vor, dass die E-Control Übungen durchführen kann. Eine solche Energielenkungsübung für den Bereich Strom organisiert von der E-Control gemeinsam mit APG und den Energienetzen Steiermark fand am 25. und 26. September 2025 in Graz statt. An der Übung nahmen neben der E-Control das für Energielenkungsmaßnahmen zuständige Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, der Regelzonenführer APG, die Energienetze Steiermark, das Land Steiermark, die Energie Steiermark, die Verbund AG sowie zwei Unternehmen der steirischen Industrie, die Sappi Austria Produktions-GmbH & Co. KG und die Voestalpine Stahl Donawitz GmbH, teil.

Übungsannahme war ein extrem heißer Sommer mit niedriger Wasserführung und Windstille sowie weiteren Faktoren wie Kraftwerksausfällen, die zu stundenweisen Strommangellagen führen. Ein Schwerpunkt waren Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion, insbesondere verordnete Einschränkungen für energieintensive Industriebetriebe. Dabei wurde geübt, wie solche Großverbraucher konkrete Lastreduktionspotenziale über eine elektronische Plattform melden und diese Potenziale dann bei der Bestimmung der Einschränkungen verwendet werden. Die für diesen Prozess nötige Kommunikation zwischen APG, Verteilernetzbetreibern, Großverbrauchern, Lieferanten und der E-Control wurde in der Übung detailliert abgebildet. Es wurden auch andere Maßnahmen geübt, einschließlich allgemein der Kommunikation zwischen allen Beteiligten und der Zusammenarbeit in der im Krisenfall nötigen Außenkommunikation. Erkenntnisse aus der erfolgreich absolvierten Übung fließen in die stetige Anpassung und Verbesserung der Energielenkungsvorbereitung ein.

3.3.3 GASVERSORGUNGSSICHERHEIT

Durch die Einstellung der Gastransporte über die Ukraine ist Österreich seit 1. Jänner 2025 unabhängig von russischem Erdgas und substituiert die für Österreich erforderlichen Gasmengen durch Importe aus Deutschland und Italien. Es konnten über diese Importrouten ausreichend Gasmengen für eine gesicherte Versorgung und auch für eine zufriedenstellende Befüllung der Gasspeicher importiert werden.

Für die Winterperiode 2025/2026 waren keine Gasversorgungsprobleme zu erwarten. Die österreichischen Speicher waren ausreichend gefüllt. Der Gasverbrauch war in ganz Europa aufgrund der niedrigen Temperaturen hoch und auch die Gaskraftwerke kamen verstärkt zum Einsatz. Die Speicheranlagen wurden daher gut genutzt, trotzdem ist davon auszugehen, dass die Füllstände am Ende des Winters wie prognostiziert über dem Niveau der strategischen Gasreserve bleiben.

Einen detaillierteren Einblick gibt der jährlich von der E-Control zu veröffentliche [Bericht zur Versorgungssicherheit im Gasbereich](#).

 **Online-Erweiterung: Ergebnisse des Versorgungssicherheitsberichts Gas**

3.3.3.1 Monitoring der Versorgungslage

Die Befüllung der Speicher fand 2025 etwas verzögert statt, jedoch wurde zu Beginn der Heizsaison trotzdem ein Füllstand von ca. 85%, also rund 85,6 TWh, erreicht, was noch immer deutlich über dem voraussichtlichen Gasverbrauch in den Wintermonaten liegt.

Die E-Control rechnet im Auftrag des BMWET auch verschiedene Gasversorgungsszenarien, um potenziell negative Entwicklungen frühzeitig erkennen zu können. Die Gasversorgung für die kommenden zwei Jahre ist in allen gerechneten Szenarien gesichert. In keinem berechneten Szenario muss die strategische Gasreserve in Anspruch genommen werden. Die Auslastung der Import- und Exportkapazitäten sowie die Aufstockung von Kapazitäten an den Importpunkten spielen eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Gasversorgung. Durch die Umkehrung der Gasflüsse in den letzten Jahren kommt das Gas nun hauptsächlich aus Deutschland und wird in Richtung Osten exportiert (Italien spielt angesichts der aktuellen Marktbedingungen eine geringere Rolle, wird aber dennoch genutzt).

Grundsätzlich geht die E-Control davon aus, dass der Gasverbrauch in den kommenden Jahren schrittweise sinken wird – vor allem durch mildere Winter sowie durch die Bemühungen im Zusammenhang mit dem politischen Willen zum Ausstieg aus Gas.

3.3.3.2 Versorgungsstandard Gas

Jedes Jahr erhebt die E-Control für das kommende Winterhalbjahr die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß EU-Versorgungssicherheitsverordnung. Die europäische Vorgabe ist in § 121 Abs. 5 GWG 2011 abgebildet. Der Versorgungsstandard soll sicherstellen, dass österreichische Versorger von geschützten Kunden ausreichende Gasmengen vorhalten, um mit extremen Temperaturen, einer außergewöhnlich hohen Gasnachfrage oder dem Ausfall der größten Gasinfrastruktur zurechtzukommen.

Auch 2025 wurden die Daten von mehr als 40 Versorgern geschützter Kunden geprüft und ausgewertet. Für den vermeintlich verbrauchsstärksten Monat, den Jänner 2026, konnte von den Versorgern in Summe eine Gasmenge von mehr als 3 TWh für die Belieferung der geschützten Kunden nachgewiesen werden.

3.3.3.3 Versorgungssicherheitskonzept

Mit 6. Juli 2024 trat die Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011) gemäß Bundesgesetzblatt BGBl. I Nr. 74/2024 in Kraft. Gemäß § 121a Abs. 1 GWG 2011 haben 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 zu erstellen. Diese sind jährlich zum Stichtag 1. Oktober an die E-Control zu übermitteln. Seit Oktober 2024 wird die Erhebung von der E-Control jährlich durchgeführt.

Die Auswertung der von den Versorgern gelieferten Daten und Versorgungssicherheitskonzepte zeigt, dass die in Österreich tätigen Gasversorger entsprechend

auf den Ausfall ihrer größten Bezugsquelle vorbereitet sind. Die meldepflichtigen Versorger beschaffen ihre Mengen zu unterschiedlichen Anteilen sowohl über Börsengeschäfte als auch über bilaterale Geschäfte (OTC-Geschäfte). Bei den 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.

Die Versorger in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg, die über das deutsche Marktgebiet THE beliefert werden, beschaffen die Gasmengen in der Regel fast ausschließlich im deutschen Marktgebiet. Da nach der Zerstörung der NordStream-Pipeline seit dem 4. Quartal 2022 kein russisches Gas mehr nach Deutschland geliefert wird, sind im Marktgebiet Deutschland beschaffte Mengen quasi als nicht-russische Mengen einzuordnen.

” INFRASTRUKTUR “

Ausbau, Umbau, Aufbau

4 INFRASTRUKTUR

Die Herausforderungen der Infrastrukturplanung und -umsetzung in Österreich sind je nach Sektor sehr unterschiedlich. Im Strombereich greifen bewährte Planungsinstrumente auf EU- und österreichischer Ebene ineinander, werden jedoch durch Planung für ausreichende Flexibilität erweitert. Die Umsetzung bringt eigene Aktionsfelder wie den Netzanschluss zahlreicher Anlagen, den bestmöglichen Einsatz der Smart Meter oder die Netzreserve mit sich.

Im Gegensatz dazu ist der Sektor Gas von veränderten Flüssen und rückgängigen Mengen und Anschlusszahlen geprägt. Beim Wasserstoff wiederum werden mit den Planungen erst die Grundlagen für eine Österreich- und EU-weite Infrastruktur gelegt.

4.1 Netzausbau Strom

Die Netzentwicklungsplanung in Österreich erfolgt auf mehreren Ebenen und umfasst Übertragungs- und Verteilernetze. Die E-Control genehmigt und überwacht den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber und koordiniert sich mit europäischen Planungen. Auf Verteilernetzebene sollen künftig alle zwei Jahre Netzentwicklungspläne erstellt werden.

Zur Beschleunigung des Netzanschlusses von erneuerbaren Erzeugungsanlagen hat die E-Control den Aktionsplan Netzanschluss 2.0 erstellt, der Maßnahmen zur Standardisierung, Optimierung und Reduktion bürokratischer Hürden um-

fasst. Im Bereich der Smart Meter konnten die Ausrollungsziele erreicht werden, doch sind weitere Optimierungen notwendig.

Parallel dazu wird der Flexibilitätsbedarf im Stromnetz bewertet. Die Netzreserve wurde für weitere fünf Jahre genehmigt.

4.1.1 NETZENTWICKLUNGSPLANUNG FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZE

Die Planung des Ausbaus der Stromnetzinfrastruktur erfolgt in Österreich auf mehreren Ebenen. Grundlage sind der nationale Netzentwicklungsplan, der europäische Zehnjahresnetzentwicklungsplan und der integrierte österreichische Netzinfrasturkturplan, der die Abstimmung mit dem Gasbereich sicherstellt. Die Übertragungsnetzbetreiber stimmen sich bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans mit den Verteilernetzbetreibern ab, sodass eine inhaltliche Kohärenz mit den bislang unverbindlichen Plänen der Verteilernetze gegeben ist.

Im Zentrum steht das Ziel, ab 2030 den gesamten österreichischen Stromverbrauch bilanziell aus erneuerbaren Energieträgern zu decken. Dies führt zu einem deutlichen Anstieg der Einspeisung auf Verteilernetzebene und verändert die Anforderungen an die Infrastruktur sowie die Energieflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen. Für die Energiesystemwende ist daher auch die Weiterentwicklung der Verteilernetze entscheidend. Nur wenn Netze flexibel ausgestaltet und bedarfsgerecht erweitert werden, können volatile und meist dezentrale erneuerbare Erzeugungsanlagen sicher integriert werden.

Für das Übertragungsnetz ergeben sich notwendige Maßnahmen aus dem Zustand der vorhandenen Infrastruktur, der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last sowie aus dem Grundsatz „Netzoptimierung vor Netzverstärkung und Netzausbau“. Die E-Control ist für die Genehmigung und Überwachung des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Der Plan ist alle zwei Jahre zu erstellen. Die jüngsten Einreichungen erfolgten im September 2025, wurden Ende 2025 von der E-Control geprüft und evaluiert und werden Anfang 2026 genehmigt. Im aktuellen Plan der APG waren erstmals auch jene Transportkorridore enthalten, die im integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan identifiziert worden waren.

Auch auf europäischer Ebene blieb die Netzentwicklung ein zentrales Thema. Die Zehnjahresnetzentwicklungspläne 2024 wurden im ersten Halbjahr 2025 von ENTSO-E und ENTSG veröffentlicht. Sie bestätigten die hohe Bedeutung von Investitionen in die Stromnetzinfrastuktur für das Erreichen der Klimaziele. Die E-Control war über internationale Arbeitsgruppen in ACER sowie über nationale Bewertungen in diesen Prozess eingebunden.

Projekte von besonderer Bedeutung für die europäische Energieinfrastruktur wurden auf Basis der einschlägigen EU-Verordnung als Vorhaben von gemeinschaftlichem Interesse definiert. Auf österreichischem Staatsgebiet umfasste die Liste insgesamt 10 Projekte. Die E-Control war dabei Teil der regionalen Gruppen für Nord-Süd-Übertragungsleitungen in Westeuropa sowie in Zentral- und Südosteuropa und der Fokusgruppe zu Smart Grids. Innerhalb dieser Gremien führte die Behörde unter anderem die regulatorische Bewertung der Projektkandidaten durch.

4.1.2 VERTEILERNETZPLANUNG

Mangelnde Netzanschlusskapazitäten in den Verteilernetzen stellen in zunehmendem Maße einen limitierenden Faktor für einen raschen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung dar. Darüber hinaus sahen sich Netzbetreiber zuletzt auch mit stark zunehmenden Netzanschlussanträgen für Speicher und neuen Verbrauchsanlagen mit erheblichen Bezugsleistungen, wie z.B. Power-to-Heat-Anlagen, Elektrolyseanlagen oder Rechenzentren konfrontiert. Der erforderliche Netzausbau kann aufgrund von eingeschränkten Personalkapazitäten und Lieferengpässen oftmals nicht im erforderlichen Tempo erfolgen. Erschwerend kommt hinzu, dass häufig auch die Kapazitäten der Übergabestellen zum Übertragungsnetz zum limitierenden Faktor werden.

4.1.2.1 Leitfaden für Verteilernetzentwicklungspläne

Die Schaffung von Transparenz beim geplanten Ausbau der Verteilernetze und den vorhandenen sowie zukünftigen Anschlusskapazitäten ist entscheidend, um die Planbarkeit von Anlagenprojekten zu verbessern. Verteilernetzbetreiber ab einer bestimmten Größe werden daher künftig alle zwei Jahre verpflichtet sein, einen Netzentwicklungsplan zu erstellen. In diesen Plänen für Verteilernetze (V-NEP) sollen die für die nächsten fünf bis zehn Jahre geplanten Netzausbauprojekte und -programme dargestellt werden. Außerdem sollen die Betreiber erläutern, wie sie ergänzend zum Netzausbau Flexibilität nutzen, um die Netzanschlusskapazitäten zu erhöhen und den Netzbetrieb sicher und effizient zu gestalten.

Die E-Control hatte bereits 2021 die Abstimmung mit den Netzbetreibern initiiert, um die Inhalte der V-NEPs zu vereinheitlichen. Diese Abstimmung mündete

4 INFRASTRUKTUR

2023 in einem Leitfaden für die Erstellung von V-NEP. Der Leitfaden beschreibt die inhaltlichen Anforderungen im Detail, sorgt für Vollständigkeit sowie ein einheitliches Erscheinungsbild der Pläne und ermöglicht die Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten und Netzbetreibern. Für 2026, wenn voraussichtlich erstmals die Verpflichtung zur Veröffentlichung der V-NEPs greift, ist eine Aktualisierung des Leitfadens geplant. Dabei werden auch die [Empfehlungen von ACER und CEER zur Netzentwicklung in Verteilernetzen](#) berücksichtigt werden. Damit werden vorausschauende und transparente Planungsgrundlagen, die Koordination zwischen Netzbetreibern sowie das Abwägen von Netzausbau und Flexibilitätsnutzung als zentrale Elemente moderner Netzentwicklungsplanung betont.

4.1.2.2 Aktionsplan Netzanschluss

Um die ambitionierten Ziele für erneuerbare Energien in Österreich zu erreichen, erarbeitete die E-Control zahlreiche Maßnahmen, die den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen beschleunigen sollen. Der Fokus des [Aktionsplans Netzanschluss 2.0](#) lag auf der Standardisierung und Beschleunigung des Netzanschlussprozesses. Insgesamt 18 spezifische Aktionen zielen darauf ab, durch Optimierung, Standardisierung und den Abbau bürokratischer Hürden kurzfristige und mittelfristige Verbesserungen zu erwirken. Die Verantwortung für die Umsetzung lag sowohl bei der E-Control selbst als auch bei den Netzbetreibern, wobei der Erfolg von der Zusammenarbeit aller Beteiligten abhing.

Eine entscheidende Maßnahme des Aktionsplans war die [umfassende Datenerhebung bei 60 Verteilernetzbetreibern](#). Die Ergebnisse zeigten erhebliche

Fortschritte. So waren z.B. bis Ende 2024 bereits 8.148 MW an PV-Anlagen ans Netz angeschlossen, was einen klaren Schritt in Richtung der Ziele aus dem EAG darstellt.

Der im September 2025 veröffentlichte [Abschlussbericht Aktionsplan Netzanschluss](#) bietet eine umfassende Übersicht zu den erfolgreich umgesetzten Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien in Österreich. Er zeigt den Fortschritt in Richtung einer nachhaltigen Energiezukunft und hebt die zunehmende Wichtigkeit der Digitalisierung und Standardisierung in den Verteilernetzen hervor. Während einige Maßnahmen, wie die Erhebung Netzanschluss, fortlaufend sind, hängt die Umsetzung anderer von den Verteilernetzbetreibern ab, deren Fortschritte bei der Digitalisierung und Standardisierung variieren. Das EIWG liefert zusätzliche gesetzliche Grundlagen für die weitere Verbesserungen im Zusammenhang mit dem Netzanschluss.

Insgesamt trägt der Aktionsplan Netzanschluss entscheidend zum Fortschritt in Richtung einer nachhaltigen Energiezukunft in Österreich bei und hebt die zunehmende Wichtigkeit der Digitalisierung und Standardisierung hervor.

4.1.3 FLEXIBILITÄTSBEDARF

In der EU-Strommarkt-Verordnung (VO 2024/1747) wird die Bedeutung nicht-fossiler Flexibilitätstechnologien hervorgehoben mit dem Ziel, eine sichere und zuverlässige Stromversorgung kosteneffizient zu gewährleisten und zu dekarbonisieren. Artikel 19e der Verordnung verpflichtet dazu, alle zwei Jahre eine Flexibilitätsbedarfsbewertung (engl. Flexibility Needs Assessment, FNA)

durchzuführen. Das Ergebnis dieses Prozesses ist ein Bericht, in dem die identifizierten Bedarfe analysiert und bewertet werden. Basierend darauf sollen die nationalen Flexibilitätsziele der EU-Mitgliedstaaten der nicht-fossilen Flexibilitätstechnologien abgeleitet werden.

Gemäß Artikel 19e der Verordnung und § 150 EIWG wird die E-Control als verantwortliche Institution für die Erstellung des Berichts zur Bewertung und Analyse des Flexibilitätsbedarfs benannt. Die methodischen Grundlagen dieser Bewertung beruhen auf der [FNA-Methode](#), die am 25. Juli 2025 von ACER mit Unterstützung der nationalen Regulierungsbehörden genehmigt wurde.

Der erste FNA-Bericht soll gemäß der EU-Strommarkt-Verordnung bis Ende Juli 2026 fertiggestellt werden. Die E-Control hat bereits mit der Umsetzung des FNA-Prozesses begonnen und arbeitet dabei mit den Netzbetreibern zusammen, die für die Bereitstellung der erforderlichen Daten verantwortlich sind. Bis Ende des Jahres werden der Rahmen der FNA weitgehend festgelegt und die erforderlichen nächsten Schritte definiert.

Darüber hinaus hat die E-Control die Durchführung der Studie „Erstellung einer Bewertungsgrundlage für den ermittelten Flexibilitätsbedarf in Österreich nach Art. 19e der EU-VO 2019/943“ an das Austrian Institute of Technology als Bestbieter vergeben. Ziel dieser Studie ist es, eine fundierte Bewertungsgrundlage zu schaffen, welche den durch die Netzbetreiber ermittelten Flexibilitätsbedarf zur Erstellung des FNA-Berichts bewertet. Die Ergebnisse der Studie werden im ersten Quartal 2026 erwartet.

Für die Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs spielen auch „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen“ (nfSDL) eine wichtige Rolle. Diese sind gemäß EU-Stromrichtlinie (RL 2019/944) von den Netzbetreibern im erforderlichen Ausmaß und grundsätzlich mittels marktgestützter Methoden zu beschaffen. Wenn die nationale Regulierungsbehörde allerdings festgestellt hat, dass eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist, kann sie Ausnahmen gewähren und nicht-marktgestützte Beschaffungsmethoden zulassen.

Durch die Umsetzung der EU-Richtlinie in nationale Gesetzgebung kommt die E-Control als nationale Regulierungsbehörde in die Verantwortung, die wirtschaftliche Effizienz der marktgestützten Beschaffung von nfSDL zu prüfen. Um eine fundierte Grundlage für diesbezügliche Entscheidungen zu schaffen, gab die E-Control Ende 2024 eine Studie in Auftrag, die den Bedarf an nfSDL im Übertragungsnetz sowie in Verteilernetzen und die in Frage kommenden Beschaffungsmethoden beleuchten sowie Vorschläge für kosteneffiziente Bedarfsdeckung darlegen sollte. Der [Bericht](#) von E-Bridge Consulting und ef.Ruhr GmbH wurde 2025 veröffentlicht. Er analysiert die spezifischen Gegebenheiten in Österreich und empfiehlt mangels zu erwartender Effizienzgewinne durch marktgestützte Beschaffung vorerst für keine der sechs untersuchten nfSDL eine unmittelbare Umstellung der Regularien.

Einen Überblick über den Zugang der E-Control zum Thema Flexibilität in Österreich gab am 25. Juni 2025 das Webinar [„Flexibilität: Ein Kernelement der Energiesystemwende“](#).

4.1.4 NETZRESERVE

Um ausreichend Kapazitäten zur Engpassbehebung mittels Redispatch im Übertragungsnetz verfügbar zu haben, führte die APG auch im Jahr 2025 eine Beschaffung von Netzreserve durch. Die erforderliche Leistung konnte mittels der vorgesehenen Ausschreibung im Sommer 2025 beschafft werden.

Die E-Control hat zumindest alle 2 Jahre einen Netzreservebericht zu erstellen, in dem die Wettbewerbssituation zu beschreiben ist. Dieser Verpflichtung wurde Ende 2025 zum dritten Mal nachgekommen. Es wurde festgestellt, dass die Wettbewerbsintensität nach wie vor nicht befriedigend entwickelt ist und verstärkte Teilnahme von Marktteilnehmern angestrebt werden soll.

Da die Netzreserve beihilferechtlich bisher bis 2025 genehmigt war, der Bedarf dafür jedoch weiterhin besteht, war rechtlich eine Neu-Notifikation erforderlich. Nach umfangreichen Vorbereitungen seit dem Jahr 2024 mit dem zuständigen Ministerium und APG erfolgte im Sommer 2025 die Einreichung bei der Europäischen Kommission. Die formale Genehmigung erfolgte im Oktober 2025 und damit kann die Netzreserve für die nächsten Jahre bis 2030 in adaptierter Form weitergeführt werden. Änderungen ergeben sich z.B. bei der Gestaltung der Produkte in Richtung mehr Flexibilität und bei den Zeitabläufen der Beschaffung. Genauere Regelungen sind in einer Verordnung der E-Control festzulegen. Für die Bedarfsfeststellung ist durch APG eine Methode zu entwickeln und durch E-Control zu genehmigen. Die Ausgestaltung dazu ist vorbereitend in Diskussion.

4.1.5 SMART METER-EINFÜHRUNG

Die Smart Meter-Ausrollung in Österreich hat mit 96,9% das EU-Ziel von 80% sowie das nationale Ziel von 95% bis Ende 2024 übertroffen. Einzelne Netzbetreiber, insgesamt 27 kleinere, planen jedoch erst in den Jahren 2025 oder 2026, diese Schwelle zu erreichen. Die E-Control hat entsprechende Verfahren eingeleitet, damit auch diese Netzbetreiber das Ausrollungsziel von 95% schnellstmöglich erreichen.

Gemäß § 2 der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) ist die E-Control verpflichtet, den Ausrollungsfortschritt zu überwachen und darüber zu berichten. Daher veröffentlicht die E-Control jährlich den [Smart-Meter-Monitoringbericht](#). Für das Berichtsjahr 2024 wurden die Themen der Performance der Kommunikationstechnologie sowie die Datenqualität und -verfügbarkeit als Hauptfokus identifiziert. Die erfassten Kennzahlen zur Datenqualität und -verfügbarkeit zeigten eine ungleiche Entwicklung zwischen den Netzbetreibern. Die dringend notwendige Behebung von Funktionsstörungen im PLC-Kommunikationsnetz erfordert unter anderem eine vertiefte Auseinandersetzung mit NetZRückwirkungen sowie Optimierungsmaßnahmen im Kommunikationsnetz, da diese leitungsgebundene Technologie bei 94% der Smart Meter eingesetzt wird. Die Behebung dieser Problemstellen ist dringend notwendig.

Weitere zukünftige Herausforderungen bestehen in der Erfüllung neuer Vorgaben gemäß ElWG hinsichtlich der flächendeckenden Erfassung und Übermittlung von Viertelstundenenergiewerten bei allen Netzb Benutzern, der Verwaltung

großer Datenmengen sowie der Vorbereitung zur Anschaffung der nächsten Generation von Smart Metern.

Die Einführung von Smart Metern 2.0 wird durch mehrere Faktoren vorangetrieben. Erstens führen die stark zunehmende dezentrale Erzeugung und neue Technologien wie Speicher und Ladeeinrichtungen zu einer steigenden Anzahl von Zählpunkten. Zweitens werden neue Abrechnungspunkte hinter dem Hauptzählpunkt für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinheiten, wie bei Hybrid-Anlagen und Anlagen der Flexibilitätsanbieter, mit Smart Metern ausgestattet. Drittens erfordern in einigen Fällen die vor fünfzehn Jahren installierten proprietären Technologien, die den heutigen Anforderungen nicht mehr entsprechen, einen Austausch der gesamten Smart Meter-Infrastruktur, einschließlich der intelligenten Messgeräte.

Entsprechend diesen Erkenntnissen sowie jenen aus dem Austausch mit den relevanten Stakeholdern setzte die E-Control gezielte Aktivitäten. Dazu gehörten die Ausarbeitung und Veröffentlichung eines [Positionspapiers zu Smart Meter 2.0](#), Vorbereitungsarbeiten zur Novelle der Intelligente Messgeräte-Anforderungs-VO 2011 (IMA-VO 2011) und der Austausch mit den Netzbetreibern im Rahmen des Projekts Companion Standard 2.0.

Die Smart Meter stellen die Basistechnologie für die Digitalisierung der Verteilernetze dar und sind somit für die Umsetzung der Energiewende notwendig. Unter diesen Prämissen und gestützt auf die Erfahrungen aus

den [Monitoringberichten](#) erarbeitete die E-Control auch Empfehlungen und Stellungnahmen im Bereich Smart Meter und Datenaustausch zum EIWG-Begutachtungsentwurf.

4.2 Netzbau Gas

Im Jahr 2025 erlebte das österreichische Fernleitungsnetz eine grundlegende Verschiebung der Gasflüsse. Nach dem Wegfall der russischen Lieferungen über die Ukraine-Route gingen die Importe über die Slowakei auf null zurück, während die Einfuhren aus Deutschland deutlich zunahmen und zum Rückgrat der österreichischen Gasversorgung wurden. Die Gasflüsse von und nach Italien schwankten stark, drehten aber auf Jahresbasis von Exporten nach Italien zu Importen. Transite nach Ungarn nahmen nach einem Einbruch 2024 wieder deutlich zu, während Exporte nach Slowenien relativ konstant blieben.

Im Verteilnetz geht die Anzahl der Zählpunkte weiterhin leicht zurück. Dies und die rechtlichen Vorgaben aus dem Dekarbonisierungspaket der EU führen zu Überlegungen zu Stilllegungsplanungen für Gasverteilernetzbetreiber. Die konkrete rechtliche Ausgestaltung dieser Stilllegungsplanungen wird voraussichtlich in den nächsten Monaten erfolgen. Darüber hinaus wird mit der Umsetzung des Dekarbonisierungspakets auch der Rechtsrahmen für konkrete Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur geschaffen werden.

4 INFRASTRUKTUR

Eine Übersicht über diese Entwicklungen gab die Fachveranstaltung der E-Control „[Die Zukunft der Gasnetze in Österreich](#)“ vom 18. Februar 2025.

4.2.1 GASFLÜSSE IM FERNLEITUNGSNETZ

Die Gasflüsse nach Österreich waren 2024 von stabilen russischen Flüssen über die Ukraine-Route und die Slowakei geprägt. Während die Exportmengen nach Italien 2024 deutlich angestiegen sind, kamen die Exporte nach Ungarn fast zum Erliegen. Importe aus Deutschland und Gastransite von Deutschland über Österreich nach Ost oder Süd waren aufgrund der deutschen Speicherumlage für Gashändler ökonomisch nicht interessant gewesen. Die für Exporte an den Exit-Punkten des deutschen Marktgebiets eingehobene Speicherumlage verteuerte Gaslieferungen aus Deutschland in der ersten Jahreshälfte 2024 um 1,86 €/MWh und in der zweiten Jahreshälfte 2024 um 2,50 €/MWh.

Mit dem Auslaufen des Transitabkommens zwischen der Ukraine und Russland am 1. Jänner 2025 und dem gleichzeitigen Wegfall der Verrechnung der deutschen Speicherumlage für Exporte an den Grenzübergabepunkten waren die österreichischen Gasflüsse abermals einer deutlichen strukturellen Veränderung unterworfen (s. Abbildung 8). Aufgrund der Einstellung der russischen Gaslieferungen gingen die Importe aus der Slowakei über den Entry-Punkt Baumgarten ab 1. Jänner 2025 auf null zurück. Die Gasflustrichtung drehte im Jahr 2025 von massiven Importen aus der Slowakei zu geringfügigen Exporten in die Slowakei. Gleichzeitig stiegen die Importe aus Deutschland deutlich an. Im Jahr 2025 wurden damit die Entry-Punkte

aus dem deutschen Marktgebiet zu den wesentlichen Importrouten für die österreichische Gasversorgung.

Neben dem deutlichen Anstieg der Importe aus Deutschland drehte auch der Gasfluss nach Italien. Im Gegensatz zu den Gasflüssen aus Deutschland waren die Gasflüsse aus Italien über Arnoldstein weniger gleichmäßig und schwankten

Entwicklung der Gasflüsse im Marktgebiet Ost

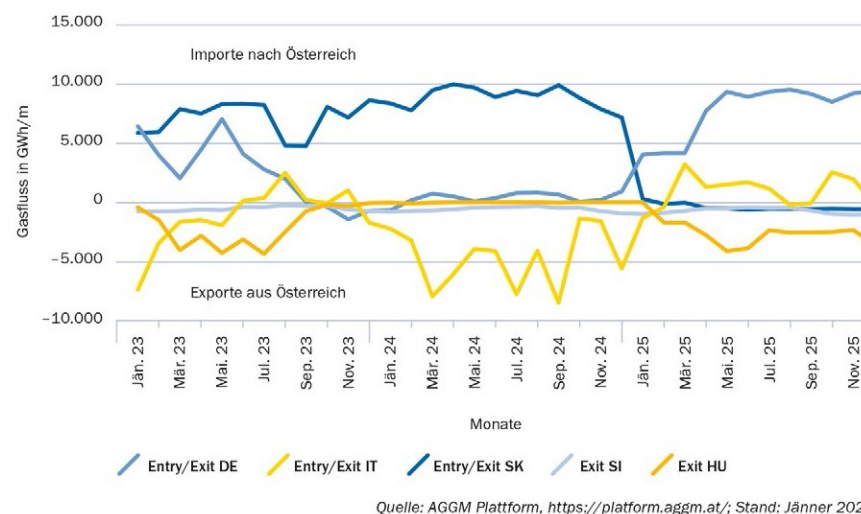


Abbildung 8

auf Tagesbasis zwischen Importen und Exporten. Im Jänner und Februar, im August und September sowie im Dezember wurde auf Monatsbasis Gas nach Italien exportiert, in den übrigen Monaten erreichten die Importe aus Italien einen Import-Anteil zwischen 11% im Juli und über 40% im März. Über das ganze Jahr 2025 entfielen rund 11% der österreichischen Importe auf Italien und rund 89% auf Deutschland.

Während die Transite und Exporte nach Slowenien relativ konstant blieben, legten die Transite nach Ungarn 2025 deutlich zu. Im Jahr 2024 waren die Transite nach Ungarn auf nahezu null zurückgegangen, stiegen 2025 aber wieder deutlich und lagen gegen Jahresende sogar leicht über dem Niveau von 2023.

 **Online-Erweiterung: Gasflüsse an einzelnen Grenzkopplungspunkten**

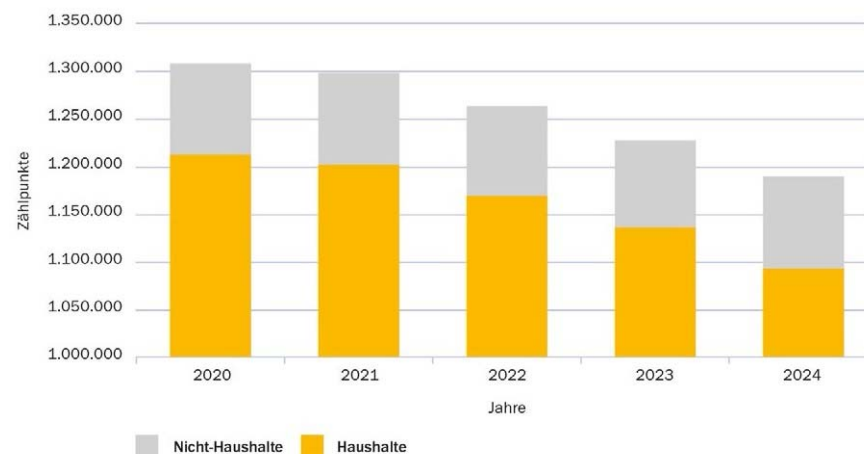
4.2.2 ENTWICKLUNGEN IM VERTEILERNETZ

Die Zahlen für den Gasverbrauch bis einschließlich November 2025 zeigen etwa 70 TWh und sind damit um ca. 7 TWh höher als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Die Anzahl der Zählpunkte in Österreich geht leicht, aber stetig zurück (s. Abbildung 9). Dieser Trend begann bereits vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und wird sich wahrscheinlich auch noch weiter fortsetzen.

Diese Situation und die rechtlichen Vorgaben aus dem Dekarbonisierungspaket der EU waren Anstoß für das Thema der Stilllegungsplanung für Gasverteiler-

netzbetreiber, vor allem wenn ein Rückgang der Gasabgabe zu erwarten ist und Netzteile nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. 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 die Wasserstoff-

Erdgas in Österreich – Marktstatistik Anzahl Zählpunkte je Verbraucherkategorie



Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2025

Abbildung 9

infrastruktur sowie Stilllegungen oder Umwidmungen nicht mehr benötigter Erdgasanlagen geschaffen werden.

 **Online-Erweiterung: Reduktion der Methanemissionen**

4.3 Netzaufbau Wasserstoff

Die Wasserstoffnetzplanung in Österreich umfasst die Integration von Wasserstoffprojekten in bestehende Gasnetzentwicklungspläne auf Verteilungs- und Fernleitungsebene. Erste Projekte sollen Wasserstoff lokal bereitstellen und die Einbindung Österreichs in internationale Transportkorridore ermöglichen. Die Transformation des Erdgasnetzes zu einem Wasserstoffnetz erfolgt überwiegend durch Umwidmung bestehender Leitungen, ergänzt durch Neubauten, um Versorgungssicherheit und Kapazitäten für Industrie und Importe zu gewährleisten. Darüber hinaus werden neue Wasserstoffinfrastrukturen aufgebaut, einschließlich Speichieranbindungen und regionaler Wasserstoffcluster, die erneuerbaren Wasserstoff für Industrie aus Elektrolyseuren bereitstellen. Ziel ist eine kosteneffiziente, bedarfsgerechte Versorgung.

4.3.1 WASSERSTOFFNETZPLANUNG

Die österreichische Netzentwicklungsplanung im Bereich Gas erfolgt einerseits für das Verteilergesamt über die langfristige integrierte Planung (LFiP) und andererseits für das Fernleitungsnetz über den Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP). Erstmals wurden 2022 in beiden Netzentwicklungsplänen Planungsprojekte für eine Wasserstoffinfrastruktur eingereicht.

Die LFiP dient als Netzentwicklungsplan der Netzebene 1, welche für die Verteilung von Gas im Marktgebiet Ost zuständig ist. 2022 wurde mit dem Projekt „H₂ Collector Ost“ vom Burgenland in Richtung Niederösterreich und Wien das erste Wasserstoff-Planungsprojekt auf Verteilernetzebene eingereicht. Das Projekt soll künftig Kund:innen im Südosten Wiens bzw. in Niederösterreich mit Wasserstoff versorgen, der im Burgenland produziert wird. In der LFiP 2024 wurde der H₂ Collector Ost als weitergeführtes Projekt angeführt, zusätzlich wurden fünf neue Planungsprojekte für Wasserstoff eingereicht. Diese gestalten den Aufbau eines ersten H₂-Clusters in Oberösterreich, das H₂ Startnetz OÖ. Bei den eingereichten Projekten handelt es sich um Leitungsabschnitte, die Kapazitätsanträge von Kund:innen bedienen und den Anschluss an das Fernleitungsnetz, Speicher sowie die Verteilung von Wasserstoff gewährleisten sollen.

Im KNEP 2022 wurden mehrere Planungsprojekte auf Fernleitungsebene genehmigt und 2024 als weitergeführte Projekte eingereicht. Die Planungsprojekte der Gas Connect Austria GmbH (GCA) (GCA 2022/02 und GCA 2022/03) bilden den „H₂ Backbone WAG + Penta West“ und ermöglichen einen Ost-West-Transit von Baumgarten an der österreichisch-slowakischen Grenze Richtung Deutschland. Das Planungsprojekt GCA 2022/04 sieht eine Verbindung des TAG-Systems mit Slowenien in Weitendorf in der Steiermark vor. Die TAG GmbH (TAG) plant mit

dem Projekt „H2 Readiness of the TAG Pipeline System“ (TAG 2022/01) zudem die Umrüstung eines Leitungsstrangs zwischen der italienisch-österreichischen und der österreichisch-slowakischen Grenze. Diese Maßnahmen schaffen die strukturellen Voraussetzungen, um Österreich in die internationalen Transportkorridore einzubinden und Importmöglichkeiten zu schaffen.

Einer der zukünftigen Transportkorridore in der EU ist der „South2 Corridor“. Es handelt sich dabei um eine zentrale Route für künftige Importe bzw. Transite aus Nordafrika, die über Italien und Österreich nach Deutschland verlaufen soll. Österreich, Deutschland und Italien unterzeichneten dazu 2024 eine gemeinsame Absichtserklärung, die Anfang 2025 auch von Tunesien und Algerien unterstützt wurde. Der Korridor ist Teil des European Hydrogen Backbone und wird überwiegend durch die Umwidmung bestehender Pipelines realisiert. Mit Ausnahme eines Projekts (GCA 2022/04) wurden alle österreichischen Vorhaben auf die sechste EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse aufgenommen, was ihre Relevanz für den europäischen Markthochlauf unterstreicht.

4.3.2 TRANSFORMATION DES ERDGASNETZES ZUM WASSERSTOFFNETZ

Die Transformation vom Erdgas- zum Wasserstoffnetz soll möglichst kosteneffizient und bedarfsgerecht erfolgen. Dies kann unter anderem erreicht werden, indem möglichst auf bestehende Infrastruktur aus dem Erdgasnetz zurückgegriffen und diese umgewidmet wird. Für die technische Umrüstung und den Neubau von Infrastruktur werden künftig die einschlägigen ÖVGW-Richtlinien herangezogen, welche die Eignung bzw. Voraussetzungen für eine Umwidmung festlegen.

Für den Wasserstoffimport im Jahr 2030 ist im Projekt „H2 Readiness of the TAG Pipeline System“ die 100%ige Umrüstung einer der drei bestehenden TAG-Pipelines mit einer Länge von etwa 380 km vorgesehen. Im Projekt „H2 Backbone WAG + Penta-West“ der GCA ist die Umwidmung von rund 140 km der WAG-Bestandsleitung geplant. Ergänzend dazu sollen mit dem WAG-Voll-Loop und einer parallelen Leitung entlang der Penta-West insgesamt rund 200 km Neubau entstehen, um den Lückenschluss im WAG-System herzustellen und Wasserstoffkapazitäten parallel zum bestehenden Erdgasnetz zu schaffen.

Im Verteilergebiet wird ebenfalls ein hoher Anteil an Umwidmungen von bestehenden Netzen angestrebt. Dabei kann es zur Errichtung von Methan-Ersatzleitungen kleinerer Dimension kommen, um die Versorgungssicherheit der Erdgaskunden zu gewährleisten, die auch auf Fernleitungsebene eine Grundvoraussetzung bleibt.

4.3.3 AUFBAU NEUER WASSERSTOFFNETZINFRASTRUKTUR

Der Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur in Österreich umfasst neben der Umwidmung geeigneter bestehender Erdgasleitungen auch die Planung und Errichtung neuer Leitungen. Zentrale Grundlage dafür sind die österreichische und europäische Wasserstoffstrategie, die einen effizienten Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren und den Aufbau eines nationalen wie internationalen Marktes vorsehen. Für Österreich sind bis 2030 1 GW nationale Elektrolysekapazität geplant. Da Österreich damit seinen zukünftigen Bedarf nur teilweise selbst decken kann, wird langfristig ein hoher Importanteil erforderlich sein.

4 INFRASTRUKTUR

Eine wesentliche Rolle dabei spielt der „South2 Corridor“, der den Import kostengünstigen grünen Wasserstoffs aus Nordafrika über Italien ermöglicht und Österreich gleichzeitig in den „European Hydrogen Backbone“ integriert. Die Beschaffenheit des transportierten Wasserstoffs ist bereits in der ÖVGW-Richtlinie H B100 definiert, die Qualitätsanforderungen für Verteilnetze festlegt. Ergänzend ist der Anschluss an Speicherinfrastruktur, wie etwa die im H₂ Startnetz in Oberösterreich, notwendig, um Flexibilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die ersten Wasserstoffcluster werden sich gemäß den eingereichten Planungsprojekten in Oberösterreich (H₂ Startnetz OÖ) und in Niederösterreich (H₂ Collector Ost) entwickeln. Sie dienen als initiale Versorgungszentren für industrielle Abnehmer, wobei der Wasserstoff über Leitungen bzw. Speicher bereitgestellt wird. In Niederösterreich wird zudem erneuerbare Stromerzeugung zur Versorgung von Elektrolyseuren genutzt, um insbesondere die petrochemische Industrie im Südosten Wiens bedarfsgerecht beliefern zu können. Laut integriertem österreichischem Netzinfrasturkturplan und LFIP ist bis 2030 zusätzlich eine Wasserstoffversorgung der steirischen Industrie über die Fernleitung vorgesehen. Von 2040 bis 2050 soll sich das Wasserstoffnetz auf ganz Österreich ausweiten, um auch den restlichen Bedarf an erneuerbaren Energien zu decken und Resilienzen zu bilden.

4.4 Sektorübergreifende Planung

Die fortschreitende Dekarbonisierung erfordert erhebliche Investitionen in die Energieinfrastruktur. Eine effiziente und sektorübergreifende Planung der Energieinfrastrukturen soll sicherstellen, dass notwendige Investitionen rasch und kosteneffizient umgesetzt werden. Die E-Control setzt sich deshalb für die Optimierung der sektorübergreifenden Planung ein, um Synergieeffekte und Flexibilitätspotenziale bestmöglich zu nutzen.

Auf europäischer und nationaler Ebene existieren verschiedene Planungsinstrumente, die den zukünftigen Bedarf prognostizieren. Diese Instrumente unterscheiden sich jedoch in ihren Zielsetzungen und basieren auf unterschiedlichen Szenarien und Annahmen. Für eine erfolgreiche Energiesystemwende ist daher ein konsistenter und harmonisierter Szenariorahmen unerlässlich.

In Bezug auf die Infrastrukturplanung liegt der Fokus auf den Strom- und Gasnetzen, die für den Transport über weite Strecken erforderlich sind. Im Jahr 2023 stellte das Bundesministerium für Klimaschutz erstmals den österreichischen integrierten Netzinfrasturkturplan (ÖNIP) vor. Dieser Plan definiert strategische Korridore sowohl für Stromübertragungsleitungen als auch für Wasserstoffpipelines.

Im Jahr 2025 reichten die Netzbetreiber konkrete Projekte zur Genehmigung bei der E-Control ein, die mit dem ÖNIP übereinstimmen. Die E-Control prüft diese Projekte auf technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit.

Für ein zukunftsfähiges Energiesystem ist es notwendig, mit sektorübergreifenden Annahmen und Szenarien zu arbeiten. Künftige Planungen der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze werden auf einem gemeinsamen Szenariorahmen (gemäß Art. 55 Abs. 2 lit. f der EU-Richtlinie 2024/1788) basieren. Im Jahr 2025 brachte die E-Control ihre Expertise ein, um notwendige Anpassungen im Rechtsrahmen zu diskutieren.

Zusätzlich arbeitete die E-Control 2025 mit ACER und anderen nationalen Regulierungsbehörden an einer [Studie](#) zur Verbesserung des Szenariorahmens der EU-weiten Planung der Netzinfrastruktur und der Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen. Der Fokus lag unter anderem auf der Kohärenz mit nationalen Klima- und Energieplänen, der aktiven Stakeholder-Beteiligung sowie der Abstimmung zwischen nationaler und EU-weiter Planung. Die Erkenntnisse dieser Studie bieten wertvolle Impulse für nationale Weiterentwicklungen.

” NETZ- REGULIERUNG “

Entwicklungen driften auseinander

5 NETZREGULIERUNG

Die derzeitige Anreizregulierungssystematik für Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber ist noch für die nächsten Jahre fixiert. Änderungen, z.B. aufgrund des EIWG, sind erst nach Ablauf der derzeitigen Perioden möglich.

Die Netzentgelte für 2026 stabilisieren sich bei Strom mit einem moderaten Anstieg, während die Gasnetzentgelte erneut erheblich steigen.

5.1 Regulierungssystematik

Für Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber kommt das System der Anreizregulierung zur Anwendung. Dadurch werden Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen motiviert. Die aktuellen Regulierungsperioden laufen noch bis Ende 2027 für Gas-Verteilernetzbetreiber und bis Ende 2028 für Strom-Verteilernetzbetreiber (bzw. Ende 2029 für die kostengeprüften Strom-Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh im Kalenderjahr 2008). Mit Ausnahme einzelner potenziell veränderlicher Regulierungsparameter sind die Regulierungssysteme fix und unveränderbar und dementsprechend bis Ende der jeweiligen Regulierungsperiode gültig. Einen Überblick über die Regulierungssysteme in ganz Europa gibt jedes Jahr der [CEER-Bericht „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024“](#).

 **Online-Erweiterung: Details zur Regulierung**

5.2 Netzentgelte 2026

Die Netzentgelte für 2026 sind wieder von teilweise starken Veränderungen bei Kosten- und Mengeneffekten für Strom- und Gasnetze beeinflusst. Anders als im Vorjahr stabilisieren sich die Entgelte für Strom bei einer Erhöhung von rund 1,23%. Für eine weitere Stabilisierung für die Zukunft kann der neue rechtliche Rahmen mit dem EIWG durch eine neue Verrechnungssystematik sorgen, die auf Basis der Belastung des Netzes und nicht auf Basis des jährlichen Verbrauchserfolgt.

Die Gasnetzentgelte erhöhen sich allerdings wieder deutlich mit im Schnitt knapp 20%. Bei den Regulierungssystemen gibt es für 2026 keine inhaltliche Veränderung, weshalb die Entwicklungen auf die laufend aktualisierten Daten für im Wesentlichen Investitionen und Mengenveränderungen zurückzuführen sind.

5.2.1 STROM

Ab 1. Jänner 2025 führten die Änderungen der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) in vielen Netzbereichen zu deutlichen Anstiegen der Entgelte. Ausschlaggebend dafür war vor allem die erstmalige Berücksichtigung geplanter Investitionen, um den erwarteten höheren Investitionsbedarf der Netzbetreiber und rückläufige Bezugsmengen abzubilden, die sich insbesondere in der Niederspannung aufgrund verstärkter Eigenversorgung ergaben. Auch Kosten für den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen und die Inflation wirkten sich erhöhend aus.

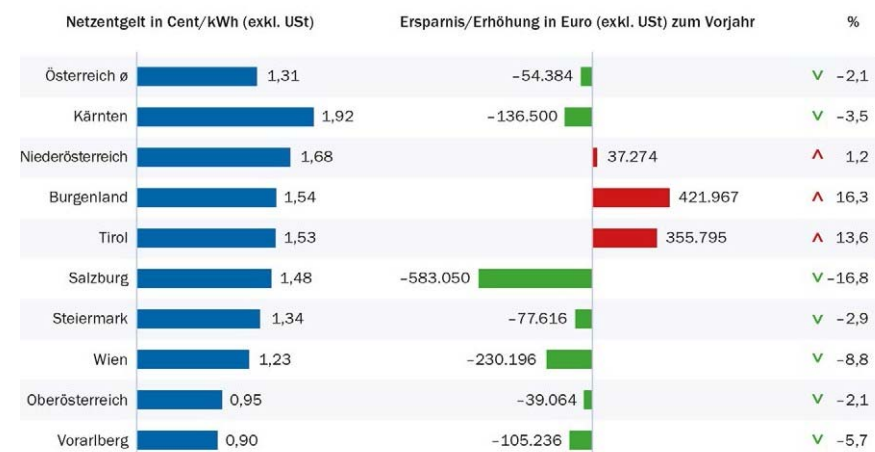
5 NETZREGULIERUNG

Mit den Entgelten ab 1. Jänner 2026 werden die bestehenden Regulierungsmodelle fortgeführt. Weiter steigende Investitionen führen in einigen Netzbereichen zu Kostenzuwächsen. Kosten für die Abwicklung des Anschlusses erneuerbarer Anlagen werden neben den Investitionskosten berücksichtigt. Diese werden durch das sehr niedrige Netzzutrittsentgelt gemäß ElWOG 2010 nicht abgedeckt und führen zu entsprechenden Erhöhungen. Zusätzlich werden erstmals Kosten für die Abwicklung von Daten für Energiegemeinschaften in Höhe von 35 € pro teilnehmendem Zählpunkt berücksichtigt. Energiegemeinschaften erhalten teilweise vergünstigte Netzentgelte, und eigene Entgelte für die zusätzlichen Leistungen darf die Behörde nicht festsetzen. Stattdessen werden diese Kosten von der gesamten Zahlergemeinschaft beglichen. Aufgrund der geringen Anzahl der Gemeinschaften wirken sich diese Kosten derzeit kaum auf die Netzentgelte aus, für die Zukunft ist dies aber nicht ausgeschlossen.

Die Kostenveränderungen führen zu moderaten Entgeltsteigerungen in einigen Netzbereichen, meist geringer als im Vorjahr. Die größten Anstiege verzeichnen Burgenland und Tirol aufgrund zusätzlicher Investitionen. In Kärnten, Klagenfurt, Steiermark, Graz, Wien und Vorarlberg sinken die Entgelte leicht. In Salzburg und im Kleinwalsertal kommt es zu stärkeren Reduktionen. Im Kleinwalsertal liegt dies an geringeren vorgelagerten Netzkosten aus Deutschland, in Salzburg an der allgemeinen Kosten- und Mengenentwicklung des Landesnetzbetreibers. Die jährliche Pauschale für „nicht leistungsgemessene“ Entgelte auf Netzebene 7 wird von 48 € auf 54 € erhöht. Gleichzeitig entfällt die bisherige Unterscheidung in Sommer- und Wintertarife, da ein generell vergünstigter Strombezug in diesen Zeiten nicht mehr kostenorientiert begründbar ist. Um den starken

Einspeisespitzen um die Mittagszeit im Sommer entgegenzuwirken, wird in diesem Zeitraum automatisch ein reduziertes Entnahmeentgelt von 80% des Basiswertes verrechnet, sofern die Netzbetreiber über die notwendigen Daten verfügen. Zu den anderen Zeiten erfolgt die Verrechnung mit dem regulär gültigen Arbeitspreis.

Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2026 Jahresstromverbrauch 195.000.000 kWh, Netzebene 3



Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2025

Abbildung 10

Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2026
Jahresstromverbrauch 9.000.000 kWh, Netzebene 5



Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2025

Abbildung 11

Zur Förderung entnahmeseitiger Flexibilität können Entnehmer der Netzebenen 3 und 4 ihre Netzkosten senken, wenn sie dem Netzbetreiber Flexibilität bereitstellen und die Netze gleichmäßiger auslasten. Bei Nicht-Einhaltung der Vereinbarungen wird ein deutlich höheres Entgelt angewandt. Die Einhaltung wird monatlich überprüft. Bewährt sich das System, kann es künftig auf andere

Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2026
Jahresstromverbrauch 3.500 kWh, Netzebene 7 – nicht gemessen



Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2025

Abbildung 12

Netzebenen ausgeweitet werden. Bei Gefahr kritischer Netzrestriktionen kann der Netzbetreiber vorab eine fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe verlangen und diese im Bedarfsfall zur Beherrschung und Vermeidung kritischer Situationen nutzen.

Die Auswirkungen der neuen Entgelte ab 1. Jänner 2026 sind in den folgenden Abbildungen anhand Musterkunden dargestellt. Ein Industriekunde auf Netzebene 3 mit einem Jahresstromverbrauch von 195.000 MWh spart 2026 mehr als 54.000 € (s. Abbildung 10). Ein Kunde auf Netzebene 5 mit 9.000 MWh Jahresstromverbrauch zahlt knapp 2.200 € mehr (s. Abbildung 11). Ein Musterhaushalt auf Netzebene 7 mit 3.500 MWh Jahresverbrauch hat inklusive Umsatzsteuer jährliche Mehrkosten von 4,90 €, also 41 Cent pro Monat (s. Abbildung 12).

5.2.2 GAS

Im Bereich der Fernleitung setzt sich der Trend rückläufiger Kapazitätsbuchungen auch für das Entgeltjahr 2026 fort. Durch die im Vorjahr eingeführte Übertragung des Mengenrisikos auf das Netznutzerkollektiv führen sinkende Buchungen weiterhin zu steigenden Netznutzungsentgelten im Fernleitungsnetz.

Die im Vorjahr umgestellte Referenzpreismethode wird auch 2026 angewendet, was zu deutlichen Erhöhungen der Entgelte führt. Die Exit-Entgelte steigen um rund 75%, die Entry-Entgelte einheitlich um rund 100%. Dieser Aufwärtstrend setzt sich im Inland fort. Die Netzentgelte für 2026 steigen in allen Verteilnetzbereichen. Das derzeitige Regulierungssystem für die Laufzeit 2023 bis 2028 bietet zwar grundsätzlich stabile Rahmenbedingungen, jedoch wirken insbesondere Inflationseffekte und Anpassungen über das Regulierungskonto kostenerhöhend. Zusätzlich reduziert der Rückgang der Abgabemengen die sogenannte Tarifierungsmenge. Die damit verbundenen Mindererlöse werden über das Regulierungskonto ausgeglichen, was die Kosten weiter steigen lässt.

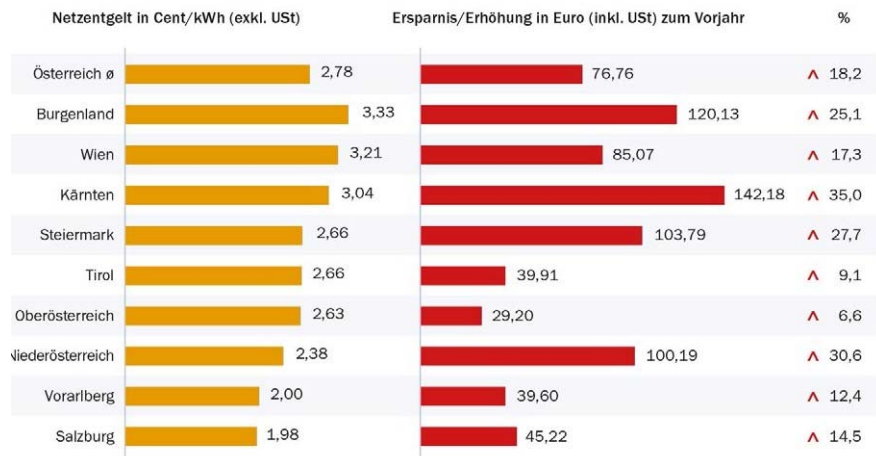
Die geänderte Risikoübernahme im Fernleitungsnetz führt auch zu höheren Gesamtkosten für Kund:innen. Alle Netzbereiche im Marktgebiet Ost sind von steigenden vorgelagerten Netzkosten betroffen. Es ist zu erwarten, dass diese Entwicklung künftig zu weiteren Entgelterhöhungen führen wird.

Im Bundesdurchschnitt erhöht sich das Netznutzungsentgelt auf Netzebene 3, auf der Haushalte angeschlossen sind, um 18,2% gegenüber dem Vorjahr (s. Abbildung 13). Besonders stark steigen die Entgelte im Burgenland, in Kärnten, in der Steiermark und in Niederösterreich, während Oberösterreich und Tirol geringere Anpassungen verzeichnen. Hauptursachen sind der signifikante Mengenrückgang und die Vereinheitlichung der Kostenwälzung, die zu Umverteilungen führen. Die Harmonisierung der Wälzungsparameter für Netzebene 1 sowie die Vereinheitlichung der Spitzenlastermittlung für Netzebenen 2 und 3 bewirkten zusätzliche Verschiebungen zwischen und innerhalb der Netzbereiche.

Auch die Pauschale für nicht leistungsgemessene Kund:innen wurde von 48 € auf 60 € pro Jahr angepasst. Diese Änderung folgt der allgemeinen Entgelterhöhung, während der Arbeitspreis weniger stark angehoben wird.

Auf Netzebene 2 zeigen sich vergleichbare Entwicklungen wie auf Netzebene 3. In allen Netzbereichen steigen die Entgelte. Im Durchschnitt erhöhten sie sich um 26,8% (s. Abbildung 14). Treiber sind der Mengenrückgang im Inland sowie die aktualisierten Fernleitungsentgelte, die die Kosten für diese Netzebene deutlich steigerten. Besonders ausgeprägt ist der Anstieg im Burgenland, in

Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2026
Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3



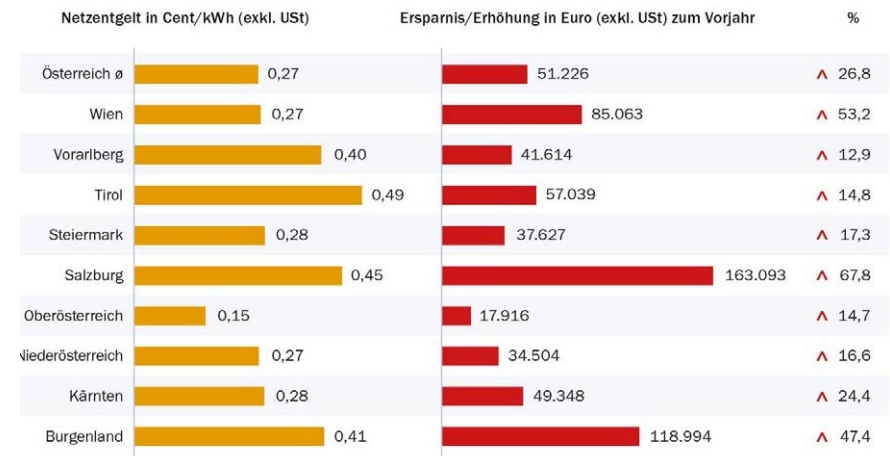
Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2025

Abbildung 13

Wien und in Salzburg, wo sowohl stark gestiegene gewälzte Kosten als auch eine rückläufige Tarifierungsmenge zu höheren Entgelten führen.

Mit der Novelle 2026 der GSNE-VO 2013 wird zudem eine Harmonisierung im Bereich der Entgeltzonen vorgenommen. Die Zonen D, E und F werden zusam-

Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2026
Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 2



Quelle: E-Control; Stand: Dezember 2025

Abbildung 14

mengeführt, um die Anzahl der Entgeltkomponenten zu reduzieren und den Entwicklungen in vielen Netzbereichen Rechnung zu tragen.

” PREIS- ENTWICKLUNGEN “

*Allmähliche Erholung
am Haushaltsmarkt*

6 PREISENTWICKLUNGEN

Im Jahr 2025 prägten volatile Märkte und strukturelle Anpassungen den Großhandel für Strom und Gas sowie den Haushaltmarkt. Das Strompreisniveau stieg im Spotmarkt im Vergleich zum Jahr 2024, auf den Terminmärkten wird jedoch von geringeren Preisen in den Folgejahren ausgegangen. Die Gaspreise reagierten stark auf Witterung, Nachfrage und geopolitische Entwicklungen, wobei insbesondere die Versorgungssituation über Österreich eine zentrale Rolle spielte.

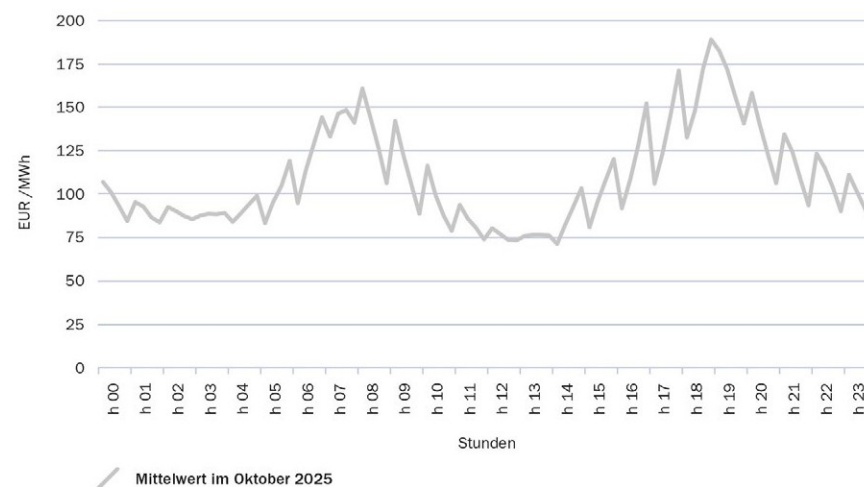
Auf dem Haushaltmarkt erholte sich die Zahl der Stromangebote, die Preise gingen insgesamt zurück, doch die Marktstruktur blieb in vielen Gebieten konzentriert. Das erweiterte Preismonitoring und die Kooperation der E-Control mit der Bundeswettbewerbsbehörde lieferten detaillierte Einblicke in Preise, Produkte und Wettbewerb, auf deren Basis Empfehlungen für mehr Transparenz und fairen Wettbewerb entwickelt und bereits teilweise umgesetzt wurden.

6.1 Großhandelspreise Strom

Die Entwicklung im Stromgroßhandel des Jahres 2025 zeigte ein verändertes Marktumfeld. Nach einem Jahr 2024 mit überdurchschnittlicher erneuerbarer Erzeugung waren die Marktteilnehmer 2025 über weite Phasen mit geringerer Erzeugung aus Wasserkraft konfrontiert. Unter diesen Bedingungen stieg das Preisniveau im physischen Spotmarkt für österreichische Lieferung gegenüber dem Vorjahr um etwa 20%. Die E-Control beobachtete dabei ein ausgeprägt

variables Preisgeschehen, das typisch für den Spotmarkt ist und sich aus den fortlaufenden Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage ergibt. Ein deutliches Bild ergaben die Segmente Day-ahead und Intraday, die zwar grundsätzlich stark korrelieren, aber immer wieder deutliche Unterschiede im Preisniveau aufweisen. Diese Abweichungen entstehen vor allem dann, wenn unvorhergesehene Ereignisse oder fehlerhafte Prognosen die kurzfristige Marktlage beeinflussen.

Viertelstundenprofil der Day-ahead-Preise nach MTU-Umstellung



Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnung; Stand: November 2025

Abbildung 15

6 PREISENTWICKLUNGEN

Trotz der wachsenden Bedeutung des Intraday-Handels bleibt das Ergebnis der grenzüberschreitenden Day-ahead-Auktion weiterhin der gängigste Indikator für den Spothandel.

Ein zentrales Thema war die Umstellung der Day-ahead-Marktkopplung auf eine viertelstündliche Market Time Unit ab dem 1. Oktober 2025. Sie sorgt für Ergebnisse auf jener Granularität, die auch in anderen Markt- und Planungsprozessen üblich ist. Die ersten Erfahrungen mit den neuen Preisen zeigten deutliche Unterschiede zwischen einzelnen Viertelstunden einer Stunde, was auf die dynamischen Erzeugungsmuster der erneuerbaren Energien, aber eine weiterhin stundenweise Vermarktung vieler Kraftwerke hinweist. Diese neuen Strukturen eröffneten zusätzliche Handelsmöglichkeiten, deren Nutzung künftig genauer zubeobachtet werden wird (s. Abbildung 15).

Im Gegensatz zum Spotmarkt spiegeln die Terminmärkte die Erwartungen der Marktteilnehmer für die kommenden Jahre wider. Die Preise für Stromlieferungen im Jahr 2026 erreichten im Februar ihren Höchststand, beeinflusst durch gestiegene Gaspreise. Zum Jahresende bewegten sie sich jedoch deutlich nach unten. Die am Markt gehandelten Preise für Lieferungen in den Jahren 2026 und 2027 lagen damit spürbar unter dem realisierten Spotniveau des Jahres 2025. Die Marktteilnehmer gingen also von einem weiter sinkenden Preisniveau im Stromgroßhandel aus.

Insgesamt betrug das realisierte Spotpreisniveau im Jahr 2025 99 €/MWh Base. Auf den Terminmärkten erreichten die Year-ahead-Produkte für das Jahr

Entwicklung der Terminmarktpreise im börslichen Handel 2025



Abbildung 16

2026 ihre höchsten Preise von 104 €/MWh Base und 114 €/MWh Peak im Februar. Zum Jahresende lagen die Werte bei 92 €/MWh Base und 95 €/MWh Peak. Die gehandelten Preise für Lieferungen im Jahr 2027 lagen bei 88 €/MWh Base und 92 €/MWh Peak (s. Abbildung 16).

Zusammenfassend zeigte das Handelsjahr 2025 ein anspruchsvolles Marktumfeld mit hoher Volatilität und wichtigen strukturellen Anpassungen. Die beobachteten Entwicklungen werden auch die kommenden Jahre prägen.

 **Online-Erweiterung: Spotpreise im Jahresverlauf**

6.2 Großhandelspreise Gas

Die Heizperiode 2024/2025 verlief deutlich kälter als im außergewöhnlich milden Winter 2023/2024. Dadurch stieg die Nachfrage nach Heizgas spürbar an und die österreichischen Speicher wurden stärker genutzt. Ende Februar lag der Speicherstand bei rund 52% und damit auf einem Wert, der dem Durchschnitt der letzten Jahre entsprach. Im sehr warmen Winter 2023/2024 war der Verbrauch wesentlich geringer gewesen, weshalb die Speicher damals zu etwa 80% gefüllt geblieben waren. Diese nun wieder normalisierte, aber weiterhin solide Versorgungssituation prägte das Gasmarktumfeld des Jahres 2025.

Im ersten Quartal 2025 kam es zu ausgeprägten Preisschwankungen. Am Handelspunkt Central European Gas Hub (CEGH) erreichte das Day-ahead-Produkt am 10. Februar seinen Jahreshöchstwert von 60,38 €/MWh. Ein wesentlicher Grund dafür war die geringe Stromeinspeisung aus Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft, wodurch Gaskraftwerke häufiger zur Stromerzeugung eingesetzt wurden und die Gasnachfrage stieg. Parallel wirkten geopolitische Faktoren

auf das Marktgeschehen. Diskutiert wurde unter anderem die Aussicht auf ein mögliches Friedensabkommen mit Russland, das bei einigen Marktteilnehmern Hoffnungen auf zusätzliche Pipelineimporte auslöste.

Im weiteren Jahresverlauf zeigten sich die Großhandelspreise weitgehend stabil (s. Abbildung 17). Im zweiten und dritten Quartal bewegten sie sich in einem

Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel



Quelle: ICIS Heren; Stand: Jänner 2026

Abbildung 17

6 PREISENTWICKLUNGEN

engen Korridor, ohne dass fundamentale Faktoren den Markt klar nach oben oder unten lenkten. Kurzfristige Preisimpulse ergaben sich vor allem aus geopolitischen und politischen Nachrichten. Dazu zählten Meldungen zum Russland-Ukraine-Konflikt, handelspolitische Ankündigungen der USA sowie Diskussionen über den europäischen Ausstieg aus LNG-Lieferungen aus Russland.

Über das Jahr hinweg blieb Februar 2025 der teuerste Monat am Spotmarkt. Der durchschnittliche Day-ahead-Preis am CEGH lag bei 52,36 €/MWh, der höchste Wert bei 60,38 €/MWh. Der niedrigste Preis wurde am 10. Dezember mit 29,46 €/MWh erreicht. Insgesamt blieben die Gaspreise im Jahr 2025 höher als im Vorjahr, von Mai bis August sogar höher als 2023. Ab September war jedoch eine rückläufige Entwicklung zu beobachten, sodass die durchschnittlichen Day-ahead-Preise in den Herbstmonaten unter den Vergleichswerten der beiden Vorjahre lagen. Der günstigste Monat war der Dezember mit 30,44 €/MWh.

Am Terminmarkt standen zu Jahresbeginn vor allem die Produkte für den Sommer 2025 im Fokus. Sie wurden teurer gehandelt als die Winterprodukte 2025/2026, was der üblichen saisonalen Struktur widersprach. Auch am niederländischen TTF zeigte sich ein ähnliches Muster. Insgesamt ging die Differenz dann im Laufe des Frühjahrs zurück. Hintergrund dieser Entwicklung waren geopolitische Unsicherheiten, die insbesondere die Sommerprodukte beeinflussten. Vor diesem Kontext gewann die Diskussion über flexiblere Speicherziele an Bedeutung, da eine Lockerung der Vorgaben potenziell preisdämpfend wirken kann.

Für den Winter 2025/2026 nimmt Österreich erneut eine zentrale Rolle im europäischen Gastransit ein. Seit dem Ausfall der russischen Pipelineflüsse über die Ukraine haben sich die Transportströme stark verschoben. Gas, das am Knoten Baumgarten ankommt, stammt nun überwiegend aus westlichen Quellen wie Deutschland, Italien und den LNG-Terminals Nordwesteuropas. Gleichzeitig stieg der Importbedarf der Ukraine aufgrund fortgesetzter Angriffe auf deren Energieinfrastruktur. Dadurch wurde die Route über den österreichisch-ungarischen Korridor wichtiger.

Diese Veränderungen spiegelten sich auch in den regionalen Preisrelationen wider. Der Day-ahead-Preis am CEGH lag im Vergleich zum deutschen THE im Jahresdurchschnitt um 1,77 €/MWh höher, mit besonders deutlichen Differenzen in den Monaten Mai bis August. Gegenüber dem niederländischen TTF ergab sich ein durchschnittlicher Aufpreis von 2,79 €/MWh. Damit lagen die Preisaufschläge klar über den Werten des Vorjahres.

Insgesamt zeigten die europäischen Gasmärkte 2025 ein dynamisches Bild, das stark von Witterung und geopolitischen Entwicklungen geprägt war.

 **Online-Erweiterung: LNG-Preise, Kohle-, Öl- und CO₂-Preise**

6.3 Haushaltmarkt

Im Jahr 2025 zeigte sich eine deutliche Erholung des österreichischen Strom- und Gasmarkts nach den vorhergehenden Krisenjahren. Die Anzahl der Strom-Neukund:innenangebote stieg wieder auf nahezu Vorkrisenniveau, während die Zahl der österreichweit tätigen Lieferanten stabil blieb, jedoch weiterhin auf niedrigerem Niveau als im Vergleich zu vor der Krise. Im Gasbereich blieben die Neukund:innenangebote unter dem Vorkrisenniveau, und auch die Zahl der Anbieter war geringer. Die Preise für Haushaltskund:innen entwickelten sich insgesamt rückläufig, sowohl im Strom- als auch im Gasbereich, wobei sich das Preisspektrum deutlich verengte.

Das erweiterte Preismonitoring und die Kooperation der E-Control mit der Bundeswettbewerbsbehörde lieferten umfassende Einblicke in die Angebots- und Wettbewerbssituation. Insbesondere die Analysen der Taskforce zeigten, dass die Märkte in Versorgungsgebieten weiterhin von etablierten Anbietern dominiert werden. Auf dieser Basis wurden Empfehlungen für mehr Transparenz und Wettbewerb entwickelt.

6.3.1 LIEFERANTEN, ANGEBOTE, HAUSHALTSPREISE UND WECHSELZAHLEN

Im Strombereich hat sich die Anzahl der Neukund:innenangebote im Vergleich zu 2024 deutlich erholt und liegt wieder nahe dem Vorkrisenniveau. Auch die Zahl der Spotmarktprodukte ist seit deren Aufnahme in den Tarifikalkulator im Oktober 2022 merklich gestiegen und betrug mit Jahresende rund 18 Produkte.

Die Zahl der österreichweit tätigen Stromlieferanten war 2025 mit bis zu 40 Anbietern wieder relativ stabil. Drei österreichweite Lieferanten kamen hinzu, fünf sind jedoch ausgetreten oder haben ihren Austritt bis Jahresende angekündigt. Das Vorkrisenniveau mit bis zu 56 österreichweit tätigen Stromlieferanten wurde 2025 noch nicht wieder erreicht, der Markt hat sich jedoch seit dem Tiefststand im Oktober 2022 deutlich erholt.

Im Gasbereich bleibt die Zahl der Neukund:innenangebote im Vergleich zum Vorkrisenniveau etwa halbiert. 2025 wurden bis zu 61 Produkte angeboten, und bis zu 15 Lieferanten waren österreichweit aktiv. Ein neuer Anbieter trat in den österreichweiten Markt ein.

Die Entwicklung des Medians der Neukund:innenprodukte im Tarifikalkulator war 2025 relativ stabil. Im Dezember lagen die Preise bei rund 16 Cent / kWh im Strombereich und bei rund 6 Cent / kWh im Gasbereich. Damit blieben sie deutlich unter den Spitzenwerten von September 2022, die bei 65 Cent / kWh für Strom und 31 Cent / kWh für Gas lagen.

Das gewichtete Mittel der Hauptprodukte der größten angestammten Anbieter betrug 2025 im Gasbereich rund 6 Cent / kWh. Im Strombereich sank das gewichtete Mittel der 13 größten angestammten Anbieter mit Oktober 2025 und lag Ende des Jahres bei rund 14 Cent / kWh (s. Abbildung 18).

Entwicklung der Energiepreise für Haushalte

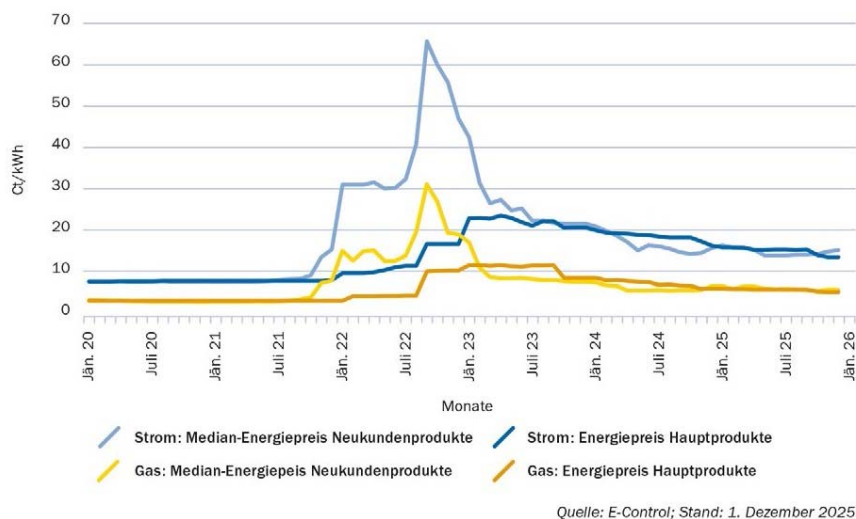


Abbildung 18

Die Wechselraten stiegen bei Strom auf 5,4% (Vorjahr 4,7%) und sanken bei Gas auf 6,3% (Vorjahr 6,5%). Damit liegen sie für Österreich auf einem hohen Niveau, europaweit aber weiterhin im unteren Mittelfeld. Die Marktkonzentration nach Netzgebieten und der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) blieben 2025 konstant hoch.

[Online-Erweiterung: Grafiken zu Neukund:innenangeboten für Strom und Gas](#)

6.3.2 PREISMONITORING FÜR STROM

Seit 20. August 2024 stehen erstmals Daten aus dem seit 1. Jänner 2024 geltenden § 5 Abs. 6 der Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung (EMo-V) 2022 zur Verfügung. Ziel des neu hinzugefügten Absatzes ist es, detailliertere Einblicke in die Preis- und Produktsituation von Endkund:innen zu erhalten. Alle Lieferanten, die Verbraucher:innen gemäß § 1 Abs. 1 Z 2 Konsumentenschutzgesetz (KSchG) sowie Kleinunternehmen nach § 7 Abs. 1 Z 33 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) 2010 beliefern, müssen nach Produkten aufgeschlüsselt u. a. Preiskomponenten, Produktkategorie und die Anzahl der Kund:innen melden, die das jeweilige Produkt beziehen. Dadurch entsteht erstmals eine umfassende Übersicht der tatsächlich bezogenen Produkte.

Die Auswertung der Daten zeigt, dass der Arbeitspreis des gewichteten Mittels der Hauptprodukte gut geeignet ist, um den tatsächlichen durchschnittlichen Arbeitspreis aller österreichischen Haushaltskund:innen abzuschätzen. Im Rahmen des erweiterten Preismonitorings kann ein stichtagsbezogener, gewichteter Arbeitspreis an vier Terminen pro Jahr berechnet werden. Die Auswertung von Jänner 2024 bis April 2025 zeigt einen deutlichen Rückgang der Arbeitspreise um rund 8 Cent/kWh. Gleichzeitig nahm die Streuung der Arbeitspreise ab. Während im Jänner 2024 noch eine relevante Anzahl von Verbraucher:innen zwischen 10 und 42 Cent/kWh zahlte, lag die Spanne im April 2025 nur noch zwischen 10 und 20 Cent/kWh. Am 15. April 2025 zahlten über eine Million österreichische Verbraucher:innen einen

Arbeitspreis für Österreich und Verteilung der Verbraucher:innen

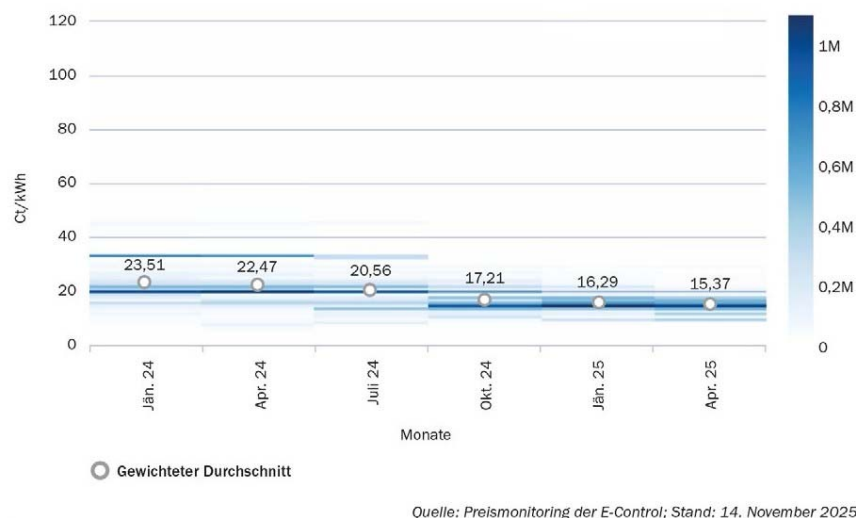


Abbildung 19

Arbeitspreis von rund 15 Cent / kWh, der gewichtete Durchschnittspreis lag bei 15,37 Cent / kWh (s. Abbildung 19).

Das erweiterte Preismonitoring ermöglicht zudem Aussagen zu den tatsächlich kontrahierten Produktkategorien. Im April 2025 handelte es sich bei etwa 90%

der Neu- und Bestandskund:innenprodukte von Haushalten um Festpreisprodukte mit oder ohne Preisgarantie, etwas mehr als 6% waren Floater, über 3% Time-of-Use-Produkte und 1% Spotmarktprodukte. Ein Vergleich mit dem Neukund:innenangebot im Tarifikalkulator zeigt Abweichungen. Das Angebot im Tarifikalkulator weist einen höheren Anteil an Spotmarktprodukten, Floatern und Time-of-Use-Produkten und dafür einen geringeren Anteil an Festpreisprodukten auf.

6.3.3 TASKFORCE MIT DER BWB ZUM THEMA WETTBEWERB

Im Jahr 2022 führten Marktverwerfungen zu einer Initiative der E-Control und der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB). Im Januar 2023 starteten die beiden Institutionen eine gemeinsame Taskforce zur Untersuchung des österreichischen Strom- und Gasmarkts. Nach zwei Zwischenberichten wurde im Juni 2025 der [Abschlussbericht](#) veröffentlicht und die Arbeit der Taskforce vorerst abgeschlossen.

Die Analysen zeigten, dass die Preis- und Angebotssituation im Juni 2025 weiterhin nicht das Vorkrisenniveau erreicht hatte. Kund:innen in Österreich waren nach wie vor höheren Preisen und einem eingeschränkten Angebot an Lieferanten und Produkten ausgesetzt. Die Wechselzahlen erholten sich leicht, blieben jedoch im europaweiten Vergleich niedrig. Zudem stellte der Bericht fest, dass sich der Strom- und Gasmarkt in Österreich auf Ebene der Versorgungsgebiete abgrenzen lässt. Die Incumbents, also jene Lieferanten, die vor der Liberalisierung das Gebietsmonopol innehatten, halten in ihren angestammten Netzgebieten hohe Marktanteile und dominieren somit den lokalen Markt.

Auf Basis der Analysen aus den Zwischen- und Abschlussberichten formulierten die E-Control und die BWB zehn Empfehlungen zur Belebung des Wettbewerbs und zur Förderung von Transparenz auf dem Strom- und Gasmarkt:

1. Einführung eines Best-Practice-Modells für die transparente Produktbezeichnung und -gestaltung
2. Eine monatliche Rechnung für eine regelmäßige und transparente Kostenübersicht
3. Förderung von Spotmarktprodukten zur Flexibilisierung der Nachfrage
4. Definition klarer Sanktionskompetenzen gegen Preismanipulation (in Krisenzeiten)
5. Aufbau einer Datenbasis zur zielgerichteten Unterstützung von Endkund:innen (in Krisenzeiten)
6. Krisenfitte Energiegesetze
7. Begrenzung und Entflechtung von Kreuzbeteiligungen im Energiesektor
8. Einführung einer Blacklist bzw. eines Fairnesskatalogs für Strom- und Gaslieferanten
9. Rascher Beschluss des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG)
10. Verlängerung des Gesetzes zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen

Seit der Veröffentlichung des Abschlussberichts arbeiten die E-Control und die BWB gemeinsam an der Umsetzung von Punkt 8. Ziel ist es, dass Lieferanten sich zu einem wettbewerbsfreundlichen und transparenten Marktverhalten verpflichten, das über die gesetzlichen Vorgaben hinausgeht. Der Fairnesskatalog wurde noch vor Jahresende zur [Konsultation](#) mit der Branche veröffentlicht und wird voraussichtlich im Februar 2026 fertiggestellt.

” MARKTREGELN “

*Modernisierung,
Neu-Orientierung und Aufbau*

7 MARKTREGELN

Im Jahr 2025 wurden die Marktregeln in Österreich umfassend weiterentwickelt, um die Digitalisierung, Flexibilisierung und europäische Integration von Strom-, Gas- und Wasserstoffmärkten voranzutreiben.

7.1 Strommarkt

Die Strommarktregeln und der regulatorische Rahmen in Österreich haben sich 2025 deutlich weiterentwickelt, um den zunehmenden Anforderungen eines digitalisierten und flexibilisierten Stromsystems gerecht zu werden. Wichtige Änderungen betrafen die TOR Netzzurückwirkungen, neue Kategorien für Netzbewerber sowie die Regulierung von Aggregatoren, die dezentrale Flexibilität am Markt bündeln. Parallel wurden die Marktkommunikation, Fahrpläne und der Datenaustausch modernisiert, während europäische Vorgaben den Zugang zu Endkund:innendaten und die Interoperabilität von Systemen weiter voranbringen. Der geplante EU-Netzkodex zur Laststeuerung zielt darauf ab, flexible Anlagen umfassend in die Strommärkte zu integrieren und standardisierte Prozesse für Marktteilnehmer zu schaffen. Vorbereitungen für den 24-Stunden-Wechsel wurden bereits getroffen.

Darüber hinaus spielten Batteriespeicher, Hybridanlagen und der Regelreservemarkt eine zentrale Rolle für Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Die E-Control setzte sich 2025 für einheitliche Rahmenbedingungen und klare Regeln

ein, um administrative Hürden zu reduzieren und die Marktintegration zu verbessern. Auch die Umsetzung europäischer Vorgaben, wie die Strommarktintegration und der Cybersecurity-Netzkodex, standen im Fokus, um die Resilienz kritischer Infrastruktur zu stärken und die Zusammenarbeit auf EU-Ebene zu vertiefen. Insgesamt verdeutlicht das Jahr 2025 den zunehmenden Einfluss regulatorischer Anpassungen auf die Effizienz, Flexibilität und Sicherheit des österreichischen Strommarkts.

7.1.1 STROMMARKTREGELN

Die aktuellen Entwicklungen im regulatorischen Rahmen zeigen, wie stark sich Marktstrukturen, Datenaustauschprozesse und Anforderungen an Netz und Marktakteure weiterentwickeln. Im Jahr 2025 standen die Überarbeitung technischer Vorgaben, neue Kategorien für Netzbewerber, der Ausbau europäischer Regelwerke sowie die Stärkung digitaler Prozesse im Mittelpunkt. Die E-Control war dabei in zentrale Abstimmungen eingebunden und setzte nationale Anpassungen um, die den Einsatz flexibler Anlagen erleichtern, den Datenaustausch modernisieren und die Integration neuer Marktrolle wie Aggregatoren unterstützen.

Gleichzeitig schreitet auf europäischer Ebene die Harmonisierung von Datenzugang, Interoperabilität und Flexibilitätsanforderungen voran. Neue Verordnungen und Netzkodizes schaffen ein einheitlicheres Fundament für die Laststeuerung. Diese Entwicklungen tragen dazu bei, die Energiewende systematisch abzusichern und die Beteiligung unterschiedlichster Akteure am Markt zu erleichtern.

7.1.1.1 TOR Netzzrückwirkungen

Im zweiten Quartal 2025 wurden die TOR Netzzrückwirkungen veröffentlicht und ersetzen die bisherige TOR D2 Version 2.4. Die neue Fassung besteht aus drei Teildokumenten für Nieder-, Mittel- und Hochspannung. Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen werden bei der Beurteilung von Netzzrückwirkungen nun gleichwertig berücksichtigt. Darüber hinaus wurden Verträglichkeits- und Planungspegel, Richtwerte und Proportionalitätsfaktoren angepasst sowie redaktionelle Änderungen vorgenommen.

Mit Mitte August wurden auch die überarbeiteten TOR Verteilernetzanschluss (Version 1.3) veröffentlicht. Sie gelten für alle Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA.

7.1.1.2 Aggregatoren

Aggregatoren bündeln dezentral verteilte Kleinanlagen, um deren Flexibilität im Auftrag der Kunden an Spotmärkte und Märkte für Netz- und Systemdienstleistungen zu vermarkten. Unabhängige Aggregatoren können gemäß EU-Rechtsrahmen ohne Zustimmung der Lieferanten ihrer Kunden tätig sein.

Das ElWG enthält die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Aggregatoren. Gemäß § 23 ElWG haben Kunden das Recht, zusätzlich zu ihrem bestehenden Liefer- oder Abnahmevertrag einen Aggregierungsvertrag abzuschließen. Die §§ 25 und 26 ElWG regeln den Wechsel des Aggregators.

Weitere Bestimmungen finden sich in § 63 ElWG „Last- und Einspeisesteuerung“. Danach legt die Regulierungsbehörde den notwendigen Datenaustausch zwischen Aggregatoren und anderen Marktteilnehmern in den Sonstigen Marktregeln fest und kann den finanziellen Ausgleich zwischen Aggregatoren und Lieferanten per Verordnung regeln.

Auf europäischer Ebene ist der Netzkodex Demand Response in Vorbereitung, der ebenfalls Regelungen für Aggregatoren enthält.

7.1.1.3 SoMa Marktkommunikation, Fahrpläne, Datenaustausch Netzbetrieb

Die sieben Kapitel der sonstigen Marktregeln regeln den Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern, wenn mindestens einer aus dem regulierten Bereich stammt. „Marktkommunikation“ umfasst dabei alle Verfahren zur Abwicklung energiewirtschaftlicher Marktprozesse inklusive Datenformate und Übertragungswege. Die neue Version des Kapitels „Marktkommunikation“, die sich auf die Governance des Datenaustauschs über die EDA-Plattform bezieht, wurde im April 2025 zur Konsultation gestellt. Aufgrund der vorhergesehenen umfangreichen Änderungen nahm das Abstimmungsverfahren etwas länger in Anspruch. Die neue Version dieses Kapitels der sonstigen Marktregeln wurde Ende 2025 veröffentlicht.

Das Kapitel „Fahrpläne“ beschreibt die Umsetzung der SOGL-Datenaustausch-Verordnung für Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Verfügbarkeitsfahrpläne signifikanter Netznutzer. In der Version 6.7, die Anfang Oktober 2025 in Kraft

trat, wird stärker zwischen Handelsfahrplänen für die Bilanzierung und Erzeugungs-/Verbrauchs-/Verfügbarkeitsfahrplänen unterschieden. Zudem wurde die Fahrplanübermittlung durch Zählpunktaggregation vereinfacht.

Der Konsultationsentwurf des neuen Stromkapitels „Datenaustausch Netzbetrieb“ legt die Rahmenbedingungen für die Übermittlung von Echtzeitdaten der signifikanten Netznutzer, Sollwertvorgaben von Wirk- und Blindleistung gemäß TOR und weitere netzbetriebliche Daten fest. Die Konsultation ging mit Anfang Dezember 2025 zu Ende.

7.1.1.4 Netzbenuzterkategorien-Verordnung 2024

Für verschiedene Anwendungsbereiche und Zwecke spielen im energiewirtschaftlichen Datenaustausch die Stammdaten der Netzbenuzter und damit deren Kategorisierung eine wichtige Rolle. Die Anforderungen an die Kategorisierung haben sich in den letzten zehn Jahren durch gravierende Änderungen in der Landschaft des Elektrizitätsmarktes sowie durch europäische Vorgaben verändert. Die technischen und organisatorischen Ausprägungen auf Zählpunktebene als Teil der Stammdaten haben dadurch deutlich an Bedeutung gewonnen, beispielsweise für neue Tarifierungsmodelle, Statistik, Monitoring, Netzsicherheit, Bilanzierung, Prognose und Stromherkunftsnachweise.

Anfang 2025 wurde mit der Novellierung der Netzbenuzterkategorien-Verordnung 2024 (NB-V 2024) der E-Control eine umfassendere Kategorisierung eingeführt als bisher. Die Verordnung sieht eine differenziertere und strukturiertere Kate-

gorisierung der Netzbenuzter nach Netzebenen, Elektrizitäts- und Nicht-Elektrizitätsunternehmen, Zählpunkten mit und ohne Speicheranlagen sowie nach der regionalen Klassifikation des Versorgungsgebietes vor. Für Einspeiser ist eine deutlich detailliertere Kategorisierung vorgesehen, die sich an den Technologie- und Brennstoffcodes der Association of Issuing Bodies (AIB) orientiert, um eine Vereinheitlichung in den relevanten Anwendungsbereichen zu erreichen.

Die Umsetzungsfristen, die für den 1. Juli 2025 und den 1. Januar 2026 vorgesehen sind, beinhalten eine gewisse Übergangszeit. Aus heutiger Sicht und laut Rückmeldungen der Netzbetreiber können diese Fristen nicht eingehalten werden, es besteht jedoch eine Zusage der Netzbetreiber zur schnellstmöglichen Umsetzung.

7.1.1.5 Europäische Ziele und Vorgaben für Daten der Endkunden

Artikel 24 der EU-Stromrichtlinie (Richtlinie 2019/944) überträgt der EU-Kommission die Befugnis zu Durchführungsverordnungen für den Zugang zu Endkund:innendaten. Darunter sind Mess- und Verbrauchsdaten sowie die für Versorgerwechsel, Laststeuerung und andere Dienste erforderlichen Daten zu verstehen. Diese Durchführungsverordnungen sind Teil des EU-Aktionsplans zur Digitalisierung des Energiesystems und sollen die Interoperabilität von Systemen fördern.

Die erste der geplanten Verordnungen betrifft die diskriminierungsfreie Nutzung von Mess- und Verbrauchsdaten sowie die Schaffung eines Referenzmodells für

Interoperabilität im Elektrizitätsmarkt (VO 2023/1162). Sie trat Mitte 2023 in Kraft. Ein gemeinsames Archiv macht nationale Praktiken zugänglich und erleichtert neuen Teilnehmern den Zugang. Die Mitgliedstaaten müssen nationale Praktiken abbilden und aktualisieren.

Weitere Verordnungen sind in Vorbereitung, u. a. zu Daten für den Versorgerwechsel, für die Laststeuerung und zur Interoperabilität von Energiedienstleistungen. Die Entwürfe werden in der Smart Energy Expert Group (SEEG) erarbeitet, an der auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und die E-Control beteiligt sind. Die Gruppe unterstützt die EU-Kommission bei der digitalen Transformation des Energiesystems und bei der Einführung intelligenter Energielösungen.

7.1.1.6 Netzkodex zur Laststeuerung

Die EU-Netzkodizes sind rechtsverbindliche Durchführungsbestimmungen, die den Netzanschluss, den Netzbetrieb und die Strommärkte regeln. Ein derzeit in Ausarbeitung befindlicher Netzkodex für die Laststeuerung zielt auf die umfassende Marktintegration aller flexiblen Anlagen ab, d.h. also regelbarer Stromerzeugungsanlagen, Speicher und flexibler Lasten in sämtliche Elektrizitätsmärkte. Darüber hinaus wird er unter anderem Vorgaben für die Flexibilitätsbeschaffung durch Netzbetreiber enthalten, EU-weite Anforderungen an Netzentwicklungspläne für Verteilernetze definieren sowie Regelungen für das Miteigentum von Netzbetreibern an Energiespeichern und für die Erarbeitung allgemeiner Bedingungen für Flexibilitätsanbieter schaffen.

Der Netzkodex knüpft an bestehende EU-Verordnungen an, die eine marktbasierende Beschaffung von Systemdienstleistungen einschließlich Engpassmanagement, Spannungsregelung und Systemausgleich vorschreiben. Da diese Vorgaben in Österreich bislang noch nicht vollständig in nationales Recht umgesetzt sind, werden die neuen Bestimmungen des Netzkodex auch maßgeblich zur Erfüllung bestehender EU-Anforderungen beitragen.

Der Netzkodex beinhaltet unter anderem „Äquivalenztabelle“ zur Vermeidung redundanter Präqualifikationsverfahren, die Einrichtung eines nationalen „Flexibilitäts-Informationssystems“ zur Standardisierung und Beschleunigung zentraler Prozesse wie Markteintritt, Aggregatorenwechsel oder Registrierung flexibler Einheiten sowie vereinfachte Verfahren für kleinteilige Flexibilitäten wie Ladeeinrichtungen, Solarspeicher oder Wärmepumpen.

Der von den europäischen Netzbetreiberorganisationen ENTSO-E und EUDSO Entity erarbeitete Entwurf des Netzkodex wurde Mitte 2024 an ACER übermittelt. Die anschließende Überarbeitung durch ACER erfolgte in enger Abstimmung mit den nationalen Regulierungsbehörden in einem kontinuierlichen Prozess, in den auch Mitarbeiter:innen der E-Control eingebunden waren. Im September 2024 brachte ACER eine erste überarbeitete Fassung zur Konsultation. Der finale Vorschlag wurde Ende März 2025 an die Europäische Kommission übermittelt. Mit dem Erlass des Netzkodex wird im Jahr 2026 gerechnet.

7.1.2 WECHSELVERORDNUNG

Laut EU-Richtlinien 2019/944 und 2024/1788 darf der technische Vorgang des Wechsels ab 2026 nicht länger als 24 Stunden dauern. Zur Umsetzung plante die Europäische Kommission, eine Durchführungsverordnung samt Referenzmodell für den Wechsel Ende 2025 zu veröffentlichen. Diese war mit Jahresende jedoch noch nicht verfügbar.

Gem. § 76 Abs. 7 ElWOG 2010 und § 123 Abs. 7 GWG 2011 kann die E-Control mittels Verordnung alle maßgeblichen Verfahren für den Lieferanten- bzw. Versorgerwechsel, die Neuanmeldung sowie die Abmeldung regeln. Die E-Control rief bereits im Jahr 2025 eine Arbeitsgruppe ins Leben, in der gemeinsam mit der Branche an der künftigen Wechsel-VO gearbeitet wurde. Dabei liegt der Fokus auf Automatisierungsmöglichkeiten, kürzeren Fristen sowie Praktikabilität im Massenkund:innengeschäft. Zudem sollen manuelle Korrekturingriffe und Fehlerquoten reduziert werden.

Mit dem ElWG ist die Rechtsgrundlage für die Wechsel-VO nun gegeben und es kann eine Finalisierung angestrebt werden.

7.1.3 BATTERIESPEICHER UND HYBRIDANLAGEN

Elektrischen Energiespeichern kommt in einem zunehmend von volatiler Stromerzeugung geprägten Stromsystem eine wichtige Rolle für die Lastdeckung zu. Darüber hinaus können Speicher innerhalb von Kundenanlagen netzwirksame Einspeisespitzen reduzieren und zur Deckung von Lastspitzen beitragen. Hybridanlagen ermöglichen zudem eine effizientere Nutzung bestehender Netz-

anschlusskapazitäten und -infrastrukturen und unterstützen eine raschere Integration erneuerbarer Energie in das Stromsystem. Gerade in Regionen oder Zeiträumen mit knappen Netzanschlusskapazitäten ist das wachsende Interesse an Hybridanlagen daher positiv zu bewerten.

Unklare Rahmenbedingungen und Interpretationsspielräume im bestehenden Rechtsrahmen können jedoch zu Ineffizienzen und Verzögerungen beim Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und elektrischer Energiespeicher führen. Um dem entgegenzuwirken und zweckdienliche Ansätze mit Marktteilnehmern und Stakeholdern abzustimmen, hat die E-Control im März/April 2025 eine öffentliche Konsultation des [Diskussionspapiers „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“](#) durchgeführt. Ziel dieser Konsultation war es, administrative Barrieren für neue Anlagenkonzepte abzubauen, Klarheit für Netzbenutzer zu schaffen und sicherzustellen, dass Speicher hinter dem Zählpunkt sowie Hybridanlagen beim Netzanschluss österreichweit einheitlich behandelt werden.

Insgesamt 23 Stakeholder bzw. Institutionen nahmen die Möglichkeit einer Stellungnahme wahr. Die teils sehr umfangreichen Kommentare zum Konsultationsentwurf werden in die weitere Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für Speicher und Hybridanlagen einfließen. Ermöglicht wird dies durch eine gesetzlich verankerte Festlegungskompetenz in den TOR für Messkonzepte und Berechnungsregeln für virtuelle Zählpunkte (bzw. „Abrechnungspunkte“). Im ElWG findet sich dazu in § 111 eine entsprechende Bestimmung.

7.1.4 REGELRESERVEMARKT

Die Leistungs-Frequenz-Regelung sorgt dafür, dass Erzeugung und Verbrauch im Stromsystem jederzeit im Gleichgewicht bleiben und die Netzfrequenz stabil ist. Dafür stehen unterschiedliche Regelungsstufen zur Verfügung, deren Beschaffung einheitlich durch den Regelzonenführer erfolgt. Anbieter können an den Ausschreibungen teilnehmen, wenn sie die technischen Voraussetzungen erfüllen und einen Rahmenvertrag abgeschlossen haben. Die E-Control setzt dabei die regulatorischen Rahmenbedingungen und begleitet nationale und internationale Entwicklungen.

Die Kosten der Regelreserve wurden 2025 deutlich durch die Preisentwicklung auf den europäischen Plattformen beeinflusst. Besonders hohe Kosten der Sekundärregelenergie traten an einigen Tagen im ersten Halbjahr auf. Nach der Einführung einer Maßnahme zur Begrenzung sehr teurer Aktivierungen durch den Regelzonenführer zur Jahresmitte fielen die Kosten im zweiten Halbjahr spürbar niedriger aus. Insgesamt lagen die Aufwendungen dennoch deutlich über dem Niveau von 2024.

Insgesamt zeigt sich, dass die europäische Zusammenarbeit bei der Regelreserve weiter voranschreitet und für die Versorgungssicherheit immer wichtiger wird.

 **Online-Erweiterung: Funktionsweise, Marktstruktur und europäische Kooperationen zur Leistungs-Frequenz-Regelung**

7.1.5 EUROPÄISCHE STROMMARKTINTEGRATION

Die E-Control war im Jahr 2025 aktiv in regionale Prozesse und Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden involviert. Ein

Schwerpunkt war dabei die weitere Integration der Regionen Core und Italy-North. Die Zusammenlegung der beiden Regionen in die Region Central wird für Österreich weniger komplexe betriebliche Koordination und bessere Prognostizierbarkeit des Übertragungsnetzbetriebes bringen. Nachdem ACER 2024 die Definition der Region Central beschlossen hatte, welche die beiden Regionen vereint, stand 2025 im Zeichen der Erarbeitung der täglichen Kapazitätsberechnungsmethode. Diese wurde von den Regulierungsbehörden der Region einstimmig im September 2025 genehmigt und ist nun durch die Übertragungsnetzbetreiber in Umsetzung. Geplant ist ein Go-Live Anfang 2028. Verbesserungen wurden auch für Intraday- und Langfrist-Kapazitätsberechnungsmethoden entwickelt. Die regional koordinierte Langfristkapazitätsberechnung wird voraussichtlich mit Ende 2026 umgesetzt.

Der Aktionsplan des BMK für die Erfüllung des 70%-Ziels in Österreich lief mit Ende des Jahres 2025 aus. Die E-Control hat die Aufgabe, die Einhaltung des Aktionsplans und der darin definierten Mindestkapazitäten zu überwachen. Sie prüfte daher 2025 auf Basis eines Berichts des Übertragungsnetzbetreibers für 2024 die Einhaltung des linearen Zielerreichungspfades aus dem Aktionsplan für die Regionen Core und Italy-North. Dies konnte bestätigt werden.

Ein Freistellungsantrag des Übertragungsnetzbetreibers für das Jahr 2026 über die begründete Abweichung in erforderlichem Umfang wurde von APG eingebracht. Die wesentlichen Gründe für die Freistellung sind Prognoseunsicherheiten mangels weiterreichender regionaler Koordination, Ringflüsse und Flüsse, die durch Grenzen mit Drittstaaten verursacht werden. Der Antrag wurde regional koordiniert und genehmigt.

7 MARKTREGELN

Die Europäische Kommission nahm 2025 mit Mitgliedstaaten den Komitologieprozess für eine neue Fassung der CACM-Leitlinie wieder auf. Die E-Control wurde dabei vom BMWET in die Entwicklung österreichischer Positionen einbezogen. Diskussionspunkte im Zuge der Überarbeitung sind z.B. die Struktur für die Zusammenarbeit zwischen Strombörsen (NEMOs), die Kapazitätsberechnungsmethoden oder die Governance von Umsetzungsprozessen.

7.1.6 UMSETZUNG DES CYBERSECURITY-NETZKODEX

Der am 13. Juni 2024 in Kraft getretene Cybersecurity-Netzkodex legt sektorspezifische Vorgaben für die Cybersicherheit grenzüberschreitender Stromflüsse fest. Er soll sicherstellen, dass europäische Netzbetreiber Cyberrisiken nach gemeinsamen Standards bewerten, handhaben und melden und damit die Resilienz der kritischen Energieinfrastruktur in der EU stärken.

Da die Bestellung der national zuständigen Behörde gemäß Artikel 4 bis zum 13. Dezember 2024 nicht erfolgte, nimmt die E-Control diese Aufgaben vorläufig wahr. Dazu zählen insbesondere die Identifikation und Benachrichtigung jener Einrichtungen, die an unionsweiten Prozessen mit erheblichen oder kritischen Auswirkungen beteiligt sind. Zudem müssen innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten Vorschläge zu Modalitäten, Methoden und Plänen nach Artikel 8 geprüft und genehmigt werden. Diese umfassen unter anderem:

- > Methoden zur Bewertung des Cybersicherheitsrisikos (Art. 18)
- > die Risikobewertung für grenzüberschreitende Stromflüsse (Art. 23)
- > Mindest- und erweiterte Cybersicherheitskontrollen (Art. 29)

- > Empfehlungen zur cybersicheren Auftragsvergabe (Art. 35)
- > eine Klassifizierungsmethode für Cyberangriffe (Art. 37)

Als nationale Regulierungsbehörde ist die E-Control darüber hinaus verpflichtet, bis 13. Juni 2026 gemäß Artikel 13 eine Benchmarking-Analyse durchzuführen. Diese bewertet, ob die Investitionen in Cybersicherheitsmaßnahmen bei Einrichtungen mit erheblichen oder kritischen Auswirkungen effizient sind und ob sie zur Reduktion von Risiken beitragen, die grenzüberschreitende Stromflüsse beeinträchtigen könnten.

7.2 Gasmarkt

Die Gasmarktregeln in Österreich wurden 2025 weiter an die veränderten Gasflüsse infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine angepasst. Die Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Gasnetz zeigt nach der Anpassung der Prognosen eine allmähliche Normalisierung.

Der österreichische Speichermarkt zeigte im Berichtszeitraum 2022–2024 der 2025 durchgeführten Wettbewerbsanalyse über den österreichischen Speicher- und Flexibilitätsmarkt einen funktionierenden Wettbewerb mit ausreichender Verfügbarkeit, wettbewerbsfähigen Preisen und aktiver Nachfrageanpassung der Anbieter. Für 2025 waren die Speicher gut gefüllt, und die Befüllungsziele der EU wurden deutlich übertroffen.

7.2.1 GASMARKTREGELN

Die Novelle der Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO) 2025 reagiert auf die veränderten Gasflüsse infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und die daraus resultierenden geringeren Transite durch das Marktgebiet Ost. Kernpunkte sind die Einführung eines Kapazitätstauschdienstes („Reshuffling“-Mechanismus), Anpassungen für Bilanzgruppen und Solidaritätslieferungen, präzisierte Regeln für Netzzugang bei Stilllegung von Speicher- und Produktionsanlagen sowie vereinfachte Informations- und Transparenzpflichten. Zudem werden die Anforderungen an Netzzugangsanträge für Biomethan-Anlagen konkretisiert und Vorkehrungen zur Sicherung der Funktionsweise des Marktgebiets Tirol und Vorarlberg getroffen, insbesondere im Hinblick auf die kommende Hochfilzenleitung.

Im Bereich der Bilanzierungsstelle gelten nach einer Gerichtsentscheidung zunächst die bisherigen Konzessionen weiter.

7.2.1.1 GMMO-VO

Infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine haben sich die Gasflüsse in Europa grundlegend verändert. Auch die Transite durch das Marktgebiet Ost sind deutlich zurückgegangen. Die E-Control hat daraufhin einige Bestimmungen der Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO) angepasst.

Ein eingeführter Kapazitätstauschdienst („Reshuffling“-Mechanismus) ermöglicht Netzbenutzern, flexibel auf die veränderten Gasflüsse zu reagieren. Sie können dadurch durch neue Buchungen von Jahres-, Quartals- oder Monatskapazitäten

im Netz eines Fernleitungsnetzbetreibers die wertmäßig gleiche Buchung unter einem bestehenden Kapazitätsvertrag an denselben Betreiber zurückgeben.

Die Novelle 2025 zur GMMO-VO enthält zudem besondere Regelungen für den Netzzugang bei Stilllegung von Speicher- und Produktionsanlagen. Ebenso wurden Vorschriften zu Bilanzgruppen für die Abwicklung von Solidaritätslieferungen angepasst, um die unionsrechtlichen Vorgaben besser umzusetzen. Informationsflüsse zwischen Marktteilnehmern und Transparenzregelungen wurden ebenfalls überarbeitet, um Transaktionskosten zu senken.

Mit der künftigen Hochfilzenleitung zwischen dem Marktgebiet Ost und Tirol werden besondere Vorkehrungen notwendig, um die bestehende Integration der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem vorgelagerten Marktgebiet Trading Hub Europe in Deutschland (sogenanntes „COSIMA“-Modell) beizubehalten. Anpassungen in der GMMO-VO sichern dieses Marktmodell auch nach Inbetriebnahme der Leitung.

Ergänzend wurden Anforderungen an Netzzugangsanträge für Betreiber von Biomethan-Anlagen präzisiert. Dabei wurde klargestellt, dass der im Antrag angegebene minimale und maximale Druck am Einspeisepunkt den Vorgaben des Netzbetreibers am technisch geeigneten Netzanschlusspunkt entsprechen muss.

Diese Maßnahmen tragen dazu bei, dass das Marktgebiet Ost flexibel auf geänderte Gasflüsse reagieren kann und zugleich die Integration der österreichischen Marktgebiete mit dem europäischen Handelssystem erhalten bleibt.

7.2.1.2 Ernennung der Bilanzierungsstelle

Mit Bescheid vom 20. Juli 2021 ernannte die E-Control die Keep in Balance AG, eine 100%ige Tochter der Trading Hub Europe GmbH, zur Bilanzierungsstelle für den österreichischen Gasmarkt. Dieses Verfahren erfolgte im Zuge der Umsetzung des neuen Marktmodells nach der GMMO-VO 2020. Die Rechtmäßigkeit der Verordnung wurde anschließend durch einen Individualantrag vor dem Verfassungsgerichtshof in Frage gestellt. Die E-Control brachte sich aktiv in das Verfahren ein und konnte die GMMO-VO 2020 erfolgreich verteidigen.

Gegen den Ernennungsbescheid erhob die unterlegene Bieterin, die AGCS Gas Clearing and Settlement AG, Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVwG). Mit Erkenntnis vom 23. April 2025 gab das BVwG der Beschwerde statt, hob den Ernennungsbescheid auf und widerrief das Verfahren. Diese Entscheidung wurde nicht weiter bekämpft.

Damit gelten die bisherigen Konzessionen vorerst weiter. Die E-Control prüft derzeit die weiteren Schritte für eine Neuausrichtung des Ernennungsverfahrens unter Berücksichtigung der Rechtsprechung des BVwG sowie in Hinblick auf die aktuellen und zukünftigen Entwicklungen am Gasmarkt.

7.2.2 AUSGLEICHSENERGIE GAS

Seit Inkrafttretender GMMO-VO 2020 am 1. Oktober 2022 erfolgt die Tagesbilanzierung im Fernleitungs- und Verteilernetz integriert. Einheitliche Regeln gelten für alle Ein- und Ausspeisepunkte, und die Ausgleichsenergiebewirtschaftung

wird im Markt- und Verteilergebiet durch den Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM in Kooperation mit den Bilanzierungsstellen durchgeführt.

Im Marktgebiet Ost zeigte sich nach den Überlieferungen der Jahre 2022 und 2023 ab 2024 eine weitgehende Normalisierung der Ausgleichsenergieabrufe. Die Prognosemodelle bilden die niedrigeren Verbrauchsniveaus mittlerweile besser ab und gleichzeitig zeigte das erste Quartal 2025 eine höhere Nachfrage. Die physischen Ausgleichsenergiemengen nahmen deutlich ab.

In Tirol und Vorarlberg blieben die saisonalen Muster hingegen klarer ausgeprägt. Überlieferungen gingen 2025 merklich zurück, während der Ausgleichsenergiebezug wieder auf das Niveau von 2023 anstieg, insbesondere auch hier bedingt durch Temperatureffekte in der Heizperiode.

Die Bilanzierungsumlagen wurden 2025 in allen Marktgebieten auf 0 ct / kWh gesetzt. Gegenläufige Ausgleichsenergieabrufe traten zwar häufiger auf als in den Jahren vor 2024, blieben aber insgesamt ein Ausnahmefall. Es gab keine Abrufe aus der Merit-Order-List.

 [Online-Erweiterung: Ausgleichsenergieabrufe und -preise](#)

7.2.3 SPEICHERMARKT

Die E-Control ist gemäß § 98 Abs. 2 und 3 GWG 2011 verpflichtet, mindestens alle drei Jahre einen Bericht zur Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen. Vor diesem Hintergrund erfolgte 2025 für

den Zeitraum 2022 bis 2024 erneut eine [umfassende Bewertung der Wettbewerbsintensität im Speichermarkt](#). Analysiert wurden Preisentwicklungen, Produktangebot und -nutzung, die Marktkonzentration auf Angebots- und Nachfrageseite, die Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie das Verhältnis von Speicherkapazitäten zur Nachfrage.

Hinsichtlich der für alle Marktteilnehmer und insbesondere die Speicherunternehmen energiepolitisch herausfordernden Zeit liegt im Berichtszeitraum 1. Jänner 2022 bis 31. Dezember 2024 aus Sicht der E-Control ein der Situation entsprechend funktionierender Wettbewerb am österreichischen Speicher- und Flexibilitätsmarkt vor. Folgende Indikatoren sprechen grundsätzlich für ein wettbewerbles Umfeld im Speichermarkt und damit für die Beibehaltung des verhandelten Zugangs zu Speicherkapazitäten:

- > Die Speicherprodukte der Speicherunternehmen werden als Substitute angesehen. Speicherkunden haben teilweise mit mehreren Speicherunternehmen Verträge und wechseln auch den Anbieter.
- > Speicherunternehmen reagierten auf Änderungen der Nachfrager mit Produktanpassungen (nachfrageinduzierte Anpassung der Speicherprodukte).
- > Die Speicherpreisentwicklung fand analog zu jener in anderen Mitgliedstaaten der EU statt.
- > Die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten war ausreichend, um die Nachfrage decken.

Zudem ist durch eine verbesserte Qualität (feste Kapazitätsprodukte) der Transportprodukte für die Anbindung des Speichers Haidach zukünftig eine räumlich weitere Marktabgrenzung möglich und damit eine Abschwächung der Marktkonzentration auf der Angebotsseite. Auch dies spricht für eine Beibehaltung des verhandelten Zugangs.

Die Analyse der Wettbewerbsindikatoren für den Berichtszeitraum zwischen 2022 und 2024 ergab jedoch, dass in Auktionen zeitweise höhere Speichergentgelte erzielt wurden als in anderen Mitgliedstaaten, in denen die Auktionspreise veröffentlicht wurden. Zudem ist eine stärkere Fragmentierung der Nachfrageseite (neue Speicherkunden) bei gleichbleibender (oder geringerer, je nach Marktabgrenzung) Anbieterzahl festzustellen.

Vor allem jene Speicherkunden, die aus Versorgungssicherheitsaspekten zur gesetzlichen Vorhaltung von Speicherkapazitäten oder zur Einhaltung von Lieferverträgen verpflichtet sind, weisen eine höhere Zahlungsbereitschaft auf, um diese Verpflichtungen zu erfüllen. Dies sind Speicherkunden, die Endkund:innen beliefern oder selbst Endkunden (Industriekunden) sind. Für Haushalte und Industriekunden sind die Speichergentgelte ein Teil der Energiekosten, die ihnen von den Gasversorgern, die Speicherkunden sind, weiterverrechnet werden. Ein hohes Preisniveau im Speichermarkt wirkt sich daher auf den letztendlich zu bezahlenden Gaspreis aus, wenn auch nur im Ausmaß von ca. 5% bis 10%. Es ist davon auszugehen, dass diese Speicherverpflichtungen weiterhin (auch über den Berichtszeitraum hinaus) bestehen bleiben.

7 MARKTREGELN

Gasversorger für Endkund:innen haben geringere wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten in der Speicherbewirtschaftung als Gasgroßhändler, die Möglichkeiten zur Optimierung über ihr Beschaffungs- und Infrastrukturportfolio haben. Um die Transaktionskosten für die Speicherkunden mit geringeren Optimierungsmöglichkeiten zu senken und den Wettbewerb auch bei geänderter Marktstruktur zu unterstützen, ist es aus Sicht der E-Control wesentlich, die Markttransparenz für die Nachfrageseite zu erhöhen. Speicherunternehmen sollten mögliche Verbesserungsmaßnahmen daher mit diesen Kunden und unter Einbindung der E-Control diskutieren. Zudem wären allfällige Anpassungen im GWG für die rechtlichen Vorgaben im verhandelten Zugang notwendig (z.B. detaillierte Vorgaben für Vergabeverfahren).

Die Wettbewerbsanalyse für den Speichermarkt ist auf der [Website der E-Control](#) veröffentlicht. Für das Berichtsjahr 2025 zeigten sich gut ausgelastete und gut befüllte Speicher. Abbildung 20 stellt die maximal angebotene Speicherkapazität, die kontrahierte Kapazität sowie den Speicherinhalt (bezogen auf das Arbeitsgasvolumen) für Österreich dar.

Aufgrund der Vergabe unterbrechbarer Kapazitäten und saisonal höherer speichertechnischer Vergabemöglichkeiten überstiegen auch 2025 die kontrahierten Kapazitäten teilweise das maximal angebotene Speichervolumen. Bei einer Gesamtkapazität von etwa 101 TWh waren die Speicher am 1. Oktober 2025 mit rund 85,6 TWh gut gefüllt.

Speicher in Österreich – Arbeitsgasvolumen

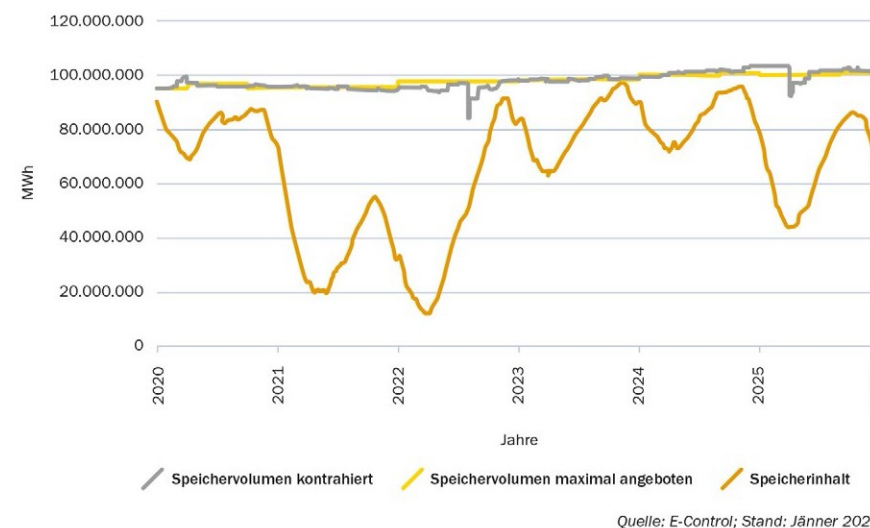


Abbildung 20

Rechtlich vorgegeben sind die Befüllungsziele für 2025/2026 in der EU-Durchführungsverordnung 2024/2995. Für Österreich gilt ein Mengenziel von 35% des durchschnittlichen Gasverbrauchs der vergangenen fünf Jahre (2020-2024: ca. 87 TWh), was rund 30 TWh zum 1. November entspricht.

Mit der EU-Verordnung 2025/1733 wurden zudem die Regelungen für die Gas-speicherung für die Versorgungssicherheit aus der EU-Verordnung 2017/1938 angepasst. Mitgliedstaaten können bei schwierigen Bedingungen um 10 Prozentpunkte vom kapazitätsbasierten 90%-Ziel und um 3,88 Prozentpunkte vom verbrauchs-basierten 35%-Ziel abweichen. Die Europäische Kommission stuft außergewöhnlich niedrige Einspeicherraten, etwa aufgrund eines stark negativen Sommer/Winter-Spreads, als besonderen Umstand ein. Art. 6a Abs. 8 der EU-Verordnung 2017/1938 erlaubt in solchen Fällen eine Zielerreichung bis zum 1. Dezember und damit einen längeren Befüllungszeitraum.

Österreich konnte das Ziel zum 1. November 2025 nicht nur erreichen, sondern mit rund 85,6 TWh deutlich übertreffen.

Bezüglich der grenzüberschreitend genutzten Speicher Haidach und 7Fields ist festzuhalten, dass das bilaterale Abkommen zwischen Deutschland und Österreich über deren gemeinsame Nutzung zum 31. Dezember 2025 außer Kraft trat.

7.3 Wasserstoffmarkt

Mit der Änderung des E-Control-Gesetzes soll die E-Control künftig auch die Regu-lierungsbehörde für den Wasserstoffmarkt werden. Dies bedeutet, dass Verord-

nungen auf europäischer Ebene, wie z. B. VO 1789/2024, direkt anwendbar sind. Für die Umsetzung der Aufgaben aus der RL 1788/2024 ist eine Übertragung in nationales Recht erforderlich, die bis spätestens 5. August 2026 erfolgen muss.

Die Entwicklung des Wasserstoffmarktes für klimaneutralen und grünen Was-serstoff befindet sich sowohl in Österreich als auch in der EU noch in einem sehr frühen Stadium. Grüner Wasserstoff wird in Elektrolyseuren erzeugt. Ende November 2025 waren in Österreich 29,15 MW Erzeugungskapazitäten durch installierte und betriebsbereite Elektrolyseure vorhanden. Weitere Projekte, darunter auch größere Anlagen, befinden sich in der Planungsphase.

Diese Elektrolyseure sind häufig in sogenannten Hydrogen Valleys oder lokalen Clustern eingebunden, die die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Verbrauch abdecken. Teilweise sind in diesen Clustern auch Wasser-stoffspeicher integriert. Die Einspeisung von Wasserstoff in das öffentliche Gasnetz ist bisher jedoch gering. Der Aufbau eines separaten öffentlichen Was-serstoffnetzes mit reinen Wasserstoffleitungen ist bislang aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlagen nicht möglich.

Zur Vorbereitung eines Regulierungsrahmens für den Wasserstoff-Markt in Österreich hielt die E-Control einen [Online-Talk](#) ab, entwickelte und konsultierte eine [Diskussionsgrundlage](#) und lud die Marktteilnehmer zu einer Diskussions-veranstaltung ein. Am 21. Oktober 2025 wurden in einem [Webinar](#) nochmals aktualisierte Informationen präsentiert.

7 MARKTREGELN

Auch auf europäischer Ebene zeigen Analysen und das [Monitoring](#) der Regulierungsbehörde ACER, dass Wasserstoffmärkte noch in einer sehr frühen Entwicklungsphase stehen. Österreich nimmt sowohl bei der Vorbereitung eines nationalen Regulierungsrahmens als auch bei der Umsetzung konkreter Projekte eine Vorreiterrolle unter den EU-Mitgliedstaaten ein.

Seitens der Speicherunternehmen wurden in deren Gleichbehandlungsberichten gem. § 107 GWG 2011 im Jahr 2025 für den Berichtszeitraum 2024 keine Verstöße gemeldet.

Ebenso veröffentlicht die E-Control alle zwei Jahre Berichte zu den Anfragen an die Wechselplattform Strom und Gas. Die nächsten derartigen Berichte sind 2026 fällig.

7.4 Gleichbehandlung und Wechselplattformen

Die Gleichbehandlungsberichte der Unternehmen aus dem [Strom-](#) und [Gasbereich](#) werden regelmäßig von der E-Control veröffentlicht.

” ÜBERWACHUNG DES GROSS- HANDELSMARKTS “

REMIT II bringt Neuerungen

8 ÜBERWACHUNG DES GROSSHANDELSMARKTS (REMIT)

Die Großhandelsmarktaufsicht war in den vergangenen Jahren von mehreren legislativen Änderungen geprägt. Die Novelle der REMIT, die am 7. Mai 2024 in Kraft getreten war, brachte vor allem im österreichischen Kontext bedeutende Neuerungen und zielte darauf ab, die Überwachung der Großhandelsmärkte zu stärken. Für die E-Control ergaben sich dabei bereits unmittelbar mit der Verordnung zusätzliche Aufgaben und Kompetenzen.

Im Jahr 2025 begannen weitere Umsetzungsschritte. Dazu zählten die REMIT-Durchführungsverordnung, welche Umfang, Form, Frequenz und Meldekanäle für Datenmeldungen konkretisierte, sowie ein delegierter Rechtsakt zur Autorisierung und Überwachung von Insiderinformationsplattformen und Registered Reporting-Mechanisms. Zusätzlich war Österreich mit der nationalen Umsetzung der REMIT-II-Bestimmungen weiterhin im Verzug. Für den Stromsektor wurden die entsprechenden Vorgaben 2025 in die Ministerialentwürfe aufgenommen.

Damit setzte sich die schrittweise Umsetzung der REMIT II fort und wird in den kommenden Jahren weiter an Bedeutung gewinnen.

8.1 Überwachung

REMIT ordnet die Aufsicht über die Großhandelsmärkte auf mehreren Ebenen an. ACER nutzt dabei sämtliche europäischen Großhandelsdaten und ist vor allem in der Lage, grenzüberschreitende Fälle zu erkennen und zu prüfen. Die

nationalen Regulierungsbehörden erhalten jeweils lokale Daten und nutzen ihre spezifische Expertise, um die Märkte der Mitgliedstaaten gezielt zu überwachen. Zusätzlich betreiben auch Börsen sowie andere Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren oder ausführen, ein eigenes Monitoring im Sinne des Art. 15 REMIT und melden Verdachtsfälle an ACER oder an die jeweils zuständige Regulierungsbehörde.

Für die E-Control ergeben sich Verdachtsfälle somit grundsätzlich aus dem laufenden Marktmonitoring unter Nutzung spezialisierter Handelsüberwachungssoftware, aus Meldungen von Börsen, Brokerplattformen oder anderen Handelsplattformen, aus der gesamteuropäischen Überwachung durch ACER sowie aus anonymen oder nicht anonymen Anzeigen, etwa durch andere Marktteilnehmer. Im Jahr 2025 griff die E-Control 2 neue Verdachtsfälle auf, nach 8 im Jahr 2024. Gleichzeitig konnten 8 Fälle abgeschlossen werden, entweder durch Einstellung des Verfahrens oder durch eine behördliche Erledigung. Dies stellte eine deutliche Steigerung gegenüber 2 abgeschlossenen Fällen 2024 dar.

8.2 Strafverfahren

Die gesetzlichen Vorgaben für die Sanktionierung von Marktmissbrauch am Energiegroßhandelsmarkt haben sich durch REMIT II grundlegend verändert. Vor ihrem Inkrafttreten war die Marktaufsicht von der Verfolgung und Ahndung von Verstößen getrennt. Die E-Control konnte zwar Verwaltungsstrafverfahren

anstoßen, doch zuständig für deren Durchführung waren die Bezirksverwaltungsbehörden. Strafrechtlich relevante Fälle wie Insiderhandel wurden von der Wirtschafts- und Korruptionsstaatsanwaltschaft untersucht und vor Strafgerichten verhandelt.

Ein vergleichbares System bestand auch in anderen Mitgliedstaaten wie Deutschland. Die Europäische Kommission bewertete diese Modelle jedoch als ineffektiv, weshalb Artikel 18 REMIT nun eine direkte Verantwortung der Regulierungsbehörde vorsieht. Für Österreich bedeutet dies, dass die bisherige Struktur unionsrechtlich nicht mehr ausreicht und die E-Control künftig sämtliche Verwaltungsstrafverfahren selbst zu führen hat. Für den Stromsektor wurden mit dem EIWG noch 2025 sämtliche Vorgaben der REMIT II in österreichisches Recht aufgenommen.

Für die E-Control bedeutet dies einen erheblichen Mehraufwand bereits im Ermittlungsverfahren, da der Tatvorwurf bei Einleitung des Verfahrens vollständig aufgeklärt sein muss, um den Beschuldigten eine sachgerechte Verteidigung zu ermöglichen. Gleichzeitig entfällt aber die Abstimmung mit anderen Behörden bei der Verhängung von Sanktionen, was die Verfahren innerhalb der E-Control effizienter macht.

In den vergangenen Jahren wurde deutlich, dass Verfahren zu Marktmanipulation und Insiderhandel komplex sind, insbesondere bei grenzüberschreitenden Sachverhalten. 2025 war es daher notwendig, interne Richtlinien zu entwickeln, Abläufe zu definieren und Expertise aufzubauen, um Verwaltungsstrafverfahren

effizient führen zu können. Das erste eingeleitete Verfahren betraf einen einfach festzustellenden Meldeverstoß.

Die E-Control geht davon aus, dass die Anzahl solcher REMIT-Verfahren in den nächsten Jahren weiter steigen und auch die Komplexität der damit verbundenen Ermittlungstätigkeit der E-Control zunehmen wird.

8.3 Ausgewählte Fälle und europäische Ebene

2025 standen zwei zentrale Entwicklungen im Bereich REMIT im Fokus. Zum einen veranlasste ein Verfahren vor dem Verwaltungsgericht Wien ein Vorabentscheidungsersuchen an den Europäischen Gerichtshof, das grundlegende Fragen zur unionsrechtskonformen Durchsetzung von REMIT sowie zur Auslegung des Manipulationsbegriffs klären soll.

Zum anderen wurden mit der REMIT-Durchführungsverordnung und einem delegierten Rechtsakt zu Insiderplattformen und Reportingmechanismen zwei europäische Rechtsakte überarbeitet und sollen Anfang 2026 veröffentlicht werden.

8.3.1 VORABENTSCHEIDUNGERSUCHEN BEIM EUGH

REMIT spielte 2025 in einem Verfahren vor dem Verwaltungsgericht Wien eine zentrale Rolle. In diesem Verfahren regte die E-Control ein Vorabentscheidungs-

ersuchen an den Europäischen Gerichtshof an (Rs C-398/25). Neben Fragen zum konkreten Sachverhalt standen dabei zwei Themen im Mittelpunkt, die für die Auslegung der REMIT aus Sicht der Marktüberwachung wesentlich sind.

Erstens betrifft dies die Frage, ob die österreichische Umsetzung von REMIT, insbesondere die Zuständigkeit der Bezirksverwaltungsbehörden, den unionsrechtlichen Anforderungen an eine effektive Durchsetzung entspricht. Diese Frage hängt mit den Sanktionsbefugnissen für die Bezirksverwaltungsbehörden zusammen und den durch REMIT II aufgeworfenen Defiziten in der Durchsetzung. Aus Sicht der E-Control ist es fraglich, ob eine Bezirksverwaltungsbehörde die Anforderungen an die Unabhängigkeit erfüllt, die eine Regulierungsbehörde einhalten muss.

Zweitens stellt sich die Frage, ob Marktmanipulation auch dann vorliegen kann, wenn sich eine beschuldigte Person bzw. Partei formal an die geltenden Marktregeln und technischen Vorgaben gehalten hat. Aus Sicht der E-Control ist dies zu bejahen, da viele Manipulationsversuche gerade darauf beruhen, unbeabsichtigte Spielräume in den Regeln auszunutzen. Wenn man Manipulation bereits ex ante ausschließen könnte, würde REMIT seiner Grundlage entbehren.

Die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs in diesem Verfahren wird wichtige Hinweise für die künftige Auslegung der REMIT geben und für die Arbeit der E-Control von großer Relevanz sein.

8.3.2 EUROPÄISCHE RECHTSAKTE

Im Jahr 2025 wurden zwei europäische Rechtsakte im Zusammenhang mit REMIT neu gefasst. Dabei handelte es sich um die REMIT-Durchführungsverordnung sowie um einen delegierten Rechtsakt zu Insiderinformationsplattformen und Registered Reporting Mechanisms. Vor allem die Durchführungsverordnung spielt für viele Marktteilnehmer am Großhandelsmarkt eine zentrale Rolle, da sie die Details der zu meldenden Handelsaufträge und Transaktionen festlegt. Entsprechend groß war das Interesse an der Konsultation.

Die E-Control beteiligte sich an den Konsultationen und wirkte gemeinsam mit dem Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus im Komitologieverfahren aktiv mit. Sie brachte dabei ihre Expertise aus der Marktüberwachung ein. Das Gesetzgebungsverfahren ist abgeschlossen und beide Rechtsakte sollen im ersten Quartal 2026 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht werden.

Damit sind wichtige Grundlagen für eine präzisere und einheitliche Datenmeldung geschaffen, die künftig für die Arbeit der E-Control von hoher Bedeutung sein werden.

” KONSUMENT:INNEN- SCHUTZ “

*Auslaufende Unterstützung
macht sich bemerkbar*

9 KONSUMENT:INNENSCHUTZ

Jedes Jahr fasst die E-Control die wesentlichen Ergebnisse ihres Monitorings im [Konsument:innenschutzbericht](#) zusammen. Sie dienen als Grundlage für die weitere Arbeit zur Verbesserung des Rahmenwerks für Konsument:innen auf dem österreichischen Energiemarkt. Außerdem fließen auch die Erkenntnisse aus der Arbeit der Schlichtungsstelle der E-Control ein, die separat und in höherem Detailgrad im jährlichen [Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle](#) dargelegt werden.

Besondere Problemfelder waren außerdem Thema eines E-Control-Webinars am 11. März 2025 unter dem Titel [„Herausforderungen auf dem Haushaltskundenmarkt“](#). International veranstaltet CEER jedes Jahr eine [Konferenz mit Schwerpunkt Konsument:innen](#).

9.1 Grundversorgung, Abschaltung, Vertragsauflösung

Angesichts wirtschaftlicher Krisen und gesetzlicher Anpassungen hat sich die Grundversorgung in Österreich signifikant verändert. Zudem führten steigende Energiekosten zu erhöhtem finanziellen Druck auf Haushalte, was in Zahlungsschwierigkeiten und Abschaltungen resultiert. Schließlich zeigt sich ein Trend zu einer Reduktion von Vertragskündigungen durch Strom- und Gasversorger, was auf Veränderungen im Marktumfeld hindeutet.

9.1.1 GRUNDVERSORGUNG

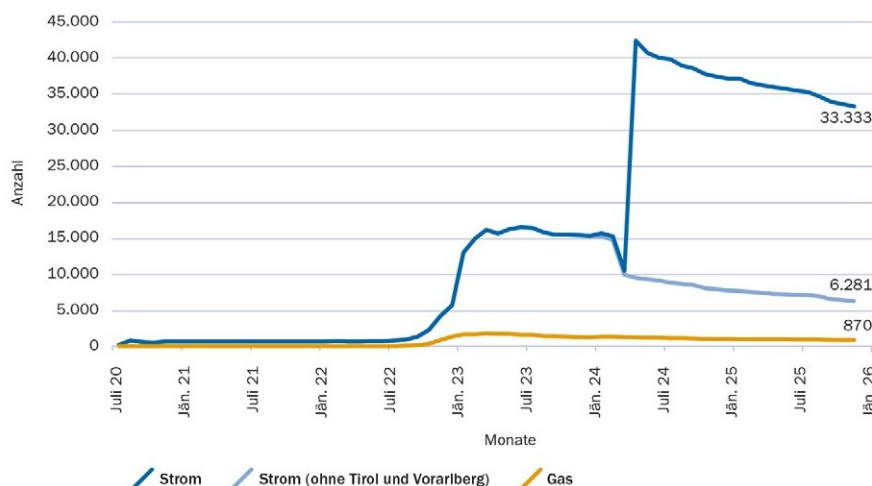
Alle Kund:innen im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 2 KSchG haben gegenüber Strom- und Gasversorgern Anspruch auf Grundversorgung. Dabei handelt es sich überwiegend um Haushalte. Sie müssen zu Preisen beliefert werden, die nicht höher sind als jene, zu denen die meisten Kund:innen dieser Gruppe bereits vom Energieunternehmen versorgt werden.

Lange Zeit blieb die Zahl der Personen, die sich auf die Grundversorgung beriefen, auf niedrigem Niveau konstant, auch während der Corona-Pandemie. Die Energiekrise ab Sommer 2022 brachte einen Anstieg, wobei nur wenige Lieferanten verstärkt auf die Grundversorgung setzten.

Ein wesentlicher Wendepunkt trat im April 2024 durch Gesetzesänderungen in Tirol und Vorarlberg ein. Diese Änderungen verpflichteten Energieversorger, Kund:innen und kleine Unternehmen, die über keinen Liefervertrag verfügten, unabhängig von deren expliziter Berufung in die Grundversorgung aufzunehmen. Dies führte in diesen Regionen zu einer Vervierfachung der Grundversorgungszahlen im Stromsektor. Im Rest Österreichs gingen die Zahlen leicht zurück, was die Vergleichbarkeit im Zeitverlauf und hinsichtlich der rechtlichen Bedeutung der Grundversorgung erschwerte.

Ende Juni 2025 waren noch etwa 35.500 Personen in der Stromgrundversorgung, der Großteil davon in Tirol und Vorarlberg. Bei Gas war die Anzahl der grundversorgten Kund:innen in Österreich ebenfalls gesunken, womit die Anzahl bei etwa 900 lag (s. Abbildung 21).

Anzahl der Kund:innen unter Berufung auf die Grundversorgung



Quelle: E-Control; Stand: 8. Jänner 2026

Abbildung 21

9.1.2 ABSCHALTUNGEN

Mit dem Auslaufen der „Stromkostenbremse“, dem Wegfall von Reduktionen der Elektrizitäts- und Erdgasabgaben sowie steigenden Netzentgelten zu Beginn des Jahres 2025 sind die Stromkosten für Endkund:innen deutlich gestiegen.

Dies erhöht, insbesondere für Haushalte mit niedrigem Einkommen, das Risiko von Zahlungsschwierigkeiten.

Um Verbraucher:innen zu schützen, sind im Falle von Zahlungsverzug spezielle Vorkehrungen vorgesehen. Dabei sind Verbraucher:innen mindestens zweimal schriftlich zur Zahlung aufzufordern, wobei die letzte Mahnung per Einschreiben versendet werden muss. Erst wenn die Zahlungsfristen ergebnislos verstreichen, können Energieversorger entweder bestehende Verträge kündigen oder ihre Leistungen aussetzen.

Im Strombereich kam es 2024 zu 36.558 Abschaltungen aufgrund vertraglicher Pflichtverletzungen, was einer jährlichen Abschalttrate von 0,69% entspricht. Bei Gas betrug die Rate 0,42%, ein Anstieg um 0,13 Prozentpunkte im Vergleich zu 2023.

9.1.3 VERTRAGSAUFLÖSUNGEN

Strom- und Gaslieferanten haben das Recht, Lieferverträge mit ihren Kund:innen unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von acht Wochen ohne Angabe von Gründen zu beenden. Einige Lieferanten nutzten diese Möglichkeit, um Unsicherheiten bezüglich Preisänderungen in bestehenden Verträgen, insbesondere Preiserhöhungen, zu vermeiden oder bestimmte Produkte nicht weiter anzubieten.

Im Jahr 2024 wurden etwa 82.000 ordentliche Kündigungen von Stromlieferverträgen mit Haushalten durchgeführt, und im ersten Halbjahr 2025 waren

es etwa 27.000. Dies stellt einen deutlichen Rückgang im Vergleich zu 2023 dar, als fast 300.000 solche Kündigungen ausgesprochen wurden. Im Bereich Gas wurden 2024 etwa 31.000 Verträge von den Versorgern gekündigt, und im ersten Halbjahr 2025 waren es rund 12.000 Fälle.

9.2 Servicequalität der Energieversorger

In den letzten Jahren hat die E-Control Maßnahmen zur Verbesserung von Service- und Zahlungsmodalitäten bei Energieversorgern intensiv untersucht. Der Schwerpunkt liegt auf der Sicherstellung einer hohen Servicequalität durch strenge kommerzielle Standards und auf der Bereitstellung von Ratenzahlungsvereinbarungen für Haushalte mit Nachforderungen aus Stromrechnungen.

9.2.1 PROJEKT SERVICEQUALITÄT

Das Projekt zur Servicequalität der E-Control zielt seit 2022 darauf ab, hohe Standards bei Energielieferanten und Netzbetreibern sicherzustellen. Hierzu wurden umfassende Untersuchungen eingeleitet, die von der Analyse von Musterschreiben und der Art der Zählerstandsermittlung bis hin zur Bewertung von Websites und Online-Kundenportalen reichen. Schwerpunkte im vergangenen Jahr waren die Verbrauchsermittlung im Gasbereich und die Nutzung von Smart-Meter-Daten im Strombereich für die Abrechnung.

Trotz der Einführung von Smart Metern nutzen viele Stromlieferanten weiterhin das Standardlastprofil anstelle von gemessenen Daten zur unterjährigen Abgrenzung des Verbrauchs, was zu Verfahren gegen sie geführt hat. Im Gasbereich sind nach wie vor bei einigen Netzbetreibern deutliche Defizite hinsichtlich der Ablesung vor Ort bzw. der Verwendung von durch Kund:innen selbst abgelesenen Werten zu verzeichnen, insbesondere bei Endabrechnungen. Einige Netzbetreiber ergriffen Initiativen, um die Selbstablesung stärker zu fördern, was seitens der Regulierungsbehörde sehr begrüßt wird.

9.2.2 KOMMERZIELLE QUALITÄT

Die kommerzielle Qualität bei Strom- und Gas-Netzbetreibern in Österreich unterliegt Verordnungen, die eine Umsetzung von Serviceanforderungen in mindestens 95% der Fälle fordern. Zu diesen Anforderungen zählen schnelle Reaktionszeiten auf Anfragen und Beschwerden sowie die Einhaltung von Terminen und Rechnungsfristen. Im Vergleich zum Vorjahr wurden 2024 weniger Verstöße gegen diese Anforderungen festgestellt, obwohl die Prüfung der Netzbetreiber aufgrund von Verzögerungen beim Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen im Jahr 2022 detaillierter war. Diese hohen Erfüllungsraten deuten auf eine insgesamt hohe Servicequalität hin, auch wenn etwa 200.000 Stromrechnungen verspätet ausgestellt wurden.

Details zu den Kennzahlen der kommerziellen Qualität werden jedes Jahr von der E-Control in den entsprechenden [Berichten für Strom und Gas](#) veröffentlicht.

9.2.3 RATENZAHLUNGSVEREINBARUNGEN

Seit 2022 können Kund:innen bei Nachforderungen aus Strom-Jahresrechnungen Ratenzahlungsvereinbarungen abschließen. Eine Evaluierung der E-Control im Jahr 2023 zeigte, dass etwa 2% der Haushalte dieses Instrument nutzen. Die allermeisten Ratenzahlungsvereinbarungen wurden mit über 90% mit den Stromlieferanten geschlossen.

Im Jahr 2024 war die Nachfrage im Vergleich zu 2023 leicht rückläufig, stieg jedoch in der ersten Jahreshälfte 2025 wieder an. Mit rund 55.000 Vereinbarungen im Jahr 2024 und 30.000 weiteren im ersten Halbjahr 2025 blieb der Bedarf hoch.

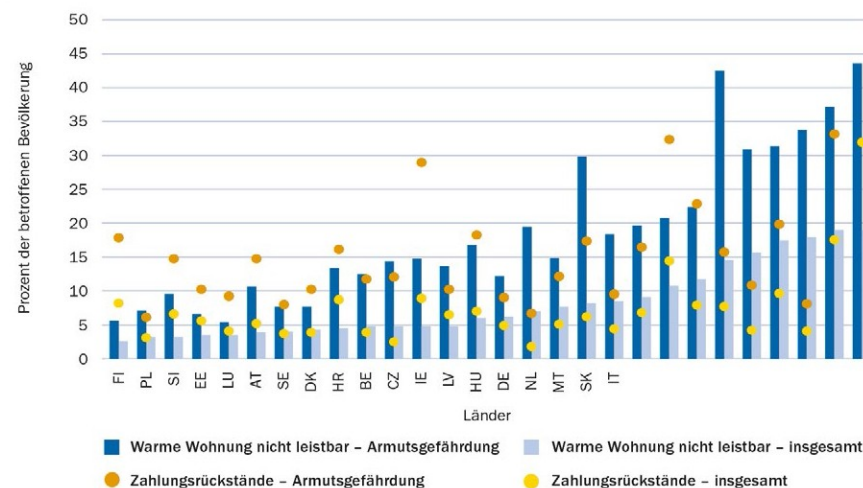
Bemerkenswert ist, dass etwa 40% der Vereinbarungen frühzeitig abgebrochen wurden, oft aufgrund von Zahlungsschwierigkeiten. Karitative Organisationen sehen Ratenzahlungen häufig als Lösung für hohe Nachforderungen, jedoch können besonders einkommensschwache Haushalte oft selbst geringe Raten nicht tragen und bleiben mit laufenden Energiekosten überfordert.

9.3 Energiearmut

Seit 2023 arbeitet die Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut (kea) daran, Energiearmut in Österreich umfassend zu erfassen und anzugehen. Sie bietet betroffenen Haushalten und Stakeholdern relevante Informationen

und organisiert Fachtagungen zum Austausch. Eine Studie der Statistik Austria im Auftrag von kea verbindet verschiedene Indikatoren, um das Phänomen der Energiearmut ganzheitlich darzustellen. 2023 waren zwischen 7,9% und 12,1% der Haushalte betroffen. Untersuchungen zeigen, dass der Anteil der Haushalte, die ihre Wohnung nicht ausreichend heizen können, von 12,1% Ende 2022 auf 5,8% im ersten Quartal 2025 gesunken ist. Im EU-Vergleich

Energiearmut im europäischen Vergleich 2024



Quelle: E-Control; Stand: 31. August 2025

Abbildung 22

liegt der Anteil österreichischer Haushalte in Energiearmut aber deutlich unter dem Durchschnitt, wobei umgekehrt armutsgefährdete Bevölkerungsgruppen stärker betroffen sind (s. Abbildung 22).

9.4 Anfragen und Anliegen der Konsument:innen

Die Beratungsstelle der E-Control ist über verschiedene Kanäle für Konsument:innen niederschwellig erreichbar. Im Berichtsjahr wurde besonders deutlich, dass viele Hilfesuchende nach einer neutralen Stelle suchen, die ihnen mit Rat und Tat zur Seite steht.

In manchen Haushalten machte sich eine Steigerung der Energiekosten erst im Jahr 2025 richtig bemerkbar. Die Unterstützungsmaßnahmen des Bundes liefen aus, Abgaben wurden wieder vollumfänglich eingehoben und die Netzentgelte fielen höher aus. Eine Entspannung auf den Großhandelsmärkten bei den Strom- bzw. Gaspreisen wurde durch diese Effekte nicht unmittelbar auf der Strom- bzw. Gasrechnung spürbar. Im Gegenteil, für manche Haushalte stiegen die Energiekosten erst 2025 signifikant. Das Thema Abrechnung der Strom- und Gaskosten zählte also zu den Schwerpunkten.

In Beratungskontakten wird immer wieder deutlich, dass die Konsument:innen nicht genau einordnen können, wie sich ihre Strom- oder Gasrechnung zusammensetzt und welche Faktoren die Höhe der Rechnung insgesamt be-

einflussen. Der Wunsch nach Aufklärung und Kontrolle ist generell groß. Bei hohen Nachzahlungen bzw. unerklärlichen Rechnungsbeträgen äußert sich das naturgemäß auch in Unverständnis oder sogar Zorn.

Es entsteht der Eindruck, dass es den Unternehmen häufig nicht gelingt, ihre Kund:innen entsprechend selbst aufzuklären. Das hat verschiedene Gründe, nicht zuletzt ist die Kommunikation vieler Unternehmen immer noch verbesserungswürdig.

Gleichzeitig ist das Grundverständnis der Konsument:innen für das Funktionieren der Strom- und Gasmärkte und des Netzbetriebs lückenhaft. Das spielt auch im Zusammenhang mit der Abrechnung eine Rolle und führt dazu, dass die Zusammensetzung der eigenen Energiekosten nicht verstanden oder nachvollzogen werden kann und auch die Einflussfaktoren auf die Höhe der Abrechnung nicht verstanden werden. Die Beratungsstelle versucht hier durch Aufklärungsarbeit einen Beitrag zu leisten und den Konsument:innen Werkzeuge mitzugeben, um sie in der Zukunft zu einer eigenständigen Kostenkontrolle zu befähigen.

Ein durchaus schwieriger Aspekt ist in diesem Zusammenhang auch das Thema Vertrauen. Aus vielen Beratungsgesprächen ist ableitbar, dass Konsument:innen ihren Vertragspartnern wenig Vertrauen entgegenbringen. Das erschwert natürlich eine gelungene Kund:innenbeziehung und stellt noch einmal neue Anforderungen an die Kommunikation. Aus Sicht der Beratungsstelle kann diesem Thema nur mit präziser, verständlicher Sprache und maximaler Transparenz entgegengetreten werden.

Ein weiterer thematischer Schwerpunkt in der Beratungsstelle lag bei der Datenqualität bzw. dem Datenmanagement von Smart-Meter-Daten. Viertelstündliche Verbrauchswerte sind eine Voraussetzung, um an einer Energiegemeinschaft oder einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage teilzunehmen. Viele Konsument:innen wandten sich an die Beratungsstelle, weil die Daten in einigen Netzgebieten nicht zeitgerecht zur Verfügung stehen und eine Abrechnung dadurch nicht gelegt werden kann. In diesem Zusammenhang sind die gesetzlichen Vorgaben sehr klar und die Ungeduld der Konsument:innen ist durchaus nachvollziehbar. Auch hier ist die klare Kommunikation seitens der Netzbetreiber und ein transparentes lösungsorientiertes Vorgehen der Unternehmen wichtiger denn je.

Die Begutachtungsphase des EIWG im Sommer 2025 bewegte viele Gemüter. Fragen zur Interpretation verschiedener Bestimmungen wurden auch an die Beratungsstelle der E-Control gerichtet. Die mediale Berichterstattung sorgte regelmäßig für ein erhöhtes Anfrageaufkommen. Die Anfragen der Konsument:innen machten deutlich, wie wichtig diese Themen sind und welche Breitenwirksamkeit sie haben.

9.5 Situation der Haushalte

Die E-Control führt ein laufendes [Monitoring der Maßnahmen zur Sicherstellung der Belieferung von Haushaltskund:innen sowie Kleinunternehmen mit Strom](#)

[und Gas](#) durch, das eine Zusammenschau der Konsument:innenangelegenheiten darstellt.

Die Situation der Haushalte im Jahr 2025 war von einer erheblichen finanziellen Mehrbelastung gekennzeichnet. Dies spiegelte sich in den hohen Zahlen bei Maßnahmen wider, die auf die Nichteinhaltung vertraglicher Pflichten zurückzuführen waren. Allein im September 2025 wurden 4.891 Stromabschaltungen registriert, davon 3.124 aufgrund von Vertragsauflösungen und 1.767 aufgrund von Aussetzungen. Die Belastung bei Gas war geringer, aber ebenfalls vorhanden. Es gab 352 Gasabschaltungen im selben Monat (300 bei Vertragsauflösung und 52 bei Aussetzung). Als Vorboten dieser Zwangsmaßnahmen versandten Lieferanten und Netzbetreiber im September 2025 insgesamt 30.422 bzw. 9.750 letzte Mahnungen per Einschreiben bei Strom und 7.827 bzw. 2.183 bei Gas. Diese Zahlen verdeutlichen den hohen Druck, der auf den finanziell schwächsten Haushalten lastete.

Um der steigenden Belastung entgegenzuwirken oder darauf zu reagieren, griffen viele Haushalte auf Schutzmechanismen zurück. Ende September 2025 befanden sich insgesamt 34.068 Kund:innen bei Strom und 897 Kund:innen bei Gas in der Grundversorgung. Außerdem wurden im September 5.541 Ratenzahlungsvereinbarungen von Stromlieferanten und 616 von Netzbetreibern abgeschlossen, um Kund:innen bei Nachforderungen aus Jahresabrechnungen entgegenzukommen. Die Nutzung von Vorauszahlungszählern blieb mit 282 bei Strom und 26 bei Gas auf einem sehr niedrigen Niveau. Parallel zu den finanziellen Engpässen zeigten die Anfragen und Beschwerden bei Versorgern

und Netzbetreibernein konstant hohes Niveau, was auf einen starken Kommunikations- und Klärungsbedarf bei den Kund:innen hindeutet. Im September 2025 verzeichneten Stromlieferanten 518.962 Anfragen und Beschwerden, Gasversorger 117.581.

Die akute Belastung, die sich in hohen Mahnungs- und Abschaltungszahlen manifestiert, steht in engem Zusammenhang mit struktureller Energiearmut. Die hohen Energiekosten sind dabei oft auf eine niedrige Energieeffizienz der

Wohnräume (z. B. ältere Gebäude) und hohe absolute Preise zurückzuführen, während das niedrige Einkommen die Leistbarkeit stark einschränkt. Da die Entlastungsmaßnahmen entfielen, wurden einkommensschwache Haushalte, deren Ausgaben für Energie unelastisch sind, überproportional belastet. Die gemeldeten Abschaltungen und Mahnungen sind somit wichtige Indikatoren für „Energieentbehrung“ und weisen auf ein mehrdimensionales, tiefgreifendes Phänomen finanzieller Not hin, das über die allgemeine Armutsgefährdung hinausgeht.

” SERVICES DER E-CONTROL “

Breit aufgestellt, praktisch umgesetzt

10 SERVICES DER E-CONTROL

In der Kommunikation mit der Öffentlichkeit setzt die E-Control auf eine Kombination aus bewährten Mitteln und neuen Kanälen. So haben sich die Beratungs- und Schlichtungsstelle, der Tarifikalkulator usw. bereits seit langem etabliert. Mit der Erschließung eines neuen Videoformats sollen neue Zielgruppen in die Medienarbeit der E-Control einbezogen werden. Zugleich entwickelt die E-Control ihre Online-Tools ständig weiter und konnte 2025 eine erhebliche Erweiterung ihrer Services im Bereich der E-Mobilität umsetzen.

10.1 Beratungs- und Schlichtungsstelle

Die Beratungs- und Schlichtungsstelle der E-Control steht den Konsument:innen für ihre Fragen zu den Themen rund um Strom und Gas zur Verfügung und ist auch bei Uneinigkeiten mit Unternehmen um Schlichtung bemüht. Insgesamt gingen 2025 rund 1.033 Schlichtungsanträge ein. Zusätzlich wurden 15.003 Beratungen durchgeführt, davon 10.739 telefonisch und 4.264 schriftlich.

10.2 Tarifikalkulator und Online-Checks

Mit nur wenigen Klicks erstellt der Tarifikalkulator einen vollständigen Vergleich aller Strom- und Gasangebote. Der Tarifikalkulator wurde 2025 mehr

als 700.000-mal aufgerufen. Bei diesen Aufrufen wurden insgesamt rund 1,3 Millionen Produktvergleiche durchgeführt.

Eine Neuerung im Tarifikalkulator ist, dass seit November die Möglichkeit geschaffen wurde, eine separate Abfrage für Einspeiseprodukte durchzuführen. Hintergrund hierfür ist, dass es zukünftig auch die Verpflichtung für Lieferanten geben wird, Einspeiseprodukte an die E-Control zu übermitteln. Die getrennte Abfrage ermöglicht nun die Abbildung aller Einspeiseprodukte. Durch die separate Abfrage ist sichergestellt, dass auch Produkte abgebildet werden können, die nicht den Bezug eines bestimmten Strombezugsproduktes voraussetzen. Einspeiseprodukte, die unabhängig vom Stromlieferanten des Strombezugsproduktes bezogen werden können, lassen sich mit dem neuen Filter „Mit Bezugsprodukten anderer Marken kombinierbar“ finden.

Weiters kann beobachtet werden, dass es zunehmend Produkte gibt, die mehrere Produktkategorien kombinieren. So gibt es immer mehr Produkte, die im ersten Jahr einen festen Preis haben (Produkte mit Preisgarantie) und nach Ablauf von zwölf Monaten zu einem Produkt mit automatischer Preisanpassung (meist Monatsfloater) werden. Diese Produkte scheinen teilweise Produkte mit Preisgleitklausel abzulösen, bei denen typischerweise nach Ablauf eines Jahres der Preis für das Folgejahr nach einer festgelegten Formel angepasst wurde.

10.2.1 ONLINE-AKTIVITÄTEN

Die E-Control war 2025 weiterhin mit Kanälen auf Facebook (33.000 Follower), LinkedIn (5.500 Follower), dem eigenen Messageboard „Frag E-Control“

(über 500 Fragen & Antworten) und auf YouTube präsent. Auf letzterem Kanal wurden rund 4,3 Mio.-mal Videos der E-Control angesehen. Erstmals wurde auch Content auf Instagram und Snapchat ausgespielt. Das dafür konzipierte Greenscreen-Videoformat ist auf eine jüngere Zielgruppe ausgelegt. Bisher wurden diese Videos insgesamt über 600.000-mal angesehen.

Der Account der E-Control auf X (vormals Twitter) wurde mit Jahresende 2024 stillgelegt. Die E-Control ist stattdessen nunmehr auf dem Kurznachrichtendienst Bluesky präsent.

10.3 Medienarbeit und Publikationen

Das Jahr 2025 war geprägt vom langen Warten auf das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz. Viel wurde inhaltlich dazu im Laufe des ganzen Jahres diskutiert und etliche Medienanfragen dazu an die E-Control gerichtet, die sich des Themas auch bei Zielgruppenaktivitäten angenommen hat. Darüber hinaus standen Fragen zum Wettbewerb (nicht zuletzt aufgrund der gemeinsamen Arbeit mit der Bundeswettbewerbsbehörde), zu Einsparpotenzialen beim Lieferantenwechsel, aber auch zur Situation bei der Gasversorgung auf der täglichen Agenda.

In rund 400 Anfragen von Journalist:innengab die E-Control daher zu den unterschiedlichsten Strom- und Gasthemen Auskunft, sei es schriftlich, mündlich

oder elektronisch. Die relevanten Inhalte der verschiedenen Themen wurden in Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalist:innen sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsument:innen verschiedenste weitere Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen, E-Mail-Newsletter, Websites, Social-Media-Kanäle und die Website <https://frag.e-control.at>.

Die E-Control veranstaltete 2025 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 waren 2025 zudem die Expert:innen der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu energierelevanten Themen referierten.

Auch im Jahr 2025 war die E-Control auf Messen mit einem Energieschwerpunkt vertreten. Bei insgesamt 8 Publikumsmessen konnten über 1.100 Gespräche mit interessierten Konsument:innen geführt werden. Die häufigsten Themen dabei waren Fragen zum Anbieterwechsel, Angebotsvergleiche mit dem Tarifkalkulator, Strom- und Gaspreise, Photovoltaik und Einspeisetarife, Fragen zu Energiegemeinschaften und die Aufgaben der E-Control allgemein. Auch für 2026 ist eine Präsenz der E-Control auf verschiedenen Messen geplant.

10.4 Informations- und Beratungsarbeit

Die E-Control setzte 2025 verstärkt auf direkte Informations- und Unterstützungsangebote, um Konsument:innen bei Fragen zur Strom- und Gasversorgung bestmöglich zu begleiten. Vorträge und persönliche Beratungen bei Veranstaltungen umfassten z.B. die Teilnahme am „vida – Markt der Möglichkeiten“ in Graz oder am Wohncafé der Gebietsbetreuung Stadterneuerung in Wien. Inhaltlich standen dabei insbesondere die Vermittlung von leicht verständlichem Wissen sowie die individuelle Klärung von Fragen zu Kosten und Rechnungen im Mittelpunkt.

Ergänzend arbeitete die E-Control eng mit Multiplikator:innen wie Sozialarbeiter:innen zusammen, um zentrale energiewirtschaftliche Inhalte effizient an verschiedene Bevölkerungsgruppen weiterzugeben. Schulungen, z.B. für die Caritas im Mai 2025, unterstützen diese Personen dabei, ihr Wissen an vulnerable Zielgruppen weiterzutragen und so Hemmschwellen beim Zugang zu relevanten Informationen abzubauen.

Insgesamt verfolgt die E-Control das Ziel, durch persönliche Präsenz, Wissensvermittlung und gezielte Qualifizierungsmaßnahmen das Verständnis für komplexe Energiethemen zu stärken und Konsument:innen bei ihren Anliegen bestmöglich zu unterstützen.

 **Online-Erweiterung: Websites der E-Control**

 **Online-Erweiterung: Social Media**

10.5 Mobilitätsapplikationen

Mit April 2024 trat die EU-Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) und im September desselben Jahres die österreichische Ladepunkt-Daten-Verordnung in Kraft. Erstere mit einer Übergangszeit von einem Jahr, Letztere mit neun Monaten Zeit, um die damit verbundenen, deutlich erweiterten Meldepflichten für Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladestellen zu erfüllen. Damit wurden die genannten Verordnungen per April bzw. Juni schlagend. Das Ladestellenverzeichnis war bis zu diesem Zeitpunkt entsprechend erweitert worden, und in einem mehrere Monate laufenden Prozess mit sämtlichen Betreibern und Backendanbietern konnte zu den Stichdaten eine zuverlässige Datenmeldung für über 90% der mittlerweile rund 33.000 Ladepunkte in Österreich sichergestellt werden.

Die wichtigsten Neuerungen für E-Mobilist:innen sind dabei die Anzeige des sogenannten Ad-hoc-Preises für das Zahlen ohne Ladevertrag (betrifft in Österreich rund 15% aller Ladevorgänge) und insbesondere die Anzeige des Status jedes Ladepunktes, also ob dieser gerade frei oder besetzt ist. Vor allem diese Neuerung ist für E-Autofahrende ausgesprochen wichtig. In der Folge stieg die Nutzung des Ladestellenverzeichnisses unter www.ladestellen.at um rund 50% auf gut 44.000 Besuche im gesamten Jahr 2025 (s. auch die [Quartalsberichte zum Ladestellenverzeichnis](#)).

Ende des vorvergangenen Jahres war mit dem Lade-Tarifkalkulator bereits die jüngste Applikation der E-Control für E-Mobilist:innen an den Start gegangen.

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. Im zweiten vollen Jahr der Nutzung wurde der Lade-Tarifkalkulator rund 23.000 Mal und damit um rund 10% häufiger aufgerufen als im Vorjahr.

Im Sommer 2025 wurden nun die beiden E-Mobilitätsapplikationen miteinander verschränkt. Nutzer:innen, die sich mit ihrer E-Mail-Adresse im Lade-Tarifkalkulator registrieren, können jetzt mit demselben Login im Ladestellenverzeichnis

auch den Preis sehen, den sie mit ihrem individuell abgeschlossenen Vertrag bezahlen. Alle Neuerungen zu den beiden Applikationen wurden am 15. Juli 2025 in einem Webinar unter dem Titel „[Entspannt e-mobil](#)“ erläutert.

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 mit gut 1,7 Millionen Besuchen (s. auch die [Quartalsberichte zur Preistransparenzdatenbank](#)) eine nur geringfügig geringere Auslastung als im Vorjahr (-5%).

” MONITORING- STELLE ENERGIE- EFFIZIENZ “

Monitoring voll angelaufen

11 MONITORINGSTELLE ENERGIEEFFIZIENZ

Die E-Control ist gemäß § 56 Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) seit Juni 2023 die zuständige Behörde für das EEffG. Zu diesem Zweck wurde bei der E-Control die [Monitoringstelle Energieeffizienz](#) eingerichtet. Das EEffG setzt die EU-Richtlinie 2018/2002 in österreichisches Recht um. Eine vollständige Umsetzung der nachfolgenden EU-Richtlinie 2023/1791, welche mit Oktober 2025 in Kraft getreten ist, ist noch ausständig.

Die E-Control hat jährlich über den Fortschritt der Energieeffizienz zu berichten. Inhalte des Berichts sind die Entwicklungen der gesamtstaatlichen Energieeffizienzziele, die österreichweiten Energieeffizienzindikatoren, die gesetzten Energieeffizienzmaßnahmen, die eingesetzten Mittel sowie die Auswirkungen auf verpflichtete Unternehmen und Personen. Der dritte [Fortschrittsbericht](#) wurde im November 2025 gelegt und ein [Webinar](#) vom 4. Dezember 2025 gab tiefere Einblicke in die Ziele und Verpflichtungen aus dem Energieeffizienzgesetz.

11.1 Österreichisches Ziel für Energieeffizienz

Der Weg zur Erreichung der nationalen Energieeffizienzziele zeigt ein gemischtes Bild. Zwar liegt der Endenergieverbrauch 2023 klar unter dem linearen Zielpfad und damit auf Kurs zum Verbrauchsziel von 920 PJ im Jahr 2030, doch bleiben die erforderlichen kumulierten Endenergieeinsparungen weit hinter den Vorgaben zurück. Die strategischen Maßnahmen, mit denen Österreich die bis 2030 vorgesehenen 650 PJ an Einsparungen erzielen will, entfalten

bislang nicht die nötige Wirkung. Die Jahresziele der ersten drei Jahre wurden deutlich verfehlt, und auch für 2024 deutet sich eine Zielverfehlung an. Während Haushalte seit 2023 ihre jährlichen Einsparvorgaben leicht übertreffen, bleiben die Einsparungen bei begünstigten Haushalten durchgehend unter den vorgesehenen Werten.

11.1.1 ENDENERGIEVERBRAUCHSZIEL 2030

Im Bundes-Energieeffizienzgesetz ist ein nationales Endenergieverbrauchsziel in der Höhe von 920 PJ im Jahr 2030, ausgehend von einem Endenergieverbrauch von 1.136 PJ im Jahr 2021, festgelegt. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein linearer Zielpfad einzuhalten.

Bis zum Jahr 2023 sank der Endenergieverbrauch auf 1.034 PJ und liegt um 54 PJ unter dem linearen Zielpfad von 1.088 PJ. Wird der tatsächliche Endenergieverbrauch im Jahr 2023 auf ein Regeljahr umgelegt, das heißt um Wirtschaftsentwicklung, Bevölkerungsentwicklung und Heizgradtage bereinigt, käme der Endenergieverbrauch bei 1.048 PJ zu liegen.

11.1.2 ZIEL FÜR ENDENERGIEEINSPARUNGEN BIS 2030

Neben der Verringerung des Endenergieverbrauchs sind von 2021 bis 2030 kumulierte Endenergieeinsparungen in der Höhe von 650 PJ zu erzielen. Österreich hat sich mit dem EEffG entschieden, diese Einsparungen mittels alternativ strategischer Maßnahmen umzusetzen, das sind z.B. ordnungsrechtliche und fiskalpolitische Maßnahmen. Aufgrund der Anlaufzeit, bis Maßnahmen ihre Wirksamkeit entfalten, sind in den ersten beiden Jahren geringere Jahresenergieeinsparungen zu erwarten.

gieeinsparungen vorgesehen (7,3 PJ). Ab 2023 sind Einsparungen von etwa 14 PJ jährlich vorgesehen.

In den Jahren 2021 bis 2024 wurden vorrangig Förderungen gemeldet, die zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen geführt haben. Die jährlichen Einsparziele von 2021 bis 2023 wurden deutlich verfehlt. Für 2024 liegen noch nicht alle Daten vor, allerdings zeichnet sich auch hier ein Verfehlen des Einsparziels ab.

11.1.3 ENDENERGIEEINSPARUNGEN BEI HAUSHALTEN

Bei Haushalten und begünstigten Haushalten sind jährliche Endenergieeinsparungen von 3,52 PJ bzw. 0,31 PJ vorgesehen. 2021 und 2022 liegen die Einsparungen für Haushalte unter der Zielvorgabe. 2023 und 2024 liegen die Einsparungen etwas über der jährlichen Zielvorgabe. Die vorgesehenen Endenergieeinsparungen bei begünstigten Haushalten wurden in keinem Jahr erreicht.

11.2 Tätigkeiten der Monitoringstelle Energieeffizienz

Zu den Kernaufgaben der Energieeffizienz-Monitoringstelle 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. Die konkreten Aufgaben und Befugnisse sind in § 57 EEffG festgelegt.

Die elektronische Meldeplattform ist die gemäß § 59 EEffG vorgesehene Kommunikationsschnittstelle zur E-Control. Sie dient der Durchführung von Meldungen von Verpflichteten sowie der Administration und Überprüfung der Meldungen. Die Entwicklung der elektronischen Meldeplattform, deren erste Teile 2024 veröffentlicht wurden, konnte 2025 erfolgreich abgeschlossen werden. Damit werden sämtliche Meldungen ausschließlich über diese Schnittstelle an die E-Control übermittelt.

11.3 Erste Analyseergebnisse

Für das Bemessungsjahr 2024 wurden 257 Energieabsatzmeldungen für 471 Energielieferanten mit einem Energieabsatz von insgesamt 1.033 PJ an die E-Control getätigt. Dieser Energieabsatz liegt geringfügig über dem gesamten Endenergieverbrauch in Österreich. Zudem wurden 105 Beratungsstellen gemäß § 39 Bundes-Energieeffizienzgesetz gemeldet. Die Beratungsstellen bieten Haushalten eine kostenlose Beratung zu den Themen Energieeffizienz, Energieeinsparung und Energiekosteneinsparung an. Die Liste der Beratungsstellen ist auf der Website der Energieeffizienz-Monitoringstelle veröffentlicht.

Bis September 2025 wurden 1.190 standardisierte Kurzberichte sowie 148 Energieaudits nach den Vorgaben des EEffG idF BGBl. I Nr. 68/2020 an die E-Control gemeldet. Mit einem Netto-Jahresenergieverbrauch von 522 PJ decken die Meldungen 60% des Energieverbrauchs der Wirtschaft in Österreich 2023 ab.

Ein standardisierter Kurzbericht kann ein oder mehrere Unternehmen innerhalb eines Konzerns umfassen. Insgesamt sind in den standardisierten Kurzberichten 4.571 Unternehmen erfasst. Der gesamte Nettojahresenergieverbrauch liegt bei 482,7 PJ. Das Einsparpotenzial wird auf 13,4 PJ pro Jahr geschätzt. Das größte Einsparpotenzial wird dabei im Energieverbrauchsbereich „Produktionsprozesse“ (9,6 PJ/a) gesehen, gefolgt von den Bereichen „Gebäude“ (2,2 PJ/a) und „Transport“ (1,6 PJ/a). Die Energieaudits nach den Vorgaben des EEffG idF BGBl. I Nr. 68/2020 weisen bei einem Gesamtenergieverbrauch von 40 PJ ein Einsparpotenzial von 2,4 PJ (6,1% des Energieverbrauchs) auf.

209 Unternehmen (mit 589 verbundenen Unternehmen) wurden gemahnt, einen standardisierten Kurzbericht abzugeben. Plausibilitätsprüfungen ergaben bei 230 standardisierten Kurzberichten Mängel. Die betroffenen Unternehmen wurden zur Korrektur aufgefordert. 51 standardisierte Kurzberichte wurden für eine detaillierte Prüfung ausgewählt. Die Auswahl erfolgte aufgrund von Auffälligkeiten im Bericht sowie mithilfe eines Zufallsgenerators.

Für das Kalenderjahr 2024 wurden insgesamt 18 Rechenzentren von 13 Betreibern an die E-Control gemeldet. Am häufigsten wurden kleine Rechenzentren

mit einer installierten elektrischen Nennleistung für Informationstechnologie von 500 bis 999 kW gemeldet, gefolgt von großen Rechenzentren mit einer Leistung zwischen 2 und 9,9 MW.

Personen, die Energieaudits gemäß dem Bundes-Energieeffizienzgesetz durchführen, haben ihre fachliche Qualifikation nachzuweisen und werden von der E-Control in einer elektronischen Liste geführt. Ebenso können sich Energieberaterinnen und Energieberater, welche die Voraussetzungen erfüllen, in eine elektronische Liste für Energieberatungen eintragen lassen. Der Eintrag ist für fünf Jahre aufrecht. Für eine Listung nach Ablauf dieser Frist ist eine Requalifizierung erforderlich. Gemäß den Übergangsbestimmungen im Bundes-Energieeffizienzgesetz hatten 501 Energiedienstleistende mit der Zulassung in den Kalenderjahren 2015 und 2016 bis Ende 2024 die erforderlichen Nachweise für einen Verbleib in der elektronischen Liste zu erbringen. Im Zuge dieser erstmaligen Requalifizierung erfolgte 2025 eine Bereinigung der Liste. Nur 194 der betroffenen Energiedienstleistenden reichten einen Antrag auf Verbleib in der Liste ein. Mit November 2025 waren 361 Energieauditoren und -auditorinnen sowie 401 Energieberaterinnen und -berater in der elektronischen Liste eingetragen.

Neben den genannten Aufgaben zählen das Beantworten von schriftlichen und telefonischen Anfragen von Verpflichteten, regelmäßige Aktualisierungen der Website sowie Vorträge und Aussendungen zu den Tätigkeiten der Energieeffizienz-Monitoringstelle. Von Jänner bis Oktober 2025 wurden über 1.300 Tickets bearbeitet.

” RECHTS- ENTWICKLUNGEN “

Modernisierung EU und national

12 RECHTSENTWICKLUNGEN

Auseuropäischer Sicht war 2025 ein Jahr der Weiterentwicklung des bestehenden Rechtsrahmens. Hinzu kam Ende des Jahres mit dem European Grids Package eine wesentliche neue Initiative der EU-Kommission. Bei CEER bot das 25-jährige Jubiläum der Organisation Gelegenheit, auf die vergangenen Erfolge zurückzublicken und die künftige Strategie zu planen.

In Österreich war das legislative Geschehen im Energiebereich durch die Verhandlungen um das EIWG dominiert (s. dazu Kapitel 2.1). Außerdem befindet sich das GWG 2011 in einer Revisionsphase, um unionsrechtliche Vorgaben umzusetzen.

12.1 Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene

Die europäische Energiepolitik war 2025 von einer umfassenden Weiterentwicklung zentraler Regelwerke geprägt. Im Bereich der Netzkodizes wurden zahlreiche bestehende Vorgaben überarbeitet, darunter die Regeln zu Kapazitätsvergabe, Engpassmanagement und Netzanschluss. Parallel dazu legten ENTSO-E und die EU-DSO-Entity einen neuen Netzkodex zur Laststeuerung vor, der künftig die Bereitstellung und Beschaffung von Flexibilität im Stromsystem regeln soll. Im Gasbereich wurde mit der Überarbeitung des CAM-Netzkodex begonnen und die Gas-SoS-Verordnung revidiert. Auch die Überarbeitung der TEN-E-Verordnung wurde vorbereitet, unterstützt durch ein Positionspapier von ACER, an dem sich die E-Control maßgeblich beteiligte. Mit dem noch 2025 veröffentlichten

European Grids Package präsentierte die Europäische Kommission zudem ein weitreichendes Legislativpaket, das Netzplanung, Kapazitätstransparenz, Anschlussverfahren und regulatorische Anreize grundlegend modernisieren soll und den Regulierungsbehörden neue Aufgaben überträgt.

Über diese konkreten Rechtsentwicklungen hinaus setzte die EU-Kommission in ihrem Arbeitsprogramm 2026 einen deutlichen Schwerpunkt auf die Vollendung der Energieunion. Geplant sind unter anderem ein Electrification Action Plan, ein Weißbuch zur vertieften Strommarktintegration, die Aktualisierung zentraler Richtlinien sowie ein „Energy Omnibus“ zur Vereinfachung von Vorgaben für Energieprodukte.

Auch aus regulatorischer Sicht war 2025 ein besonderes Jahr. CEER feierte sein 25-jähriges Bestehen und unterstrich seine Rolle als zentrale Plattform für Kooperation, Harmonisierung und Wissenstransfer unter Europas Energieregulierungsbehörden. Der internationale Austausch blieb auch darüber hinaus ein wichtiger Bestandteil der Arbeit der E-Control, die 2025 Delegationen aus mehreren Ländern empfing und den Dialog über aktuelle und zukünftige Regulierungsfragen weiter vertiefte.

12.1.1 STROM-NETZKODIZES

Auf Grundlage des 3. Energiemarktliberalisierungspakets gestaltet sich der europäische Strommarkt über Netzkodizes und Leitlinien in drei Bereichen. Dabei umfasst der Bereich Systembetrieb die Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und den Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des

Übertragungsnetzes, der Bereich Netzanschluss beinhaltet die Netzkodizes mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, für den Lastanschluss und mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme, und der Bereich Markt umfasst die Leitlinien über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, für die Vergabe langfristiger Kapazität und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. Dieses Rahmenwerk sieht zusätzlich über 160 einzelne Methodologien vor, die separat entwickelt und genehmigt werden müssen.

Nach etlichen Jahren Erfahrung mit der Umsetzung des Regelwerks wird eine Überarbeitung notwendig. Der Prozess für die Überarbeitung und erneute Freigabe im Rahmen einer Komitologie ist für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement schon recht fortgeschritten. Nach einigen Diskussionsterminen ist mit Beschluss im ersten Quartal 2026 zu rechnen.

Alle drei Netzanschluss-Kodizes wurden bereits von ACER überarbeitet und an die Europäische Kommission als Empfehlung für die Behandlung in der Komitologie übermittelt. Die Überarbeitungen dieser Regelwerke gewannen durch den Blackout auf der Iberischen Halbinsel an Relevanz.

Des Weiteren übermittelten ENTSO-E und die EU-DSO-Entity einen Vorschlag für einen Netzkodex zur Laststeuerung an ACER. Nach einer grundlegenden Überarbeitung empfahl ACER diesen an die Europäische Kommission weiter. Dieser Netzkodex wird die Umsetzung von Flexibilitätsbereitstellung und -beschaffung regeln.

Die Überarbeitungen der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und jener für die Vergabe langfristiger Kapazität stehen noch am Anfang.

12.1.2 ÄNDERUNG DES CAM-NETZKODEX

Anfang 2025 veröffentlichte ACER eine Empfehlung zur Überarbeitung des CAM-Netzkodex (CAM NC). Der Empfehlung war ein umfassender Stakeholder-Prozess vorausgegangen, in dem mehrere Verbesserungen diskutiert wurden. Die Initiative zur Überarbeitung stammte ursprünglich vom Verband der europäischen Händler (vormals EFET).

Die Europäische Kommission übernahm den Großteil der ACER-Vorschläge und leitete im 4. Quartal 2025 den offiziellen Komitologie-Prozess zur Revision des CAM NC ein. Der Entwurf enthält drei zentrale Anpassungen.

- > Einführung eines neuen „balance-of-month“-Produkts
- > Vereinfachung des Incremental-Capacity-Prozesses
- > flexiblere Anpassung nicht wesentlicher Auktionsdetails

Nach dem Zeitplan der Europäischen Kommission soll der überarbeitete CAM NC bis Mitte 2026 beschlossen werden und anschließend nach einer Implementierungsphase in Kraft treten.

12.1.3 ÜBERARBEITUNG DER GAS-SOS-VERORDNUNG

Ausreichende Gasmengen im Speicher sind für die Versorgungssicherheit in der EU und in Österreich essenziell. Auf europäischer Ebene gibt es daher seit

Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine im Jahr 2022 eine Verordnung (2022/1032 vom 29. Juni 2022), die Speicherbefüllungsziele für die Mitgliedstaaten festlegt. Die Verordnung enthält daneben auch eine Zertifizierungspflicht für Gasspeicherbetreiber und regelt den Umgang mit möglichen externen Einflüssen auf kritische Gasspeicherinfrastruktur. Die wichtigsten Speicherfüllstandsvorgaben sind:

- > 90% Füllstand der nationalen Gasspeicherkapazitäten per 1. November oder
- > ein Füllstand entsprechend 35% des durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs der vorangegangenen fünf Jahre für Mitgliedstaaten mit hohen unterirdischen Speicherkapazitäten.

Die Verordnung gilt aktuell bis Ende 2025, wurde allerdings am 24. Juni 2025 im Trilog-Verfahren zwischen Europäischem Rat, Kommission und Parlament um zwei Jahre bis Ende 2027 verlängert. Zudem erhalten die Mitgliedstaaten mehr Flexibilität für die Erreichung der Füllstandsvorgaben.

Das generelle Speicherziel soll nach wie vor 90% betragen, allerdings kann dieses Ziel im Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 1. Dezember erreicht werden. Zudem sollen die Zwischenziele für bestimmte Monate lediglich indikative Richtwerte darstellen und lassen somit mehr Flexibilität in der Speicherbefüllung zu. Außerdem kann bei schwierigen Marktbedingungen um einen bestimmten Prozentwert von den Füllstandszielen abgewichen werden. Unbeschadet dieser Verpflichtung und der Vorgehensweise anderer Mitgliedstaaten kann jeder Mitgliedstaat im Falle schwieriger Bedingungen

beschließen, von dem festgelegten Befüllungsziel um bis zu 10 Prozentpunkte abzuweichen. Zusätzlich ist es möglich, um weitere bis zu 5 Prozentpunkte abzuweichen, wenn

- > die nationale Gasproduktion den durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauch der letzten zwei Jahre übersteigt oder
- > die besonderen technischen Merkmale einer einzelnen unterirdischen Speicheranlage mit einer technischen Kapazität von mehr als 40 TWh eine langsame Einspeisungsrate erfordern, die zu einer außergewöhnlich langen Einspeisezeit von mehr als 115 Tagen führt.

Die novellierte Gasspeicherverordnung trat mit 1. Oktober 2025 in Kraft. Da Österreich über hohe Speicherkapazitäten in Relation zum Gasverbrauch verfügt und die österreichischen Gasspeicher auch von Versorgern aus Nachbarländern genutzt werden, gilt das Speicherziel von 35% des durchschnittlichen Jahresverbrauchs der vorangegangenen fünf Jahre.

12.1.4 ÜBERARBEITUNG DER TEN-E-VERORDNUNG

Die EU-Kommission hat in ihrem Aktionsplan für bezahlbare Energie vom Februar 2025 angekündigt, dass sie ein europäisches Netzpaket mit Gesetzesvorschlägen und nicht-legislativen Maßnahmen vorlegen wird, unter anderem auch mit einer Überarbeitung der TEN-E-Verordnung. Zur Vorbereitung dieses Vorschlags hielt die EU-Kommission eine Konsultation ab, um Rückmeldungen von Interessengruppen zum aktuellen EU-Rechtsrahmen für Netze einzuholen.

ACER beteiligte sich an diesem Konsultationsprozess im September 2025 mit einem [Positionspapier](#). Die Vorschläge darin sollen dazu beitragen, das TEN-E-Regelwerk effizienter und zukunftsfähiger zu machen, um die Herausforderungen durch die Energiewende, die steigenden Investitionsbedarfe und den Ausbau der Erneuerbaren besser zu bewältigen. Diese Empfehlungen wurden in den Gremien der Regulierungsbehörden mit ACER erarbeitet, mit maßgeblicher Beteiligung der E-Control als aktives und zum Teil führendes Mitglied in diesen Gremien.

 **Online-Erweiterung: ACER-Empfehlungen für die TEN-E-Verordnung**

12.1.5 EUROPEAN GRIDS PACKAGE

Mit dem European Grids Package veröffentlichte die EU-Kommission noch vor Jahresende ein umfassendes Paket an Legislativvorschlägen im Bereich der Netze. Neben Verbesserungen und Vereinfachungen enthält das Paket außerdem Vorschläge zu folgenden Themen:

- > Netzplanung und -ausbau
- > Transparenz der Netzkapazitäten
- > Anreize für einen effizienten Netzanschluss und eine effiziente Netznutzung
- > Einrichtung des Netzanschlussverfahrens
- > Verfahren bei Kapazitätsengpässen

Der Vorschlag der EU-Kommission enthält auch zusätzliche Aufgaben für nationale Regulierungsbehörden:

- > Ermöglichung von vorausschauenden Investitionen in der Netzplanung (gemäß Leitfaden zu vorausschauenden Investitionen)
- > Einführung von standortdifferenzierten Anschlussgebühren, um Anreize für die Verlagerung neuer Anschlüsse in Gebiete mit höherer Netzkapazität zu schaffen
- > Prüfung der Einführung dynamischerer Netzentgelte, um Flexibilität zu fördern und Lastspitzen zu reduzieren
- > Sicherstellung, dass der regulatorische Rahmen Netzbetreiber zu Investitionen in kosteneffiziente Systeme anregt (einschließlich digitaler Lösungen, Speicher / Wärmespeicher, Technologien zur Verbesserung des Stromnetzes).

Die E-Control wird diese Vorschläge analysieren und ihre Anmerkungen im Rahmen der Gremien der Regulierungsbehörden einbringen.

12.1.6 AUSSTIEG AUS RUSSISCHEM GAS

Am 17. Juni 2025 wurde von der EU-Kommission ein Verordnungsvorschlag für ein Phase-out von russischen Gas- und Öllieferungen veröffentlicht. Die vorgeschlagene Verordnung zielt auf ein schrittweises Verbot von Gasimporten (Pipeline- und LNG-Importe) sowie von Ölimporten aus Russland bis spätestens Ende 2027 ab. Der Ausstieg der EU aus russischen Gas- und Ölimporten soll demnach auf Importverboten basieren und wird von Übergangsfristen, Informationspflichten und nationalen Diversifizierungsstrategien flankiert. Die EU-Verordnung 2025/261 ist am 26. Jänner 2026 erlassen worden.

Die Verordnung sieht Regelungen zur Erstellung von nationalen Diversifizierungsplänen für Gas und Öl vor. Mitgliedstaaten müssen bis zum

1. März 2026 derartige Pläne bei der EU-Kommission vorlegen. Die Diversifizierungspläne der Mitgliedstaaten sollen den nationalen Diversifizierungsplan und entsprechende Maßnahmen, Meilensteine und potenzielle Diversifizierungsbarrieren für einen vollständigen Ausstieg aus russischem Gas darlegen. Die Pläne sollen auch Zeitpläne für das nationale Phase-out, alternative Transport-

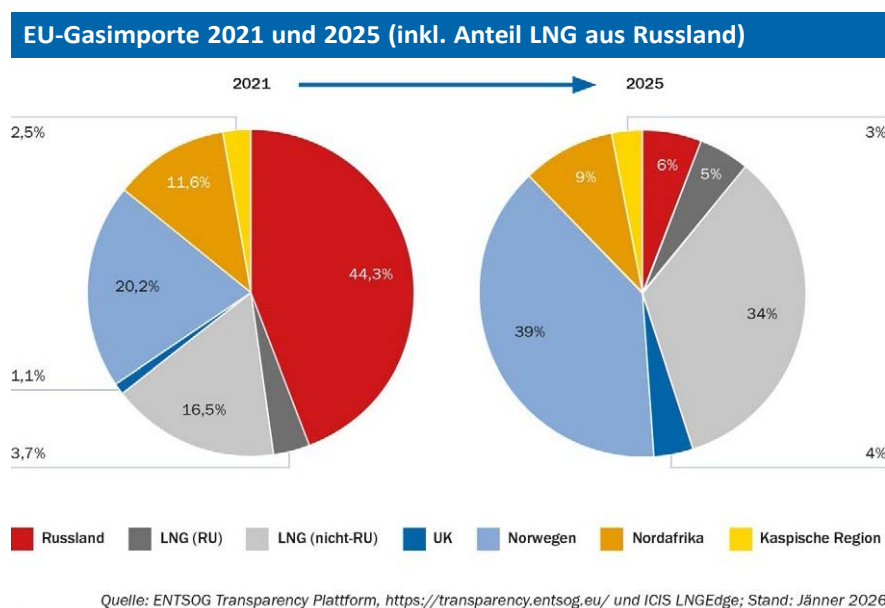


Abbildung 23

routen und alternative Gaslieferanten beschreiben sowie potenzielle technische, regulatorische und vertragliche Diversifizierungsbarrieren aufzeigen (Artikel 12 trifft entsprechende Regelungen für Öl-Importe).

Abbildung 23 zeigt den Anteil russischer Gaslieferungen (LNG & Pipeline) an den europäischen Gasimporten in den Jahren 2021 und 2025. Während Gaslieferungen über die Pipeline-Routen nur über die staatliche Gazprom Export abgewickelt werden, stammen die LNG-Importe aus Russland fast ausschließlich aus Verträgen mit dem privatwirtschaftlichen russischen Energieunternehmen Novatek, an dem Gazprom nur einen Anteil hält. LNG-Lieferungen von den Gazprom-Terminals in der Ostsee (Portovaya LNG und Vysotsk LNG) machen nur einen geringen Anteil der russischen LNG-Lieferungen aus (rund 7,8% der gesamten russischen LNG-Lieferungen im Jahr 2024). Ein kompletter Wegfall aller russischen Gaslieferungen würde auf Basis der Gasflüsse und Gasnachfrage im Jahr 2025 eine Substitution von etwa 430 TWh/a erforderlich machen.

Obwohl dieses Importverbot nach Beendigung des Vertrages zwischen OMV und Gazprom Export im Dezember 2024 Österreich nicht direkt betrifft, kann es indirekt Auswirkungen auf Österreich haben. Zum einen kann es zu einer Zunahme der Gastransite durch Österreich in West-Ost-Richtung kommen, um die Versorgung der CEE-Region und der Ukraine sicherzustellen. Zum anderen kann es aufgrund von Kapazitätsengpässen zu einer Erhöhung der Preisspreads zwischen dem österreichischen Gasgroßhandelsmarkt und den nordwesteuropäischen Märkten kommen.

Wenn eine stärkere Nutzung der Transitrouten über Österreich durch diese Länder erfolgen muss, würden wieder mehr Transportmengen und Shipper zur Verfügung stehen, auf die die Kosten der Netzinfrastruktur verteilt werden können. Eine erhöhte Nutzung der österreichischen Gasleitungen kann die Netztarife senken. Jedoch könnte ein weiterer Ausbau der Gasinfrastruktur für Transitenach Ungarn, in die Slowakei und in die Ukraine notwendig werden.

Unklar ist jedoch die langfristige Auswirkung auf die Großhandelspreise in der CEE-Region und in der EU. Die Analyse der EU-Kommission basiert auf den Annahmen, dass die globalen LNG-Produktionskapazitäten ausgebaut werden, die Gasproduktion in der CEE-Region gestartet wird, insbesondere im Schwarzen Meer (Neptun Deep Feld) und die Kapazitätsengpässe in West-Ost-Richtung beseitigt werden. Sollte es zu Verzögerungen in einem der genannten Bereiche kommen, könnte das stärkere Auswirkungen auf die Gaspreise in der EU und insbesondere in der CEE-Region haben. Der Plan zum Ausstieg aus russischem Gas laut Verordnungsvorschlag der EU-Kommission sollte daher bei Bedarf an diese Entwicklungen angepasst werden können und vor allem die Möglichkeiten zur Diversifizierung berücksichtigen.

Diversifizierung ist aus Sicht der E-Control ein Schlüsselwort. Auch bei den LNG-Importen in die EU sollte diversifiziert werden, damit keine neuen Abhängigkeiten von einem einzelnen Lieferland geschaffen werden.

12.1.7 PLÄNE DER EU-KOMMISSION

Im Rahmen ihres Arbeitsprogramms für 2026 setzt die EU-Kommission einen klaren Fokus auf die Vervollendung der Energieunion, um niedrige Energiepreise

für Haushalt und Unternehmen zu gewährleisten, die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken und die Unabhängigkeit Europas zu festigen. Das Programm zielt darauf ab, Netze zu modernisieren, bestehende Engpässe zu beseitigen, die Bürokratie für grenzüberschreitende Energieprodukte zu reduzieren und die Elektrifizierung sowie die Resilienz des Stromnetzes zu fördern.

Als Grundlage dafür dienen insbesondere die EU-Initiativen wie die Programme Fit for 55, REPowerEU, der Aktionsplan für erschwingliche Energie sowie der Clean Industrial Deal.

Ein zentrales Vorhaben ist die Veröffentlichung des „Electrification Action Plan“ im ersten Quartal 2026. Diese Maßnahme soll die elektrifizierte Energie- und Wärmeversorgung fördern, industrielle Prozesse stärker in Stromnetze integrieren und damit sowohl den Endenergieverbrauch als auch die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen nachhaltig senken.

Aufbauend auf dem Aktionsplan für erschwingliche Energie wird die EU-Kommission Anfang 2026 auch ein Weißbuch über eine vertiefte Integration des Strommarkts vorlegen. Das primäre Ziel dieses Weißbuchs wird es sein, die Integration des Energiemarkts voranzutreiben. Um dies zu erreichen, soll das Weißbuch einen kohärenten Governance-Rahmen bereitstellen, die Ziele auf nationaler und EU-Ebene miteinander in Einklang bringen und sicherstellen, dass Entscheidungen, die von grenzüberschreitender und EU-weiter Bedeutung sind, auf der richtigen Ebene getroffen werden.

Weiters sieht das Arbeitsprogramm für 2026 eine Aktualisierung der Richtlinien für erneuerbare Energien und Energieeffizienz für das dritte Quartal 2026 vor. So sollen bessere Rahmenbedingungen für die Integration von Eigenversorgung, virtuelle Kraftwerke, Speicher- und Wasserstofftechnologien geschaffen werden.

Ein weiterer Schwerpunkt wird auf dem sogenannten „Energy Omnibus“ liegen, einer Maßnahme zur Vereinfachung bestehender Vorschriften für Energieprodukte. Ziel ist es, regulatorische Hürden zu senken, Innovationen zu erleichtern und damit den Übergang zu sauberen Technologien zu beschleunigen. Diese Maßnahmen sollen im 2. Quartal 2026 starten.

 **Online-Erweiterung: CEER**

12.1.8 KONTAKTE ZU ANDEREN ENERGIEREGULIERUNGSBEHÖRDEN

Die Rechtsentwicklungen auf europäischer Ebene und insbesondere die österreichische Erfahrung mit deren Umsetzung im nationalen Gefüge sind immer wieder Thema bei Besuchen von Delegationen anderer nationaler Energieregulierungsbehörden bei der E-Control. Die Expertise der E-Control wird hochgeschätzt. So entsteht auch ein niederschwelliges Informationsnetzwerk bei praktischen Fragen der täglichen Regulierungsarbeit.

In diesem Kontext empfing die E-Control 2025 unter anderem Delegationen aus Kosovo, Brasilien, Armenien, Usbekistan und Dänemark und war Gastgeberin eines trilateralen Workshops zwischen CEER, ECRB und MEDREG zum Thema Wasserstoff.

12.2 Rechtsentwicklungen in Österreich

Im Jahr 2025 führte die E-Control insgesamt 20 Konsultationen durch, davon 8 im Bereich Gas und 12 im Bereich Strom. Es wurden 9 Verordnungen erlassen. Details hierzu sowie zu den Bescheidverfahren und anderweitigen Verfahrenszahlen der E-Control für 2026 sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Konsultationen – Gas	
Konsultationen – Gas	8
Konsultation des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2024	
Konsultation der Langfristigen und integrierten Planung 2024	
Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020) – Novelle 2025	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – 2. Novelle 2025 (Fernleitungsnetzentgelte ab 1.1.2026)	
Konsultation „Erste Eckpunkte eines Wasserstoff-Ziel-Marktmodelles“	
Gasversorgungsstandardverordnung (GVSV) - Novelle 2025	
Erdgas-Clearinggebühr-Novelle 2026	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – Novelle 2026 (Verteilernetzentgelte ab 1.1.2026)	

Tabelle 1

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

Konsultationen – Strom	
Konsultationen – Strom	12
Diskussionspapier Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen	
TOR Netzurückwirkungen und TOR Verteilernetzanschluss Version 1.3	
Sonstige Marktregeln Strom und Gas Marktkommunikation Version 2.1	
TOR Netzurückwirkungen Version 1.0	
Stromkennzeichnungsverordnungs-Novelle 2025 (KenVNovelle 2025)	
Sonstige Marktregeln Strom Fahrpläne Version 6.7	
Herkunftsnachweispreis-Verordnung (HKN-V 2026)	
Clearinggebühr-Novelle 2026	
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) – Novelle 2026	
Sonstige Marktregeln Strom Datenaustausch Netzbetrieb Version 1.0	
TOR Netzurückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel Version 1.0	
TOR Netzgebundene Steuersignal- und Datenübertragung	

Tabelle 2

Verordnungen – Gas	
Verordnungen – Gas	5
Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020) – Novelle 2025	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – 2. Novelle 2025 (Fernleitungsnetzentgelte ab 1.1.2026)	
Gasversorgungsstandardverordnung (GVSV) – Novelle 2025	
Erdgas-Clearinggebühr-Novelle 2026	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) – Novelle 2026 (Verteilernetzentgelte ab 1.1.2026)	

Tabelle 3

Verordnungen – Strom	
Verordnungen – Gas	5
Stromkennzeichnungsverordnungs-Novelle 2025 (KenVNovelle 2025)	
Herkunftsnachweispreis-Verordnung (HKN-V 2026)	
Clearinggebühr-Novelle 2026	
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) – Novelle 2026	

Tabelle 4

Bescheidverfahren	
Abgeschlossene Verfahren:	438
Anzahl der laufenden Verfahren:	243
Davon gerichtsanhängige Verfahren:	65

Tabelle 5

Beteiligung an Verfahren anderer Behörden	
Beteiligung an Verfahren anderer Behörden	12

Tabelle 6

Strafanträge und Anzeigen	
Abgeschlossene Strafverfahren (eigene und bei BVB):	20
Offene Verfahren:	14
Davon bei Gericht oder Magistrat anhängig:	10

Tabelle 7

12.2.1 GWG

Neben dem Paket mit dem EIWG, dem EnDG und dem überarbeiteten E-ControlG (s. Kapitel 2.1) bedarf auch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 aufgrund neuer unionsrechtlicher Grundlagen, einer geänderten Marktsituation, der Notwendigkeit der Diversifizierung der Bezugsquellen und Dekarbonisierung des Energiesystems einer grundlegenden Überarbeitung. Hier gilt es ebenfalls, unionsrechtliche Grundlagen umzusetzen.

Der Schwerpunkt des „GWG neu“ liegt in der Umsetzung des EU-Pakets zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte, das im Kern aus der EU-Richtlinie für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff (RL 2024/1788) sowie der Verordnung über Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (VO 2024/1789) besteht. Der Fokus dieser Rechtsakte liegt auf der Überarbeitung des bestehenden Gasmarktdesigns, inklusive Gasnetzstilllegung, sowie der Schaffung eines neuen Marktdesigns für Wasserstoff. Die Regelungen unterstützen die Klimaziele der EU und stärken die Verbraucher:innenrechte. Insbesondere dienen sie dem Schutz vor Energiearmut, auch während der Energiesystemwende.

Die Vorgaben dieser EU-Richtlinie sind bis 5. August 2026 von der Republik Österreich in nationales Recht umzusetzen. In diesem Sinne ist auch das „GWG neu“ in Planung und die inhaltlichen Vorbereitungen dazu laufen. Die E-Control ist stets bemüht, sich mit ihrer Expertise in diesen Prozess einzu-

11 RECHTSENTWICKLUNGEN

bringen und den Gesetzgeber dabei nach Kräften zu unterstützen, um zeitnah eine hochwertige gesetzliche Grundlage für die zukünftige Entwicklung dieser Märkte zu ermöglichen. Dies äußert sich unter anderem in der Ausarbeitung von Positionspapieren z.B. zu den Themen des Regulierungsrahmens für die Wasserstoffinfrastruktur und die Gasnetzstillegung und in aktiver Teilnahme

an Workshops des BMWET. Außerdem führte die E-Control im Jahr 2025 einen Konsultationsprozess zu den Eckpunkten einer Wasserstoff-Marktmodell-Verordnung durch, deren Ergebnisse auch in die Entwicklung des Rechtsrahmens im Jahr 2026 einfließen sollen.

” VERWALTUNGS- EFFIZIENZ UND -WIRKSAMKEIT “

Verlässlichkeit nach außen und innen

13 VERWALTUNGSEFFIZIENZ UND -WIRKSAMKEIT

Neben der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben, wie z.B. des im Herbst 2025 in Kraft getretenen IFG, ist die E-Control laufend bestrebt, in ihrer Arbeit hohen Standards zur Compliance, zur Informationssicherheit und zum Datenschutz gerecht zu werden.

Auch gegenüber den Marktteilnehmern legt die E-Control großen Wert auf Verwaltungseffizienz und -wirksamkeit, z.B. mit ihren Initiativen zur Verbesserung der Datenerhebung und zur Sicherstellung einer unabhängigen regulatorischen Gebarung.

Zugleich legt die E-Control Wert darauf, mit relevanten technologischen Entwicklungen Schritt zu halten und sich außerdem als Arbeitgeberin weiterzuentwickeln. Exemplarisch sind hier die KI-Initiative der E-Control sowie die Einrichtung von Vertrauenspersonen und die Einbringung in frauenfördernde Programme erwähnt.

13.1 IFG

Mit 1. September 2025 trat das Informationsfreiheitsgesetz (IFG) in Kraft. Die E-Control hat sich frühzeitig auf die neuen Anforderungen vorbereitet und dabei großen Wert auf eine enge Abstimmung mit der Datenschutzbehörde, den zuständigen Bundesministerien sowie mit anderen unabhängigen Behörden gelegt. Ziel war es, ein einheitliches Verständnis der gesetzlichen Vorgaben

sicherzustellen und eine effiziente, rechtskonforme Umsetzung in der Praxis zu ermöglichen.

Um den Verpflichtungen nach dem IFG nachzukommen, wurden interne Bearbeitungsprozesse und standardisierte Dokumentvorlagen entwickelt, die Allgemeinen Vertragsbedingungen (AVB) der E-Control überarbeitet und alle Vertreterinnen und Vertreter der Behörde umfassend geschult. Diese Maßnahmen sollen gewährleisten, dass Informationsbegehren transparent, fristgerecht und qualitätsgesichert behandelt werden können.

Im Jahr 2025 war ab Inkrafttreten des IFG am 1. September ein deutlicher Anstieg an eingelangten Informationsbegehren zu bemerken. Bei 10 Begehren war eine nähere Prüfung erforderlich. In den übrigen Fällen war entweder sofort eine vollständige Auskunft möglich oder die Personen verfolgten ihre Anfrage nicht weiter. Bei den näher zu prüfenden Begehren wurde bisher bei 50% zumindest eine teilweise Auskunft erteilt, bei 20% der Begehren wurde eine Auskunft verweigert, 20% der Begehren waren Ende des Jahres noch in Prüfung und 10% wurden an die zuständige Behörde weitergeleitet. Bislang war von der E-Control kein Bescheid nach dem IFG zu erlassen.

Die E-Control evaluiert und entwickelt die Umsetzungsmaßnahmen aufgrund des IFG laufend weiter, um den gesetzlichen Transparenzanforderungen dauerhaft Rechnung zu tragen und einen verlässlichen Zugang zu behördlichen Informationen sicherzustellen.

13.2 Compliance

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 zertifiziert nach ISO 27001. In beiden Bereichen finden regelmäßig Schulungen für die Mitarbeiter:innen statt, um ein hohes Maß an gelebter Compliance zu gewährleisten.

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.

E-Control bekennt sich laufend klar zu einer transparenten, sparsamen, wirtschaftlichen und zweckmäßigen Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben.

Diese Vorgehensweise wurde auch im Jahr 2025 fortgesetzt. Die laufenden Tätigkeiten der E-Control im Bereich Compliance umfassen insbesondere die Erstellung eines jährlichen [Corporate-Governance-Berichts](#), die Unterhaltung eines Hinweisgebersystems in Umsetzung des HinweisgeberInnen-schutzgesetzes, die laufende 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.

13.3 Informationssicherheit und Datenschutz

Das Thema Informationssicherheit gewann im Jahr 2025 weiter an Priorität. Angriffe werden, auch mithilfe von Künstlicher Intelligenz, immer komplexer. An den Unternehmenskontext angepasste Phishing-Mails und gezielte Auskundschaftung sind eine tägliche Herausforderung. Neue Mitarbeiter:innen werden oft schon innerhalb der ersten Arbeitstage Ziel solcher Angriffe. Aus diesem Grund wurden Schulungs- und Awareness-Maßnahmen durchgeführt und der Onboarding-Prozess weiter verbessert. Zusätzlich betreibt die E-Control umfassende Monitoring- und Abwehrtools, um die Cyber-Resilienz zu stärken.

Schwerpunkte des Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) der E-Control waren 2025 die Richtlinienentwicklung für die Bedrohungsanalyse

(Threat-Intelligence), die weitere Ausgestaltung der Business-Continuity-Maßnahmen sowie der Umstieg auf die aktuelle Norm ISO 27001:2022.

Diese Aktivitäten wurden im Rahmen eines mehrtägigen Rezertifizierungs- und Transitionsaudits umfassend von externen Auditor:innen geprüft. Als Ergebnis wurde der E-Control das dreijährige Zertifikat erneut ausgestellt.

In Vorbereitung auf das Resilienz-kritischer-Einrichtungen-Gesetz und das zukünftige NIS2-Gesetz wurden bereits Vorkehrungen getroffen, um eine rasche und effiziente Umsetzung zu gewährleisten.

Aus Datenschutzsicht stellten die Fülle an neuen Verarbeitungstätigkeiten, Auslagerungen in die Cloud sowie der immer häufigere Einsatz von künstlicher Intelligenz Herausforderungen dar. Um der Komplexität zu begegnen, wurde eine neue Software zur integrierten Verwaltung des Verzeichnisses von Verarbeitungstätigkeiten und für das Risikomanagement angeschafft.

13.4 Datenerhebung und -management

Im Zuge ihrer Tätigkeiten erhebt die E-Control große Mengen Daten insbesondere von den Marktteilnehmern. Die E-Control ist bestrebt, ihre Prozesse zur Datenerhebung und zum Datenmanagement stetig zu verbessern, zu verein-

heitlichen und zwischen allen Zuständigen abzustimmen. Der Aufwand für alle Beteiligten soll so weit wie möglich verringert werden.

Um das Datenmanagement der E-Control im Sinne dieser Strategie entscheidend weiterzuentwickeln, ist die Einführung eines einheitlichen Datenportals von zentraler Bedeutung. Dazu gehören auch die Umsetzung einer zentralen Datenvorhaltung, standardisierte Datenaufbereitung sowie die Optimierung der Datenbereitstellungsprozesse. Zur Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale sind spezifische Kompetenzen und Ressourcen erforderlich, ebenso wie klare organisatorische Verantwortlichkeiten und interne Transparenz.

In der ersten Phase konzentrierte sich die E-Control auf die zentrale Datenvorhaltung und die dazugehörigen Prozesse. Konkret wurden geeignete Lösungen für die zentrale Speicherung von Stammdaten, Zeitreihen und weiteren Daten identifiziert und deren Implementierung initiiert. Diese Verbesserungen vereinfachen und optimieren den Datenzugriff und ermöglichen, soweit möglich, die Anbindung an externe Datenquellen wie das Unternehmensregister für Zwecke der Verwaltung (URV) der Statistik Austria zur Sicherung der Datenqualität.

Zusätzlich wurden Prozesse entwickelt, um zukünftige oder geänderte Erhebungen einheitlich zu gestalten und den Dateninhalt mit bestehenden Erhebungen abzustimmen. Ein abteilungsübergreifendes Team wurde ins Leben gerufen, das sich künftig federführend um den Wissensaustausch, den Kompetenzaufbau und die Weiterentwicklung des Datenmanagements kümmert. In der

nächsten Phase wird der Fokus auf dem einheitlichen Datenportal und dem Meldeprozess liegen.

13.5 Unabhängigkeit von Regulierungsbehörden

Die Unabhängigkeit einer Energieregulierungsbehörde wie der E-Control ist ein Grundsatz, auf den sich die gesamte Energiebranche, aber auch die politischen Entscheidungsträger:innen verlassen können müssen. Daher ist sie auch fest im österreichischen und europäischen Recht verankert. Im Jahr 2025 widmete CEER dem Thema eine [ganztägige Konferenz](#) und veröffentlichte einen Bericht, der Handlungsempfehlungen für nationale und internationale Gesetzgeber, aber auch Instrumente zur Stärkung der eigenen Unabhängigkeit für nationale Energieregulierungsbehörden selbst enthält (s. [CEER-Bericht „Independence in Action – Sharing Lessons Across Borders“](#)). Diese Instrumente werden von der E-Control weitgehend umgesetzt.

Zusätzlich zur Arbeit von CEER widmet sich die E-Control dem Thema der Unabhängigkeit auch über ihre Aktivitäten bei der OECD, innerhalb der Energiegemeinschaft, bei MEDREG, bei ERRA und in einer neu geschaffenen Arbeitsgruppe zur Unabhängigkeit bei ICER.

 **Online-Erweiterung: Unabhängigkeit**
 **Online-Erweiterung: Künstliche Intelligenz**  **Online-Erweiterung: Vertrauenspersonen**

13.6 Women in Energy

Im Interesse der Gleichberechtigung engagieren sich die E-Control und ihre Mitarbeiterinnen in diversen Initiativen zur Frauenförderung in der Energiewirtschaft.

Die „Women in Energy“-Initiative von ICER (International Confederation of Energy Regulators) verfolgt das Ziel, Frauen im Energiesektor weltweit zu fördern, Sichtbarkeit zu schaffen und den Zugang zu Führungspositionen zu erleichtern. Als globales Netzwerk widmet sich ICER dem Austausch zwischen weiblichen Fachkräften bei Regulierungsbehörden und bietet praktische Unterstützung wie Mentoring-Programme, Peer-Coaching, Trainings und Networking-Events. Die Initiative möchte eine Kultur des gegenseitigen Empowerments etablieren, um sowohl individuelle Karrieren als auch die Diversität und Innovationskraft der internationalen Energiewirtschaft zu stärken. Die Sichtbarkeit von Frauen in der Energiebranche wird unter anderem durch Interviews mit weiblichen Führungskräften gesteigert, die dann über zahlreiche Kanäle verbreitet werden (s. z.B. auch ein entsprechendes [Posting](#) der E-Control auf LinkedIn).

Das gesamte Programm wird von einer Mitarbeiterin der E-Control geleitet und ständig weiterentwickelt. Insbesondere das Peer-Coaching-Programm hat nach bereits mehreren Durchläufen einen hohen Reifegrad erreicht, wodurch Frauen weltweit zusammengebracht und unterstützt werden.

Das gleichnamige „Women in Energy“-Programm von CEER setzt gezielt auf die Förderung weiblicher Fach- und Führungskräfte im europäischen Energiesektor

und hat dafür eine eigene Charta, ein Logo und spezifische Formate entwickelt. Die Charta steht für das Bekenntnis zu Chancengleichheit und Diversität in der Energiebranche. Das Logo symbolisiert öffentlichkeitswirksam die Werte und Ziele der Initiative. Im Rahmen des Programms werden regelmäßig Events, Netzwerktreffen und Workshops angeboten, die den Austausch und die gegenseitige Unterstützung stärken.

CEER hat zudem eine Erhebung zum Status von Frauen in europäischen Regulatorischen Behörden durchgeführt, um den aktuellen Stand, Herausforderungen sowie Fortschritte sichtbar zu machen. Die Erkenntnisse daraus fließen direkt in die Weiterentwicklung der Programme und Maßnahmen ein. Die Initiative will damit nicht nur die individuelle Karriereentwicklung ermöglichen, sondern auch strukturelle Veränderungen zur Erhöhung des Frauenanteils im Energiesektor vorantreiben.

Auch das Frauenförderungsprogramm von ERRA verfolgt das Ziel, weibliche Führungspersönlichkeiten im Energiesektor stärker sichtbar zu machen und zu vernetzen. Im Rahmen der Initiativen veranstaltet ERRA regelmäßig Webinare und Diskussionsrunden (so etwa am 8. März, dem Internationalen Frauentag, als Teil der Reihe „Women in the Energy Sector – My Career Story“). Dabei stehen persönliche Karrierewege, Erfolgsgeschichten und konkrete Tipps von erfahrenen Frauen aus der Energiewirtschaft im Mittelpunkt, um Inspiration, Empowerment und gegenseitige Unterstützung zu fördern. Zusätzlich führt ERRA begleitende Umfragen und Erhebungen durch, um Herausforderungen für Frauen im Energiesektor besser zu verstehen und gezielt anzugehen.

Individuell sind außerdem einige Mitarbeiterinnen der E-Control Teil von Frauenförderungsnetzwerken, so z.B. dem OVE Fem in Österreich.

” PERSONAL- ENTWICKLUNG UND JAHRES- ABSCHLUSS “

JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

Bilanz zum 31. Dezember 2025		
Aktiva	Stand am 31.12.2025 €	Stand am 31.12.2024 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 1.151 €, Vorjahr: TS 1.024 €)	1.185.122,79	1.087.163,38
II. Sachanlagen	804.118,00	917.039,27
	1.989.240,79	2.004.202,65
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte		
1. noch nicht abrechenbare Leistungen	0,00	76.319,29
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	15.696,48	97.660,02
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 364 €, Vorjahr: TS 414 €)	383.965,45	437.614,35
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 525 €, Vorjahr: TS 566 €)	8.247.534,20	7.906.124,95
	8.647.196,13	8.517.718,61
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	911.108,83	780.837,96
	11.547.545,75	11.302.759,22

Bilanz zum 31. Dezember 2025		
Passiva	Stand am 31.12.2025 €	Stand am 31.12.2024 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControlG	722.178,09	668.196,65
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 56 €, Vorjahr TS 52 €)	60.000,00	56.000,00
	1.008.310,60	950.329,16
B. Sonderposten für Investitionszuschüsse:		
1. Investitionszuschuss zum Anlagevermögen nach § 75 EEffG (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 1.151 €, Vorjahr: TS 1.007 €)	1.150.767,94	1.006.921,95
	1.150.767,94	1.006.921,95
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	730.365,80	668.397,95
2. Sonstige Rückstellungen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 31 €, Vorjahr: TS 22 €)	2.349.400,08	2.505.349,60
	3.079.765,88	3.173.747,55
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 768 €, Vorjahr: TS 616 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 0 €, Vorjahr: TS 4 €)	768.194,62	616.385,90
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 5.541 €, Vorjahr: TS 5.480 €) (davon aus Steuern: TS 314 €, Vorjahr: TS 299 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 344 €, Vorjahr: TS 330 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 271 €, Vorjahr: TS 328 €)	5.540.506,71	5.480.374,66
	6.308.701,33	6.096.760,56
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 6.309 €, Vorjahr: TS 6.097 €		
E. Rechnungsabgrenzungsposten:	0,00	75.000,00
	11.547.545,75	11.302.759,22

14 PERSONALENTWICKLUNG UND JAHRESABSCHLUSS

Gewinn-und-Verlust-Rechnung für das Geschäftsjahr 2025		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
1. Umsatzerlöse		
a.) aus regulatorischer Tätigkeit	24.082.632,99	22.907.314,38
b.) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	808.143,06	556.847,51
c.) sonstige	232.239,67	230.652,25
2. Veränderung des Bestands an noch nicht abrechenbaren Leistungen	-76.319,29	76.319,29
3. Sonstige betriebliche Erträge (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS974€, Vorjahr: TS612€)	1.000.903,30	692.283,26
4. Personalaufwand (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS417€, Vorjahr: TS386€)	-15.358.493,00	-14.426.585,77
5. Abschreibungen:		
Auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 288 €, Vorjahr: TS 0 €)	-930.732,69	-658.912,89
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern soweit sie nicht unter Z 12 fallen TS 1 €, Vorjahr TS 4 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 270 €, Vorjahr: TS 229 €)	-9.764.614,04	-9.295.332,20
7. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 6 (Betriebserfolg)	-6.240,00	82.585,83
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS0€, Vorjahr: TS3€)	83.893,96	65.163,21
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS0€, Vorjahr: TS0€)	0,00	0,00
10. Zwischensumme aus Z 8 bis Z 9 (Finanzerfolg)	83.893,96	65.163,21
11. Ergebnis vor Steuern	77.653,96	147.749,04
12. Steuern vom Einkommen und Ertrag (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS0€, Vorjahr: TS1€)	-19.672,52	-15.737,10
13. Ergebnis nach Steuern	57.981,44	132.011,94
14. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-53.981,44	-128.011,94
15. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
16. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	56.000,00	52.000,00
17. Bilanzgewinn	60.000,00	56.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG ELEKTRIZITÄTS-, GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025

Die E-Control unterliegt, als Anstalt öffentlichen Rechts einem eigenen Organisationsgesetz, dem Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), das auch den Firmenwortlaut der E-Control regelt. Durch Artikel 3 des Bundesgesetzes, mit dem das Günstiger-Strom-Gesetz erlassen wurde (BGBl. I Nr. 91/2025), wurde auch das E-ControlG und die Bestimmung des § 3 (vormals § 2) angepasst.

Mit Wirksamkeit 24. Dezember 2025 wurde die Bezeichnung der Regulierungsbehörde von „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)“ auf „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)“ geändert.

Die Änderung des Firmenwortlauts wirkt unmittelbar ab dem der Kundmachung folgenden Tag – die Eintragung ins Firmenbuch ist deklaratorisch.

I. Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

Der vorliegende Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Unternehmensgesetzbuchs (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 EEffG ist die E-Control im Geschäftsjahr 2023 zur zuständigen Behörde für das Energieeffizienzgesetz ernannt worden. Das EEffG sieht vor, dass im Interesse einer klaren Darstellung insbesondere in der Gewinn- und Verlust-Rechnung jene Posten, die Aufwände oder Erträge der „Energieeffizienz-Monitoringstelle“ inkludieren, entsprechende Vermerke zu beinhalten haben.

Im Interesse einer klaren Darstellung wurden in der Bilanz sowie 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 2025 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 Devisengeldkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 1,94% (Vorjahr 1,96%) (Durchschnittszinssatz der letzten sieben Jahre für eine durchschnittliche Restlaufzeit von 7 Jahren), einer erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 3,00% (Vorjahr 3,00%) 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“ sind nun auch die um eine planmäßige Abschreibung (rd. 288 T€) verminderten Anschaffungskosten (rd. 1.438 T€) der im ersten Quartal 2025 planmäßig in Betrieb genommenen elektronischen Meldeplattform der Energieeffizienz-Monitoringstelle enthalten.

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt 1.249 T€ für das Geschäftsjahr 2026 (Vorjahr 1.230 T€). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten fünf Jahre betragen 6.172 T€ (Vorjahr 6.071 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 Wirtschaft, Energie und Tourismus. Die Leistungen wurden bei der E-Control im dritten und vierten Quartal des Geschäftsjahres 2024 beauftragt, im ersten Halbjahr 2025 abgeschlossen und an das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus verrechnet.

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 20 T€ (Vorjahr 23 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 Wirtschaft, Energie und Tourismus geleistete nicht rückzahlbare Investitionszuschuss zum Aufbau der elektronischen Meldeplattform für die Energieeffizienz-Monitoringstelle ausgewiesen.

Die Position „Sonderposten für Investitionszuschüsse“ hat sich im Geschäftsjahr 2025 auf insgesamt 1.438 T€ erhöht (Vorjahr 1.007 T€). In Folge der planmäßigen Fertigstellung und Inbetriebnahme der elektronischen Meldeplattform im zweiten Quartal 2025 erfolgte, nach Maßgabe der Abschreibung des Vermögensgegenstandes, eine entsprechend ertragswirksame Auflösung in Höhe von 288 T€.

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:

	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	50.000,00	60.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	103.422,00	41.290,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	1.113.370,57	1.078.721,45
Prämien – Mitarbeiter:innen	918.815,07	809.013,16
Prämien – Mitglieder des Vorstands	79.588,44	76.600,99
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	36.740,00	35.110,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	47.464,00	404.614,00
	2.349.400,08	2.505.349,60

In der Rückstellung für „Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand“ ist auch ein Betrag in Höhe von 5 T€ (Vorjahr 6 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 295 T€ (Vorjahr 273 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind auch „Erhaltene Anzahlungen“ in Höhe von insgesamt 1.191 T€ (Vorjahr 961 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-Monitoringstelle“ stehen.

Dieser Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Erhaltene Anzahlungen zur Abgeltung der Aufwendungen:		
für Leistungen nach § 5 Abs. 4 E-ControlG	919.578,91	633.699,58
für Leistungen als Energieeffizienz-Monitoringstelle	271.483,09	327.621,59
	1.191.062,00	961.321,17

Grundsätzlich ist der Bund nach § 32 Abs. 6 E-ControlG 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 2023 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, sodass 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 zumindest 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 2025 sind insgesamt 808 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 557 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 (634 T€) sowie der im Jahr 2025 zugeflossenen Beiträge (insgesamt 1.256 T€) verbleiben der E-Control somit 920 T€ als „Erhaltene Anzahlung“ für gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG zu erfüllende Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse ab dem Jahr 2026.

Im Juni 2023 ist die Novelle des 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 in diesem Gesetz 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 EEffG 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 2025 630.000 € als ersten Beitrag zur Bedeckung der operativen Kosten nach § 69 EEffG für das Jahr 2025 bereitgestellt.

Der zweite Teilbetrag für das Geschäftsjahr 2025 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 in Vorjahren vom Bund bereitgestellten Mitteln in Höhe von insgesamt 327.621,59 € vorrangig zur Bedeckung der noch anfallenden operativen Aufwendungen im zweiten Halbjahr 2025 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. Bis zum Jahr 2025 wurden von der E-Control insgesamt 1.006.921,95 € in Form von zwei Teilrechnungen für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform geleistet und als Anzahlung im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ in der Bilanz ausgewiesen. Mit dem Abschluss des Aufbaus sowie der Inbetriebnahme der elektronischen Meldeplattform im zweiten Quartal 2025 wurde sowohl die Abschlusszahlung in Höhe von 431.537,98 € von der E-Control geleistet als auch die elektronische Meldeplattform mit Anschaffungskosten in Höhe von insgesamt 1.438.459,93 € in Betrieb genommen.

Der Bund hat der E-Control im Jahr 2025, abseits der Bereitstellung der Mittel für die Abschlusszahlung in Höhe von 431.537,98 €, keine weiteren Mittel nach § 75 Abs. 6 EEffG bereitgestellt.

Der Restbetrag aus den nach § 69 Abs. 2 EEffG bereitgestellten Mitteln (insgesamt 271.483,09 €) zu den tatsächlich im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellten Aufwendungen und Erträgen ist als „Erhaltene Anzahlung“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind auch 3.672 T€ (Vorjahr 3.865 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.

a.) aus regulatorischer Tätigkeit		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Erlöse Strommarktregulierung	18.855.004,96	18.407.643,08
Erlöse Gasmarktregulierung	8.899.356,32	8.364.465,08
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-3.671.728,29	-3.864.793,78
	24.082.632,99	22.907.314,38

b.) aus nicht regulatorischer Tätigkeit		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	808.143,06	556.847,51

c.) sonstige Umsatzerlöse (übrige)		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Vortrags- und Beratungstätigkeit Ausland	5.412,26	23.906,72
Vortrags- und Beratungstätigkeit Inland	48.710,08	36.401,58
Weiterverrechnung AIB, IDACS, REMIT	81.800,00	78.880,00
Weiterverrechnung Gas- und Stromtarifikalkulator	92.333,33	92.333,33
Übrige (sonstige) Umsatzerlöse	3.984,00	-869,38
	232.239,67	230.652,25

Veränderung des Bestands an noch nicht abrechenbaren Leistungen	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Leistung im Zusammenhang mit dem Projekt(en):		
„Ladestellenverzeichnis und Ladestellenkalkulator“	-76.319,29	76.319,29
	-76.319,29	76.319,29

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 Wirtschaft, Energie und Tourismus ausgewiesen.

Mit Ende des Geschäftsjahres 2024 betrug der Fertigstellungsgrad dieser Leistungen 30%. Im Geschäftsjahr 2025 konnten die bei der E-Control beauftragten Leistungen vollständig abgeschlossen und verrechnet werden.

Sonstige betriebliche Erträge	31.12.2025 €	31.12.2024 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	6.883,00	11.464,83
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	13.116,61	62.694,99
c) Sonstige Erträge (übrige)	7.073,20	5.682,51
d) Beiträge des Bundes zur Abgeltung der Kosten der Energieeffizienz-Monitoringstelle	973.830,49	612.440,93
	1.000.903,30	692.283,26

In der Position „Sonstige Erträge (übrige)“ sind insgesamt 973.830,49 € (Vorjahr 612.440,93 €) als Kostenbeitrag des Bundes für Kosten nach § 69 Abs. 2 EEEffG sowie die Auflösung des Investitionszuschusses für die Anlauf-/Aufbaukosten nach § 75 Abs. 6 EEEffG (287.691,99 €) für die Tätigkeit der Energieeffizienz-Monitoringstelle im Geschäftsjahr 2025 ausgewiesen.

Personalaufwand	31.12.2025 €	31.12.2024 €
a) Gehälter	11.853.525,16	11.237.666,47
Aufwendungen für Altersversorgung	772.388,68	687.087,60
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen	230.402,43	180.496,27
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	2.381.817,70	2.220.936,01
Sonstige soziale Aufwendungen	120.359,03	100.399,42
b) Soziale Aufwendungen	3.504.967,84	3.188.919,30
	15.358.493,00	14.426.585,77

Im Personalaufwand des Geschäftsjahres 2025 sind insgesamt 416.597,75 € (Vorjahr 385.532,68 €) an Personalaufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Dotierung Abfertigungsrückstellung	61.967,85	22.927,29
Freiwillige Abfertigung	0,00	0,00
Gesetzliche Abfertigung	0,00	0,00
Mitarbeiter:innenvorsorgekasse	168.434,58	157.568,98
	230.402,43	180.496,27

In den Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen des Geschäftsjahres 2025 sind insgesamt 4.832,17 € (Vorjahr 4.355,58 €) an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.953.834,48	1.809.150,42
Beiträge zum Familienbeihilfen-Ausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	416.791,22	400.543,59
U-Bahnsteuer	11.192,00	11.242,00
	2.381.817,70	2.220.936,01

In den Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge des Geschäftsjahres 2025 sind insgesamt 75.371,28 € (Vorjahr 67.549,22 €) an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Mitarbeiter:innen				
	zum 31.12.2025	durch- schnittlich	zum 31.12.2024	durch- schnittlich
Vorstand	2	2,0	2	2,0
Angestellte	133	130,3	125	124,8
davon Energieeffizienz-Monitoringstelle	4	4,0	4	3,3
	135	132,3	127	126,8

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.479,61	3.622,82
Übrige	9.763.134,43	9.291.709,38
	9.764.614,04	9.295.332,20

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen des Geschäftsjahres 2025 sind insgesamt 269.540,75 € (Vorjahr 228.840,17 €) an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Zinserträge	83.893,96	65.163,21
	83.893,96	65.163,21

In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen sind im Geschäftsjahr 2025 keine Zinserträge enthalten (Vorjahr 2.575,90 €), die unmittelbar dem für die Abwicklung des Zahlungsverkehrs der Energieeffizienz-Monitoringstelle eingerichteten Kontokorrentkonto gutgeschrieben worden sind.

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN

Im Geschäftsjahr 2025 wurden der E-Control, wie auch im Jahr 2024, keine Zinsen und ähnlichen Aufwendungen in Rechnung gestellt.

V. Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von 60.000 € 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.

Die Funktionsperiode der Mitglieder des Vorstands sowie der Mitglieder des Aufsichtsrates endet mit Ende März bzw. April 2026. Sowohl die formale Ernennung der Mitglieder des Vorstands, mit Wirkung 25. März 2026, als auch die Ernennung der Mitglieder des Aufsichtsrates, mit Wirkung 26. April 2026, erfolgte Ende Jänner 2026.

VII. Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2025 wie folgt zusammen:

	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	31.440	(Vorjahr 30 T€)
Andere Bestätigungsleistungen	3.700	(Vorjahr 4 T€)
Prüfungsnahe Dienstleistungen	0	(Vorjahr 6 T€)

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 2025 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 2025 folgende Personen tätig:

Mag. Dorothea Herzele, Vorsitzende
Dr. Ilse Stockinger, CSE, Stellvertreterin der Vorsitzenden
Dr. Dörte Fouquet
Nicolas Rathauscher, MSc. (bis 12. September 2025)

Vertreter des Betriebsrates:

Eva Lacher, MSc.
Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 6. Februar 2026
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 2025											
	Anschaffungs- und Herstellungskosten					kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2025 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	31.12.2025 €	1.1.2025 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2025 €	31.12.2024 €	31.12.2025 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:											
1. Strombezugsrecht	18.601,71	1.883,76	0,00	0,00	20.485,47	18.601,71	188,38	0,00	18.790,09	0,00	1.695,38
2. EDV-Software	4.388.856,77	16.400,00	1.438.459,93	0,00	5.843.716,70	4.326.429,26	334.435,63	0,00	4.660.864,89	62.427,51	1.182.851,81
3. Patentrechte und Lizenzen	5.108,00	0,00	0,00	0,00	5.108,00	4.021,60	510,80	0,00	4.532,40	1.086,40	575,60
4. Geleistete Anzahlungen	1.023.649,47	431.537,98	-1.438.459,93	16.727,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.023.649,47	0,00
	5.436.215,95	449.821,74	0,00	16.727,52	5.869.310,17	4.349.052,57	335.134,81	0,00	4.684.187,38	1.087.163,38	1.185.122,79
II. Sachanlagen:											
1. Einbauten in fremde Gebäude	892.455,71	0,00	0,00	0,00	892.455,71	721.082,67	20.594,72	0,00	741.677,39	171.373,04	150.778,32
2. Geschäftsausstattung	1.603.480,97	10.463,15	0,00	4.722,81	1.609.221,31	1.386.391,96	73.458,59	4.722,81	1.455.127,74	217.089,01	154.093,57
3. EDV-Hardware	3.182.312,28	339.351,99	0,00	9.040,00	3.512.624,27	2.653.735,06	368.683,10	9.040,00	3.013.378,16	528.577,22	499.246,11
4. Personenkraftwagen	59.018,75	0,00	0,00	0,00	59.018,75	59.018,75	0,00	0,00	59.018,75	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.008.587,06	132.861,47	0,00	95.948,12	1.045.500,41	1.008.587,06	132.861,47	95.948,12	1.045.500,41	0,00	0,00
	6.745.854,77	482.676,61	0,00	109.710,93	7.118.820,45	5.828.815,50	595.597,88	109.710,93	6.314.702,45	917.039,27	804.118,00
	12.182.070,72	932.498,35	0,00	126.438,45	12.988.130,62	10.177.868,07	930.732,69	109.710,93	10.998.889,83	2.004.202,65	1.989.240,79

Investitionszuschüsse zum Anlagevermögen zum 31. Dezember 2025					
	Stand am 1.1.2025 €	Zuführung €	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31.12.2025 €
Investitionszuschuss zu:					
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
2. EDV-Software	1.006.921,95	431.537,98	-287.691,99	0,00	1.150.767,94
	1.006.921,95	431.537,98	-287.691,99	0,00	1.150.767,94
	1.006.921,95	431.537,98	-287.691,99	0,00	1.150.767,94

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS-, GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN
FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025

1. Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

1.1. GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Im Geschäftsjahr 2025 erfüllte die E-Control ihre gesetzlichen Regulierungsaufgaben vollumfänglich. Im Rahmen gesetzlicher Aufgaben führte und schloss die E-Control 445 Verwaltungsverfahren sowie neun Ordnungsverfahren ab. Es verbleiben 229 laufende Verwaltungsverfahren, davon sind 65 gerichtsanhängig. Im Geschäftsjahr 2025 wurden 20 Strafverfahren abgeschlossen. Mit Jahresende blieben 14 von der E-Control angestregte Strafverfahren offen, davon sind zehn gerichts- oder behördlich anhängig.

Die Tätigkeit der E-Control war wesentlich geprägt von der intensiven fachlichen Begleitung der energiepolitischen Gesetzesvorhaben, insbesondere des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG), des Energiearmuts-Definitions-Gesetzes (EnDG) sowie der Änderung des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG). Die anhaltende hohe Bedeutung der Energiepreise für Haushalte und Unternehmen fand in allen energiepolitischen Gesetzesvorhaben ihren Ausdruck.

Im Sommer 2025 wurde der Begutachtungsentwurf des EIWG im Rahmen einer öffentlichen Fachveranstaltung inhaltlich analysiert und mit Marktteilnehmern, Konsument:innen und Expert:innen diskutiert. Ab Beschluss der Regierungsvorlage und der Kundmachung des Gesetzespakets im Dezember 2025 leitete die E-Control dessen Umsetzung ein.

Mit dem EIWG wurden der E-Control neue Zuständigkeiten übertragen, insbesondere im Bereich der Informationspflichten bei dynamischen Stromlieferverträgen, der Regulierung des Datenaustauschs bei Aggregatorenmodellen, der Überwachung des Risikomanagements von Lieferanten einschließlich der Durchführung standardisierter Stresstests, der Weiterentwicklung der Netzentgeltregulierung, der Festlegung technischer und organisatorischer Netzanchluss- und Messkonzepte, der Vorgaben für Netzentwicklungspläne sowie der Regulierung von Flexibilitätsbeschaffung durch Netzbetreiber. Darüber hinaus wurde die Zuständigkeit für Verwaltungsstrafverfahren bei Verstößen gegen Marktregeln des Energiegroßhandels (REMIT) weiter ausgebaut. Diese Neuregelung übertrug der E-Control eine eigenständige Verwaltungsstrafkompetenz in diesem Regelungsbereich.

Das EnDG schuf erstmals einen einheitlichen statistischen Rahmen zur Erfassung von Energiearmut sowie zur Abgrenzung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen. Die E-Control wirkte insbesondere beratend sowie bei der methodischen Ausgestaltung der Indikatoren mit und bereitete die Schnittstellen zur energierechtlichen Regulierung vor.

Mit der Novelle des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) wurden die Kompetenzen der E-Control auch auf die Wasserstoffwirtschaft ausgeweitet und die Befugnisse in der Marktüberwachung sowie bei der Vollstreckung eigener Bescheide erweitert. Die organisatorische und fachliche Vorbereitung dieser neuen Zuständigkeiten bildete einen weiteren Tätigkeitsschwerpunkt.

Die Regulierung der Strom- und Gasnetzentgelte blieb im Geschäftsjahr 2025 eine zentrale Aufgabe. Im Strombereich standen die verursachungsgerechte Kostenverteilung, Effizienzanreize für Netzbetreiber sowie die Vorbereitung der künftigen Tarifstruktur im Lichte des neuen ElWG im Vordergrund. Die steigenden Investitionsanforderungen durch den Ausbau erneuerbarer Erzeugung, Elektromobilität und Wärmepumpen stellen weiterhin hohe Anforderungen an die regulatorische Ausgestaltung der Kostenanerkennung und der Entgeltmethodik.

Im Gasbereich war die Regulierung von sinkenden Transportmengen und strukturellem Nachfragerückgang geprägt. Dadurch steigende spezifische Netzkosten erforderten eine verstärkte Prüfung von Investitionen, eine kritische Bewertung der Netzentwicklungspläne sowie die Vorbereitung einer geordneten Redimensionierung der Infrastruktur, um langfristig wirtschaftliche und sichere Netzstrukturen sicherzustellen. Neben der Umsetzung dieser regulatorischen Aufgaben hat sich die E-Control bereits mit den in im nächsten Geschäftsjahr zu erwartenden Gesetzgebungsvorhaben im Bereich Erdgas- und Wasserstoffregulierung befasst.

Die Entwicklung der Energiepreise blieb auch 2025 ein zentrales Thema. Vor diesem Hintergrund wurde die Preisentwicklung, die Produktgestaltung der Lieferanten sowie die Weitergabe von Großhandelsmarktpreisen an Endkund:innen laufend erhoben und analysiert. Dabei wurde insbesondere die Rolle unterschiedlicher Beschaffungsstrategien der Lieferanten bei der Preisbildung untersucht.

Das Preisportal wurde zur Erhöhung der Markttransparenz weiterentwickelt. Es vergleicht simulierte Beschaffungskosten mit tatsächlichen Endkundenpreisen und wird regelmäßig aktualisiert. Ergänzend wurden Informationsangebote zu Produktarten, Preisgarantien, variablen Tarifen und dynamischen Stromprodukten ausgebaut, um Konsument:innen bei Wechsel- und Produktentscheidungen zu unterstützen.

Neben marktbezogenen Maßnahmen wurde die Informationsarbeit zur Energieeffizienz fortgesetzt. Ziel war die Unterstützung von Haushalten bei kurzfristigen Verhaltensmaßnahmen sowie langfristigen Investitionsentscheidungen. Informationsmaterialien und digitale Angebote wurden laufend aktualisiert. Ein weiterer Schwerpunkt bildete die Begleitung der zunehmenden Eigenerzeugung durch Photovoltaik sowie der Entwicklung von Energiegemeinschaften. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für gemeinschaftliche Erzeugungsmodelle wurden beobachtet und analysiert, um Hemmnisse zu identifizieren und einen effizienten Markteintritt neuer Akteure zu ermöglichen.

Die E-Control sorgte im Berichtsjahr weiterhin für Transparenz über die Zusammensetzung der Endkundenpreise, insbesondere über Anteile von Steuern, Abgaben, Netzentgelten und Energiepreisen. Diese Informationen wurden strukturiert über Website und Publikationen bereitgestellt.

Auch die Verantwortlichkeiten und Tätigkeiten seitens der Energieeffizienz-Monitoringstelle haben sich im Berichtsjahr weiterentwickelt. Nach der Hochlaufphase

in den Jahren 2023 und 2024 stand im Jahr 2025 bei der Energieeffizienz-Monitoringstelle das operative Geschäft im Mittelpunkt. Zentrale Aufgaben waren die Überprüfung, Dokumentation und Auswertung aller Verpflichtungen gemäß Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG, BGBl. I Nr. 59/2023). Dazu zählten die Prüfung der Energieabsatzmeldungen der Energielieferanten, der standardisierten Audit-Kurzberichte von Gewerbe und Industrie sowie die Qualifizierung und Requalifizierung von Energiedienstleistern. Die Erfüllung dieser Verpflichtungen verlief insgesamt sehr positiv. Beanstandungen traten nur in geringem Umfang auf, und Anzeigen aufgrund von Nicht-Erfüllungen waren nicht erforderlich.

Darüber hinaus veröffentlichte die E-Control den dritten Energieeffizienz-Fortschrittsbericht, führte Datenauswertungen für die Statistik Austria, die Internationale Energieagentur (IEA), das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) und die Europäische Kommission durch und wirkte im EU-Projekt „Concerted Action EED II“ aktiv mit.

Die vollständige Umsetzung der EED III (Energy Efficiency Directive – vom 10. Oktober 2023) in nationales Recht bleibt eine zentrale Herausforderung. Aufgrund des im Oktober 2025 eingeleiteten Vertragsverletzungsverfahrens der Europäischen Kommission gegen Österreich ist unklar, wann eine Novelle des EEffG beschlossen wird. Mit Inkrafttreten des neuen Gesetzes ist von einer Erweiterung und zusätzlichen gesetzlichen Aufgaben der Energieeffizienz-Monitoringstelle auszugehen, wofür die budgetären Ressourcen neu zu bewerten sein werden.

Die E-Control vertiefte im Jahr 2025 ihre internationale Zusammenarbeit in den Gremien von ACER, CEER, ERRA, ECRB, OECD NER, ICER und RETA. Schwerpunkte blieben Energiewende, Versorgungssicherheit, Leistbarkeit und die Weiterentwicklung wirksamer Regulierungsstrukturen.

ACER und CEER förderten durch Marktmonitoring den Ausbau der REMIT-Aufsicht sowie Leitlinien zu Netzplanung und Flexibilität, mehr Transparenz und klare Rahmenbedingungen.

Auf EU-Ebene prägten neue regulatorische Initiativen die Arbeit, darunter der Vorschlag der Europäischen Kommission vom Dezember 2025 für ein unionsweites Genehmigungs- und Netzinfrastruktur-Regime mit beschleunigten Verfahren und harmonisierten Regeln. Diese Entwicklungen betreffen zentrale Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden. Ein weiterer Meilenstein war der Beschluss des Europäischen Parlaments vom 17. Dezember 2025 zur schrittweisen Beendigung der russischen Gasimporte bis Ende 2027, mit Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Marktstrukturen und Preisbildung.

Der Austausch mit Delegationen aus Dänemark, Griechenland, Usbekistan, Armenien, Brasilien, Indien und dem Kosovo stärkte weiter bilaterale Beziehungen.

Die Aufklärung von Strom- und Gaskund:innen über ihre Rechte zählt zu den gesetzlichen Kernaufgaben der E-Control. Sie erfüllt diese Aufgabe durch Informationsangebote über Website, Newsletter, Vor-Ort-Beratungen sowie

telefonische und schriftliche Auskünfte. Die Schlichtungsstelle der E-Control vermittelt bei Streitigkeiten zwischen Konsument:innen und Energielieferanten oder Netzbetreibern.

Das Interesse an Beratung blieb hoch. Die Beratungsstelle bearbeitete 10.739 Anrufe, 4.264 schriftliche Eingaben und 1.033 Schlichtungsanträge. Hohe Energiepreise und daraus resultierende Nachforderungen standen im Fokus. Der Wegfall staatlicher Unterstützung und steigende Netzentgelte führten viele Kund:innen in Zahlungsschwierigkeiten. Die Beratungsstelle informierte dazu über Rechte und Handlungsoptionen.

Das EIWG stärkt die Rechte der Konsument:innen – von neuen Vorgaben zur Rechnungslegung und Datenübermittlung bis zu erweiterten Möglichkeiten gemeinschaftlicher Energienutzung. Die verpflichtende Nennung der E-Control als zentrale Informations- und Schlichtungsstelle sowie der Hinweis auf den Tarifikalkulator auf allen Stromrechnungen wird auch zukünftig zu einem hohen Bedarf an bereitzustellenden Informationen führen.

Das Jahr 2025 stand im Zeichen des Wartens auf das neue EIWG, das vor Jahresende verabschiedet wurde. Es fanden intensive inhaltliche Diskussionen statt, zahlreiche Medienanfragen richteten sich an die E-Control, die das Thema auch in Zielgruppenaktivitäten aufgriff. Schwerpunkte umfassten Wettbewerbsfragen – einschließlich der Taskforce Energie mit der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) –, Einsparpotenziale beim Lieferantenwechsel sowie die Gasversorgungslage.

Dazu wurden rund 400 Anfragen von Journalist:innen schriftlich, mündlich oder elektronisch beantwortet. Inhalte wurden mittels Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen sowie zielgerichteter Medienaktivitäten weitergegeben. Konsument:innen haben Zugriff auf Publikationen, E-Mail-Newsletter, Websites und Social-Media-Kanäle.

Die E-Control organisierte Fachtagungen, Webinare und einen Online-Talk für Branchenvertreter:innen und Entscheidungsträger:innen zu österreichischen und internationalen Energiethemen. Expert:innen der E-Control traten zudem bei nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen auf und referierten in Vorträgen zu energierelevanten Themen.

Sowohl die Funktionsperioden der Mitglieder des Vorstands der E-Control als auch der Mitglieder des Aufsichtsrates der E-Control enden mit Ende März 2026 bzw. Ende April 2026. Zur Gewährleistung einer geordneten Nachfolge und der Sicherstellung einer kontinuierlichen Unternehmensführung wurde der Bewerbungs- und Auswahlprozess für die Mitglieder des Vorstands für die nächste Funktionsperiode rechtzeitig im Geschäftsjahr 2025 initiiert.

Sowohl die formale Ernennung der Mitglieder des Vorstands durch den Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus, mit Wirkung 25. März 2026, als auch die Ernennung der Mitglieder des Aufsichtsrates, mit Wirkung 28. April 2026, durch den Ministerrat ist Ende Jänner 2026 erfolgt.

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, welche deren Vermögens-, Finanzierungs- und Kapitalstruktur darstellen, sind die nachfolgenden Kennzahlen (Werte in €) zu nennen.

Kapitalstrukturanalyse ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens		
	Zeitraum 1.1.-31.12.2025	Zeitraum 1.1.-31.12.2024
1. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	1.008.311	950.329
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	11.547.546	11.302.759
– von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	8,73%	8,41%
2. Fiktive Schuldentilgungsdauer*		
Rückstellungen	3.079.766	3.173.748
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.308.701	6.096.761
– Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
– Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-8.247.534	-7.906.125
Zwischensumme	1.140.933	1.364.383
Ergebnis nach Steuern	57.981	132.012
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	930.733	658.913
– Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
– Auflösung von Investitionszuschüssen	-287.692	0
-/+ Gewinne / Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-6.883	-11.465
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	61.968	22.927
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	756.107	802.387
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,51 Jahre	1,70 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Das zielgerichtete Kostenmanagement sowie die kontinuierliche Umsetzung der im Jahr 2023 erarbeiteten Konsolidierungs- und Optimierungsmaßnahmen war auch im abgelaufenen Geschäftsjahr umzusetzen. 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 2025 deutlich, um rd. 13%, von der E-Control unterschritten werden. So verzeichnete die E-Control im Jahr 2025 Gesamtkosten in Höhe von rd. 25,57 Mio. € (Vorjahr rd. 24,07 Mio. €), wovon rd. 1,49 Mio. € (Vorjahr rd. 1,17 Mio. €) auf nichtregulatorische Tätigkeiten bzw. Kosten der Tätigkeit als Energieeffizienz-Monitoringstelle entfallen.

In den Gesamtkosten des Jahres 2025 ist auch die Zuführung zur Rücklage für unvorhergesehene Belastungen gemäß § 33 E-ControlG in Höhe von rd. 0,05 Mio. € (Vorjahr rd. 0,13 Mio. €) im maximal zulässigen Ausmaß abgebildet. Grund hierfür ist, dass die für die Bemessung der Rücklage maßgeblichen, testierten Gesamtkosten des vorangegangenen Geschäftsjahres (Jahr 2024) über den testierten Gesamtkosten des für die Bildung maßgeblichen Jahres 2023 lag.

Damit verbunden ist auch eine geringfügige Erhöhung des Eigenkapitals von rd. 0,95 Mio. € im Jahr 2024 auf nun rd. 1,00 Mio. € im Jahr 2025 – die Eigenmittelquote hat sich, bei Stichtagsbetrachtung, von 8,41% auf nun 8,73% im Jahr 2025 erhöht.

Liquiditätsanalyse ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens		
	Zeitraum 1.1.-31.12.2025	Zeitraum 1.1.-31.12.2024
1. Working Capital Ratio*		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	9.558.305	9.298.557
kurzfristige Passiva (Verbindlichkeiten)	6.308.701	6.096.761
= Working Capital Ratio	151,51%	152,52%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad*		
Rückstellungen	3.079.766	3.173.748
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.308.701	6.096.761
– Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
– Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	– 8.247.534	– 7.906.125
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	– 15.696	– 97.660
– sonstige Forderungen	– 383.965	– 437.614
= Effektivverschuldung	741.271	829.109
Cashflow aus dem Ergebnis	934.337	730.034
= Dynamischer Verschuldungsgrad	0,79 Jahre	1,14 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Grundsätzlich ist der Bund nach § 32 Abs. 6 E-ControlG 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 zuersetzen.

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, sodass 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 zumindest 0,97 Mio. € (zuzüglich 20% USt) 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 2025 sind insgesamt 0,81 Mio. € zuzüglich 20% USt (Vorjahr 0,56 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. 0,63 Mio. €) sowie der im Berichtsjahr zugeflossenen Beiträge (insgesamt rd. 1,26 Mio. €) verbleiben rd. 0,92 Mio. € als „Erhaltene Anzahlung“ für gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG zu erfüllende Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse ab dem Jahr 2026.

Im Juni 2023 ist die Novelle des EEffG in Kraft getreten (BGBl. I Nr. 59/2023 vom 15.6.2023). Gemäß § 56 EEffG ist die E-Control die zuständige Behörde und hat die im 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- / Aufbauposten) 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 rd. 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 2025 rd. 0,63 Mio. € als ersten Beitrag zur Bedeckung der operativen Kosten nach § 69 EEffG für das Jahr 2025 bereitgestellt. Der zweite Teilbetrag für das Geschäftsjahr 2025 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 in Vorjahren vom Bund bereitgestellten Mitteln in Höhe von insgesamt

0,34 Mio. € vorrangig zur Bedeckung der noch anfallenden operativen Aufwendungen im zweiten Halbjahr 2025 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. Bis zum Jahr 2025 wurden von der E-Control insgesamt rd. 1,01 Mio. € in Form von zwei Teilrechnungen für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform geleistet und als Anzahlung im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ in der Bilanz ausgewiesen.

Mit dem Abschluss des Aufbaus sowie der Inbetriebnahme der elektronischen Meldeplattform im zweiten Quartal 2025 wurde sowohl die Abschlusszahlung in Höhe von rd. 0,43 Mio. € von der E-Control geleistet als auch die elektronische Meldeplattform mit Anschaffungskosten in Höhe von insgesamt rd. 1,44 Mio. € in Betrieb genommen. Der Bund hat der E-Control im Jahr 2025, abseits der Bereitstellung der Mittel für diese Abschlusszahlung, keine weiteren Mittel nach § 75 Abs. 6 EEffG bereitgestellt.

Der Restbetrag aus den nach § 69 Abs. 2 EEffG bereitgestellten Mitteln (insgesamt rd. 0,27 Mio. €) zu den tatsächlich im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellten Aufwendungen und Erträgen ist als „Erhaltene Anzahlung“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

Geldflussrechnung ohne Berücksichtigung der Veränderung im Sonder- und Treuhandvermögen

	Zeitraum 1.1.-31.12.2025	Zeitraum 1.1.-31.12.2024
Ergebnis vor Steuern*	77.654	147.749
+/- Abschreibung/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	930.733	658.913
- Auflösung von Investitionszuschüssen	-287.692	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	9.845	-11.465
-/+ Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge / Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-83.894	-65.163
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	646.645	730.034
-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte	76.319	-76.319
-/+ Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	81.964	-66.951

Geldflussrechnung ohne Berücksichtigung der Veränderung im Sonder- und Treuhandvermögen		
	Zeitraum 1.1.-31.12.2025	Zeitraum 1.1.-31.12.2024
-/+ Zunahme/Abnahme der sonstigen Forderungen	53.649	-98.550
-/+ Zunahme/Abnahme der Aktiven Rechnungsabgrenzungsposten	-130.271	-227.153
+/- Zunahme/Abnahme der kurzfristigen Rückstellungen	-155.950	630.861
+/- Zunahme/Abnahme der langfristigen Rückstellungen	61.968	22.927
+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	151.809	-354.669
+/- Zunahme/Abnahme der sonstigen Verbindlichkeiten	60.132	3.933.091
+/- Zunahme/Abnahme der Passiven Rechnungsabgrenzungsposten	-75.000	0
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	771.265	4.493.272
- Zahlungen für Ertragsteuern	-19.673	-15.737
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	751.593	4.477.535
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	6.883	33.956
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	-932.498	-1.243.075
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen	83.894	65.163
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-841.721	-1.143.956
+ Einzahlungen für Investitionszuschüsse	431.538	431.538
- Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	431.538	431.538
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	341.409	3.765.116
+ Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	7.906.125	4.141.009
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	8.247.534	7.906.125

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

2. Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die personelle und sachliche Ausstattung der E-Control ist in den wesentlichen Bereichen ausreichend. Die gesetzliche Übernahme weiterer regulatorischer und nichtregulatorischer Aufgaben wird auch in den kommenden Jahren zu einer Gesamtkostenerhöhung im Ausmaß der Inflation führen.

Für die kommenden Geschäftsjahre ist keine wesentliche gesetzliche Änderung zur Unabhängigkeit der Behörde zu erwarten, die deren strategische Ausrichtung sowie wirtschaftliche Situation nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte. Daher sind keine ergebnisbelastenden Vorkehrungen erforderlich, die über das tägliche Kerngeschäft der Regulierung oder gesetzlich vorgeschriebener Maßnahmen hinausgehen.

Zusätzliche Aufgaben und Aufwendungen ergeben sich weiterhin aus der Anwendung der EU-Datenschutz-Grundverordnung, des Bundes Public Corporate Governance Kodex, des nach ISO 27001 zertifizierten Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS), des weiterentwickelten unternehmensweiten Internen Kontrollsystems (IKS) sowie des 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 Ende 2025 in nationales

Recht überführt. So wurde sowohl das „Resilienz kritischer Einrichtungen-Gesetz“ (RKEG) als auch das „Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz 2026“ (NISG) als nationale Rechtsakte beschlossen. Diese sollen die physische Resilienz, personelle Integrität sowie die Sicherheit der kritischen Netz- und Informationssysteme vor Cyberangriffen sicherstellen.

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 UNGEWISSEHEITEN, DENEN DAS UNTERNEHMEN AUSGESETZT IST

Die E-Control erzeugt oder vertreibt aufgrund ihrer behördlichen Tätigkeit keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne, für die eine marktübliche Preisbildung durch Angebot und Nachfrage erfolgt. Sie bleibt daher unverändert auch künftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt.

Die E-Control ist nicht gewinnorientiert, wodurch sich alle damit zusammenhängenden Risiken ausschließen. Als unabhängige Regulierungsbehörde in der

Rechtsform einer Anstalt des öffentlichen Rechts steht sie mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben behördlich und frei von Einflussnahmen aus. Da derzeit keine Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, werden hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

Die finanziellen und personellen Aufwendungen der E-Control sind derzeit durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen vollständig gedeckt. Eine Änderung dieser Regelungen ohne Gegenmaßnahmen könnte ein Finanzierungsrisiko auslösen, sofern keine ausgleichenden Vorkehrungen getroffen würden. Dies würde jedoch gesetzliche Änderungen voraussetzen, die üblicherweise einen längeren Entstehungsprozess durchlaufen. Derzeit sind keine derartigen Gesetzesänderungen erkennbar. Eine bilanzielle Vorsorge entfällt daher.

Für die E-Control bestehen weiterhin keine Währungsrisiken, da nahezu alle Geschäftsvorfälle in Euro abgewickelt werden. Es gibt daher keine Geschäftsaktivitäten oder bilanziellen Vorsorgen zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch Veranlagungen erfolgten ausschließlich in Euro. Dadurch blieben einerseits Währungschancen bei der Veranlagung aufgrund eines Spekulationsverbots ungenutzt, andererseits wurden Währungsrisiken weitgehend ausgeschlossen.

Für die E-Control bestehen auch weiterhin kreditseitig keine Zinsänderungsrisiken, da weder Darlehens-, Finanzierungs- oder Leasingverträge und somit auch keine Fremdwährungs- und Darlehensfinanzierungen abgeschlossen

wurden, welche solche Zinsänderungsrisiken beinhalten würden. Daher gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten oder bilanziellen Vorsorgen zur Minimierung von Zinsänderungsrisiken.

Das Finanzierungsrisiko der E-Control ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschau-rechnungen (Budget) für die Geschäftsjahre 2026 und 2027 („Doppelbudget“) wurden vom Aufsichtsrat am 11. September 2025 genehmigt.

Auch im Geschäftsjahr 2025 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 2025 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Im Geschäftsjahr 2025 erfolgten keine Vorfinanzierungen nichtregulatorischer Aufgaben aus den für regulatorische Aufgaben bereitgestellten Finanzmitteln. Der Vorstand und das zuständige Bundesministerium stellten eine Finanzierung für nichtregulatorische Aufgaben in ausreichendem Maße sicher. Gleichmaßen stellte das zuständige Bundesministerium 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

Die E-Control legt großen Wert auf ein wirksames und transparentes Risikomanagement. Das Risikomanagementsystem (RMS) wird regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst, um sowohl bestehende als auch neue Risiken im Rahmen der übertragenen Aufgaben frühzeitig zu erkennen. Ziel ist es, das auf Grundlage der Risikoanalyse verbleibende Restrisiko möglichst gering zu halten.

Im Jahr 2025 wurden die festgelegten Regelprozesse zur Aktualisierung des RMS konsequent angewendet und in einem umfassenden Review bewertet.

Die Grundlage für das Interne Kontrollsystem (IKS) und das RMS der E-Control bilden die Empfehlungen des Rechnungshofs, die sich am internationalen COSO-Standard (Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission) sowie an den INTOSAI-GOV-Standards (International Organisation of Supreme Audit Institutions) orientieren.

3.3. RISIKOMANAGEMENT-VERANLAGUNG

Einen Schwerpunkt setzt die E-Control auf einen verantwortungsbewussten, risikoaversen Umgang mit finanziellen Ressourcen. Im Jahr 2025 wurden in begrenztem Umfang Veranlagungen abgeschlossen, wobei die bestehende Veranlagungsrichtlinie unverändert angewendet wurde. Ihr Ziel ist es, Bonitätsrisiken weitgehend zu minimieren, Währungsrisiken gering zu halten, Zinsänderungen zu vermeiden und keine spekulativen Geschäfte – insbesondere in Verbindung mit Derivaten oder Währungsdifferenzen – einzugehen. So wird

die nominale Substanz der anvertrauten Mittel gesichert, während gleichzeitig ein hoher Liquiditätsgrad gewährleistet bleibt.

Das Insolvenzrisiko einer Bank, mit der die E-Control in Geschäftsbeziehung steht, bleibt grundsätzlich bestehen und betrifft potenziell Festgeldveranlagungen oder Gelder auf Geschäftskonten. Daher dürfen Geschäfte ausschließlich mit systemrelevanten Banken innerhalb Europas bzw. Österreichs abgeschlossen werden, um dieses Risiko bestmöglich zu begrenzen.

3.4. PERSONALRISIKEN

Aufbauend auf einer gezielten Kompetenzentwicklung legt die E-Control auch großen Wert auf ein wirksames und risikobasiertes Personalmanagement.

Allfällige Personalrisiken, wie Fluktuation oder krankheitsbedingte Ausfälle, werden durch tragfähige Vertretungsregelungen, moderne Organisationsstrukturen, zeitgemäße Arbeitszeitmodelle und verantwortungsvolle Mitarbeiterführung weitgehend minimiert. Ergänzend tragen die Teilnahme an internationalen Projekten, vielfältige Weiterbildungsmaßnahmen sowie regelmäßige Gesundheitsangebote zu Stabilität und Mitarbeiterzufriedenheit bei.

Diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit erfolgreich umgesetzt und werden kontinuierlich weiterentwickelt, um die Wissensbasis und Leistungsfähigkeit der E-Control langfristig zu sichern. Die Strategie „Great Place to Work and Grow“ bildet dafür den übergeordneten Rahmen.

Durch die konsequente Umsetzung konnten Fluktuationsraten abgefedert, das Krankenstandsniveau deutlich unter dem Bundesdurchschnitt gehalten und eine starke Mitarbeiterbindung gefördert werden. Ziel bleibt es, das hohe Expertenniveau auch künftig zu sichern und den wachsenden Anforderungen auf nationaler und europäischer Ebene gerecht zu werden.

3.5. RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH IT

Die IT-Infrastruktur und Anwendungen der E-Control tragen wesentlich zur Effizienz, Ergebnisqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit der Regulierungstätigkeit bei. Dezentrale Arbeitseinsätze und Mobilität werden durch leistungsfähige und sichere Systeme unterstützt. Eine eingeschränkte Funktionsfähigkeit hätte weitreichende Folgen, weshalb das IT-Risikomanagement erneut hinsichtlich Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit analysiert und angepasst wurde. Zudem wurde eine neue Software eingeführt, um Erfassung, Bewertung und Verwaltung von IT-Risiken zu verbessern.

Cyberangriffe nehmen, auch durch den Einsatz von Künstlicher Intelligenz, in Zahl und Komplexität zu. Phishing und gezielte Auskundschaftung stellen eine tägliche Bedrohung dar, besonders für neue Mitarbeitende. Das stark gestiegene Cyberrisiko erfordert erhöhte Anforderungen an das Risikomanagement.

Zur Sicherung von Dokumenten, Daten und Informationen erfolgen alle IT-Aktivitäten risikobasiert. Dafür wurde ein unternehmensweites Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) etabliert. 2025 lagen die Schwerpunkte

auf Bedrohungsanalyse, Business-Continuity-Maßnahmen und dem Umstieg auf die ISO 27001:2022. Ein externes Rezertifizierungs- und Transitionsaudit bestätigte den hohen Standard, wodurch die frühzeitige Risikoerkennung und eine nachhaltige Minimierung sichergestellt sind.

Herausforderungen für 2026 ergeben sich aus dem Resilienz-kritischer-Einrichtungen-Gesetz und dem Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz 2026, deren Umsetzung bereits vorbereitet wurde.

3.6. RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) trat im Jahr 2011 in Kraft. Im Jahr 2014 folgte eine Durchführungsverordnung mit neuen Registrierungs- und Meldepflichten. Im Jahr 2016 wurde die Implementierung der Software zur Überwachung des Großhandels abgeschlossen. Die E-Control konnte im Jahr 2017 die operative Tätigkeit der Großhandelsmarktüberwachung aufnehmen.

Im Jahr 2024 überarbeitete der europäische Gesetzgeber REMIT („REMIT II“). Der Anwendungsbereich wurde auf Energiefinanzprodukte ausgeweitet und die Verpflichtungen der Marktteilnehmer angepasst. Zusätzlich unterliegen nun Marktteilnehmer einer Pflicht zur eigenen Überwachung und zur Information der Behörden über verdächtiges Handelsverhalten. Daraus sind zusätzliche Meldungen und Ermittlungsverfahren zu erwarten.

Die Implementierung von REMIT II ist noch nicht vollständig abgeschlossen. Das Inkrafttreten der Durchführungsrechtsakte der Europäischen Kommission wird für das Jahr 2026 erwartet.

Die Reformen auf europäischer Ebene wurden mit dem EIWG zunächst für den Stromsektor in nationales Recht überführt.

Dies führt im REMIT-Bereich zu einer erheblichen Ausweitung der Verantwortung und Kompetenzen der E-Control. ACER erhält durch REMIT II eigene Ermittlungskompetenzen bei grenzüberschreitenden Fällen, die gemeinsam mit den nationalen Behörden auszuüben sind. Dies wurde gesetzlich berücksichtigt. Einerseits wurden Ermittlungshandlungen der E-Control, insbesondere Vor-Ort-Untersuchungen, im Detail ausgestaltet und erweitert. Andererseits wurden die Sanktionsdrohungen bei REMIT-Verstößen deutlich verschärft; Geldbußen sind nun unmittelbar durch die Regulierungsbehörde zu verhängen.

Sowohl im Ermittlungs- als auch im Verwaltungsstrafverfahren wurde im Jahr 2025 begonnen, die Neuerungen in die erforderlichen Prozesse einzuarbeiten. Künftig ist im REMIT-Bereich mit erheblichem Mehraufwand in der Verfahrensführung zu rechnen, da Ermittlungen in größerer Tiefe zu führen und grenzüberschreitende Verfahren mit ACER zu koordinieren sind. Verwaltungsstrafverfahren (inklusive Rechtsmittelverfahren) kommen neu hinzu.

Durch das EIWG wurde zudem eine verstärkte Kooperation mit Finanz- und Wettbewerbsbehörden im Großhandelsbereich verankert, wodurch eine intensivere Abstimmung erforderlich wird. Der Trend stark steigender Dynamik der zu verarbeitenden Handelsdaten setzte sich im Jahr 2025 fort. Wesentliche Treiber sind der algorithmische (Hochfrequenz-)Handel und die Integration der Energiemärkte in Europa. Die REMIT-Durchführungsverordnung der Kommission (erwartet im 1. Quartal 2026) wird zusätzliche Meldepflichten für neue Märkte und Produkte (etwa Speicher- und Regelenergieprodukte) sowie im Rahmen des „Exposure Reporting“ neue Datenanforderungen zu Future-Positionen der Unternehmen vorsehen. Diese Entwicklungen erfordern weitere Anpassungen der Hard- und Softwareausstattung der E-Control.

Die primäre Datenquelle für Transaktionen ist ACER. Voraussetzung für den Erhalt dieser Daten war ein von ACER durchgeführter Peer-Review-Prozess zu den Maßnahmen zur Sicherung der Datenvertraulichkeit. Die Erfüllung aller Auflagen ist für die Großhandelsmarktüberwachung unerlässlich. Die Schutzmaßnahmen umfassen bauliche, IT-technische und organisatorische Vorkehrungen. Im Jahr 2021 wurden diese Maßnahmen überarbeitet und mit den Datenschutzvorgaben der E-Control abgestimmt. Die durchgeführte Risikobewertung erhielt ACER-Bestätigung. Im Jahr 2025 erfolgte eine Überprüfung und Aktualisierung der Sicherheitsmaßnahmen nach definierter Prozedur. Ergänzend wurde die obligatorische Schulung des REMIT-zuständigen Personals abgehalten.

Das REMIT-Risikomanagementsystem bewährte sich weiterhin. Nur wenig autorisiertes Personal der E-Control besitzt grundsätzliche Zugriffsrechte auf REMIT-Produktivdaten. Dezentrale Arbeitsplatzregelungen im REMIT-Bereich mit spezifischen IT- und Verhaltensmaßnahmen erweisen sich in der Praxis als zuverlässig und zweckmäßig.

Im Jahr 2025 wurden zwei formelle REMIT-Ermittlungsverfahren sowie ein Strafverfahren eingeleitet und Verfahren aus Vorjahren vor österreichischen Berufungsgerichten fortgeführt. In einem Verfahren vor dem Verwaltungsgericht Wien wurde eine Vorlagefrage an den Europäischen Gerichtshof gestellt, wodurch zentrale europarechtliche Fragestellungen aufgeworfen wurden.

4. BERICHT ÜBER FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags übernimmt die E-Control Mitverantwortung für wesentliche Aufgaben der europäischen Regulierung und trägt so zur Weiterentwicklung des Energiesystems bei. Sie bringt ihre Expertise und Projekterfahrung aktiv in internationale Forschungs- und Arbeitsprojekte und in nationale und europäische Arbeitsgruppen ein. Sie übernimmt dort Verantwortung für zentrale Themen sowie die Leitung von Gruppen, in denen gemeinsame Studien und Arbeitspapiere zu Innovationen und Weiterentwicklungen des Energiesystems entstehen.

Im Jahr 2025 wurden im Strombereich Methoden zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Handels, der Versorgungssicherheit und des Netzbetriebs weiterentwickelt. Im Gasbereich gestalteten Expert:innen der E-Control die nationale Umsetzung des europäischen Dekarbonisierungspakets sowie den Regulierungsrahmen für den Wasserstoffmarkt mit und arbeiteten an Maßnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung.

Vertreter:innen der E-Control leiten Arbeitsgruppen bei ACER, CEER und ERA und wirken aktiv in diesen Organisationen mit. Darüber hinaus war die E-Control regelmäßig vortragend bei nationalen und internationalen Veranstaltungen zu Strom, Gas, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz vertreten.

Erhalt und Ausbau der fachlichen Expertise zählt zu den zentralen Aufgaben der E-Control als Wissensorganisation. Dies wird durch interne Schulungen, gezielte Weiterbildungsmaßnahmen wie externe Seminare und Konferenzen sowie den Wissensaufbau im Arbeitsalltag unterstützt. Auf diese Weise leistet die E-Control einen wesentlichen Beitrag zur Weiterentwicklung zentraler Themen der österreichischen und europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

5. ZWEIGNIEDERLASSUNGEN

Die E-Control verfügt über keine Zweigniederlassungen.

Wien, am 6. Februar 2026

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

BESTÄTIGUNGSVERMERK

Bericht zum Jahresabschluss

PRÜFUNGSURTEIL

Wir haben den beigefügten Jahresabschluss der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control), Wien, bestehend aus der Bilanz zum 31.12.2025, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31.12.2025 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 Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEEffG).

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.

VERANTWORTLICHKEITEN DER GESETZLICHEN VERTRETER UND DES PRÜFUNGSAUSSCHUSSES 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 Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG) sowie des Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEEffG) 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 notwendiger achten, 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.

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 do-

lose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.

- > Wir gewinnen ein Verständnis von den für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit der internen Kontrollen 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 in den internen Kontrollen, 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, 06.02.2026



BDO Assurance GmbH
Wirtschaftsprüfungs- und Steuerberatergesellschaft

ppa. Mario Muik, MA
Wirtschaftsprüfer

Mag. (FH) René Berger
Wirtschaftsprüfer

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Füllstände von Gasspeichern zum Monatsletzten 2021 bis 2025	23
Abbildung 2	Stromerzeugung 2021 bis 2025	24
Abbildung 3	Gasaufbringung und -verwendung 2021 bis 2025	24
Abbildung 4	Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2024 – Umrechnung auf Leistung	25
Abbildung 5	Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Gase	28
Abbildung 6	Entwicklung der europäischen Gasflüsse	29
Abbildung 7	Beispiel primäre Stromkennzeichnung	30
Abbildung 8	Entwicklung der Gasflüsse im Marktgebiet Ost	44
Abbildung 9	Erdgas in Österreich – Marktstatistik Anzahl Zählpunkte je Verbraucherkategorie	45
Abbildung 10	Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2026 Jahresstromverbrauch 195.000.000 kWh, Netzebene 3	52
Abbildung 11	Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2026 Jahresstromverbrauch 9.000.000 kWh, Netzebene 5	53
Abbildung 12	Stromnetzentgelte für Musterkunden ab 2026 Jahresstromverbrauch 3.500 kWh, Netzebene 7 – nicht gemessen	53
Abbildung 13	Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2026 Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3	55
Abbildung 14	Gasnetzentgelte für Musterkunden ab 2026 Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 2	55
Abbildung 15	Viertelstundenprofil der Day-ahead-Preise nach MTU-Umstellung	57
Abbildung 16	Entwicklung der Terminmarktpreise im börslichen Handel 2025	58

Abbildung 17	Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel	59
Abbildung 18	Entwicklung der Energiepreise für Haushalte	62
Abbildung 19	Arbeitspreis für Österreich und Verteilung der Verbraucher:innen	63
Abbildung 20	Speicher in Österreich – Arbeitsgasvolumen	76
Abbildung 21	Anzahl der Kund:innen unter Berufung auf die Grundversorgung	85
Abbildung 22	Energiearmut im europäischen Vergleich 2024	87
Abbildung 23	EU-Gasimporte 2021 und 2025 (inkl. Anteil LNG aus Russland)	105

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Konsultationen – Gas	107
Tabelle 2	Konsultationen – Strom	108
Tabelle 3	Verordnungen – Gas	108
Tabelle 4	Verordnungen – Strom	108
Tabelle 5	Beschcheidverfahren	109
Tabelle 6	Beteiligung an Verfahren anderer Behörden	109
Tabelle 7	Strafanträge und Anzeigen	109

Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:

E-Control

Rudolfplatz 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:

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. (Brügge)

Vorstand E-Control

Text: E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

© E-Control 2026

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.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2025

„UNSERE ENERGIE
GEHÖRT
DER ZUKUNFT.“

