



Österreich braucht Strominfrastruktur.

Österreichisches Höchstspannungsnetz

DE

*TenneT

CZ
*Ceps

SK
*Seps

*TransnetBW

*Amprion

*TenneT

CH
*Swissgrid

HU
*Mavir

IT
*Terna

SI
*Eles

— 380-kV-Leitung / in Bau / in Planung

— 220-kV-Leitung / in Bau / in Planung

● APG-Netzknoten

● ○ APG-Umspannwerk / in Bau

— ● — Kein Eigentum der APG

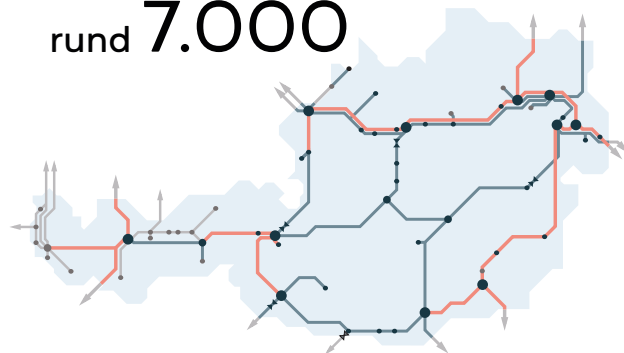
Stand 2026

Austrian
Power
Grid



Die APG in Zahlen

Stromnetz in km:
rund **7.000**



63

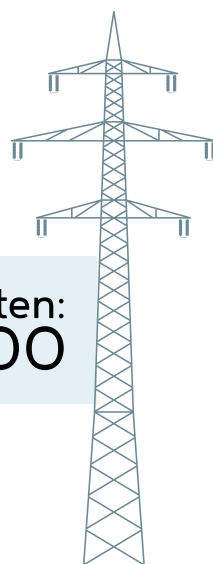
Forschungs- & Innovationsprojekte



Abgerufene Redispatch-Energiemenge aus den Kraftwerken in der Regelzone APG: 746,67 GWh
Transportmenge 2025: 46.970 GWh

Investitionen bis 2034:
€ 9 Mrd.

Umspannwerke/
Netzschaltanlagen:
67



Masten:
rund **12.000**

99,99 %

Versorgungssicherheit



Mitarbeiter:innen:
rund **1.000**



Umsatz 2025:
€ 1,28 Mrd.

Inhalt

6 Vorstandsinterview

Gerhard Christiner und Marcus Karger sprechen über die Eröffnung der Salzburgleitung, warum sich die Rahmenbedingungen für Genehmigungsprojekte ändern müssen und wie ein leistungsfähiges Stromnetz mit leistbaren Strompreisen zusammenhängt



12 Vorwort des Aufsichtsratsvorsitzenden

Dr. Peter F. Kollmann lässt das Geschäftsjahr 2025 Revue passieren



14 Salzburgleitung

Inbetriebnahme eines Meilensteinprojekts für Österreich

18 Versorgungssicherheit

Was wir aus dem Blackout in Spanien lernen können, und warum eine sichere Stromversorgung die Zukunftsressource einer modernen Volkswirtschaft ist

22 Energiewende

Dunkelflauten und die Volatilität des Gesamtsystems im Jahr 2025

28 Innovationen

Fortschritt als Grundbedingung für Versorgungssicherheit

35 Über die APG

36 Investitionen

Die wichtigsten Netzausbauprojekte aus dem Netzentwicklungsplan und der aktuelle Stand der Umsetzung



49 Finanzbericht

Zahlen, Daten, Fakten: So hat die APG 2025 performt

Unsere Werte:
emPOWERed
by
APG

VERLÄSSLICH

SICHERHEITS-
BEWUSST

ZUKUNFTS-
ORIENTIERT

INNOVATIV

GEMEINSAM



V. l. n. r.: Eva Komarek (Journalistin), Gerhard Christiner (Vorstandssprecher) und Marcus Karger (Finanzvorstand) in der APG-Steuerzentrale im 10. Wiener Gemeindebezirk

Wenn Sie zurückblicken, war 2025 für Sie ein gutes Jahr? Und was war Ihr Highlight?

Gerhard Christiner: Trotz politischer Unsicherheiten war es für uns ein erfolgreiches Jahr. Wir haben unsere strategischen Ziele erreicht. Bei stabiler Versorgungssicherheit und ohne nennenswerte operative Zwischenfälle. Persönlich und auch für das gesamte Unternehmen war die Inbetriebnahme der Salzburgleitung ein besonderer Moment. Dieses Projekt hat mich durch meine gesamte Laufbahn begleitet. Dass wir den Lückenschluss im 380-kV-Ring realisieren konnten, war nicht nur technisch, sondern auch emotional ein Höhepunkt.

Marcus Karger: Ich schließe mich an. Die Salzburgleitung ist ein Lifetime-

Projekt, das einen über Jahrzehnte begleitet. Wirtschaftlich war es ebenfalls ein gutes Jahr. Unsere Auslastung, das Ergebnis, die Fortschritte im Netzausbau – all das zeigt, dass wir vorankommen. Allerdings bleibt das Umfeld herausfordernd. Der Rückhalt für die Energiewende hat politisch nachgelassen. Und in der Debatte rund um Energiekosten fehlt oft das systemische Verständnis, etwa für Strompreise, Netzkosten oder Abgaben.

Was bedeutet der Lückenschluss der 380-kV-Leitung für die Versorgungssicherheit?

Christiner: Die Planung des Netzes erfolgt mit Blick auf den wachsenden Stromverbrauch durch Dekarbonisierung und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Dabei war der Lückenschluss bei der

„Infrastrukturausbau braucht politisches Commitment“

Im Interview sprechen die APG-Vorstände Gerhard Christiner und Marcus Karger über die Inbetriebnahme der Salzburgleitung und verdeutlichen, warum ein leistungsfähiges Stromnetz die Voraussetzung für ein klimaneutrales, wirtschaftlich starkes Österreich ist.

von Eva Komarek

380-kV-Verbindung essenziell, denn bisher fehlte eine leistungsfähige Achse zwischen West- und Ostösterreich. Die erneuerbaren Energien entstehen größtenteils im Osten. Die dafür notwendigen Pumpspeicherwerke liegen aufgrund der Topografie jedoch im Westen. Um die volatile Einspeisung auszugleichen, braucht es diese Verbindung.

Das Projekt hat über zwei Jahrzehnte gedauert. Was sagt das über die Rahmenbedingungen für kritische Infrastruktur in Österreich aus?

Karger: Es zeigt, dass wir in Österreich ein massives Problem mit Genehmigungsverfahren haben. Bei uns wird „Gold Plating“ betrieben, vor allem im UVP-Bereich. Die europäische Vorgehensweise ist deutlich moderater als unsere nationale Umsetzung. Das führt

zu extremen Zeitverzögerungen, hohen Kosten und fehlender Planungssicherheit. Die Bundesregierung hat erste Schritte gesetzt, aber da muss noch mehr passieren, sonst gefährdet das den Wirtschaftsstandort.

Was würden Sie heute anders machen?

Christiner: Wir haben viel mitgenommen und setzen das bereits in anderen Projekten um, etwa bei den Leitungen im Weinviertel oder jetzt in Kärnten. Der wichtigste Punkt ist Kommunikation. Man muss den Dialog mit der Bevölkerung suchen und ehrlich informieren. Außerdem ist der Schulterschluss mit der Politik essenziell. Man kann so ein Projekt nicht umsetzen, wenn man die Landesregierung nicht auf seiner Seite hat. Infrastrukturausbau braucht politisches Commitment.



„In Österreich wurde historisch entschieden, das Stromnetz markt-basiert zu finanzieren, also über den Kapitalmarkt.“

Marcus Karger,
Finanzvorstand APG

Bleiben wir bei Kärnten: Mit der geplanten Verbindung zwischen Lienz in Osttirol und Obersielach in Kärnten soll das 380-kV-Netz im Süden Österreichs geschlossen werden. Wie sind Sie an das Projekt herangegangen?

Christiner: Wir haben das Projekt bewusst anders aufgesetzt, mit einer von Beginn an intensiven Einbindung der Landesregierung und der Sozialpartner. Seit Frühjahr 2025 laufen umfassende Untersuchungen im Trassenkorridor in 58 Gemeinden. Im Herbst haben wir die Grobtrasse präsentiert, begleitet von einem multimedialen Infocenter. Gleichzeitig waren wir mit einem Expertenteam in allen Gemeinden unterwegs und haben erklärt, warum das Projekt notwendig ist, und welche technischen Lösungen es gibt. Natürlich gibt es trotzdem Widerstand. Aber wir diskutieren offen auch über Alternativen.

Ein weiteres wichtiges Projekt ist die Anbindung Leoben für die Elektrifizierung der Industrie.

Christiner: Die Leitung nach Leoben ist ein Paradebeispiel dafür, wie Strominfrastruktur direkte Standortpolitik ist. Sie ermöglicht der voestalpine ihre Transformation hin zu grünem Stahl und sichert tausende Arbeitsplätze.

Die Region hat das verstanden. Es gab kaum Widerstand. Die Leute wissen: ohne Strom keine Industrie, ohne Industrie keine Perspektive. Das Projekt wurde politisch breit unterstützt – das hat den Unterschied gemacht.

Ohne Netzausbau wird es für alle teuer. Wieso fehlt dafür das Verständnis?

Christiner: Das größte Problem ist das mangelnde Systemverständnis. Die Energiewende wird oft rein auf Erzeugung reduziert. Aber es ist ein Gesamtsystem: Erzeugung, Netze, Speicher und Lastmanagement greifen ineinander. Lange hat man erneuerbare Energien gefördert, ohne zu planen. Jetzt schlagen die Ineffizienzen durch. Wir sprechen von rund 1 Mrd. € Systemkosten pro Jahr, allein deshalb, weil das Netz nicht mitgewachsen ist.

Die APG plant im Zuge des neuen Netzentwicklungsplans 2025 rund 9 Mrd. € in den Netzausbau zu investieren. Wie finanziert man das?

Karger: In Österreich wurde entschieden, das Stromnetz marktbasierend zu finanzieren, also über den Kapitalmarkt. Das ist nicht in allen Sektoren so. ASFINAG oder ÖBB finanzieren sich über alternative Modelle. Im Netzbereich begeben wir

Anleihen, vor allem über unsere Muttergesellschaft VERBUND. Wer aber am Kapitalmarkt agiert, muss eine marktfähige Rendite aus den Nettoinvestitionen bieten. Und das ist derzeit eine der größten Herausforderungen. Ein wesentlicher Teil der Netzkosten sind Kapitalkosten und nicht operative Kosten.

Das ist einer der Knackpunkte im neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG).

Karger: Technisch gesehen sind wir mit dem neuen Gesetz zufrieden. Auf der finanziellen Seite hat sich in letzter Minute einiges verändert. Vor allem das Prinzip der marktfähigen Finanzierung wurde nicht klar verankert. Eine Aufweichung des Prinzips der risikoadäquaten, vom Kapitalmarkt abgeleiteten Rendite würde den Status quo der kapitalmarktbasierenden Finanzierung infrage stellen. Bevor man diesen Weg einschlägt, sollte man sich das gut überlegen. Denn ein staatlich finanziertes Modell kann zwar kurzfristig helfen, ist aber langfristig risikobehaftet, gerade in Hinblick auf die derzeit begrenzte finanzielle Leistungsfähigkeit des Staates.

Die Investitionen ins Netz haben auch volkswirtschaftliche Relevanz. Was zeigen hier aktuelle Studien?

Karger: Genau das wird oft unterschätzt. Eine Studie des Wirtschaftsforschungsinstituts Economica hat gezeigt, wie stark die Netzinvestitionen auf die heimische Wirtschaft wirken. Bei den geplanten 9 Mrd. € erzielen wir über 6 Mrd. € an Bruttowertschöpfung in Österreich.

Dazu kommen rund 90.000 Beschäftigungsverhältnisse über die Projektlaufzeit von zehn Jahren.

Trotzdem steht die Branche wegen zu hoher Kosten in der Kritik?

Christiner: Ich glaube, das hat sich zugespitzt. Die Energiewirtschaft wurde in der Debatte zum Sündenbock gemacht. Der Strompreis ist das Ergebnis eines europäischen Marktsystems, das auf dem Merit-Order-Prinzip basiert. Wer eine gut ausgebaute Netzinfrastruktur hat, kann besser am europäischen Markt partizipieren und so von günstigeren Preisen profitieren. Die Netzkosten der APG sind seit der Liberalisierung des Strommarkts im Jahr 2001 real gefallen. Die Energiewirtschaft macht keine Preisvorgaben. Und je mehr politisch in den Markt eingegriffen wird, etwa durch Sozialtarife, Förderungen oder Industriepreise, desto unübersichtlicher wird das System. Am Ende zahlt man doppelt: erst über den Strompreis, dann über den Staatshaushalt. Die gesamthaften Systemkosten hingegen sind gestiegen, da wir es in Österreich nicht geschafft haben, den Ausbau der erneuerbaren Energien systemisch und zeitlich abgestimmt mit dem Ausbau der Stromnetze und Speicher

„Die Leitung nach Leoben ist ein Paradebeispiel dafür, wie Strominfrastruktur direkte Standortpolitik ist.“

Gerhard Christiner,
Vorstandssprecher APG



zu koordinieren. Kostenintensive Ineffizienzen sind die Folge.

Karger: Als reguliertes Unternehmen geben wir die tatsächlichen Kosten an unsere Kundinnen und Kunden weiter. Wir haben kein Eigeninteresse an hohen Preisen. Es wäre hilfreich, wenn in der Diskussion stärker differenziert würde: Was sind Marktmechanismen, was sind europäische Rahmenbedingungen, was sind Netzinfrastrukturkosten und wie hoch ist der Steueranteil?

Eines der großen Themen 2025 war der Blackout auf der Iberischen Halbinsel. Was konnte Österreich daraus lernen?

Christiner: Der finale Bericht steht noch aus, aber der technische Analysebericht liegt bereits vor. Auch wenn das niemand gerne hört: Es war kein klassischer Blackout aufgrund von Leitungsüberlastung, sondern ein systemisches Problem. Spanien ist mit vereinfachten regulatorischen Rahmenbedingungen sehr progressiv in den Ausbau erneuerbarer Energien gegangen. Am Tag des Blackouts war der Anteil konventioneller Kraftwerke

sehr gering, und das System wurde fast ausschließlich von Wind und PV getragen. Als es zu ersten Ausfällen kam, gab es keine Kraftwerke mehr im Netz, die regelnd eingreifen konnten. Es kam zu einer Kaskade, die nicht mehr aufzuhalten war.

Könnte ein ähnlicher Fall auch in Österreich eintreten?

Christiner: Wir sind in Österreich deutlich besser abgesichert. Wir haben unsere technischen und regulatorischen Anforderungen an Erzeugungsanlagen nie aufgeweicht, und unser Kraftwerkspark ist sehr diversifiziert.

Sprechen wir noch über das Unternehmen. Die APG ist stark gewachsen. Was bedeutet das?

Karger: Wir sind rasch gewachsen, um unsere Projekte umsetzen zu können. Jetzt ist eine Phase der Konsolidierung wichtig. In diesem Zusammenhang haben wir das Kulturprogramm „change4growth“ gestartet.

„Wir sprechen von rund 1 Mrd. € Systemkosten pro Jahr, allein deshalb, weil das Netz nicht mitgewachsen ist.“

Gerhard Christiner,
Vorstandssprecher APG



„Die Energiewirtschaft hat das positive Narrativ, das sie einst hatte, leider verloren.“

Marcus Karger,
Finanzvorstand APG

Was heißt das konkret?

Christiner: Es geht um einen Kulturwandel, weg vom Denken in sicheren Strukturen hin zu mehr unternehmerischem, strategischem Denken. Früher hatten wir 300 Mitarbeiter:innen, heute sind es über 1.200. Diese Größe verändert die Organisation fundamental. Kommunikation wird schwieriger, Führung wichtiger. Besonders unsere Teamleiter:innen sind dabei Schlüsselfiguren und brauchen Klarheit und Richtung. Unsere Aufgabe ist es, ihnen diese zu geben.

Karger: Starkes Wachstum ist in einem regulierten, sicherheitsdominierten Unternehmen wie unserem keine Selbstverständlichkeit. Gerade deshalb ist es wichtig, Strukturen anzupassen und Prozesse zu stabilisieren. Das betrifft nicht nur die Unternehmenskultur, sondern auch Bereiche wie IT, Support oder Dienstleistungsfunktionen.



Eva Komarek ist Wirtschaftsjournalistin mit internationaler Erfahrung und ehemalige Chefredakteurin des WirtschaftsBlatts.

Zum Schluss ein Blick nach vorne: Was sind die großen Themen für 2026?

Christiner: Wir haben 2025 bilanziell 94 % des Stroms aus erneuerbaren Energien gedeckt. Das ist ein Riesenerfolg. Jetzt müssen wir dafür sorgen, dass dieser Strom auch genutzt werden kann: durch Netze, Speicher, intelligente Steuerung und moderne Gesetze.

Karger: Infrastruktur ist kein Selbstzweck, sie ist die Voraussetzung für ein klimaneutrales, wirtschaftlich starkes Österreich. Wenn es uns gelingt, das aktuelle, oft negative Narrativ, also die Debatte um Kosten, Verantwortung und Energiewende wieder ins Positive zu drehen, wäre das ein großer Erfolg. 🌱

Vorwort des Aufsichtsratsvorsitzenden

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir befinden uns inmitten einer fundamentalen Transformation, die alle Lebensbereiche erfasst – die Energiewirtschaft steht dabei als eine der zentralen Säulen im Mittelpunkt. Das frühere Dogma „Koste es, was es wolle“ ist einer neuen Realität gewichen: dem Ruf nach einer gesamtsystemischen, wirtschaftsfördernden, leistbaren Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem. In diesen volatilen Zeiten sind Infrastrukturunternehmen Ankerpunkte: Sie geben der österreichischen Wirtschaft und Gesellschaft die nötige Sicherheit und Zukunftsfähigkeit.

Die APG hat diesen gesellschaftlichen Auftrag im Jahr 2025 mit Nachdruck erfüllt. Mit Investitionen von rund 600 Mio. € im gesamten Bundesgebiet haben wir entscheidende Meilensteine gesetzt: Durch die Inbetriebnahme der Salzburgleitung brachte die APG ein Schlüsselprojekt für Österreichs Energiewirtschaft erfolgreich „ins Ziel“, und mit dem Start des Projekts „Netzraum Kärnten“ wurde ein weiterer wichtiger Schritt in Richtung Ringschluss des 380-kV-Netzes gesetzt. Darüber hinaus liefen die Arbeiten am Großinvestitionsprojekt „Sichere Stromversorgung Zentralraum Oberösterreich“, an der Ennstalleitung, Generalerneuerung Jauntalleitung, Deutschlandleitung, „Neue Anbindung Leoben“ und an zahlreichen Umspannwerksprojekten plangemäß. All diese Vorhaben sind Teil des APG-Netzentwicklungsplans in der Gesamthöhe von 9 Mrd. € bis 2035 und somit Schlüssel für einen starken Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich. Die APG ist im gesamten Unternehmen kontinuierlich bestrebt, ein hohes Maß an Kosteneffizienz sicherzustellen. Durch die konsequente Kostensteuerung und -optimierung wird die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit langfristig gesichert.

Gleichzeitig leisten diese Maßnahmen einen wichtigen Beitrag zu einer nachhaltigen und verantwortungsvollen Weiterentwicklung des Energiesystems der Zukunft.

Darüber hinaus konnte die APG trotz hoher Investitionserfordernisse durch die verstärkte Verwendung der Regulierungskonten dazu beitragen, den Netztarifanstieg im Jahr 2026 auf Netzebene 7 im österreichischen Durchschnitt auf 1,1 % zu begrenzen.

Mit einer Versorgungssicherheit von 99,99 % behauptet die APG im internationalen Vergleich weiterhin einen Spitzenplatz. Dies ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für einen modernen Wirtschafts- und Lebensstandort und keine Selbstverständlichkeit, wie der Blackout auf der Iberischen Halbinsel im April 2025 verdeutlicht hat. Dieser Vorfall unterstreicht die Notwendigkeit einer resilienten Infrastruktur und moderner regulatorischer Rahmenbedingungen für die Integration von Kraftwerken in ein versorgungssicheres Gesamtsystem. Mit besonderem Stolz sei an dieser Stelle erwähnt, dass in der nachgelagerten Untersuchungskommission der APG eine führende Rolle zugesprochen wurde – ein Beleg für die herausragende Expertise unseres Unternehmens.

Für eine erfolgreiche und leistbare Transformation des Energiesystems braucht es entsprechende Rahmenbedingungen. Mit der Beschlussfassung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) am Ende des Jahres wurde ein wichtiger Ordnungsrahmen für das Zusammenspiel aller Akteurinnen und Akteure der gesamten Energiewirtschaft mit einem klaren Fokus auf Versorgungssicherheit und Leistungsfähigkeit vom Nationalrat beschlossen.



Dr. Peter F. Kollmann, Vorsitzender des Aufsichtsrats

„Mit der Inbetriebnahme der Salzburgleitung brachte die APG ein Schlüsselprojekt für Österreichs Energiewirtschaft erfolgreich ‚ins Ziel‘.“

Dr. Peter F. Kollmann,
Vorsitzender des Aufsichtsrats

Gleichzeitig wurde die Netzreserve bis 2030 europarechtskonform auf Schiene gebracht. Auch dies ist gerade für die sichere Stromversorgung ein wichtiger Schritt. Die weiteren Bausteine vor allem zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren bzw. deren Vereinfachung (u. a. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, UVP-G-Novelle) fehlen jedoch nach wie vor. Zudem bedarf es entsprechender regulatorischer Rahmenbedingungen (u. a. eine marktübliche und attraktive Verzinsung des eingesetzten Kapitals, Normkapitalstruktur), um die Investitionsfähigkeit und -geschwindigkeit von Netzinfrastukturannehmern wie der APG nachhaltig zu stärken.

Ich spreche allen Mitarbeiter:innen der APG sowie dem Vorstand meine Anerkennung für ihre herausragenden Leistungen im abgelaufenen Jahr aus und wünsche dem APG-Team alles Gute für die kommenden Herausforderungen.

Dr. Peter F. Kollmann,
Vorsitzender des Aufsichtsrats

Österreich braucht die Salzburgleitung

Ein Meilenstein für Österreichs
(Energie-)Wirtschaft

Presseausendung:
„IBN Salzburgleitung“



Salzburgleitung: Meilenstein für Versorgungssicherheit, Energiewende und Standortqualität

Mit der offiziellen Inbetriebnahme der Salzburgleitung hat die Austrian Power Grid (APG) eines der bedeutendsten Strominfrastrukturprojekte Österreichs erfolgreich abgeschlossen. Die neue 380-kV-Leitung stellt einen zentralen Baustein für eine sichere, leistbare, nachhaltige und leistungsfähige Stromversorgung dar. Damit ist sie auch ein Schlüssel für einen starken Wirtschafts- und Industriestandort Österreich.

Die Salzburgleitung ist für die Integration erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung. Sie ermöglicht den effizienten Transport von überschüssigem Wind- und Photovoltaikstrom aus Ostösterreich zu den Pumpspeicherkraftwerken im Westen, insbesondere im Raum Kaprun. Dadurch wird nicht nur die Nutzung erneuerbarer Energie optimiert, sondern auch die Abhängigkeit von Stromimporten reduziert. Gleichzeitig erhöht die neue Leitung die Stabilität des Netzes und trägt maßgeblich zur Versorgungs- und Systemsicherheit bei.

VERLÄSSLICH

Wir stehen für Handschlagqualität, schaffen Vertrauen, sind ehrlich und halten unser Wort. Für pünktliche und qualitativ hochwertige Arbeit gehen wir auch die Extrameile. Auf uns ist Verlass.

Neben ihrer energiewirtschaftlichen Bedeutung ist die Salzburgleitung auch ein wichtiger Standortfaktor. Eine zuverlässige und leistungsfähige Stromversorgung ist Grundvoraussetzung für wirtschaftliches Wachstum, industrielle Wertschöpfung und den Tourismus. Die neue Infrastruktur schafft die Basis für eine leistbare und sichere Energiewende und stärkt damit nachhaltig die

Wettbewerbsfähigkeit Salzburgs und Österreichs.

Auch die volkswirtschaftlichen Effekte des Projekts sind erheblich. Über die gesamte Bauzeit hinweg wurden mehr als 7.000 Arbeitsplätze geschaffen, davon über 2.000 im Bundesland Salzburg. Die erzielte Wertschöpfung in Österreich beträgt rund 500 Mio. €, wovon mehr als 100 Mio. € auf Salzburg entfallen. Darüber hinaus hat die Realisierung der Salzburgleitung weitere Großinvestitionen ausgelöst, insbesondere im Bereich der Wasserkraft und der Speichertechnologien.

Inbetriebnahmefeier bildet würdigen Rahmen für diesen energiewirtschaftlichen Meilenstein

Die neue Salzburgleitung wurde am 4.6.2025 im Rahmen eines Festakts mit rund 500 Gästen offiziell in Betrieb genommen. Im Rahmen der Feierlichkeit betonten der ehemalige Landeshauptmann Wilfried Haslauer, der Vorstandsvorsitzende von VERBUND und Präsident von Oesterreichs Energie Michael Strugl sowie der Aufsichtsratsvorsitzende der APG und Stv. Vorstandsvorsitzende von VERBUND Peter Kollmann die Wichtigkeit der Strominfrastruktur für einen resilienten und zukunftsfähigen Standort sowie die Versorgungssicherheit Salzburgs und Österreichs.

Die Salzburgleitung verbindet die Umspannwerke Salzburg (Elixhausen) und Tauern (Kaprun) und erstreckt sich über eine Gesamtlänge von 128 km.



V.l.n.r.: Michael Baminger (Salzburg AG), Peter Koren (IV), Peter Kollmann (VERBUND), Wilfried Haslauer (ehem. LH Salzburg), Gerhard Christiner (APG), Michael Strugl (VERBUND), Marcus Karger (APG), Leonhard Schitter (Energie AG OÖ) und Manfred Rosenstatter (WK Salzburg)

Der Bau der Salzburgleitung



Rund 500 Besucher:innen lauschten den Worten der Vortragenden bei der Inbetriebnahmefeier der Salzburgleitung.

Leadersnet Beitrag Salzburgleitung



Salzburgleitung: Lichtinstallation der HTL

SALZBURGLEITUNG KEY FACTS

Projekt: Salzburgleitung
(380-kV-Höchstspannungsleitung)

Verbindung: Umspannwerke Salzburg
(Elixhausen) – Tauern (Kaprun)

Leitungslänge: 128 km
· davon 380 kV: 114 km
· davon 220 kV: 14 km

Investitionsvolumen: rund 1 Mrd. €
Genehmigungsdauer: 77 Monate
Bauzeit: ca. 5 Jahre

Neu errichtete Masten: 449

- davon 380 kV: 404
- davon 220 kV: 45

Rückbau bestehender Infrastruktur:

- Demontierte Masten: 678
- Rückgebaute Leitungen: 193 km (110 kV und 220 kV)

Beschäftigungseffekte:

- 7.000 Arbeitsplätze gesamt
- davon > 2.000 in Salzburg

Wertschöpfung:

- rund 500 Mio. € in Österreich
- davon > 100 Mio. € in Salzburg

Naturschutz & Biodiversität:

- Ausgleichsflächen: ca. 1.100 ha
- Ausgleichsmaßnahmen: rund 200
- Artenschutzprojekt Auerhuhn: ca. 600 ha
- Investitionen in Naturschutz: > 42 Mio. €

Einbettung:

Teil des von der E-Control genehmigten APG-Netzentwicklungsplans 2023

Projektwebsite Salzburgleitung



Das Projekt weist ein Investitionsvolumen von rund 1 Mrd. € auf und zählt damit zu den historisch größten Netzausbauvorhaben des Landes. Nach einer Genehmigungsdauer von 77 Monaten und einer Bauzeit von rund fünf Jahren wurde die Leitung im Jahr ihrer Fertigstellung offiziell in Betrieb genommen.

Bei der Planung und Umsetzung wurde großer Wert auf Natur- und Umweltschutz gelegt. In Salzburg wurden auf rund 1.100 Hektar nahezu 200 Ausgleichsmaßnahmen für Flora und Fauna umgesetzt. Dazu zählen Renaturierungsprojekte, Schutzwaldmaßnahmen sowie ein umfangreiches

Artenschutzprojekt für das Auerhuhn auf rund 600 Hektar. Insgesamt investierte die APG mehr als 42 Mio. € in Naturschutzmaßnahmen und den Erhalt der Biodiversität.

Mit der Inbetriebnahme der Salzburgleitung beginnen gleichzeitig umfangreiche Rückbauarbeiten: Insgesamt werden 678 alte Masten sowie 193 km bestehender 110- und 220-kV-Leitungen demontiert. Nach Abschluss aller Arbeiten wird es in Salzburg deutlich weniger Masten und Leitungskilometer geben als vor Umsetzung des Projekts. Die technische Inbetriebnahme erfolgte in den ersten Monaten 2025 etappenweise. 

Schnellere Verfahren: Nötige Rahmenbedingungen liegen in der Schublade

Um die leistbare und versorgungssichere Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem zu schaffen, müssen die Verfahrensdauern derartiger Projekte verkürzt werden, da so lange Projektdauern volkswirtschaftliche Schäden in Milliardenhöhe verursachen. Eine umgehende Beschlussfassung des bereits im Entwurf vorliegenden Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes (EABG) bzw. einer entsprechenden Novelle des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G) ist daher von höchster Priorität.

Das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) war 2025 lediglich in Begutachtung. Mit Stichtag 31.12.2025 kam es zu keiner Regierungsvorlage oder parlamentarischen Behandlung. Diese ist 2026 zu erwarten. Im zukünftigen EABG werden viele – und teils von der APG seit Jahren vorgeschlagene – Maßnahmen mit spürbaren Beschleunigungseffekten gesetzlich verankert, u. a.:

- Vollkonzentriertes Genehmigungsverfahren für Stromleitungen (Anwendung aller Materien-gesetze durch eine Behörde in einem Verfahren)
- Verordnung und Freihaltung von Trassenkorridoren (Bebauung und Umwidmung nur mit Ausnahmebewilligung)
- Entfall der UVP-Pflicht und Nichtanwendung der FFH-Richtlinie und Vogelschutz-Richtlinie für Leitungsprojekte in verordneten Planungskorridoren
- Festsetzung von Grenzwerten für Immissionen von Stromleitungen (elektromagnetische Felder und Schall)

- Aufschiebende Wirkung von Beschwerden gegen Genehmigungsbescheide nur noch im Ausnahmefall

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wurde 2025 beschlossen und am 23.12.2025 im Bundesgesetzblatt publiziert. Die APG begrüßt die geplante Neukodifikation des österreichischen Elektrizitätsrechts durch die Schaffung des EIWG. Denn das „Generationenprojekt“ Energiewende erfordert einen modernen, zukunftsgerichteten und sachlich-technisch-wirtschaftlich fundierten gesetzlichen Rahmen mit Rollenklarheit und Rechtssicherheit für alle relevanten Beteiligten. Für eine kaufmännische Bewertung ist es noch zu früh, da die konkrete Ausgestaltung der zahlreichen Verordnungen durch den Regulator noch abzuwarten ist.

Wichtigste APG-Themen:

- Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
- Rücknahme teurer Erdkabel-Pilotprojekte
- Spitzenkappung
- Systemdienlichkeit
- Netzanschluss und Netzzugang
- Flexible Netztarife
- Neues Tarifregulierungssystem

Beide Gesetze sind wesentliche Bausteine für eine zukunftsgerichtete, leistbare und zeitgerechte Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem: für einen starken Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich.

Versorgungs- sicherheit

Eine Grundbedingung
für eine moderne
Volkswirtschaft



Versorgungssicherheit rückt verstärkt ins Bewusstsein

Der Blackout im April 2025 auf der Iberischen Halbinsel hat gezeigt, dass Versorgungssicherheit auch in Europa keine Selbstverständlichkeit ist. Rund 55 Mio. Menschen waren betroffen. Im Gesundheitsbereich kam es zu Ausfällen von Operationen und Behandlungen, Geldautomaten funktionierten nicht mehr, U-Bahnen und Züge blieben stehen, Menschen saßen in Aufzügen fest, Rolltreppen fielen aus – mit besonders gravierenden Folgen für Menschen mit Handicap. Auch Telekommunikation und industrielle Produktion waren massiv beeinträchtigt. Das Ereignis hat das Thema Sicherheit wieder deutlich ins Bewusstsein gerückt und gezeigt, dass Resilienz eine kontinuierliche Aufgabe ist. Ein volkswirtschaftlicher Schaden von mehreren Milliarden Euro wird angenommen. Für Österreich zeigen Analysen, dass der Schaden eines landesweiten, unerwarteten Stromausfalls pro Tag rund 1,2 Mrd. € betragen würde.

Presseaussendung
„Blackout Iberische
Halbinsel:
Ursachenbündel
führte zu Blackout“.



SICHERHEITS- BEWUSST

Wir übernehmen Verantwortung
als Rückgrat der österreichischen
Stromversorgung. Wir schaffen
physische und mentale Sicherheit
am Arbeitsplatz. Sicherheit bildet
das Fundament unserer Arbeit.

Eine sichere und verlässliche Stromversorgung ist damit das Fundament für einen robusten, resilienten Wirtschafts- und Industriestandort. Nur wenn das aktuell höchste Niveau an qualitativer und quantitativer Stromversorgung auch während der Transformation hin zu einem 100 % nachhaltigen Energiesystem gewährleistet wird, entstehen stabile Rahmenbedingungen für Österreichs Stromverbraucher:innen. 2025 lag die Versorgungssicherheit mit 99,99 % erneut im weltweiten Spitzenfeld. Diese auch künftig 24/7 sicherzustellen, ist der gesellschaftliche Auf-

Die Versorgungssicherheit
liegt in Österreich bei
99,99 % und befindet
sich damit im weltweiten
Spitzenfeld.



trag der APG, dem hoch qualifizierte Spezialist:innen in ganz Österreich mit Know-how, Engagement und Teamgeist nachkommen.

Geeignete Rahmenbedingungen dringend erforderlich

Die energiewirtschaftliche Gesamtlage wird zunehmend herausfordernder: Lange Genehmigungsverfahren, fehlende Spielregeln für das Zusammenwirken aller Akteurinnen und Akteure, ein unkoordinierter Ausbau erneuerbarer Energien, mangelhafte Digitalisierung sowie ein noch nicht optimierter Transformationsprozess belasten das Gesamtsystem. Die Folge sind Fehlallokationen und hohe volkswirtschaftliche Kosten. Im Jahr 2025 waren an 215 Tagen gezielte Eingriffe durch thermische und hydraulische Kraftwerke notwendig, um Netzüberlastungen zu verhindern. Die dadurch für die Stromkundinnen und -kunden verursachten Kosten beliefen sich auf 87,2 Mio. €.

Eine integrierte Gesamtplanung und -umsetzung in allen Bereichen des Stromsystems – von Infrastruktur und Speichern bis hin zu Reserven und Digitalisierung – sind daher aus Gründen der Versorgungssicherheit und eines effizienten Ressourceneinsatzes dringend geboten.

Blackout auf der Iberischen Halbinsel: Ursachenbündel führte zu System- zusammenbruch

Am 28.4.2025 kam es auf der Iberischen Halbinsel zu einem großflächigen Stromausfall. Der Vorfall wird seitdem von einer internationalen Expertenkommission unter Einbindung der APG untersucht (siehe Interview S. 21). Der finale Bericht wird im Frühjahr 2026 erwartet. Der Zwischenbericht zeigt jedoch bereits klar: Nicht ein einzelner Fehler, sondern ein komplexes Ursachenbündel führte zum Blackout. Strukturelle Schwächen bestanden insbesondere in vereinfachten Netzanschlussbedingungen für erneuerbare Erzeugungsanlagen, die nur eingeschränkt zur Spannungsregelung beitragen konnten. Gleichzeitig stützte man sich auf konventionelle Kraftwerke, deren betriebliche Vorgaben teilweise veraltet waren. Zusätzlich wurden die



Grid Incident in Spain Report



Netzanschlussbedingungen über Jahre kaum angepasst und entsprachen nicht mehr der heutigen Systemdynamik. Ein weiteres Risiko stellte die in Spanien zulässige erhöhte Betriebsspannung von 435 kV dar, wodurch geringere Sicherheitsreserven zur Verfügung standen.

Versorgungssicherheit braucht robuste Netzführung

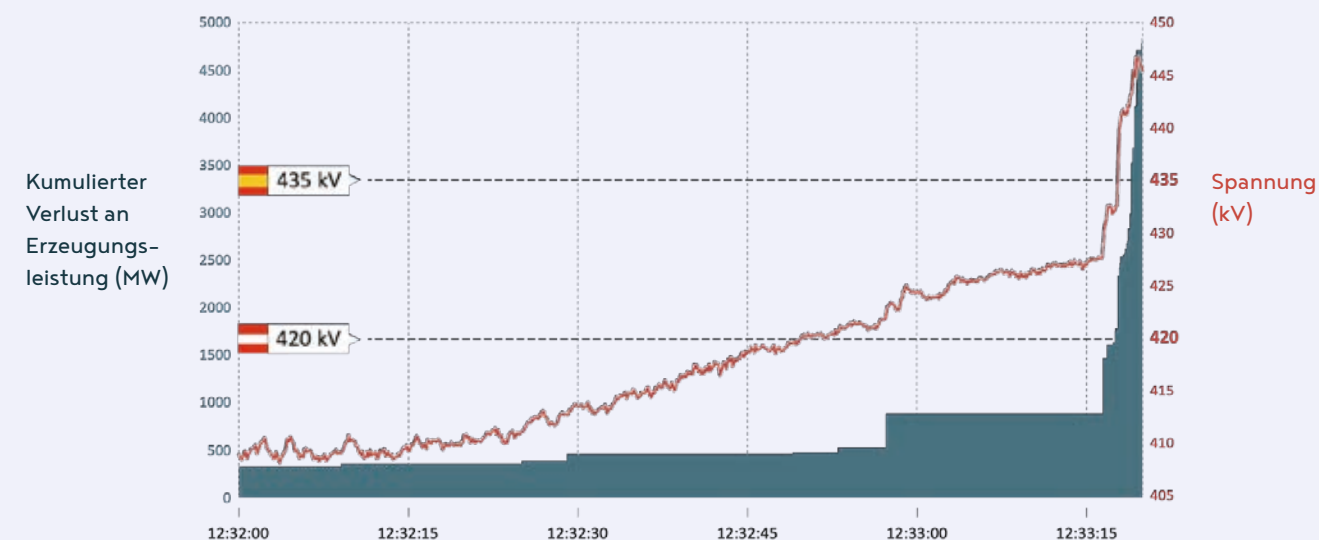
Am 28.4. führte dieses Zusammenspiel zu einer kritischen Kettenreaktion: Zahlreiche Erzeugungsanlagen trennten sich bei vergleichsweise geringen Spannungsabweichungen vom Netz, mehrere Gigawatt an Leistung gingen verloren. Automatische Schutzmechanismen trennten Spanien und Portugal vom kontinentaleuropäischen Verbundsystem – letztlich ohne Erfolg. Der Blackout ließ sich nicht verhindern.

Der Vorfall verdeutlicht die Bedeutung einer modernen, robusten und zentral abgestimmten Netzführung. Im Vergleich dazu ist das österreichische Übertragungsnetz dank klar definierter technischer Anforderungen, strenger Netzanschlussbedingungen (TOR)

und moderner Betriebsführung gut aufgestellt. Projekte dürfen nur nach einem umfassenden Konformitäts- und Betriebserlaubnisverfahren ans Netz. Ergänzt wird dies durch innovative automatische Spannungsregelungen, etwa durch die Donaukraftwerke.

Der Blackout auf der Iberischen Halbinsel zeigt eindringlich, dass Versorgungssicherheit im erneuerbaren Energiesystem kein Selbstläufer ist, sondern das Ergebnis konsequenter Planung, moderner Regulierung und eines abgestimmten Netzausbaus. 

Entwicklung der Spannung bzw. Verlust der Erzeugungsanlagen am 28.4.2025 zwischen 12:32:00 und 12:33:15 Uhr in Spanien



Sonderregelung für Spannungshaltung in Spanien von 435 kV im Normalbetrieb (Österreich & Kontinentaleuropa 420 kV) führten zu unzureichenden Sicherheitsreserven.

„Dieses Blackout liefert wertvolle Lessons Learned für ganz Europa.“

Klaus Kaschnitz, APG-Division-Manager System

Welche Aufgabe hatten Sie bei der Aufarbeitung des Blackouts auf der Iberischen Halbinsel?

Klaus Kaschnitz: Gemeinsam mit einem ungarischen Kollegen wurden wir zu den Vorsitzenden von ENTSO-E bestellt. Die System Operation Guidelines sehen vor, dass ein nicht betroffener Übertragungsnetzbetreiber die Analyse leitet.

Wie haben Sie diese Zeit persönlich erlebt?

Kaschnitz: Es war eine sehr intensive und herausfordernde Phase. Die Komplexität der Analysen, die große Datenmenge und zahlreiche Abstimmungen waren organisatorisch anspruchsvoll. Gleichzeitig war der Teamspirit beeindruckend: Expertinnen und Experten aus ganz Europa haben mit hoher Professionalität und großem Engagement zusammengearbeitet.

Welche Schlüsse ziehen Sie aus dem Blackout, und was erwarten Sie vom Final Report?

Kaschnitz: Der Blackout hat erneut gezeigt, wie wichtig ausreichende Sicherheitsreserven sind. In einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem



APG-Division-Manager System Klaus Kaschnitz leitete die Untersuchungskommission des Blackouts in Spanien.

werden zudem Blindleistung und Spannung zu kritischen Faktoren. Vom Final Report erwarte ich klare Empfehlungen zur Stärkung der Systemresilienz sowie konkrete Anpassungen der Regelwerke, insbesondere bei Blindleistung und Spannungslimits.

Was hat Sie besonders überrascht oder gefreut?

Kaschnitz: Der außergewöhnliche Teamgeist. Der rasche Netzwiederaufbau war nur durch das perfekte Zusammenspiel der Übertragungsnetzbetreiber – vor allem in Spanien, Portugal, Frankreich und Marokko – sowie durch die konstruktive Zusammenarbeit mit ACER und den Regulatoren möglich. 

Trendforum: von Risiko zu Resilienz



Video Trendforum: von Risiko zu Resilienz



Sicherheit als Grundwert

Eine sichere Stromversorgung erfordert ein ausgewogenes Zusammenspiel von Versorgungssicherheit, Markt und erneuerbaren Energien. Dafür braucht es ein koordiniertes nationales und europäisches Zusammenwirken aller Akteurinnen und Akteure des Energiesystems sowie verlässliche Rahmenbedingungen. Zentrale Voraussetzungen für eine versorgungssichere Transformation sind höchste Standards in Betriebs- und Anlagensicherheit, ein abgestimmtes Systemplan für den Um- und Ausbau des Stromsystems sowie der Ausbau von Netzen, Speichern, Reserven und erneuerbarer Erzeugung.

Als Managerin des Energiesystems übernimmt die APG dabei Verantwortung und eine führende Rolle. Sicherheit ist daher fest in der DNA der APG verankert und wird ganzheitlich, interdisziplinär und risikobasiert gelebt, insbesondere im Bereich der Cybersecurity, wo höchste Standards gelten und laufend im Austausch mit Behörden weiterentwickelt werden. Qualifizierte und regelmäßig geschulte Mitarbeiter:innen, nationale und internationale Krisenübungen sowie die aktive Mitwirkung in Sicherheitsnetzwerken wie dem Austrian Energy CERT unterstreichen den umfassenden Sicherheitsanspruch der APG.

Energiewende

Die Volatilität des Gesamtsystems wurde 2025 besonders sichtbar

2025: Österreich wieder Stromimporteur

War Österreich 2024 noch ein Strom-exportland (mit rund 4 TWh), so drehte sich dies im Jahr 2025: In acht von zwölf Monaten musste Österreich Strom aus dem Ausland importieren, und der Gesamtimportsaldo betrug rund 5,4 TWh (eine Differenz zum Exportsaldo 2024 in Höhe von 4,7 TWh von rund 10,1 TWh). Trotz großem Wachstum bei der installierten Leistung erneuerbarer Energien (installierte Leistung 2025: PV rund 9,8 GW, Wind rund 4,3 GW, Laufwasser rund 6 GW) in den letzten Jahren konnte der Stromverbrauch nicht durch nachhaltig produzierte Energie gedeckt werden. Diese Defizite müssen durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken (rund 6 GW installierte Leistung), Gaskraftwerken (rund 4 GW) und einer kapazitätsstarken Netzinfrastruktur ausgeglichen werden. In diesem Zusammenhang ist es besonders wichtig, dass innerhalb der Beschlussfassung zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) im Dezember 2025 auch die notwendige Novelle der Netzreserve gesetzlich berücksichtigt wurde.

Systemische Defizite erzeugen volkswirtschaftliche Mehrkosten

Neben den absoluten Zahlen ist für das Energiemanagement auch die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien

von entscheidender Bedeutung: Mit rund 4,2 GW installierter Windleistung befinden sich nahezu 100 % der in Österreich verfügbaren Windkraft in „nur“ zwei Bundesländern (Burgenland und Niederösterreich). Im Bereich Photovoltaik sieht es „nicht viel besser aus“: Rund 78 % der installierten Leistung befinden sich in „nur“ drei Bundesländern (Oberösterreich, Niederösterreich, Steiermark). Daraus ergibt sich ein Transporterfordernis, das nur mit einer kapazitätsstarken Stromnetzinfrastruktur leistbar und versorgungssicher betrieben werden kann. Ein Beleg dafür, dass der Ausbau der Netzinfrastruktur in den letzten Jahren der Dynamik im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht schritthalten konnte.

Ein weiterer Beleg für die fehlende Flexibilität im Gesamtsystem Strom sind die Anzahl von Stunden negativer Strompreise (2025: 448 Stunden), der Strompreis-Spread zwischen Österreich und Deutschland 2025 von 9,6 €/MWh, das hohe Niveau an erforderlichem Redispatching sowie das mittlerweile „übliche“ Abregeln erneuerbarer Produktion, um Netzüberlastungen zu verhindern. Diese kumulierten Systemdefizite führten 2025 zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten von rund 1 Mrd. € (höherer Strompreis brachte rund 600 Mio. € vwl. Mehrkosten, Redispatchmaßnahmen rund 100 Mio. €, negative Strompreise i. V. m. PV-Förderungen 300 Mio. €).

ZUKUNFTS-ORIENTIERT

Wir sind klar ausgerichtet und kommunizieren alle die gleiche Botschaft. Wir entwickeln nachhaltige und langfristige Lösungen für zukünftige Generationen. Unsere Kräfte sind gebündelt entlang unserer Strategie.

Netzreserve

Die Netzreserve stellt sicher, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Erzeugungs- bzw. Verbrauchskapazitäten im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen. Demnach bezeichnet Netzreserve die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierbarer Verbrauchsleistung, welche im Engpassfall abgerufen werden kann, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Der Bedarf an Netzreserve wird in einer jährlichen Systemanalyse der APG entsprechend § 23a EIWOG 2010 bestimmt und in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Ausschreibungsverfahren

gemäß § 23b ff EIWOG 2010 beschafft. Gemäß § 23b Abs. 2 EIWOG 2010 hat die APG die notwendige Netzreserve für den Zeitraum 10/2025 bis 9/2026 in einem zweistufigen Verfahren ausgewählt und vertraglich gesichert.

Die Auswahl der insgesamt bis zu rund 2,2 GW an Netzreservekraftwerken wurde zuvor durch die Regulierungsbehörde E-Control geprüft und genehmigt. Die Netzreserve ist ein unverzichtbarer Baustein der Versorgungssicherheit Österreichs und somit elementar für einen robusten und starken Wirtschaftsstandort.

Nimmt man die im österreichischen Netzinfrastukturplan 2023 fixierten Ausbauziele der erneuerbaren Energien (2030: 36 GW, 2040: 60 GW) macht dies deutlich, dass ohne Netzausbau, ohne eine umfassende Digitalisierung aller Akteurinnen und Akteure des Gesamtsystems und ohne massiven Ausbau der Stromspeicher die vorhandenen Flexibilität nicht nutzbar gemacht werden können. Neben den steigenden Risiken in der Versorgungssicherheit würden sich die negativen volkswirtschaftlichen Effekte massiv erhöhen. Aus all diesen Gründen sind eine gesamthafte Planung und Umsetzung aller Investitionen in das Energiesystem (Netzinfrastuktur, Speicher, Produktion, Reservekraftwerke, Digitalisierung) und deren zeitgerechte Umsetzung von entscheidender Bedeutung.

Das Jahr des Stroms im Überblick

In den ersten drei Monaten des Jahres 2025 war Österreich Stromimportland – hauptsächlich verursacht durch den Rückgang der Produktion erneuerbarer Energien gegenüber den Werten des Jahres 2024 (u. a. – 30 % im Jänner, – 35 % im Februar, – 31 % im März). Extreme Trockenheit, Windstille und fehlende Sonneneinstrahlung führten zu einem deutlichen Rückgang der Einspeisung erneuerbarer Energien im Vergleich zum Vorjahr, das ein Ausnahmejahr hinsichtlich des guten Produktionsniveaus

bei erneuerbaren Energien war, das Österreich im größten Teil des vergangenen Jahres zu einem Stromexporteur machte.

April bringt Trendumkehr: Österreich wieder Exportland

Zwar ging die Produktion erneuerbarer Energien im Vergleich zum Vorjahr um 21,3 % zurück, hatte aber dennoch einen Anteil von 84,7 % an der Gesamteinspeisung (4.531 GWh). Bilanziell ergab sich ein Exportsaldo ins Ausland von 164 GWh im Monat April, was zu einem Rückgang im Jahresvergleich um 770 GWh führte.

Ab Mai zeigt sich erstmals Potenzial der Erneuerbaren

Im Mai konnte Österreich seinen Strombedarf bilanziell zu 98,6 % mit erneuerbaren Energien decken. Dennoch fiel die Produktion aus Erneuerbaren im Vergleich zum Mai des Vorjahres um beinahe ein Viertel niedriger aus. Hintergrund war die geringe Wasserführung, deren Anteil an den Erneuerbaren im Jahresvergleich um 3 % geringer ausfiel. Im Juni bildeten erneuerbare Energiequellen 92 % der Gesamteinspeisung. Warme Temperaturen und Trockenheit führten dazu, dass die erneuerbare Erzeugung (4.309 GWh) in den Juniwochen 2025 um 17,3 % gegenüber dem Vergleichszeitraum zurückblieb. Per Saldo ergab sich über den Gesamtmonat Juni ein Export in der Höhe von 275 GWh. Einmal mehr ist die niedrige Laufwassereinspeisung Grund für den vergleichsweise geringen Exportsaldo.

Trendwende im Juli dank guter Wasserführung

Überdurchschnittliche Niederschläge im Juli machten Österreich zum Stromexportland. Während sich die Laufwassereinspeisung am Monatsbeginn noch mit 508 GWh in der Kalenderwoche 27 unter dem langjährigen saisonalen Durchschnitt bewegte, steigerte sie sich bis zum Monatsende mit 904 GWh in der Kalenderwoche 31 hin zu einem saisonal historischen Maximum. Dies entspricht nahezu einer Verdoppelung. Bemerkenswert ist, dass zur Verhinderung von Netzüberlastungen auch erneuerbare Energien „abgeregelt“ werden mussten:

Infografiken zum Thema Redispatch



In den ersten sieben Monaten gingen dadurch insgesamt 10.485 MWh Strom verloren. Insgesamt entstanden durch Redispatching-Maßnahmen bis Juli 2025 Kosten in der Höhe von 53 Mio. €. Diese mussten an 105 Tagen durchgeführt werden.

August zeigt Fehlallokationen im Gesamtsystem

Die Wetterlage im August führte dazu, dass die Produktion von Windenergie gegenüber dem Vorjahresmonat um 38,7 % anstieg und die Wasserkraft um 16,6 % zulegte. Generell erhöhte sich die gesamte Erzeugung aus Erneuerbaren (4.486 GWh) um 15,4 % im Jahresvergleich (3.888 GWh Produktion im August 2024). Österreich ist zum dritten Mal in Folge Stromexportland. Allerdings war es aufgrund der zu schwachen überregionalen Stromnetze nicht gelungen, dieses Potenzial der

Erneuerbaren voll zu nutzen. Aufgrund der zeitlichen Einspeisung von enormen Mengen PV-Strom mussten u. a. Wasserkraftwerke abgeregelt werden, um das Stromsystem in Balance zu halten bzw. Netzüberlastungen zu verhindern.

Jahresfinale bringt Rückkehr: Österreich wieder Stromimporteur

In den letzten vier Monaten des Jahres wurde Österreich wieder zum Stromimporteur (September 511 GWh, Oktober 476 GWh, November 1.240 GWh, Dezember 1.634 GWh). Hauptursache waren die meteorologischen Rahmenbedingungen und die damit einhergehende Reduktion der Produktion erneuerbarer Energien. Ein weiterer Grund für die Importnotwendigkeiten war, dass u. a. im November die kalorischen Kraftwerke gegenüber dem Vorjahr um mehr als 46 % weniger in das Netz eingespeist haben.

Redispatch als Notfallmaßnahme

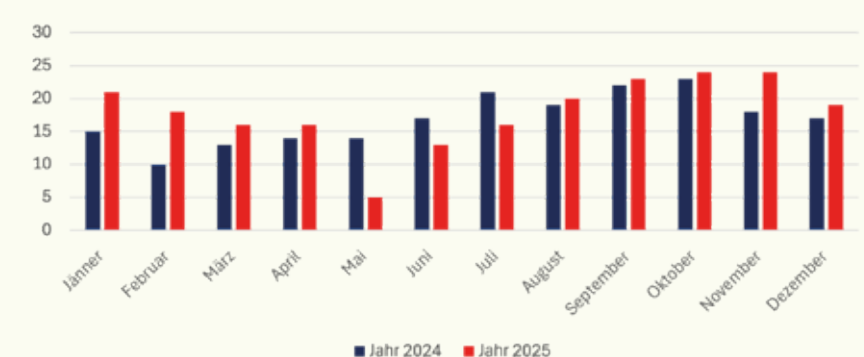
87,2 Mio. € Redispatch-Kosten

Fehlende Netzkapazitäten führen zu Engpässen im Stromnetz und zu hohen Redispatch-Kosten. Denn besteht die Gefahr von Leitungsüberlastungen im Stromnetz, müssen wir durch gezielte Eingriffe und den Einsatz von thermischen und hydraulischen Kraftwerken sowie flexible Verbraucher:innen kontrolliert entgegensteuern. Diese zusätzlichen Kosten müssen von den Strommarktkunden getragen werden. Es wäre volkswirtschaftlich sinnvoller, diese in Netzausbaumaßnahmen zu investieren.

Redispatch-Kosten 2024 und 2025 in Mio. € pro Monat



Redispatch-Tage 2024 und 2025 in einzelnen Monaten



Die energiewirtschaftliche Gesamtlage wird immer herausfordernder

2025 waren an 215 Tagen Eingriffe (+12 gegenüber 2024) in den Kraftwerksplan notwendig, um etwaige Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Besonders hoch waren die notwendigen Eingriffe in ihrer Gesamtzahl im Oktober und November mit jeweils 24 Tagen. Redispatching verursacht nicht nur erhöhte CO₂-Emissionen, sondern auch Kosten, die die österreichischen Stromkundinnen und -kunden bezahlen müssen. Im Gesamtjahr lagen diese bei 87,2 Mio. € (+3,2 Mio. € gegenüber 2024).

Die Jahresentwicklung 2025 verdeutlicht einmal mehr, wie essenziell konventionelle bzw. „steuerbare“ Kraftwerke (u. a. Pumpspeicherkraftwerke, Gaskraftwerke) vor dem Hintergrund des verzögerten Ausbaus des Übertragungsnetzes für die sichere Stromversorgung Österreichs sind. In Fällen mit hohem Verbrauch bei gleichzeitig niedriger Erzeugung aus Erneuerbaren muss die APG in der Lage sein, diese zur sicheren Stromversorgung anfahren zu können. Mit einem leistungsfähigen

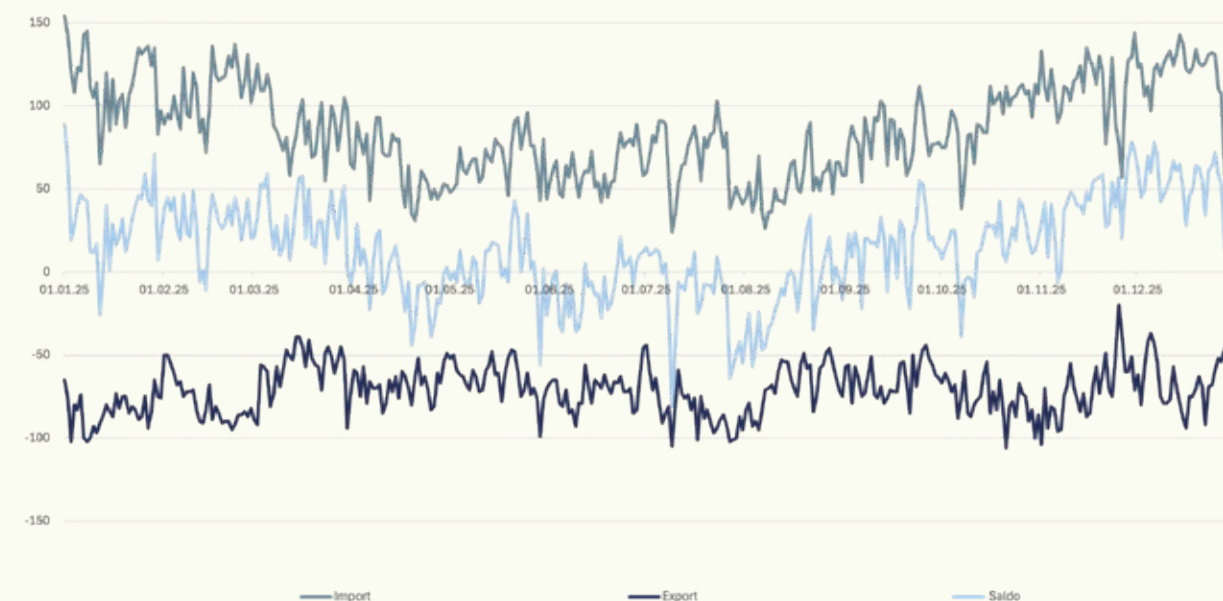
Stromnetz und guter nationaler und europäischer Vernetzung könnten solche Zeiträume auch durch den Import von Erneuerbaren aus dem Ausland besser kompensiert werden. Darüber hinaus ist der Ausbau von Speichern bzw. die Digitalisierung aller Akteurinnen und Akteure des Stromsystems von besonderer Bedeutung, um insbesondere die Flexibilität der Marktteilnehmer:innen für den Systembetrieb nutzbar zu machen.

Genau dieses starke Stromnetz braucht es auch, um die österreichischen Bundesländer mit Strom zu versorgen bzw. deren Überschüsse abtransportieren zu können. Im Stromexport (Einspeisung in das APG-Netz) waren die Bundesländer Niederösterreich, Burgenland und Kärnten führend. Beim Import von Strom (Bezug aus dem APG-Netz) waren dies die Bundesländer Wien, Niederösterreich und Kärnten.

Keine leistbare und versorgungssichere Energiewende ohne starke Netze

Um den volatilen erneuerbaren Strom in Europa auch national nutzbar zu machen, braucht es ein starkes Strom-

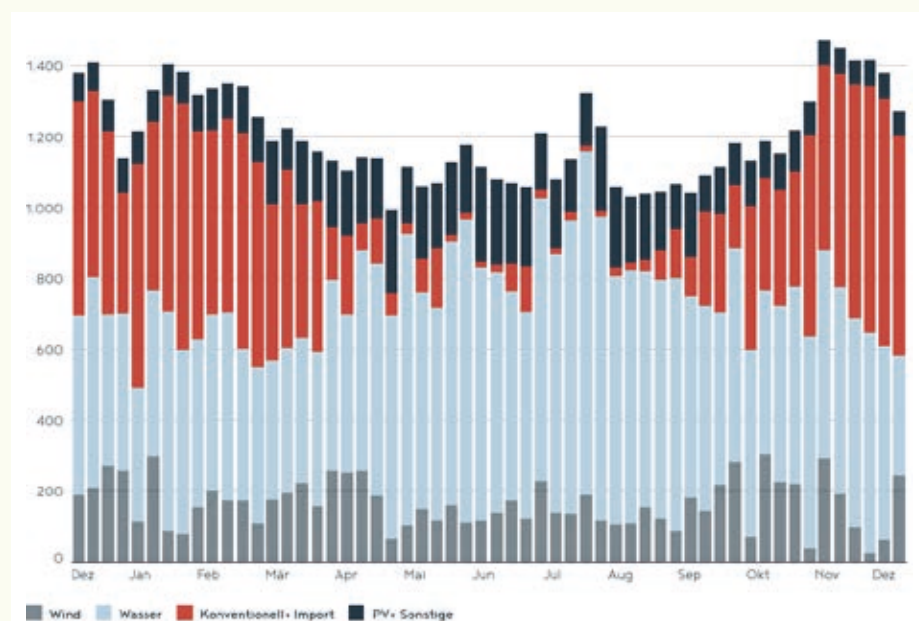
Strom Import/Export in Österreich – in den letzten 12 Monaten in GWh Tagesenergie auf Basis der Import/Export-Fahrpläne der Regelzone APG



Infografiken zur Stromerzeugung



Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen pro Woche in GWh, in den letzten 13 Monaten



Übersicht an Infografiken



netz, das den Strom dorthin transportiert, wo er gebraucht wird. Um dabei Überlastungen im Stromnetz zu verhindern und um die sichere Stromversorgung zu gewährleisten, werden mit sogenannten Redispatch-Maßnahmen Überlastungen vermieden.

Genehmigungsverfahren und des dadurch nur schleppend voranschreitenden Netzausbaus preisgünstiger Strom oft gar nicht oder nur unzureichend nach Österreich gebracht werden kann.

Auch diese Eingriffe verdeutlichen die fehlenden Kapazitäten im Gesamtsystem. Besonders bitter ist, dass die zum Teil mit öffentlichen Mitteln geförderten erneuerbaren Energieanlagen, die theoretisch Strom liefern könnten, in der Praxis häufig nicht genutzt werden. Hinzu kommt, dass aufgrund zäher

Stromexporte/-importe Salden Bundesländer 2025 in GWh

Top 3 Einspeisung ins APG-Netz 2025

Niederösterreich	2.707,50
Burgenland	2.185,43
Kärnten	1.651,49

Top 3 Bezug vom APG-Netz 2025

Wien	– 3.420,14
Niederösterreich	– 2.183,94
Kärnten	– 1.862,25

Innovationen

Fortschritt als Grundbedingung der Versorgungssicherheit & Effizienz von morgen

Als unabhängige Übertragungsnetzbetreiberin verantwortet die APG die sichere Stromversorgung Österreichs.

Mit unserer leistungsstarken und digitalen Strominfrastruktur sowie der Anwendung von Zukunftstechnologien integrieren wir die erneuerbaren Energien, sind Plattform für den Strommarkt, schaffen Zugang zu preisgünstigem Strom für Österreichs Konsumentinnen und Konsumenten und bilden so die Basis für einen versorgungssicheren sowie zukunftsfähigen Wirtschafts- und Lebensstandort. Gerade die Digitalisierung ist für die Integration aller Akteurinnen und Akteure der Energiewirtschaft in das Energiesystem der Zukunft zentral, um auch deren Flexibilität für den Netzbetrieb bzw. die sichere und leistbare Strom-

versorgung nutzbar zu machen. In zahlreichen Innovationsprojekten – vom unternehmensweiten Einsatz künstlicher Intelligenz über smarte Marktplattformen bis hin zum dynamischen Trafolastmanagement – sieht sich die APG der umfassenden Zielsetzung, das Energiesystem der Zukunft mit zukunftsweisenden Technologien versorgungssicher, effizient und leistbar zu managen, verpflichtet. 🌱

Forschung & Innovation



Projekt „Künstliche Intelligenz“



KI: Teil der Innovation

Künstliche Intelligenz ist ein fester Bestandteil unserer Innovationsarbeit, um ein zunehmend komplexes Energiesystem weiterhin sicher, effizient und leistungsfähig zu steuern sowie weiterzuentwickeln. Als Übertragungsnetzbetreiberin setzen wir Methoden der künstlichen Intelligenz dort ein, wo sie messbaren Nutzen stiften: im Netzbetrieb, im Asset-Management und in unterstützenden Prozessen.

In unserem KI-Portfolio finden sich operative KI-Systeme in den Bereichen der kurzfristigen Last-, Erzeugungs- und Engpassprognosen sowie zahlreiche Use Cases rund um den Themenkomplex der generativen KI – von Large Language Models über Chatbots bis hin zu Anwendungen für Assistenz, Coding und Wissensmanagement. Vorausschauende Instandhaltung (Predictive Maintenance) sowie innovative Konzepte für Drohnen- und Computer-Vision-basierte Inspektionen werden in laufenden Projekten gezielt durch KI-Methoden ergänzt, um unsere betrieblichen Abläufe weiter zu verbessern. Diese Vorhaben beschleunigen Entscheidungen, erhöhen die Anlagenverfügbarkeit und reduzieren operative

Risiken. Für eine skalierbare, sichere Nutzung verankern wir Governance, Rollen und Standards zentral und setzen hybride Delivery-Modelle in den Fachbereichen um – inklusive AI-Register und AI-Act-konforme Prozesse. Unser AI Center of Excellence (AI CoE) bündelt dabei sämtliche Initiativen rund um KI und ergänzt das KI-Portfolio um Compliance sowie Kontextmaßnahmen bezüglich Enablement unserer Mitarbeitenden. Parallel professionalisieren wir den Einsatz generativer KI: Mit dem Projekt GAIA (GenAI for APG) und dem zentralen APG-Chatbot MAIA (Multi-AI-Agent) bündeln wir produktive GenAI-Anwendungsfälle – von Dokumentanalysen über Übersetzungen bis hin zu domänenspezifischen Chatbots für den Betrieb. Über KI-Arbeitskreise von Österreichs Energie und ENTSO-E teilen wir zusätzlich unsere Best Practices, sichern so die regulatorische Anschlussfähigkeit der APG und fördern den sicheren, verlässlichen und effektiven Einsatz von KI in der Energiebranche.

So entwickeln wir die APG gezielt zu einer daten- und KI-getriebenen Organisation weiter – mit Fokus auf Versorgungssicherheit, Effizienz und klare Nachweise der Wirkung im täglichen Betrieb. 🌱

INNOVATIV



Wir sind offen für Neues und verfolgen proaktiv neue Ansätze – wo es einen Mehrwert hat. Wir sind bereit, Bestehendes zu hinterfragen und begreifen Fehler als Lernmöglichkeit. Wir sehen Innovation als zentralen Baustein, um die Energiewende zu meistern.

Picasso, Mari, Alpaca

Bereits seit Juni 2022 ist die APG als einer der ersten TSOs Teil der europäischen Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung (PICASSO) und profitiert somit vom Zugriff auf einen deutlich größeren Pool von Regelreserven. Darüber hinaus ergibt sich daraus der Vorteil eines vergrößerten Marktgebiets für österreichische Marktteilnehmer:innen. Mit den Beitritten weiterer TSOs im Jahr 2025 (ESO, Litgrid, IPTO/ADMIE, Fingrid, RTE, AST, Elering, Red Eléctrica, TERN) konnten diese Vorteile noch weiter ausgebaut werden.

Weiters ist die APG seit Juni 2023 Teil der europäischen Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (MARI). Durch die Beitritte von ELIA und TenneT NL im Jahr 2025 konnte über diese Kooperation sowohl der Zugang zu einem größeren Pool an Regelreserven als

auch ein erweitertes Marktgebiet für österreichische Marktteilnehmer:innen erreicht werden.

Ein Leuchtturmprojekt im Bereich der Regelreserven ist die sogenannte ALPACA-Kooperation (Allocation of Cross-zonal Capacity and Procurement of aFRR Cooperation Agreement), die 2025 initiiert wurde. Sie ermöglicht und optimiert die gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelreserve (aFRR) zwischen Österreich, Tschechien und Deutschland. Der Optimierungsprozess basiert auf den in den jeweiligen Ländern eingereichten Regelleistungsgeboten, den prognostizierten, für Regelreserven verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten sowie den von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegten Sicherheitsgrenzen. Das Ergebnis der ALPACA Common Procurement Optimization Function (CPOF) wird mit PICASSO geteilt. Innerhalb von PICASSO hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber vorrangigen Zugang zu den grenzüberschreitend beschafften Mengen. 🌲

Projekt „MARI und PICASSO“



Databricks: die neue Daten- und Analyseplattform der APG

Die APG befindet sich in einer Phase intensiver Digitalisierung und Automatisierung. Um den wachsenden Anforderungen an Datenmanagement und Analytik gerecht zu werden, hat sie im Rahmen des Programms „Data Driven Utility“ eine moderne, cloudbasierte Self-Service Data & Analytics Plattform auf Basis von Databricks eingeführt.

Die Plattform bildet das Fundament für eine zukunftsichere Datenstrategie und ermöglicht es, große Datenmengen aus unterschiedlichen Quellen effizient aufzubereiten, zu analysieren und als „Datenprodukte“ bereitzustellen. Damit schafft die APG die Voraussetzungen für datengetriebene Entscheidungen in allen Unternehmensbereichen – von der Netzplanung über den Betrieb bis hin zu innovativen Anwendungen im Bereich der künstlichen Intelligenz.

Mehrwerte für die APG:

- Standardisierte Datenaufbereitung und -nutzung: Daten können sicher, nachvollziehbar und in hoher Qualität verarbeitet und geteilt werden.
- Skalierbare Analytik und KI: Die Plattform unterstützt komplexe Analysen, Machine-Learning-Modelle und den Einsatz von Large Language Models.
- Effiziente Zusammenarbeit: Teams können Datenprodukte, Dashboards und Modelle einfach und sicher über Abteilungsgrenzen hinweg nutzen, weiterverarbeiten und erneut teilen.

Die Databricks-Umgebung wird in einem APG-spezifischen Microsoft-Azure-Tenant betrieben und erfüllt höchste Sicherheitsstandards. Bereits heute sind zentrale Geschäftsdaten integriert, darunter Sensordaten aus dem Netz, Messwerte aus dem ZNFS sowie Netzmodelle für Day-Ahead- und Intraday-Prozesse. Mit der Einführung von Databricks setzt die APG einen entscheidenden Schritt in Richtung einer datengetriebenen Organisation. 🌲

zusammEn2040

Das Gelingen der Energiewende und das Erreichen des Klimaneutralitätsziels bis 2040 sind zentrale Herausforderungen unserer Zeit. Im Rahmen des Projekts „zusammEn2040“ wurde von der APG in internationaler Kooperation das europaweite sektorgekoppelte Energiesystemmodell XENIA entwickelt und eine Stakeholderplattform zur Vernetzung und zum offenen Austausch von Stakeholder:innen aus verschiedensten energiewirtschaftlich relevanten Branchen – von Politik, Industrie, Energieversorgern bis NGOs – geschaffen. Der Weg in eine klimaneutrale Zukunft kann nur gemeinsam gelingen.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Einsatz neuer Endverbrauchstechnologien verändern sich die Flüsse im Energiesystem bereits heute grundlegend. Um Endkundinnen und -kunden kostengünstig und sicher mit Energie zu versorgen, bedarf es einer europäischen und sektorübergreifenden Betrachtung. Mit dem Energie-

systemmodell der APG wird eine ganzheitliche Analyse über die gesamte Prozesskette sichergestellt. Energieszenarien stellen dabei stets eine nachhaltige (im Einklang mit Klima- und Energiezielen), effiziente (mit minimalen Ressourcen und Kosten) und sichere (hohes Maß an Versorgungssicherheit) Lösung dar.

Das Thema Leistbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit ist im letzten Jahr stark in den Vordergrund des politischen Diskurses gerückt. Nur wenn der Wohlstand und die Wertschöpfung erhalten und ausgebaut werden, wird die Energiewende auch Akzeptanz in der Gesellschaft finden. Durch das von der APG entwickelte Kostenmodul BEATRICE (Benefit Analysis of Transition Investments and Cost Evaluation) können im Rahmen von „zusammEn2040“ wertvolle Kostenanalysen durchgeführt werden und somit Kostenhebel für eine effiziente Energietransformation identifiziert und faktenbasierte politische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. 🌲

Projekt „zusammEn2040“



Symboltier Storch für das Burgenland

Austrian Power Giants

Im Pilotprojekt „Austrian Power Giants“ wollte man innovative Ideen entwickeln, um überregionale Strommasten positiv zu besetzen. Im Rahmen dieses Projekts wurde für jedes der neun Bundesländer Österreichs ein „Austrian Power Giant“ gestaltet – jeweils in Form eines charakteristischen Tieres des entsprechenden Bundeslands.

So wurde beispielsweise aufgrund der alljährlichen Besuche von Störchen im Burgenland der Storch als Symboltier dieses Bundeslands gewählt, während der Hirsch für die walddichten Voralpenregionen Niederösterreichs steht. Die Idee des Projekts war es, dieses naturverbundene Design zu einem Symbol für naturnahe Infrastrukturprojekte zu entwickeln und gleichzeitig den Wirtschafts- und Tourismusstandort in den Regionen zu stärken. Die Tiermasten könnten so dazu beitragen, die Akzeptanz von Netzausbauprojekten in der breiten Öffentlichkeit zu erhöhen.

Projekt „Austrian Power Giants“



Ob das Projekt tatsächlich umgesetzt wird, steht zwar noch in den Sternen, doch Ideen zu entwickeln und sie in konkrete Konzepte zu überführen, ist ein wesentlicher Teil des kreativen Prozesses.

Das Konzept der „Austrian Power Giants“ stieß auch international auf große Resonanz. Eine hochkarätig besetzte internationale Jury zeichnete das Projekt in Singapur mit dem Red Dot Award 2025 für Concept Design in der Kategorie Elektrifizierung und Dekarbonisierung aus. Die Miniaturmodelle der „Austrian Power Giants“ sind noch bis Oktober 2026 im Red Dot Design Museum in Singapur öffentlich ausgestellt. 🌲



Vogelschutz



Sakerfalken nehmen Nisthilfen an.

Sakerfalken

Mit einem langfristig angelegten Artenschutzprojekt leisten die APG, Netz Niederösterreich und die ÖBB einen wichtigen Beitrag zum Schutz des weltweit gefährdeten Sakerfalken. Durch die Installation von Nisthilfen auf Strommasten konnte sich die Population in Österreich stabilisieren und auf einem historisch hohen Niveau etablieren.

Im Rahmen eines nachhaltigen Trassenmanagements integriert die APG Umwelt- und Artenschutzmaßnahmen systematisch in Planung, Bau und Betrieb ihrer Netzinfrastruktur. Strommasten übernehmen dabei zusätzlich die Funktion sicherer Brutplätze für den stark gefährdeten Greifvogel. Die erhöhte Lage bietet Schutz vor menschlichen Störungen sowie geeignete Bedingungen für Brut, Aufzucht und Jagd.

Seit Projektbeginn wurden insgesamt 165 künstliche Nisthilfen montiert, davon 110 im APG-Netz. Die Maßnahmen werden seit 2011 wissenschaftlich von BirdLife Österreich und der Österreichischen Vogelwarte begleitet. Seit Projektbeginn hat sich die Zahl der Brutpaare mehr als verdoppelt. Rund zwei Drittel der Brutpaare brüten mittlerweile im Netzgebiet der APG.

Das Jahr 2025 bestätigte die Wirksamkeit der Initiative: Mit insgesamt 59 Brutpaaren und 45 erfolgreichen Bruten wurde ein neuer Höchststand erreicht. Insgesamt wurden 143 ausgeflogene Jungvögel dokumentiert, ein Großteil davon im Netzgebiet der APG. Seit 2011 wurden im Rahmen des Projekts insgesamt 1.270 Jungvögel gezählt, davon 846 auf APG-Strommasten. Ein Teil der Jungvögel wandert nach dem Ausfliegen über weite Distanzen, teilweise bis nach Nordafrika, und trägt so zur Stabilisierung der Bestände über Österreich hinaus bei. Künftige Maßnahmen konzentrieren sich vor allem auf die Optimierung bestehender Nisthilfen.

- Projektbeginn: 2004
- Wissenschaftliche Begleitung seit: 2011
- Nisthilfen im APG-Netz: 110
- Rekordjahr 2025:
 - Brutpaare: 59
 - Erfolgreiche Nester: 45
 - Ausgeflogene Jungvögel: 143
- Zwei Drittel aller österreichischen Brutpaare nutzen das APG-Netz
- 846 Jungvögel wurden seit 2011 auf APG-Masten flügge. 🌳

Green Steel

Die APG setzt auf grünen Stahl für nachhaltigen Leitungsbau. Bis 2030 soll der gesamte Stromverbrauch Österreichs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden – bis 2040 der gesamte Energieverbrauch. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, setzt die APG nicht nur das rund 9 Mrd. € schwere Investitionsprogramm zur Erweiterung des überregionalen Stromnetzes und zur Integration erneuerbarer Energien um, sondern arbeitet auch an der Dekarbonisierung aller internen Arbeitsprozesse. Klimaneutralität kann jedoch nur erreicht werden, wenn alle Akteure des Energiesystems gemeinsam handeln.

Die APG hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 rund 30 % der Treibhausgas-

emissionen je neu gebautem Leitungskilometer einzusparen (Basisjahr 2022). Dazu zählt unter anderem der Einsatz emissionsreduziert hergestellten Stahls im Sinne eines nachhaltigen Anlagenbaus.

Bislang werden bei der Erzeugung einer Tonne Stahl – vom Rohstoff bis zum fertigen Mast – rund 1.600 kg CO₂e freigesetzt. Bei der Ausschreibung zur Deutschlandleitung wurden 2024 erstmals Kriterien für nachhaltigeren Stahl angewendet, die maximale Emissionen von 1.000 kg CO₂e pro Tonne Stahl vorsehen. Insgesamt wurden für die Deutschlandleitung 1.500 Tonnen Stahl benötigt. Durch das Projekt „Green Steel“ konnten somit rund 900 Tonnen CO₂e eingespart werden. 🌳

Dynamisches Trafolastmanagement (DTLM)

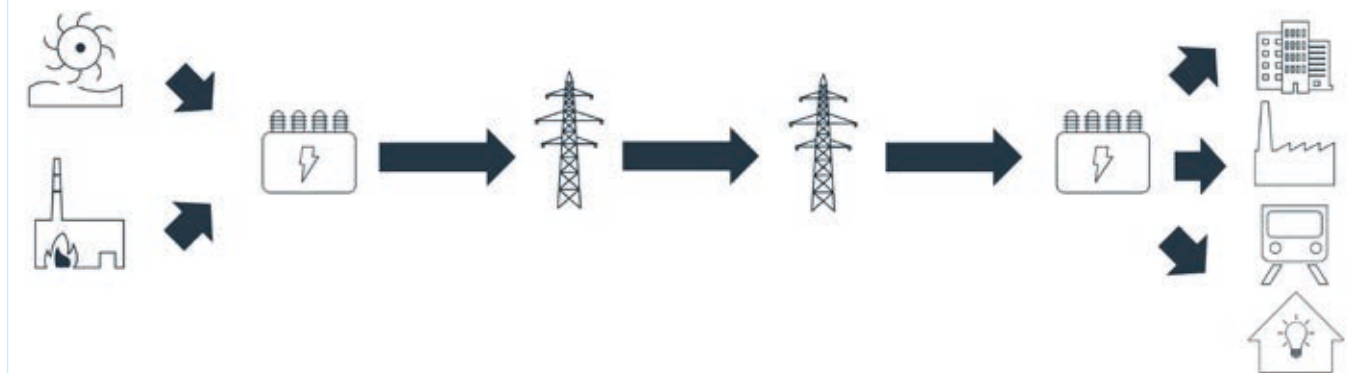
Die Energiewende, der steigende Energiebedarf sowie eine volatile Erzeugung erhöhen die Anforderungen im Übertragungsnetz. Daher strebt die APG an, vorhandene Anlagen weiter zu optimieren und effizienter einzusetzen. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf dem Transformator. Die Betriebsweise dieser Komponente bewegt sich stetig im Spannungsfeld zwischen einer bestmöglichen Auslastung der verfügbaren Kapazität und einer möglichst langen Anlagenlebensdauer. Das Projekt „Dynamisches Trafolastmanagement“ nimmt sich dieser Herausforderung an. Um ein Optimum zu erreichen, werden im System bereits vorhandene Daten und Betriebsparameter wie Transformatorlast, Öl- und Wicklungstemperatur sowie die Umgebungstemperatur

herangezogen. Diese Daten werden gemeinsam mit neu entwickelten thermisch-hydraulischen Modellen des Transformators genutzt, um ein detailliertes virtuelles Abbild, einen sogenannten Digital Twin, des Transformators zu erstellen. Dies ermöglicht eine Echtzeitbeurteilung, ob eine bewusste Überlastung des Transformators zugelassen werden kann, ohne die Lebensdauer der Komponente zu beeinträchtigen. Dadurch wird es möglich, den Transformator beispielsweise durch gezielte Kühlmaßnahmen auf prognostizierte kurzfristige Überlastungen vorzubereiten und so eine optimierte Auslastung sicherzustellen. Auf diese Weise können im Netz höhere Leistungen aus erneuerbaren Erzeugungsquellen übertragen werden, ohne zusätzliche Transformatoren zu installieren. 🌳

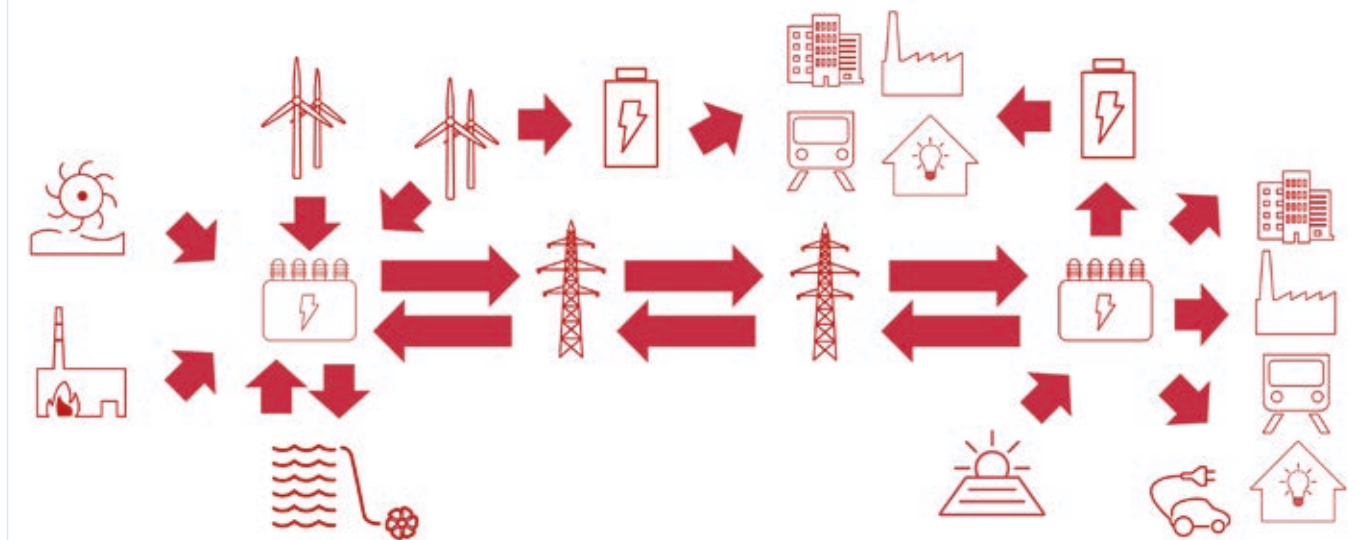
Dynamisches Trafolastmanagement



Unser Netz gestern: statisch und wenig belastet



Unser Netz heute und morgen: dynamisch und volatil belastet



Hydrogen Region East Austria goes live (H2REAL)

Grüner Wasserstoff wird auf Basis erneuerbarer elektrischer Energie erzeugt und steht damit in direktem Zusammenhang mit Betrieb, Planung und Ausbau des Stromnetzes. Vor diesem Hintergrund verfolgt das Projekt „H2REAL“ das strategische Ziel, in Ostösterreich ein sogenanntes Hydrogen Valley zu etablieren und einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung und Anwendung moderner Wasserstofftechnologien zu leisten. Im Mittelpunkt steht der Aufbau und die Demonstration einer integrierten, regional verankerten Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff, die alle Stufen von der Erzeugung über die Speicherung und Verteilung bis hin zur Nutzung umfasst. Aufgrund seiner bestehenden Energieinfrastruktur, der industriellen Kompetenz sowie günstiger geografischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen bietet Ostösterreich ideale Voraussetzungen, um diese Systemintegration praxisnah umzusetzen. Ein zentrales Element von „H2REAL“ ist die enge Zusammenarbeit zahlreicher Projektpartner:innen aus unterschiedlichen Bereichen der Wertschöpfungskette.

Da einzelne Akteurinnen und Akteure jeweils nur Teilaspekte abdecken, ist eine koordinierte und partnerschaftliche Zusammenarbeit erfolgsentscheidend. Erst durch die gezielte Einbindung leistungsfähiger regionaler Schlüsselorganisationen kann eine durchgängige und funktionierende Wasserstoffwirtschaft aufgebaut und deren Wechselwirkungen mit dem Stromsystem ganzheitlich adressiert werden.

„H2REAL“ versteht sich damit nicht nur als technologisches Demonstrationsprojekt, sondern auch als Plattform zur Vernetzung relevanter Akteurinnen und Akteure, zum Wissenstransfer und zur Entwicklung nachhaltiger Geschäftsmodelle. Das Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzugsregion Energie“ durchgeführt. 

Projekt
„H2REAL“



Top-Arbeitgeber 2025



Im trend-Arbeitgeberranking landet die APG auf Platz 3 im Energiebereich. Von Great Place To Work wird die APG als die 45. beste Arbeitgeberin Österreichs ausgezeichnet. Die APG erreichte dabei den vierten Platz in der Kategorie Unternehmen ab 500 Mitarbeitenden. Im Rahmen der „For All Stars Night“ wurde die APG bereits zum dritten Mal mit der Auszeichnung „**Best Workplaces™ Austria**“ geehrt.

Weitere Auszeichnungen 2025



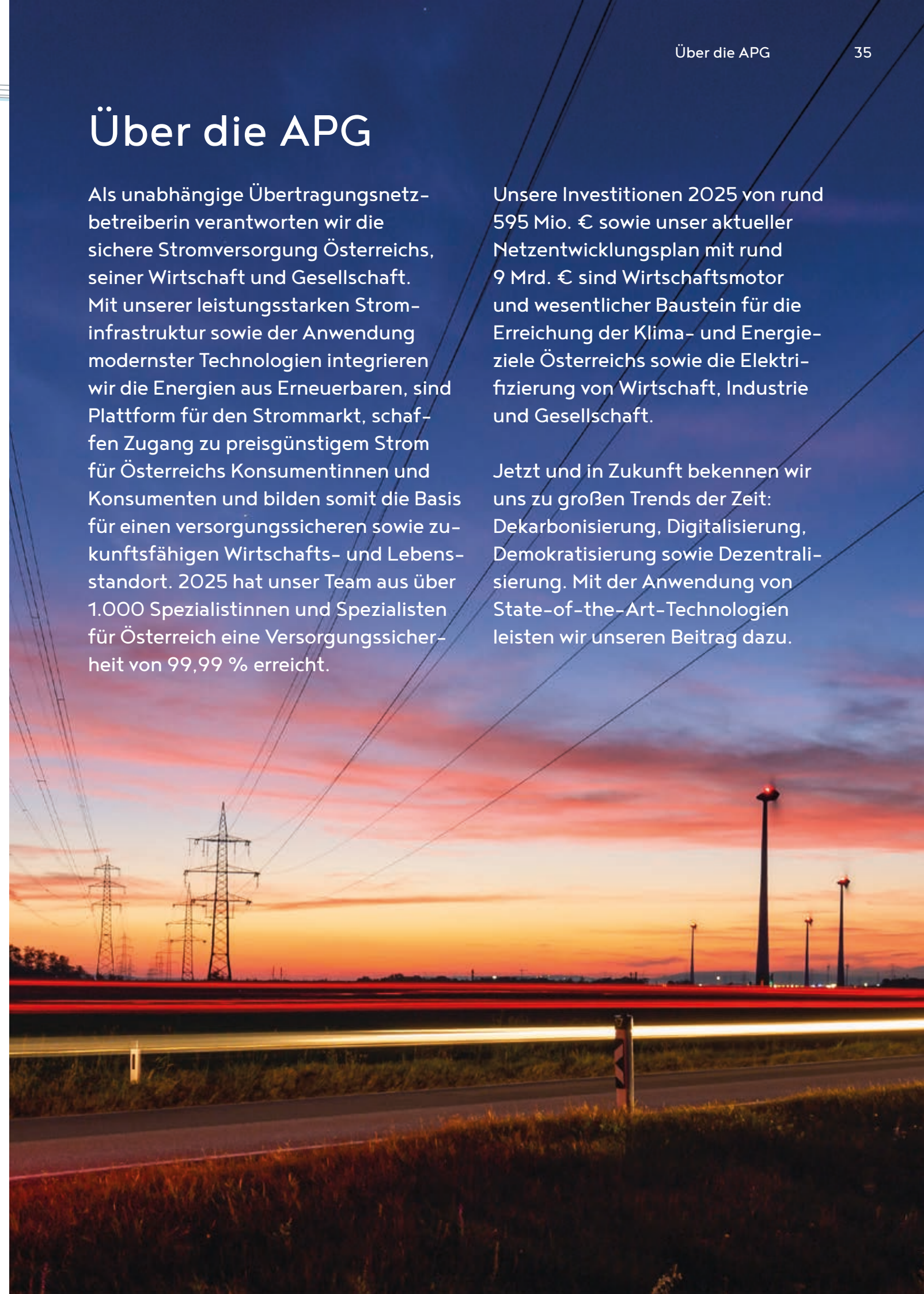
Im **Sustainable Brand Rating Austria 2025** des European Brand Institute veröffentlicht, belegt die APG bereits zum sechsten Mal in Folge in der Kategorie Versorgungsinfrastruktur den ersten Platz. Darüber hinaus wurde die APG von Leitbetriebe Austria als „**Leitbetrieb Austria**“ zertifiziert – ein Qualitätssiegel für Unternehmen, die als tragende Säule der österreichischen Wirtschaft gelten.

Über die APG

Als unabhängige Übertragungsnetzbetreiberin verantworten wir die sichere Stromversorgung Österreichs, seiner Wirtschaft und Gesellschaft. Mit unserer leistungsstarken Strominfrastruktur sowie der Anwendung modernster Technologien integrieren wir die Energien aus Erneuerbaren, sind Plattform für den Strommarkt, schaffen Zugang zu preisgünstigem Strom für Österreichs Konsumentinnen und Konsumenten und bilden somit die Basis für einen versorgungssicheren sowie zukunftsfähigen Wirtschafts- und Lebensstandort. 2025 hat unser Team aus über 1.000 Spezialistinnen und Spezialisten für Österreich eine Versorgungssicherheit von 99,99 % erreicht.

Unsere Investitionen 2025 von rund 595 Mio. € sowie unser aktueller Netzentwicklungsplan mit rund 9 Mrd. € sind Wirtschaftsmotor und wesentlicher Baustein für die Erreichung der Klima- und Energieziele Österreichs sowie die Elektrifizierung von Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft.

Jetzt und in Zukunft bekennen wir uns zu großen Trends der Zeit: Dekarbonisierung, Digitalisierung, Demokratisierung sowie Dezentralisierung. Mit der Anwendung von State-of-the-Art-Technologien leisten wir unseren Beitrag dazu.



Investitionen

Österreich braucht Netzinfrastuktur zur Standortsicherung

Weitere Infos
über die
Economica-Studie



Zeitgerechte Umsetzung des APG-Investitionsprogramms stärkt Standort

Im Jahr 2025 konnten alle Investitionen in der geplanten Höhe von 595 Mio. € in der geplanten Zeit umgesetzt werden. Die damit verbundenen Projekte sind Schlüssel für einen versorgungssicheren, leistbaren und nachhaltigen Wirtschaftsstandort Österreich. Mit der Inbetriebnahme der Salzburgleitung – des bislang größten Investitionsprojekts der APG – und dem Start der Planung und der Vorarbeiten für den „Netzraum Kärnten“ wurden bei zwei Schlüsselprojekten Meilensteine erreicht. Im weiteren Verlauf des Kapitels finden Sie die wichtigsten laufenden Investitionsprojekte der APG. Für 2026 sind Investitionen in der Höhe von 680 Mio. € durch die APG geplant.

Netzentwicklungsplan 2025 eingereicht

Der 2025 eingereichte Netzentwicklungsplan (NEP 2025) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010), basiert auf den langfristigen Planungen des TYNDP 2024 (Ten Year Network Development Plan) und stellt die Weiterentwicklung des NEP 2023 dar. Die darin angeführten Netzinvestitionsprojekte sind elementar für das Gelingen einer versorgungssicheren und leistbaren Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem und somit für einen starken Wirtschafts-, Industrie- und Lebensstandort Österreich. Er sieht Investitionen von insgesamt 9 Mrd. € bis 2034 vor, um die österreichische Netzinfrastuktur zukunftsfähig zu machen. Nur wenn alle diese

Projekte zeitgerecht umgesetzt werden, kann die Transformation des Energiesystems hin zu einem nachhaltigen, versorgungssicheren und zugleich leistbaren Gesamtsystem gelingen. Der Bescheid zum NEP 2025 wird im ersten Quartal des Jahres 2026 erwartet.

Netzinvestitionen stärken Standort Österreich

Die Investitionen der APG in ganz Österreich entfalten neben den elementaren energiewirtschaftlichen auch volkswirtschaftliche Effekte in enormer Höhe: Laut Economica-Studie werden durch das 9-Mrd.-€-Investitionsprogramm der APG bis 2035 über 90.000 Beschäftigungsverhältnisse geschaffen. Die erzielte Bruttowertschöpfung von rund 6,6 Mrd. € kommt allen Bundesländern gemeinsam zugute, wobei Wien, Oberösterreich, Niederösterreich und die Steiermark überproportional profitieren.

Geeignete Rahmenbedingungen für zeitgerechte Umsetzung der Investitionen

Neben den für die Genehmigungsverfahren und das Zusammenspiel aller Akteurinnen und Akteure im Energiesystem wichtigen Gesetzesmaterien (u. a. beschlossenes EIWG, in Konsultation befindliches EABG, UVP-Novelle) braucht es entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen. Dazu gehört insbesondere eine marktübliche Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital, damit entsprechende Risiken (u. a. Unterinvestitionen in die Netzinfrastuktur) nicht schlagend werden. ⚡

GEMEINSAM

Wir definieren uns durch Zusammenhalt und gegenseitige Unterstützung. Wir nutzen unsere Diversität und Stärken, behandeln einander respektvoll, sind konstruktiv und wertschätzend. Gemeinsam feiern wir unsere Erfolge.

An- und Umbau der Strominfrastruktur bis 2035

- ✓ Generalerneuerungen von rund 730 Leitungskilometern
- ✓ Umstellung von rund 70 km bestehender Leitungen auf eine höhere Spannungsebene
- ✓ Neubau von rund 920 Trassenkilometern
- ✓ 23 neue Umspannwerke
- ✓ Rund 80 Umspanner zur Kupplung der Netzebenen
- ✓ Umfassende Generalerneuerungen bestehender Schaltanlagen
- ✓ Rund 80 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von ca. 30.000 MVA
- ✓ Vollständige Nutzung von Flexibilität durch vertikal-digitale Integration aller Marktteilnehmer:innen sowie 100%ige Datenverfügbarkeit



Sichere Stromversorgung im Zentralraum OÖ auf Kurs

ZENTRALRAUM OÖ

Investitionsvolumen:
rd. 800 Mio. €
Gesamtlänge: 42,5 km
Anzahl Masten: 138
Anzahl Umspannwerke: 8
Fertigstellung/
bei UW IB: Teilaktivierung
ab 2025/
Fertigstellung 2030

Zentralraum OÖ



Mit dem Partnerprojekt der APG, Netz OÖ und LINZ NETZ wird der oberösterreichische Zentralraum energiewirtschaftlich zukunftsfit gemacht. Ein 220-kV-Versorgungsring ersetzt die bestehende über 70 Jahre alte 110-kV-Anspeisung in der Region und sorgt künftig für die sichere Stromversorgung. Das Projekt leistet einen zentralen Beitrag zum Gelingen der versorgungssicheren und leistbaren Energiewende und ermöglicht die zunehmende Elektrifizierung für Wirtschaft, Industrie – insbesondere der Stahlindustrie – und Gesellschaft in der Region. Seit Sommer 2024 laufen die Bauarbeiten des Schlüsselprojekts für die versorgungssichere Energiewende in der Region, und die Arbeiten liegen voll im Zeitplan: Zwei von vier Leitungsbauabschnitten sowie Um- und Neubauten an sechs von acht Umspannwerken sind bereits in Umsetzung. Im Bauabschnitt 1 (Erweiterung bestehende Kabelstrecke

zwischen Pichling und Traun-Donau-Auen) sind rund 75 % der unterirdischen Kabelleerverrohrungen fertiggestellt. Im Bauabschnitt 2 (Freileitung zwischen Ernsthofen über Asten bis Pichling) wurden bereits 40 von 63 Masten errichtet, und auf sechs Sektionen (rund 3,6 km) sind die Leiterseile eingezogen. Nachdem die Arbeiten in den Bauabschnitten 1 und 2 bis Ende 2026 fertiggestellt sind, folgt 2027 der Startschuss für Bauabschnitt 3 (Freileitung von Kronstorf über Asten bis Wegscheid) und 2029 für Bauabschnitt 4 (Freileitung von Wegscheid bis Hütte Süd). Darüber hinaus starten zu einem späteren Zeitpunkt die Arbeiten in den zwei restlichen der insgesamt acht Umspannwerken. Die Inbetriebsetzung von Teilanlagen des Projekts „Sichere Stromversorgung Zentralraum Oberösterreich“ erfolgt schrittweise ab 2025, und das Gesamtprojekt wird 2030 abgeschlossen sein. 



V.l.n.r.: Gerhard Christiner (Vorstandssprecher APG) und Stefan Kaineder (Landesrat OÖ)

Nervenkitzel:
Mega-Kran setzt
Mast in 4-fach-Leitung



Die Maststockungen liegen voll im Zeitplan.

Umspannwerk Sarasdorf

Das Umspannwerk Sarasdorf (NÖ) liegt inmitten einer der windreichsten Regionen Österreichs, in der auch die Zahl der Photovoltaikanlagen stetig steigt: Allein im Bezirk Bruck speisen mehr als 2.700 PV-Anlagen Sonnenstrom ins Netz von Netz NÖ ein, das über eine 110-kV-Schaltanlage am Standort mit den überregionalen Stromleitungen der APG verbunden ist. Lokal erzeugte, überschüssige Ökoenergie wird dadurch österreichweit nutzbar und kann bei Bedarf in den Pumpspeicherkraftwerken der Alpen gespeichert werden.

Die APG erneuert im Zuge des Projekts die bestehende 380-kV-Schaltanlage und erweitert diese um elf zusätzliche Schaltfelder. Darüber hinaus werden zwei 380/110-kV-Riesentransformatoren errichtet. Rund 130 Mio. € investiert die APG bis zum geplanten Projektende 2029. Netz Niederösterreich investiert weitere rund 70 Mio. €.

Maststockung: Mitten hinein in die 4-fach-Leitung stockte ein 450-Tonnen-Kran an Christi Himmelfahrt Schuss für Schuss den 60 Meter hohen Mastkörper. Die 380-kV-Hochspannungsleitung, die aus dem ebenfalls windreichen Weinviertel über das Umspannwerk Bisamberg nördlich von Wien in das Umspannwerk Wien Südost am äußersten Rand von Favoriten führt, ist eine der Hauptschlagadern im APG-Netz. Ab 2027 wird die Transportroute

über Sarasdorf verstärkt. Das erhöht die Kapazitäten, um den nachhaltigen Strom aus regionaler Erzeugung österreichweit zu verteilen und dorthin zu bringen, wo er gebraucht wird.

Erster Großtransformator erreicht
APG-Umspannwerk Sarasdorf: Ende Jänner 2025 erreichte der erste von zwei neuen 380/110-kV-Großtransformatoren das Umspannwerk Sarasdorf nahe Bruck an der Leitha (NÖ) – ein Meilenstein für die Erweiterung einer der zentralen Stromdrehscheiben Österreichs.

Der Transformator ist 11,5 Meter lang, 3,4 Meter breit und 4,6 Meter hoch und hat eine Leistung von 300 MVA. Per Schiene wurde er ab Werk in Weiz (ST) bis zum Bahnhof Götzendorf und anschließend über die Straße angeliefert. Die Investitionskosten belaufen sich auf rund 7 Mio. € pro Einheit.

„Transformatoren sind das Herz eines jeden Umspannwerks. In Sarasdorf verbinden sie das österreichweite Höchstspannungsnetz der APG mit dem Verteilernetz von Netz Niederösterreich, das den Strom direkt zu den Haushalten und Betrieben bringt,“ sagt APG-Projektleiter Christoph Guldner. 

Umspannwerk Sarasdorf



APG-Projektleiter Christoph Guldner

Spatenstich im Umspannwerk Spannberg

Spannberg wird zur Drehscheibe der Energiezukunft NÖ:
Zur sicheren Integration von erneuerbarem Strom aus Wind
und Sonne errichten die APG und Netz NÖ südlich des
Sulzbaches an der Gemeindegrenze zu Velm-Götzendorf
einen neuen Netzknoten.

Spannberg



V.l.n.r.: Spannbergs Bürgermeister Sandro Kaufmann, APG-Projektleiter Christoph Guldner, Netz NÖ GF Harald Dammerer, APG-Vorstandssprecher Gerhard Christiner, Abgeordneter zum NÖ Landtag René Lobner, EVN-Vorstandssprecher Stefan Szyszkowitz, Velm-Götzendorfs Bürgermeister Gerald Haasmüller, Netz-NÖ-Netzregionsleiter Weinviertel Ost Ronald Brechelmacher, Netz-NÖ-Projektleiter Besim Demiri

Spannberg wird den gesammelten erneuerbaren Strom aus der Region zwischen Mistelbach und Dürnkrut an das Höchstspannungsnetz weitergeben, bindet das bestehende Umspannwerk von Netz NÖ an das österreichweite Stromnetz der APG an und gewährleistet somit den Erhalt der gewohnt hohen Versorgungsqualität für kommende Generationen. Der Umbau des Energiesystems in Richtung einer erneuerbaren Energiezukunft ist im vollen Gange. Die ambitionierten österreichischen Klima- und Energieziele geben die Richtung vor.

Für die APG bedeutet das, dass die Infrastruktur dafür geschaffen wird, die diese erneuerbare Energiezukunft möglich macht. Damit der erzeugte Strom dorthin transportiert wird, wo er gerade gebraucht wird.

Strom aus dem östlichen Weinviertel

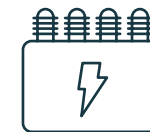
Aktuelle Planungen gehen davon aus, dass 2030 im östlichen Weinviertel bis zu 2.700 MW an Wind- und Photovoltaikleistung installiert sein werden. Das entspricht der Leistung von zehn Donaukraftwerken, die nicht in der Region verbraucht werden. Deshalb haben die APG und Netz NÖ ein Konzept entwickelt, um diesen wertvollen Strom zu sammeln und abzutransportieren.

Dazu gehören:

- Die bereits errichtete 380-kV-Weinviertelleitung der APG
- Zwei neue 100-kV-Netz-NÖ-Freileitungen
- Drei modernisierte bzw. neu gebaute Netz-NÖ-Umspannwerke
- Drei modernisierte bzw. neu gebaute gemeinsame Umspannwerke der APG und Netz NÖ

Energieknotenpunkte im Weinviertel

Das gemeinsame Netzkonzept sieht vor, dass die Netz NÖ mit den beiden geplanten Leitungen von Kettlasbrunn nach Spannberg und Gaweinstal nach Prottes die stark steigenden Mengen an erneuerbarem Strom „zubringt“ und bei definierten Übergabepunkten an das Höchstspannungsnetz der APG übergibt. Spannberg ist nach Neusiedl an der Zaya der zweite wichtige Standort im Weinviertel, an dem die Übergabe an das APG-Netz stattfinden soll. Als dritter Übergabepunkt folgt Prottes. Die Standorte bieten sich an, weil sie die am besten geeigneten Übergabepunkte zwischen dem Verteilnetz der Netz NÖ und der 2022 in Betrieb genommenen APG-Weinviertelleitung darstellen. Sie sind wichtige Energieknotenpunkte auf dem Weg in eine versorgungssichere, erneuerbare Energiezukunft.



UMSPANNWERK SPANNBERG

Projektträger: APG in Kooperation mit Netz NÖ
Projektstandort: Spannberg, NÖ
Gesamtfläche: 70.000 m²
Investition APG: rd. 135 Mio. €
Geplante Inbetriebnahme: Trafos gehen im Q4/2028 ans Netz, Fertigstellung Bauarbeiten: Mitte 2029

Archäologie trifft Energiewende



Archäologie und Stromversorgung im Dialog



Das Modernisierungsprogramm bis 2034 umfasst:

- Neu- oder Ersatzneubau von etwa 55 Umspannwerken inkl. Anschlussleitungen (derzeit sind 92 Umspannwerke in Betrieb)
- Jährlicher Zubau von etwa 700 Transformatorstationen (langjähriger Durchschnitt sind etwa 250 Stationen)
- Verstärkung oder Erneuerung von etwa 1.000 km Mittel- und Niederspannungskabel pro Jahr

6.000 Jahre Geschichte auf der APG-Baustelle

Im Zuge der Bauvorbereitungen für das zukünftige 380/110-kV-Umspannwerk Spannberg wurden im 2. Halbjahr 2025 archäologische Grabungen durchgeführt. Ergebnisse nach einer geophysikalischen Untersuchung deuteten

bereits vor Baubeginn auf eine archäologische Fundstelle hin. Die anschließenden Ausgrabungen des Archäologieunternehmens Novetus bestätigten diesen Befund. Auf einer Fläche von rund 8.000 m² wurden Spuren menschlicher Aktivitäten aus der Jungsteinzeit sowie aus dem frühen Mittelalter freigelegt. Dazu zählen Siedlungsspuren aus dem Neolithikum um 4.000 v. Chr. mit kegelstumpfförmigen Speichergruben, Materialentnahmegruben sowie Keramikfunden.

Diese Befunde lassen auf eine frühgeschichtliche Nutzung des Areals schließen. Der verantwortungsvolle Umgang mit Natur- und Kulturgütern ist fixer Bestandteil aller Netzinfrastrukturprojekte der APG. Die archäologischen Untersuchungen erfolgten in enger Abstimmung mit dem Bundesdenkmalamt.



Ein restaurierter Keramiktopf aus dem 8. Jahrhundert



Eine Glasperle als Grabbeigabe



Tag der offenen Tür APG-Archäologie Spannberg



NETZRAUM KÄRNTEN

Gesamtlänge: rd. 192 km
Davon ca. 173 km
Mitführung der 110-kV-
Leitung von Kärnten
Netz, ca. 140 km
Demontage bestehender
110-kV-Leitungen (KNG)
Feintrasse: Präsentation
ab Herbst/Winter 2026
Geplant für 2027:
Einreichen der Umwelt-
verträglichkeitserklärung
Inbetriebnahme: ca. 2033

„Netzraum Kärnten“



Start der Vorarbeiten: Sichere Stromversorgung für Kärnten und Osttirol

„Netzraum Kärnten“ ist ein Kooperationsprojekt der APG und Kärnten Netz (KNG). Es sieht die 380-kV-Verbindung zwischen Lienz in Osttirol und Obersielach bei Völkermarkt in Kärnten sowie den Ausbau und die Verstärkung des Kärntner 110-kV-Netzes vor. Das Vorhaben ist ein Schlüsselprojekt für Kärnten, Osttirol und ganz Österreich, da die bestehenden Leitungen stark ausgelastet sind und ihre Kapazitätsgrenzen erreichen.

Die neue kapazitätsstarke Verbindung stärkt den Wirtschafts- und Tourismusstandort und macht Strom nachhaltig für Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft verfügbar. Weiters wird durch die Kärnten- bzw. österreichweite Erleichterung der Integration erneuerbarer Energie die Stromimportabhängigkeit reduziert. Auch für den bidirektionalen Transport von erneuerbarer Energie aus allen Teilen des Bundesgebiets zu den Pumpspeicherkraftwerken in Kärnten (Malta/Reißeck, Fragant) und Tirol ist diese Netzverstärkung dringend nötig. Mit der geplanten Verbindung zwischen Lienz und Obersielach, auf einer Länge von rund 190 km, wird der 380-kV-Ring

im Süden Österreichs geschlossen. Weiters soll durch die neue 380-kV-Leitung – mit der 110-kV-Mitführung – auch eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes von Kärnten Netz (KNG) erfolgen. Anfang 2025 erteilte das Bundesministerium die Bewilligung für Vorarbeiten, die der genaueren Planung und Untersuchung von Trassenvarianten und der Planung einer Grobtrasse dienen.

Im Herbst 2025 wurde diese der breiten Öffentlichkeit präsentiert und es fanden zahlreiche Infoveranstaltungen statt. Es wurden zusätzlich ein neues interaktives Bürger:innen-Infoportal und ein Infocenter in Klagenfurt eröffnet und ein umfassendes Informationsangebot bereitgestellt. Auch über das digitale Bürger:innen-Infoportal konnten alleine von September bis November 2025 über 15.000 Personen in den Dialog mit der APG/KNG treten und ihre Vorschläge einbringen. Im engen Austausch mit Gemeinden und Grundstückseigentümer:innen wird bis Sommer 2026 eine Feintrasse geplant. Diese soll im Herbst/Winter 2026, inklusive Maststandorten, präsentieren werden. 

Südverbindung Lienz

Um die sichere Stromversorgung in der Region auch für die nächsten Generationen zu gewährleisten, wird die vor mehr als 70 Jahren in Betrieb genommene 220-kV-Leitung der APG vom Umspannwerk Lienz bis zur italienischen Staatsgrenze (Südverbindung Lienz) erneuert. In großen Teilen ist der Neubau standortident auf der bestehenden Trasse geplant. Es wird aber auch Optimierungen hinsichtlich des Abstands zu Siedlungsgebieten, zu Entwicklungsgebieten der Gemeinden sowie aufgrund möglicher Naturgefahren geben. Nach der Einreichung der Unterlagen für die Umweltverträglichkeitserklärung im Juli 2024 (Start des UVP-Verfahrens)

wurde 2025 der nächste Meilenstein erreicht: Von 30.9. bis 2.10.2025 fand die mündliche Verhandlung im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in Lienz statt. 

Südverbindung Lienz



Neues Umspannwerk Matri der APG und TINETZ in Betrieb

Sichere Versorgung dank Großtransformator: Osttirol erhält zweite Anbindung an österreichweites Stromnetz.

Im Umspannwerk Matri fließt seit Juli Strom. Die APG und TINETZ (Tiroler Netze GmbH) errichteten um insgesamt 46,5 Mio. € eine 380-kV-Schaltanlage, eine 110-kV-Schaltanlage und einen 380/110-kV-Transformator, der die beiden Netzebenen miteinander verbindet. Die Anlage schafft neben dem Umspannwerk Lienz eine zweite Anbindung des Tiroler 110-kV-Netzes an das österreichweite APG-Netz und erhöht damit wesentlich die Ausfallsicherheit in der Region. Darüber hinaus kann der im Iseltal erzeugte, überschüssige Strom aus Kleinwasserkraft und Photovoltaik besser abtransportiert werden. Das Projekt ist damit auch ein wichtiger Puzzlestein für die versorgungssichere Energiewende in Tirol und Österreich.

365 Tonnen Versorgungssicherheit

Herz des neuen Umspannwerks ist ein 380/110-kV-Transformator, der im vergangenen April mittels Schwerlasttransport zunächst per Bahn und anschließend von Lienz aus über die Straße nach Matri geliefert wurde. Innerhalb von zwei Monaten wurden

die Anbauteile wie Kühlanlage und Öl-Ausgleichsgefäß sowie die Hochspannungsdurchführungen wieder aufgebaut. Im Zuge dieser Arbeiten erhielt das ursprünglich von einem APG-Standort im Burgenland stammende Gerät für seinen neuen Arbeitsplatz auch ein „kleines Service“.

Österreichweite Koordination, Spannung aus Kaprun

Die Inbetriebnahme eines Großtransformators ist ein hochkomplexer Vorgang, der mit internen Fachbereichen, dem Verteilnetzbetreiber und mit Rücksicht auf den Zustand des gesamten APG-Netzes minutös geplant und abgestimmt wird. Um ihn an das Hochspannungsnetz anzuschließen, wurde der Transformator über die neu errichtete 380-kV-Schaltanlage über Trenn- und Leistungsschalter sowie Verseilungen an das übergeordnete APG-Netz angebunden. Am 23.7. erfolgte mithilfe eines Generators im Kraftwerk Kaprun die sogenannte „Hochspannungsprüfung“, ein kontrollierter Hochlauf auf eine Betriebsspannung von max. 420.000 Volt, die rund fünf Stunden dauerte und dafür sorgte, dass im Umspannwerk Strom fließen konnte. Die Feuerwehr war mit einem Löschfahrzeug und fünf Einsatzkräften vor Ort, um im unwahrscheinlichen Fall eines Zwischenfalls sofort eingreifen zu können.

TINETZ erneuerte 110-kV-Schaltanlage

Der Anschluss an das österreichweite Übertragungsnetz und die notwendige Netzabstützung für die Region machten auch beim Projektpartner TINETZ umfangreiche Umbauten im bestehenden Umspannwerk erforderlich. Die 110-kV-Freiluftschaltanlage wurde durch eine kompakte Innenraumschaltanlage ersetzt und erweitert. Bereits Ende Juni wurde die bestehende 110-kV-Freileitung in die neue Anlage eingebunden, wodurch im letzten Schritt das 110-kV-Verteilnetz über den 380/110-kV-Transformator mit dem Übertragungsnetz gekoppelt wurde.



V.l.n.r.: Wolfgang Ranninger (APG) und Stefan Schupfer (TINETZ)



Osttirol erhält zweite Anbindung an österreichweites Stromnetz.

Die Gesamtkosten für diese Maßnahme in der Höhe von 46,5 Mio. € werden von TINETZ getragen. In den nächsten fünf Jahren sind weitere Investitionen von 700 Mio. € in die Netzinfrastruktur, Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung des Stromsystems in Tirol geplant.

Die „Manda“ am Werk: lokale Wertschöpfung durch heimische Expertise

Für die Einbindung der 380-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken Lienz und Tauern (Kaprun), die bisher am Standort vorbeiführte, ließ die APG am neuen Werksareal einen neuen 380-kV-Strommasten errichten – unter beengten Platzverhältnissen und in engem Zeitfenster.



Umspannwerk Matrie



JAUNTALLEITUNG

Investitionsvolumen:
rd. 80 Mio. €
Gesamtlänge: rd. 19 km
Anzahl Masten: 76
Fertigstellung: 2028

Generalerneuerung Jauntalleitung

Die bestehende Leitung der APG in Kärnten zwischen dem Umspannwerk (UW) Schwabeck und dem UW Ober-sielach wurde bereits teilweise in den 40er- bzw. 60er-Jahren erbaut. Um die sichere Stromversorgung in der Region Jauntal und Lavanttal auch für die nächsten Generationen zu gewährleisten, wird die 110-kV-Leitung der APG daher erneuert.

Mit der Generalerneuerung stellt die APG die erforderlichen Kapazitäten für die nachhaltige Energiezukunft bereit und sorgt für eine sichere Stromversorgung. Nach der Erneuerung erhöht sich diese Leitungskapazität auf 2.500 A je

System, also um rund 300 %. Die Spannungsebene der Leitung von 110 kV wird beibehalten. Die Genehmigung für dieses Projekt nach dem Kärntner Elektrizitätsgesetz (K-EG) wurde 2025 durch Bescheid erteilt. Die bauliche Umsetzung der Generalerneuerung inklusive bauvorbereitende Maßnahmen startet 2026 und dauert voraussichtlich bis Ende 2028.



Jauntalleitung



ANBINDUNG LEOBEN

Investitionsvolumen:
rd. 118 Mio. €
Gesamtlänge: 6,7 km
Anzahl Masten: 25
Fertigstellung: 2026

Neue Anbindung Leoben im Zeitplan

Mit dem Projekt „Neue Anbindung Leoben“ setzt die APG einen bedeutenden Schritt zur nachhaltigen Stärkung des Industriestandorts Leoben sowie der Verbesserung der Versorgungssicherheit in der Steiermark. Die APG investiert dafür rund 118 Mio. € in die Erweiterung des bestehenden Umspannwerks Hesselberg, den Neubau des Umspannwerks Leoben und rund 7 km Leitungsbau. Seit dem Baustart im April 2024 liegen die Arbeiten im Plan: Die Erweiterung der Schaltanlage in

Hesselberg um vier neue 220-kV-Schaltfelder ist weitgehend abgeschlossen und eine Teilinbetriebnahme erfolgte Ende Oktober 2025. Der Neubau des Umspannwerks Leoben auf komplexem Hanggelände ist voll im Gange und erforderte u. a. eine 20 Meter hohe Stützmauer mit 189 Bohrankern. Parallel laufen Leitungsarbeiten über 6,7 km mit 25 Masten. Die Fertigstellung des Projekts ist für Herbst 2026 geplant.



118 Mio. € schwer ist die neue Anbindung Leoben.



V. l. n. r.: Kurt Wallner, Gerald Deutschmann, Martin Graf, Gerhard Christner, Franz Kainersdorfer, Wolfgang Gomar



DEUTSCHLAND-LEITUNG

Investitionsvolumen:
rd. 100 Mio. €
Gesamtlänge: 2,5 km
Anzahl Masten: 8
Inbetriebnahme: 2027

Deutschlandleitung: Erste Masten stehen

Die 380-kV-Deutschlandleitung ist ein gemeinsames grenzüberschreitendes Projekt der beiden Übertragungsnetzbetreiber APG und TenneT Germany. Sie verläuft vom APG-Umspannwerk St. Peter am Hart (Oberösterreich) bis nach Altheim (Bayern). Rund 2,5 Leitungskilometer davon sind auf österreichischem Staatsgebiet. Die neue Leitung verbindet den APG-Netzknoten St. Peter/Österreich mit den in Deutschland gelegenen Umspannwerken Simbach, Ottenhofen, Isar und Pleinting der TenneT Germany in Bayern. Die Inbetriebnahme der neuen 380-kV-Leitung, die das Label des Project of Common Interest (PCI) auf europäischer Ebene trägt, ist für 2027 geplant. Die APG investiert rund 100 Mio. € in die Leitung und den Ausbau des Umspannwerks St. Peter. Die Deutschlandleitung ist ein wichtiges Projekt für die Versorgungssicherheit und ermöglicht die Verfügbarkeit von preisgünstigem Strom für die österreichischen Stromkundinnen und -kunden.

Aktuell laufen die Bauarbeiten auf Hochtouren. Vom Umspannwerk St. Peter zur deutschen Staatsgrenze am Inn werden auf einer Länge von rund 2,5 km insgesamt acht Masten errichtet. Im ersten Halbjahr 2027 soll die Leitung dann in Betrieb gehen. Parallel zur Errichtung der neuen Leitung wird auch das Umspannwerk entsprechend ausgebaut.



Die Bauarbeiten laufen auf Hochtouren.

Deutschlandleitung



Anbindung Leoben





ENNSTALLEITUNG

Investitionsvolumen:
rd. 220 Mio. €
Gesamtlänge: 73,2 km
(Steiermark 56,3 km,
Salzburg 16,9 km)
Anzahl Masten: 234
Fertigstellung UW und
Inbetriebnahme: 2028

Ennstalleitung



Generalerneuerung Ennstalleitung

Die APG investiert mit der trassenidenten Generalerneuerung der 1949 in Betrieb genommenen 220-kV-Ennstalleitung zwischen Wagrain (Salzburg) und Weiß- enbach bei Liezen (Steiermark) rund 220 Mio. € in die sichere Stromversorgung der Region sowie die nachhaltige Stärkung des Wirtschafts- und Tourismusstandorts.

Alle Komponenten wie Masten, Fundamente, Beseilung und Erdung werden auf den neuesten Stand gebracht. Das bisherige Einfach-Seil wird durch ein Zweierbündel ersetzt, wodurch die Übertragungsleistung der 73,2 km langen Leitung steigt und das Koronageräusch reduziert wird. Die Spannungsebene bleibt unverändert bei 220 kV. Die Trasse und Maststandorte bleiben ident. Seit Anfang 2025 werden bereits bauvorbereitende Maßnahmen betrieben. Dazu zählen z. B. Einbautenerhebungen sowie die detaillierte Planung der Zuwegungen zu den Maststandorten. In Absprache mit den

jeweiligen Grundeigentümer:innen hat im Oktober 2025 die Errichtung sowie Instandsetzung der Zuwegungen begonnen. Die Hauptarbeiten der Generalerneuerung sind ab Sommer 2026 bis Frühjahr/Sommer 2028 geplant.

Dafür wird die rund 73 km lange Trasse der Ennstalleitung in fünf Baulose unterteilt, an denen ab Baubeginn zeitgleich gearbeitet wird.



Die APG investiert in die Generalerneuerung der Ennstalleitung rund 220 Mio. €.



NETZ- VERSTÄRKUNG OST

Gesamtlänge: ca. 60 km
zwischen Trumau
und Zurndorf
Anzahl Umspannwerke:
Neubau eines
Umspannwerks bei
Parndorf/Bgld.
Fertigstellung:
ab Mitte 2030er-Jahre

Start der Baugrunderkundungen Netzverstärkung Ost

Netzverstärkung Ost ist Teil des APG-Netzentwicklungsplans 2023 sowie des ÖNIP 2024 und ein Schlüsselprojekt für die östlichen Regionen NÖ und nördliches Burgenland. Aufgrund des starken Ausbaus von Photovoltaik- und Windkraftanlagen stößt die bestehende Strominfrastruktur hier an ihre Kapazitätsgrenzen. Mit der neuen 380-kV-Leitung, die größtenteils neben oder anstelle bestehender Leitungen verlaufen wird, wird die sichere Stromversorgung der Region nachhaltig gestärkt. Das Projekt leistet einen wesentlichen Beitrag zur Elektrifizierung aller Lebensbereiche – von Industrie und Mobilität bis hin zu Haushalten. Gleichzeitig ermöglicht es den effizienten Transport Erneuerbarer Energie aus dem Osten Österreichs zu Großverbraucher:innen und Pumpspeicherkraftwerken im Westen. Dadurch wird auch die Abhängigkeit von Stromimporten weiter reduziert.

APG hat im November 2025 mit Baugrunderkundungen in Niederösterreich und dem Burgenland begonnen. Das Projekt umfasst den Um- und Neubau einer rund 60 km langen 380-kV-Freileitung zwischen Trumau und Zurndorf sowie den Neu-, Aus- und Umbau mehrerer Umspannwerke. Im Burgenland erfolgt die Umsetzung in Kooperation mit Netz Burgenland und beinhaltet auch Anpassungen im 110-kV-Verteilernetz. Zur Vorbereitung der Trassenplanung werden bis Ende Februar 2026 Baugrunderkundungen in den Bezirken Baden, Mödling, Bruck an der Leitha und Neusiedl am See durchgeführt. Die Arbeiten basieren auf einer Vorarbeitenbewilligung des zuständigen Bundesministeriums. Die nächsten Planungsschritte umfassen die Erstellung der Umweltverträglichkeitserklärung (geplant 2027), einen Baubeginn sowie die Inbetriebnahme ab 2030.

Atemberaubend: höchste Strombaustelle Österreichs

2.400 Meter über dem Meeresspiegel verläuft in hochalpinem Gelände eine der höchstgelegenen Leitungen im APG-Netz: Die Felbertauernleitung zwischen den Umspannwerken Lienz (Osttirol) und Tauern (Kaprun/SBG) stammt aus den 1980ern und wird derzeit stellenweise modernisiert. Die APG sichert damit die Stromversorgung in der Region für die nächsten Jahrzehnte.

- Insgesamt gibt es entlang der Leitung 13 Kleinbaustellen – dieser Mastumbau ist die spektakulärste Maßnahme
- Im Juni wurde auf 2.400 m Seehöhe (höchstgelegener Strommast in Tirol, österreichweit zweithöchstgelegener) nahe der St. Pöltener Hütte ein Strommast umgebaut, um den Bodenabstand der Leitung zu erhöhen.



Die Felbertauernleitung auf 2.400 Metern Seehöhe

Höchste Strombaustelle Österreichs: Felbertauernleitung



Wiener Netze und die APG nehmen neues Umspannwerk West in Betrieb

Eine moderne Indoor-Schaltanlage sichert die Wiener Stromversorgung und die Verbindung ins überregionale Stromnetz. Das Umspannwerk West ist essenziell für die Stromversorgung der Wiener:innen sowie für die Anbindung an

das überregionale Versorgungsnetz der APG. Das neue Umspannwerk West ist ein zentraler Knoten im österreichweiten APG-Netz und entscheidend für die langfristige Sicherung von Stabilität und Versorgungssicherheit. Nur mit solchen Projekten kann eine leistbare Energiewende in Wien und ganz Österreich gelingen. Besonders wichtig ist zudem die langfristige, nachhaltige Stromversorgung der ÖBB aus Wind- und Sonnenenergie.

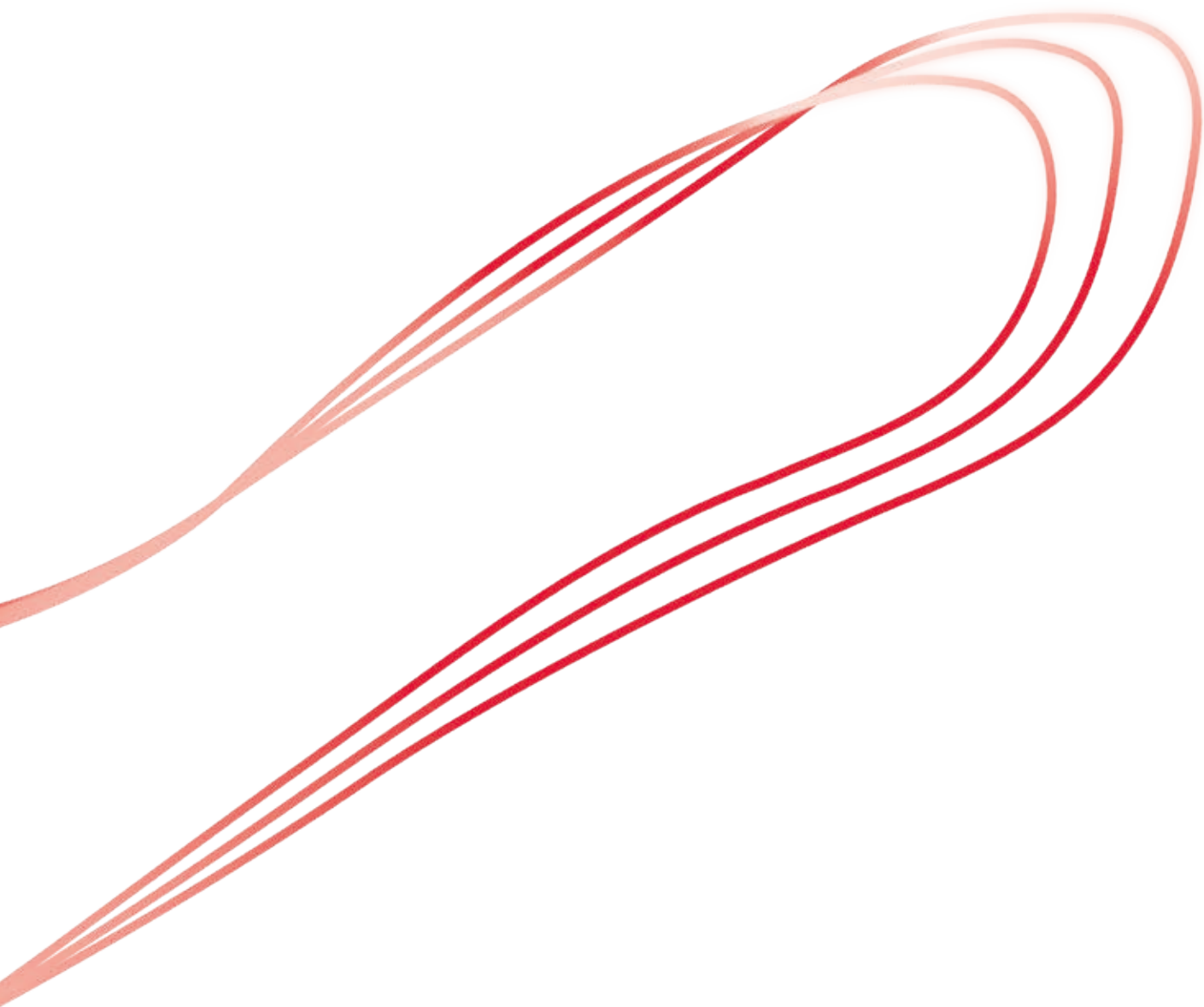
Insgesamt wurden für die Erneuerung des Umspannwerks West 16 Mio. € investiert. Für das Bauvorhaben mussten ca. 6.000 m³ ausgehoben werden. Das Abbruchmaterial wurde vor Ort recycelt und wieder eingebaut. So konnten die Lkw-Fuhren und die damit verbundene CO₂-Ausstoß deutlich reduziert werden. Rund 2.600 m³ Beton und 280 Tonnen Stahl wurden verbaut.



V.l.n.r.: Peter Reichel (APG), Michaela Länger (Siemens Energy), Gerhard Fida (Wiener Netze)

Österreich braucht Stromversorgung.

Finanzbericht



Kennzahlen im Dreijahresvergleich

in Mio. €	2023	2024	2025
Umsatzerlöse	1.954,0	1.271,9	1.282,4
Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT)	84,5	91,2	140,6
Ergebnis vor Steuern	60,0	62,1	118,4
Ergebnis nach Steuern (JÜ)	47,9	48,3	92,1
Bilanzgewinn	24,6	25,0	47,1
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	764,3	485,0	704,0
Bilanzsumme	3.512,3	3.623,4	3.803,8
Anlagevermögen	2.824,1	3.130,6	3.545,4
Investitionen in Sachanlagen	476,9	431,3	581,2
Planmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen	115,3	125,7	159,6
Eigenkapital	597,2	621,0	688,0
Umsatzrentabilität (ROS)	4,3%	7,2%	11,0%
Eigenkapitalrentabilität (ROE)	10,7%	11,3%	19,8%
Gesamtkapitalrentabilität (ROI)	2,7%	2,6%	3,9%
Eigenkapitalquote	17,0%	17,1%	18,1%
Fiktive Schuldentilgungsdauer (URG)	14,1	14,9	9,3
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	558,1	440,8	496,1
Net Gearing (Nettoverschuldungsgrad)	180,2%	166,1%	166,0%
Betriebswirtschaftlicher Personalstand (davon Lehrlinge)	748 16	869 15	993 17
Transportmenge (GWh)	44.512	46.082	46.970

Organe der Gesellschaft

Aufsichtsrat	Arbeitnehmer:innen-vertretung	Arbeits- und Prüfungsausschuss
Dr. Peter F. Kollmann Vorsitzender	Ing. Wolfgang Liebscher Zentralbetriebsratsvorsitzender, 2. Vorsitzender-Stv.	Dr. Peter F. Kollmann Vorsitzender
Ing. Mag. Peter Koren 1. Vorsitzender-Stv.	Andreas Gross Zentralbetriebsrat	Ing. Mag. Peter Koren 1. Vorsitzender-Stv.
Mag. Dr. Michael Strugl, MBA	Johannes Naber Zentralbetriebsrat	Ing. Wolfgang Liebscher 2. Vorsitzender-Stv.
Mag. Dr. Erich Entstrasser	Mag ^a . Katja Moschini-Klom Zentralbetriebsrätin	
Dr. Christof Germann		
Mag. Leopold Rohrer		
Mag. Dr. Georg W. Westphal		
Mag. Andreas Wollein		
Vorstand		
DI Mag. (FH) Gerhard Christiner		
Mag. Marcus Karger		

Lagebericht

Über uns

Austrian Power Grid AG (APG) verantwortet die Sicherheit in der Stromversorgung, damit alle Strom haben, wenn sie ihn brauchen. Als Regelzonenführerin betreibt die APG das österreichische Übertragungsnetz, das Teil des gesamteuropäischen Übertragungsnetzes der Regional Group Continental Europe der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ist.

Im Zuge der Umsetzung der Vorgaben des innovativen 3. Energiepakets der Europäischen Union in österreichisches Recht durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) wählte VERBUND für seine Übertragungsnetzbetreiberin APG das Modell eines „Unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers“ (Independent Transmission Operator, ITO). Per Bescheid von der E-Control Austria (ECA) vom 12.3.2012 wurde die APG als ITO zertifiziert.

Mit einer Trassenlänge von 3.337 km, darauf verlaufenden Leitungen von 6.770 km Länge sowie 67 Umspannwerken und Schaltanlagen bildet das APG-Netz das Rückgrat der heimischen Stromversorgung. Das APG-Stromnetz stellt den überregionalen innerösterreichischen sowie den internationalen Stromaustausch zwischen Erzeugern und Verbraucher:innen sicher und gewährleistet somit eine stabile Versorgung der Verteilnetze.

Highlights 2025

Das Geschäftsjahr 2025 war von vielen Herausforderungen und der erfolgreichen Bewältigung wesentlicher Meilensteine geprägt:

- » Hohe **Investitionstätigkeiten** als „No Regret“-Maßnahme zur Erreichung der ambitionierten Ziele in Zusammenhang mit einer versorgungssicheren und leistbaren Energiezukunft und der Absicherung des Wirtschaftsstandorts Österreich
- » Weitere **Digitalisierung** des System- und Anlagenbetriebs zur Reduktion von CAPEX im Stromnetzausbau und Generierung eines Mehrwerts für Kundinnen und Kunden
- » Maßnahmen zur Weiterentwicklung der wirtschaftlichen Ausrichtung und Steuerung der APG zur weiteren **Sicherstellung der Kosteneffizienz**
- » **Langfristige Absicherung ausreichender Redispatch-Kapazitäten** zur Engpassvermeidung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- » **Länderübergreifende Maßnahmen und Projekte** zur weiteren Stärkung der Zusammenarbeit über die Grenzen hinweg
- » **Projekt „zusammEn2040“** zur kostenoptimalen, modellunterstützten Systemplanung für ein klimaneutrales Energiesystem
- » Weitreichende nationale und internationale **Maßnahmen und Übungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit**
- » **Maßnahmen zur Bewältigung aktueller Herausforderungen in den Lieferketten** – in Österreich und in Europa
- » Maßnahmen zur **kulturellen und strukturellen Begleitung des Wachstums** der APG

Alle Maßnahmen wurden unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit und Effizienz sowie der Erzielung einer angemessenen Rentabilität durchgeführt.

Für das Geschäftsjahr 2025 wurde ein integrierter Lagebericht erstellt, der das Thema Nachhaltigkeit inkludiert. Durch diese Integration erfährt das Thema eine größere Verbreitung, und seine Bedeutung für die APG wird hervorgehoben. Darüber hinaus werden einige exemplarische Beispiele für die forcierte Arbeit der APG in Forschung und Innovation dargestellt. Abschließend werden die finanziellen Leistungsindikatoren sowie das Risiko-

Lagebericht

und Chancenmanagement dargestellt und ein Ausblick auf das Jahr 2026 gegeben. Für weiterführende Details wird auf den Anhang verwiesen. Der Geschäftsbericht 2025 ist elektronisch unter <http://www.apg.at/ueber-uns/organisation/ab-rufbar>.

Lagebericht

Netzbetriebliche Entwicklungen

Engpassmanagement (EPM) im Jahr 2025

Die APG ist Österreichs unabhängige Stromnetzbetreiberin und steuert und verantwortet das überregionale Stromtransportnetz. Die dynamischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa und das politische Ziel der Dekarbonisierung, insbesondere in Verbindung mit dem voranschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen, führen zu volatilen Stromflüssen. Da der erforderliche Netzausbau aufgrund langer Behördenverfahren oft nicht mit diesen Entwicklungen Schritt halten kann, kommt es sowohl innerhalb Österreichs als auch im europäischen Netzgebiet zu Netzengpässen.

Im Jahr 2025 transportierte die APG 46.970 GWh über das 220/380-kV-Netz. Zur Bewältigung von Engpässen mussten zahlreiche Maßnahmen im koordinierten Netzbetrieb gesetzt werden, unter anderem umfangreiche kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen (Redispatch). Die dabei abgerufene Energiemenge aus den Kraftwerken in der APG-Regelzone betrug 2025 insgesamt 747 GWh. Ein Teil daraus musste aus den in den östlichen Landesteilen gelegenen Gaskraftwerken bezogen werden. Im Vergleich zum Jahr 2024, das durch besonders gute Wasserführung im Inland gekennzeichnet war, stellt dies eine Steigerung der erforderlichen Redispatch-Eingriffe und der dafür nötigen Aufwände dar. Wie die Jahre zuvor wurde auch 2025 die heimische Netzsituation durch Abrufe österreichischer Kraftwerke durch benachbarte Übertragungsnetzbetreiber begünstigt. Diese Abrufe machten einen Teil der abgerufenen Energiemenge aus, der finanziell auch von ausländischen Netzbetreibern getragen wurde.

Absicherung ausreichender Redispatch-Kapazitäten durch Netzreserve

Die APG hat gemäß § 23 Abs. 2 Z. 5 EIWOG 2010 Engpässe im Übertragungsnetz zu ermitteln und zu deren Vermeidung, Beseitigung und Überwindung entsprechende Maßnahmen durchzuführen. Dabei bedarf es ausreichender Redispatch-Kapazitäten, die im Bedarfsfall als kraftwerksseitige EPM-Maßnahmen abgerufen werden können.

Im abgelaufenen Jahr konnte diese Leistung durch das Netzreserve-Regime gemäß § 23a ff. EIWOG 2010 abgesichert werden. Nach erfolgter Systemanalyse unter Berücksichtigung der Stilllegungsmeldungen für Erzeugungsanlagen konnte der dort ermittelte Netzreservebedarf im Rahmen der Ausschreibung 2025 für den Zeitraum von Quartal 4/2025 bis einschließlich Quartal 3/2026 durch die Kontrahierung flexibler Anlagen gedeckt werden. Die abgesicherte Netzreserveleistung kam im Jahr 2025 regelmäßig zur Vermeidung von Netzengpässen zum Einsatz. Die vorausschauende Absicherung dieser Kapazitäten aus flexiblen Anlagen durch die APG war somit wesentlich dafür verantwortlich, dass die Netzsicherheit und damit auch die Versorgungssicherheit gewährleistet werden konnten.

Der Gesamtaufwand der im Jahr 2025 seitens der APG getätigten EPM-Maßnahmen inklusive der Kosten zur Absicherung der Redispatch-Kapazitäten in der APG-Regelzone belief sich auf rund 202 Mio. €; davon waren rund 87 Mio. € von der APG zu tragen. Der restliche Betrag konnte an andere Netzbetreiber weiterverrechnet werden.

Netzreservemechanismus 2026–2030 erfolgreich sichergestellt

2025 wurde in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus und der E-Control intensiv an der Neunotifizierung des Netzreservemechanismus bei der Europäischen Kommission für den Zeitraum 2026–2030 gearbeitet. Der aktuelle Mechanismus ist mit Ende 2025 ausgelaufen. Da es sich bei der Netzreserve um eine Beihilfe im Sinne des EU-Beihilfenrechts handelt, ist eine Genehmigung durch die Europäische Kommission erforderlich, die am 6.10.2025 erteilt und am 19.11.2025 veröffentlicht wurde. Eine entsprechende Umsetzung im nationalen Gesetz (EIWG) konnte in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium sichergestellt werden.

Die Netzreserve ist aus Gründen der Betriebssicherheit zur Behebung von Netzengpässen unbedingt notwendig. Mit dem Netzreservemechanismus können Kraftwerke, die ansonsten stillgelegt würden, gesondert (d. h. außerhalb des Energiemarkts) für die Leistungsvorhaltung kontrahiert werden. Neben der notwendigen Genehmigung

Lagebericht

wurden auch die Netzreserveprodukte und -verfahren weiterentwickelt und entsprechend angepasst. Die nächste Ausschreibung der Netzreserve für den Leistungszeitraum ab Q4/2026 wird auf dieser Basis abgewickelt.

Marktentwicklungen

Energiewirtschaftliches Umfeld

Nachdem der Strom- und Gaspreis gegen Ende 2024 einen deutlichen Aufwärtstrend verzeichnet hatte, gingen die Preise ab März 2025 wieder zurück. Im Jahresmittel war jedoch sowohl der Strom- als auch der Gaspreis 2025 deutlich höher als 2024. Der Ölpreis folgt seit Q2/2024 einem Abwärtstrend, der sich auch 2025 fortsetzte.

Der Spotpreis für Strom ist 2025 im Durchschnitt um rund 28 % gegenüber 2024 gestiegen, von 81,92 €/MWh auf 104,72 €/MWh. Nachdem die Spotpreise 2023 und 2024 nach der Energiekrise wieder deutlich zurückgegangen sind, war 2025 ein deutlicher Preisanstieg erkennbar. Die Preise liegen somit im Langfristvergleich auf einem sehr hohen Niveau (vgl. 2019 als letztes Jahr vor der Coronapandemie mit einem durchschnittlichen Spotpreis von 40,06 €/MWh). Am Terminmarkt sind die Preise im Jahresverlauf trotz starker Preisschwankungen insbesondere in der ersten Jahreshälfte relativ konstant geblieben. Während der Preis für Österreich für das Cal-26-Base-Produkt Anfang des Jahres bei 92,51 €/MWh (2.1.2025) lag, notierte es zu Jahresende bei 92,28 €/MWh (29.12.2025).

Der Spotpreis für Gas am Central European Gas Hub (CEGH) lag zu Jahresbeginn 2025 (2.1.2025) bei 51,11 €/MWh, zu Jahresende (31.12.2025) hingegen wieder bei 31,05 €/MWh. Besonders zu Jahresbeginn kam es aufgrund kalter Witterung und niedriger Speicherstände zu Preisspitzen, die jedoch im Jahresverlauf sukzessive zurückgingen. Der Ölpreis verzeichnete im Jahresverlauf 2025 einen deutlichen Abwärtstrend von 75,93 USD/Barrel zu Jahresbeginn auf 60,85 USD/Barrel zu Jahresende. Der Preistrückgang ist vor allem auf das derzeitige globale Überangebot (OPEC+ hat die Produktion wesentlich erhöht) auf dem Ölmarkt zurückzuführen.

Der CO₂-Preis am Spotmarkt unterlag im Jahresverlauf deutlichen Schwankungen. Der CO₂-Spotpreis notierte zu Jahresbeginn bei 73,14 €/tCO₂, sank dann auf ein Minimum von 59,89 €/tCO₂ im April 2025 und notierte zu Jahresende bei 85,12 €/tCO₂.

Lagebericht

Marktaktivitäten der APG

Regelreservebeschaffung

Das Preisniveau am Regelreservemarkt 2025 ist im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Beliefen sich die Kosten im Jahr 2024 auf 126,8 Mio. €, so stieg der Aufwand zur Beschaffung der Regelreserven 2025 auf 182,8 Mio. €.

Die APG setzt weiterhin auf Kooperationen mit anderen Transmission System Operators (TSOs) und Optimierungen im Marktdesign, um die Liquidität am Regelreservemarkt zu erhöhen und die Kosten zu stabilisieren.

Versteigerung von Grenzkapazitäten

Da Marktteilnehmer:innen in der Regel eine größere Transportkapazität an den Grenzen nachfragen als vorhanden ist, vergibt die APG Grenzkapazitäten in Form von Jahres- und Monatsprodukten sowie für den Day-ahead- und Intraday-Markt im Rahmen von transparenten und diskriminierungsfreien europäischen Allokationsprozessen. Die Erwartungen der Marktteilnehmer:innen hinsichtlich zukünftiger Preis-Spreads zwischen zwei Ländern sind der wesentliche Einflussfaktor für die Höhe der Erlöse aus Jahres- und Monatsauktionen. Die Allokationserlöse der APG sind im Vergleich zu 2024 mit 160,8 Mio. € im Jahr 2025 wieder deutlich auf 234,1 Mio. € gestiegen. Dies ist vor allem durch die höheren Marktpreise im Jahr 2025 bedingt. Erlösmindernd wirkten 2025 dagegen vor allem die sehr hohen Kosten für die Vergütung vergebener Langfrist-Kapazitätsrechte an der Grenze Deutschland-Österreich. Gründe dafür sind die hohen Day-ahead-Marktpreis-Spreads zwischen den beiden Ländern, und dass wesentlich mehr Langfrist-Kapazitäten vergeben werden als im Day-ahead-Markt tatsächlich auf dieser Grenze genutzt werden können. In einigen Monaten im Jahr 2025 führte dies dazu, dass die Vergütungskosten für Langfristkapazitäten die Erlöse an der Grenze Deutschland-Österreich sogar deutlich überstiegen.

Im Bereich der koordinierten Kapazitätskalkulation konnte 2025 für den immer wichtiger werdenden Intraday-Zeitbereich eine Weiterentwicklung umgesetzt werden. Am 25.6.2025 wurde mit der Intraday Capacity Calculation (IDCC) ein neuer Prozess zur koordinierten Berechnung der

Intraday-Kapazitäten erfolgreich eingeführt. Hierbei werden täglich am frühen Morgen aktuelle Markt- und Netzdaten genutzt, um die verfügbaren Netzkapazitäten für den internationalen Handel ab 6:00 Uhr bis zum Tagesende zu aktualisieren. Damit können die Handelsmöglichkeiten für den Markt unter Gewährleistung der Netzsicherheit anhand der aktuellsten Daten weiter optimiert werden. Für 2026 sind mit IDCC(d) und IDCC(e) weitere Schritte zur Effizienzsteigerung des Intraday-Markts geplant.

Zentrale Verantwortung für Verlustenergiebeschaffung

Die APG beschafft als zentrale Einkäuferin für einen Großteil der Netzbetreiber in Österreich die benötigte Netzverlustenergie von etwa 3 TWh im Jahr. Dies entspricht etwa 97 % der gesamten Netzverluste. Die Aufwendungen zur Deckung der Netzverluste 2025 betrugen rund 286 Mio. € (2024: 436,4 Mio. €). Die APG verfolgt eine stetige Einpreisungsstrategie zur Mitigation des Preisrisikos.

Inter-TSO Compensation

Inter-TSO Compensation (ITC) ist ein Kompensationsmechanismus für die Netznutzungskosten, die durch Transporte verursacht werden. Zum einen werden die transitbedingten Netzverluste kompensiert, zum anderen die Nutzung der Infrastruktur für Transporte. Die Kompensationszahlungen sind von allen 36 teilnehmenden TSOs verursachungsge-mäß zu tragen. Für jeden der 36 teilnehmenden TSOs werden – auf Basis von Transit-, Import- und Exportmengen, Verlustenergiekosten und weiteren Inputdaten – die ihm zustehenden Kompensationszahlungen sowie die zu zahlenden Beträge berechnet und daraus ein Saldo gebildet. Die Kompensation für die Infrastrukturnutzung ist seit 2011 mit 100 Mio. € pro Jahr gedeckelt. Neben der fachlich ungerechtfertigten Deckelung führt deren nicht erfolgte Anpassung an die Inflation zu einer laufenden Entwertung dieses Topfs und daher zu unzureichenden Ausgleichszahlungen. Nach wie vor ist Österreich wegen der zentralen europäischen Lage ein Transitland und daher wie in der Vergangenheit Nettoempfänger aus dem ITC-Mechanismus. Seit dem Extremjahr 2023 sind die ITC-Erlöse gesunken, liegen aber deutlich über dem Niveau vor der Preiskrise. Die APG verzeichnete im

Lagebericht

Jahr 2025 ITC-Erlöse von rund 20,2 Mio. € (2024: 27,6 Mio. €).

Windvermarktung

Die APG vermarktet im Auftrag der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) die Mengen aus den Prognoseabweichungen von Ökostrom am europäischen Intraday-Markt. Dadurch werden die Fehlbilanzen der Ökobilanzgruppe, aber auch die der gesamten Regelzone, reduziert. Aufgrund der durchschnittlich günstigeren Preise an der Börse und der Vermeidung von Ausgleichsenergie bedeutet dies für die Bilanzgruppe der OeMAG eine Kostenersparnis und für die APG eine Verbesserung der Regelqualität. Die direkten und indirekten Einsparungen beliefen sich im Jahr 2025 auf rund 24,5 Mio. € und belegen den Mehrwert effizienter, marktbasierter Lösungen.

Abschluss der europäischen Bidding Zone Study

Die europäische Gesetzgebung schreibt vor, dass die Konfiguration von Gebotszonen (Bidding Zones) in der EU regelmäßig dahingehend zu überprüfen ist, ob sie effizient sind und den tatsächlichen Netzengpässen entsprechen. In der Bidding Zone Review werden im Rahmen eines gemeinsamen Projekts der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) alternative Gebotszonenschnitte analysiert. Dies erfolgt mittels einer komplexen Simulationskette von Nodalpreisanalysen über Kapazitätsberechnungen und Flow-Based Market Coupling bis zu Lastfluss- und Redispatch-Simulationen. Die untersuchten Splits in Deutschland zeigen, dass die Redispatch-Kosten in Zentraleuropa durch Teilung der deutschen Gebotszone um mehrere hundert Millionen Euro jährlich gesenkt werden könnten – wobei auch weitere Aspekte wie Umstellungskosten zu berücksichtigen sind. Die detaillierten Ergebnisse samt Empfehlung der TSOs wurden im April 2025 veröffentlicht. Die finale Entscheidung über einen Gebotszonen-Split obliegt den Regierungen der betroffenen Mitgliedsstaaten.

Link:

https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/

Die APG kam als Provider der Modellierungsumgebung für die Bidding Zone Review in den vergangenen Jahren eine zentrale Rolle zu. So wurde die von

der APG entwickelte Plattform VAMOS erstmals außerhalb der APG eingesetzt und speziell für die Bidding Zone Review in verschiedensten Aspekten weiterentwickelt. Durch die gemeinschaftliche Finanzierung und Arbeit an der Integration verschiedener Datenformate, Simulationstools und Visualisierungsfeatures konnten Entwicklungen und Know-how im Gegenwert von über 2 Mio. € bei der APG generiert werden.

Go-live 15 Minuten Produkte im Single Day-Ahead Coupling (SDAC)

Nach über vierjähriger Projektdauer wurde die 15 Minuten Market Time Unit (MTU) im Single Day-Ahead Coupling (SDAC) am Handelstag 30.9.2025 für den Liefertag 1.10.2025 synchron in allen europäischen Gebotszonen und über Gebotszonengrenzen hinweg erfolgreich eingeführt. Das SDAC ist eine Kooperation von TSOs und Strombörsen (NEMOs) in der EU und Norwegen und optimiert auf täglicher Basis den Day-Ahead-Stromhandel für nahezu ganz Europa.

Durch dieses Projekt wurden die Handelsintervalle in den betreffenden Märkten synchron von 60 auf 15 Minuten verfeinert. Die Umstellung stellt einen bedeutenden Fortschritt in Bezug auf Markteffizienz und Flexibilität dar. Eine gesteigerte Präzision der Abstimmung von Angebot und Nachfrage wird angesichts der zunehmenden Erzeugung durch erneuerbare Energien immer wichtiger. Insbesondere kann die zeitlich volatile Produktion aus Wind und Photovoltaik dadurch besser auf dem Day-Ahead-Markt dargestellt werden.

Die Komplexität des Projekts ergab sich unter anderem aus dem Zusammenspiel von 32 TSOs und 18 NEMOs, Regulierungsbehörden sowie Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmern aus 26 Ländern. Zahlreiche lokale, regionale und überregionale Systeme waren betroffen. Insbesondere der zentrale Market-Coupling-Algorithmus Euphemia musste angepasst und in Bezug auf die Recheneffizienz stark verbessert werden, um diese Umstellung zu ermöglichen. Alle diese Gründe führten zu einer Umsetzungsdauer von mehreren Jahren und machten umfangreiche Tests im Vorfeld der Umstellung erforderlich.

Lagebericht

Stromausgleich Österreich – Plattform für Flexibilitätsprodukte

Im Rahmen des Projekts „Stromausgleich Österreich“ entwickelt die APG eine umfassende Plattform, die es erlaubt, kleinteilige Flexibilität über Aggregatoren einfacher in Systemdienstleistungen und kurzfristige Strommärkte einzubinden. Umgesetzt wird diese Plattform über die Crowd Balancing Plattform von EQUIGY, die auch von anderen TSOs bereits erfolgreich für ähnliche Projekte genutzt wird (TenneT NL/DE, TransnetBW, Terna und Swissgrid). Nachdem im Jahr 2024 ein Testbetrieb eines Minimal Viable Product für Sekundärenergie durchgeführt wurde und die Plattform für den Test mit weiteren Anbieterinnen und Anbietern zur Verfügung steht, lag der Schwerpunkt der Arbeiten im Jahr 2025 auf der Vorbereitung für weitere Produkte und auf der technischen Verbesserung der Plattform in Vorbereitung für eine breitere Anwendung.

Parallel arbeitet die APG zudem daran, das umfassende Gesamtkonzept weiter zu detaillieren und mit relevanten Stakeholdern abzustimmen. Im Rahmen der Arbeiten bei Oesterreichs Energie, unter dem Projekt „Systemführung 2.0“, wurde gemeinsam mit den österreichischen Verteilernetzbetreibern ein Konzept für die zukünftige Beschaffung und den Einsatz von Engpassmanagement erarbeitet. Darin werden sowohl der organisatorische Rahmen als auch die technischen Abläufe dargestellt. Dieses Konzept bildet die Grundlage für die gemeinsame Flexibilitätsbeschaffung, wie sie im neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz beschrieben ist und nach Inkrafttreten des Gesetzes umzusetzen ist.

Erhöhung und Verbesserung der Markttransparenz

Wie auch in den vergangenen Jahren erfüllte die APG 2025 sämtliche Transparenz-, Veröffentlichungs-, Monitoring- und Berichtspflichten. Mit der Verordnung (EU) 2024/1106 („REMIT II“) sowie der neuen REMIT-Durchführungsverordnung und der Delegierten Verordnung, die sich derzeit noch in Ausarbeitung befinden, kommen jedoch weitreichende Weiterentwicklungen im Datenreporting und in den Anforderungen an Insiderinformationsplattformen (IIPs) und Registered Reporting Mechanisms (RRMs) auf die Marktteilnehmer:innen zu.

Die Überarbeitung der REMIT-Durchführungsverordnung bringt eine grundlegende Neustrukturierung des Datenreportings mit sich. Dazu zählen neue Reporting-Kategorien (continuous, periodic, ad hoc), verkürzte Meldefristen sowie Anpassungen der Datenformate. Weitere Neuerungen umfassen das vierteljährliche Exposure Reporting ab 2027 sowie zusätzliche Anforderungen im Bereich der Regelenergiekosten. Die neue delegierte Verordnung zu IIPs und RRM ersetzt die bisherige Registrierung durch ein formelles Autorisierungsverfahren mit erweiterten Anforderungen an Governance, IT-Sicherheit, Datenvalidierung und Systemverfügbarkeit.

Für die APG bedeutet dies insbesondere eine Neuautorisierung als RRM sowie Anpassungen der internen IT- und Reporting-Prozesse. Die APG bringt sich sowohl direkt als auch über ENTSO-E aktiv in die zahlreichen Konsultationen der Europäischen Kommission und ACER ein und arbeitet bereits intensiv an der Umsetzung der neuen Vorgaben. Dadurch wird gewährleistet, dass die Anforderungen effizient integriert werden und ein hohes Maß an Transparenz und Compliance auch künftig gewahrt bleibt.

Lagebericht

Internationale Aktivitäten

Entwicklungen auf europäischer Ebene

Die Europäische Union hat 2025 entscheidende Weichen gestellt, um die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Europa zu sichern und gleichzeitig die Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu beschleunigen. Angesichts hoher Energiekosten, geopolitischer Unsicherheiten und des globalen Wettbewerbs verfolgt die EU eine integrierte Strategie, die Dekarbonisierung als Wachstumsmotor nutzt und die Industrie stärkt.

So sind auch die zentralen Initiativen der Europäischen Kommission zu verstehen. Im Jänner 2025 wurde als strategisches Dokument der Competitive Compass (Wettbewerbskompass) veröffentlicht – ein Initiativfahrplan mit politischen Leitlinien für die EU-Wirtschafts- und -Industriepolitik. Der Kompass wird flankiert von geplanten Rechtsänderungen und Initiativen wie dem Clean Industrial Deal, dem Aktionsplan für bezahlbare Energie und dem neuen Beihilferahmen (CISAF). Der Clean Industrial Deal gilt als umfassende Wachstumsstrategie mit Schwerpunkten unter anderem bei der Senkung der Energiekosten und der Förderung von Leitmärkten für klimafreundliche Produkte. Der Beihilferahmen erlaubt beschleunigte staatliche Förderungen für klimaneutrale Investitionen, und der Aktionsplan für bezahlbare Energie legt einen Fahrplan für eine bezahlbare und sichere Energieversorgung fest.

In diesem Kontext bekommt auch das Übertragungsnetz einen besonderen Stellenwert, da ein zukunftsfittes Stromnetz einer der Grundpfeiler für die Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und leistbare Strompreise ist. Ohne leistungsfähige Netze können die Dekarbonisierungsziele und die weitere Elektrifizierung der Industrie nicht erreicht werden. Vor diesem Hintergrund ist das von der Europäischen Kommission am 10.12.2025 veröffentlichte „Europäische Netzpaket“ (European Grids Package) aus Sicht der APG die wohl wichtigste europäische energiepolitische Initiative der kommenden Jahre. Es baut direkt auf dem EU Grid Action Plan aus dem Jahr 2023 auf und ist im Competitiveness Compass, im Clean Industrial Deal und im Aktionsplan für bezahlbare Energie ausdrücklich als Schlüsselmaß-

nahme für die Stärkung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit verankert. Die Kommission legt mit dem Paket sowohl legislative als auch nicht-legislative Maßnahmen vor und konzentriert sich insbesondere auf folgende Bereiche: Vereinfachung der TEN-E-Verordnung, integrierte grenzüberschreitende Netzplanung (insbesondere für Interkonnektoren), Straffung der Genehmigungsverfahren, bessere Einbindung und Planung der Verteilnetze, stärkere Digitalisierung und Innovation im Netzbetrieb sowie höhere Transparenz der europäischen Lieferketten für Netzinfrastruktur.

Als österreichische Übertragungsnetzbetreiberin verfolgt die APG den Prozess von Beginn an, interessiert und aktiv – für die APG ist das EU Grids Package die zentrale Initiative auf europäischer Ebene. Die Mitarbeit in ENTSO-E, die Teilnahme an Konsultationen der Europäischen Kommission und die Erarbeitung abgestimmter Positionen bringt frühzeitig die Perspektive der APG ein.

Blackout Iberische Halbinsel

Am 28.4.2025 um 12:33 Uhr kam es zu einem Blackout in der Großregion Spanien und Portugal. Die Stromversorgung in den betroffenen Gebieten konnte durch geeignete Netzwiederaufbaumaßnahmen des portugiesischen und des spanischen Übertragungsnetzbetreibers bis in die Morgenstunden wiederhergestellt werden.

Die österreichische Stromversorgung war zu keinem Zeitpunkt durch den Zwischenfall betroffen.

Die Aufarbeitung dieses Vorfalls wird durch eine Untersuchungskommission durchgeführt, die aus 45 Mitarbeitenden von Übertragungsnetzbetreibern, Regional Coordination Centers, ENTSO-E, ACER sowie nationalen Regulatoren zusammengesetzt ist und gemeinsam durch Klaus Kaschnitz (APG) und Richard Balog (MAVIR – ungarischer Übertragungsnetzbetreiber) geleitet wird. Am 3.10.2025 wurde der durch dieses Gremium erstellte Factual Report veröffentlicht, der die Rahmenbedingungen vor dem Störfall, den Hergang des Blackouts sowie den Netzwiederaufbau sachlich beschreibt. In dem für Q1/2026 erwarteten Endbericht, dem Final Report, sollen auf Basis von weiteren Analysen Empfehlungen ausgesprochen werden, um das Stromsystem für die Zukunft sicherer zu gestalten.

Lagebericht

Die bisherigen Untersuchungen führten zu der Schlussfolgerung, dass der Blackout letztlich auf Überspannungen im Netz zurückzuführen ist. Dieser Spannungskollaps im Sinne rasch steigender Spannungswerte steht in unmittelbarem Zusammenhang mit Ausfällen von Stromerzeugungsanlagen. Auch die Entwicklungen bis kurz vor dem Störfall, die bereits zu Oszillationen und Spannungsschwankungen geführt hatten, konnten weitgehend rekonstruiert werden.



Die APG als Mitgestalter der sicheren Energiewende Europas für weitere zwei Jahre

Durch Wiederbestellung in der Position des Vizevorsitzenden des ENTSO-E-Vorstands bis 2027, setzt die APG die erfolgreiche Mitgestaltung der europäischen TSO-Kooperationen auch im Jahr 2025 fort. Diese ehrenvolle und intensive Tätigkeit auf höchstem Niveau in der europäischen „TSO Community“ umfasst sowohl die Personal- und Finanzressourcen der ENTSO-E als auch die Zusammenarbeit mit europäischen Verteilernetzbetreibern sowie die allfällige strategische Ausrichtung der europäischen TSO Community. Abgerundet wurde dies wieder durch zahlreiche europäische Tagungen, Konferenzen und große öffentliche Ereignisse, bei denen die APG stets in einer aktiven und – im Sinne einer sicheren Energiewende – unterstützenden Rolle auftrat.

Entwicklungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Gemäß der Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-Verordnung 2019/943) erstellt der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) jährlich einen Bericht zur Beurteilung der Angemessenheit der Ressourcen der kommenden Dekade. Dabei werden vier Zieljahre betrachtet und mittels einer probabilistischen Lastdeckungsanalyse (Resource Adequacy Assessment) potenzielle Engpässe in der Stromversorgung abgeschätzt. Die Berechnungen werden von ENTSO-E koordiniert, wobei die APG eine führende Rolle in diesem Prozess einnimmt.

Die letzte Version des Berichts zur Beurteilung der Angemessenheit der Ressourcen in Europa wurde von ACER am 14.8.2025 genehmigt. Die Ergebnisse für Österreich zeigen für das Jahr 2035 potenziell erstmals eine erwartete durchschnittliche Lastunterdeckung in Höhe von 6,7 Stunden und eine daraus resultierende erwartete Energieunterdeckung in Höhe von 3,6 GWh. Der Analyse liegt eine Bewertung der zukünftigen Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke zugrunde. Diese Wirtschaftlichkeitsbewertung deutet darauf hin, dass bis 2030 weitere erhebliche Mengen an fossilen Erzeugungskapazitäten in Europa wirtschaftlich unrentabel werden. Um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist die genaue Abschätzung und Beobachtung der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit gesicherter Kraftwerks- und Importkapazitäten eine wichtige Voraussetzung. In Zukunft können damit für den Fall erwarteter Lastunterdeckungen rechtzeitig entsprechende Instrumente entwickelt und umgesetzt werden. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist die Schaffung einer rechtlichen Basis – als Ergänzung zum europäischen Prozess –, um die strukturellen, für Österreich spezifischen Risiken für die Versorgungssicherheit genauer abschätzen zu können. Außerdem ist die Festlegung eines nationalen Zuverlässigkeitsstandards für Österreich notwendig. Beide Elemente sind im neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz entsprechend vorgesehen, was von der APG ausdrücklich begrüßt wird.

Link zum ERAA 2025:
<https://www.entsoe.eu/eraa/2025/>

Lagebericht

Gemäß der Risikovorsorgeverordnung (EU-Verordnung 2019/941) erstellt ENTSO-E auch halbjährlich einen „Seasonal Outlook Report“ zur Untersuchung der kurzfristigen Versorgungssicherheit. Der aktuelle „Winter Outlook Report“ analysiert den Zeitraum von Kalenderwoche 46/2025 bis 14/2026. Für Österreich wurden keine Unterdeckungssituationen identifiziert. Für Zentraleuropa ergaben sich geringfügige Risiken nur in Finnland und im Baltikum (Estland und Litauen) sowie in der Ukraine, während für die Inselstaaten Zypern, Irland und Malta wie auch schon im Winterausblick 2024/2025 ein höheres Risiko besteht. Diese Risiken entstehen durch eine Kombination aus hohen, ungeplanten Ausfallraten thermischer Erzeugungseinheiten und ungünstigen Wetterbedingungen sowie hoher Last bei gleichzeitig geringer Einspeisung erneuerbarer Energien.

Link zum Winter Outlook:
<https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

Krisenübung/Energielenkung

Im Jahr 2025 nahm die APG wie auch in den letzten Jahren an Energielenkungsübungen im In- und Ausland teil.

Eine wesentliche Übung dazu fand im Oktober in Graz statt, in der unter anderem die „Einschränkung von Großverbrauchern“ geübt wurde. Dabei wurde unter Mitwirkung aller betroffenen Stakeholder (u. a. Vertreter:innen der E-Control, der steirischen Industrie, der E-Netze Steiermark, des Verbunds, der Energie Steiermark, der steirischen Landesregierung, der APG) eine Lastunterdeckungssituation durchgespielt. Die Anwendung der von der APG erstellten technischen Plattform zur Erhebung von Lastreduktionspotenzialen nahm dabei eine zentrale Rolle ein. Diese Übung bestätigte erneut, dass die APG auch im Falle einer Lastunterdeckung eine wesentliche Rolle zur Bewältigung einer krisenhaften Situation einnimmt. Durch solche eingespielten Abläufe können mögliche Schäden für die Volkswirtschaft minimiert werden.

Des Weiteren fand auch heuer wieder eine Übung der PENTA-Länder (Niederlande, Belgien, Frankreich, Luxemburg, Deutschland, Schweiz und Österreich) statt, in der die möglichen Auswirkungen

simultaner Sabotageakte unter extremen Witterungsbedingungen (heiß und trocken) auf verfügbare Ressourcen (Lagerwirtschaft) simuliert wurden. Ziel der Übung war es, unter anderem auf die Wichtigkeit der Zusammenarbeit in Extremsituationen hinzuweisen. Damit können bestehende Kooperationen auf ihre Tauglichkeit geprüft und weiter vertieft werden.

Darüber hinaus arbeitet die APG in Zusammenarbeit mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern stets an Verbesserungen von Last- und Erzeugungsprognosen. Damit ist es möglich, etwaige Lastunterdeckungen möglichst frühzeitig zu erkennen und im Ernstfall rechtzeitig Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Linderung der Auswirkungen zu setzen.

Lagebericht

Strategische Systementwicklung

zusammEn2040: Kostenoptimale, modellunterstützte Systemplanung für ein klimaneutrales Energiesystem

Die APG hat zur optimierten, langfristigen Planung des Infrastrukturbedarfs ein eigenes Energiesystemmodell entwickelt und die Initiative „zusammEn2040“ gestartet, zu der interessierte Stakeholder aus den Bereichen Wirtschaft, Industrie, NGOs, Sozialpartnerschaft, Verkehr sowie Branchen- und Interessenvertretungen eingeladen wurden, gemeinsam Visionen für das Energiesystem der Zukunft zu entwickeln. Ziel dabei ist, einen wichtigen Input für die Planung der Netzinfrastuktur zu erhalten und die notwendigen Investitionen kostenoptimal planen und umsetzen zu können.

Die Ergebnisse des Stakeholderprozesses fließen direkt in die Weiterentwicklung des APG-internen Energiesystemmodells ein und dienen damit als wesentliche Grundlage für weitere Planungsprozesse im Rahmen der Systemplanung und -entwicklung (z. B. Netzentwicklungsplan, TYNDP).

2025 wurde mit zahlreichen Stakeholdern zusammengearbeitet. Die Ergebnisse sind auf der Projekt-Homepage der APG veröffentlicht.

Link:
www.zusammEn2040.at

Asset Management

Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP)

Dem aktuellen APG-Netzentwicklungsplan liegt das „Transition Szenario“ des 2024 veröffentlichten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP) zugrunde, wodurch die Kohärenz zwischen den politischen Planungsprämissen und dem Netzentwicklungsplan der APG sichergestellt ist. Der ÖNIP ist ein strategisches Planungsinstrument, das die zukünftigen Transportbedarfe der nächsten 10-15 Jahre im Strom- und Gasbereich identifiziert. Alle Transportkorridorbedarfe, die im ÖNIP als notwendig identifiziert wurden, sind von der APG im Netzentwicklungsplan 2025 (NEP 2025) durch konkrete Planungsprojekte vollständig berücksichtigt.

Netzausbau als Basis für die Energiewende

Als Übertragungsnetzbetreiberin und Regelzonenführerin ist die APG gesetzlich verpflichtet, das Übertragungsnetz sicher, zuverlässig und leistungsfähig zu betreiben und auszubauen – unter Berücksichtigung des Umweltschutzes (vgl. § 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010). Um diese Anforderungen zu erfüllen, führt die APG umfassende netztechnische und energiewirtschaftliche Analysen durch und identifiziert nötige Netzausbauprojekte. Die Ergebnisse werden im Netzentwicklungsplan (NEP) veröffentlicht, der die Grundlage für den Netzausbau der APG bildet. Der NEP 2025 wurde im Sommer 2025 durch die Marktteilnehmer:innen konsultiert und Anfang September bei der E-Control zur Genehmigung eingereicht. Der Bescheid der Regulierungsbehörde wird in Q1/2026 erwartet.

Die Darstellung der österreichischen Netzplanung erstreckt sich im Vergleich zu den bisherigen Planungsprozessen nun über den 10-Jahres-Horizont hinaus bis 2040. Dies erfolgt mit Blick auf die bundesweiten Dekarbonisierungsziele, die ebenfalls bis 2040 erreicht werden sollen. Die APG hat ihre Planungsinstrumente wie den Netzentwicklungsplan und TYNDP sowie die Wechselwirkung mit den Netzentwicklungsplänen der Verteilernetzbetreiber (V-NEP) hinsichtlich Detailtiefe und Zeithorizont weiterentwickelt. Eine frühzeitige und strategische Planung ist weiters notwendig, da Großprojekte für Leitungen lange Genehmigungs- und Umsetzungszeiten erfordern.

Lagebericht

Auch nach 2030 wird ein starkes Wachstum im Stromsektor erwartet, getrieben durch Elektrifizierung von Industrie, Wärme und Mobilität sowie den Ausbau erneuerbarer Energieträger. Strom wird zum zentralen Energieträger, wodurch hohe Transportmengen, Leistungsspitzen und Netzengpässe verursacht werden.

Bereits heute entstehen Engpässe, die Redispatch-Maßnahmen, Netzreservebedarf und eingeschränkte Netzzugänge für neue Projekte nach sich ziehen.

Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 beschreibt den strukturierten und zielgerichteten Ausbau des österreichischen Übertragungsnetzes der APG. Die darin vorgesehenen Projekte und Maßnahmen konzentrieren sich insbesondere auf die energiewirtschaftlichen Entwicklungen sowie die Netzintegration erneuerbarer Energien. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der verbesserten Anbindung von Verteilernetzen, Lastzentren und Pumpspeicherkraftwerken. Abgeleitet aus dem österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) 2024 des (damaligen) Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie und zur Gewährleistung der Kohärenz der Pläne (vgl. § 37 Abs. 5 EIWOG 2010) wurden fünf neue 380-kV-Leitungsprojekte (NEP 25-8 bis NEP 25-12) in den NEP 2025 aufgenommen. Diese Projekte stärken die Ost-West-Verbindungen, ermöglichen den Anschluss von Pumpspeicherkraftwerken und sichern die Integration von Windkraft- und PV-Anlagen. Damit sind alle Stromtransportbedarfskorridore, die im ÖNIP als notwendig identifiziert wurden, von der APG im NEP 2025 durch konkrete Planungsprojekte vollständig berücksichtigt.

Der NEP 2025 umfasst insgesamt 70 Projekte für den kommenden 10-Jahres-Zeitraum und als Ausbauprogramm bis ca. 2040 gemäß dem aktuellen Planungsstand. Die Projekte gliedern sich in die Verstärkung und Erneuerung der bestehenden Netzinfrastuktur sowie den Neubau leistungsfähiger Leitungen und Umspannwerke:

- » Rund 920 km neue Übertragungsleitungen und 70 km Umstellungen auf höhere Spannungsebenen sowie 730 km Generalerneuerungen von bestehenden Leitungen

- » 23 neue („Green Field“) Umspannwerke bis 2040 zur Verstärkung der Anbindungen der Verteilernetze
- » Umfangreiche Maßnahmen sowie altersbedingte Generalerneuerungen und Verstärkungen von Schaltanlagen (Betriebsinvestitionen)
- » Zusätzlich sind weitere Netzmaßnahmen, Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen nötig

Seit Anfang 2025 sieht sich die APG zudem mit einer hohen Zahl an Netzzutrittsanfragen, insbesondere von Batteriespeicherprojekten, konfrontiert. Mit Stand November 2025 liegen Anfragen von über 10 GW an Großbatteriespeichern vor (mit teilweise mehreren Anfragen am selben Umspannwerksstandort). Diese Größenordnung erhöht die Komplexität der Netzverträglichkeitsprüfungen erheblich und führt zu aufwändigen Analysen sowie längeren Bearbeitungszeiten. Neben der technischen Bewertung ist eine detaillierte Analyse der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich, um die Positionierung der Batteriespeicher in den Stromnetzen sowie die Zuständigkeiten und Rollen mit den Verteilernetzbetreibern klar zu definieren.

Investitionsvolumen des NEP (2025)

Die Projekte des NEP 2025 umfassen ein Investitionsvolumen von rund 8,9 Mrd. € im 10-Jahres-Zeitraum 2026 bis 2035. Laut Studien der TU Graz und des Industriewissenschaftlichen Instituts (IWI) beträgt die österreichische Wertschöpfung bei APG-Projekten bis zu 70 %. Damit ist die Umsetzung nicht nur eine zentrale Maßnahme zur Stärkung der Konjunktur, sondern auch ein wichtiger Beitrag zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts Österreich. Zudem schätzt das Economica Institut in einer Studie, dass 90.000 Jahresbeschäftigungsverhältnisse über den Zeithorizont des NEP gesichert werden. Im Folgenden werden die fünf Top-Investitionsprojekte der APG sowie weitere Vorhaben vorgestellt.

Lagebericht

Ausgewählte Projekte im Detail (Top 5)

Projekt Salzburgleitung (St. Peter-Tauern; NEP 11-10): Inbetriebnahme in Q2/2025

Die 128 km lange 380-kV-Salzburgleitung (inkl. 14 km 220-kV) und die zugehörigen Umspannwerke wurden nach rund fünf Jahren Bauzeit und umfangreichen Inbetriebsetzungsarbeiten im April 2025 vollständig in Betrieb genommen. Seither laufen die Demontagearbeiten: In Salzburg werden die alten 220-kV- und 110-kV-Leitungen und Masten demontiert. Die Salzburgleitung verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknoten St. Peter (Oberösterreich) mit dem Netzknoten Tauern (Salzburg). In diesen Leitungszug sind mehrere Umspannwerke für die Anspeisung regionaler Verteilernetze integriert. Das Projekt ist ein wesentlicher Schritt zur Realisierung des 380-kV-Rings in Österreich und stärkt die Versorgungssicherheit und die Energiewende.

Projekt Zentralraum Oberösterreich (NEP 11-11): in Errichtung

Das Projekt „Sichere Stromversorgung Zentralraum Oberösterreich“ ist ein Schlüsselprojekt für die Energiewende und Standortstärkung der Region in Hinblick auf die fortschreitende Elektrifizierung des Wirtschafts- und Industriestandorts Oberösterreich. Mit dem gemeinsamen Projekt der APG, Netz Oberösterreich GmbH und LINZ NETZ GmbH sowie in Kooperation mit voestalpine AG wird die bisherige 110-kV-Netzanspeisung durch einen leistungsstarken 220-kV-Anspeisering ersetzt. Dieser verbindet die neuen 220/110-kV-Umspannwerke Hütte Süd, Pichling und Wegscheid mit den APG-Netzknoten Ernsthofen und Kronstorf. Zudem erfolgt die Auftrennung des 110-kV-Teilnetzes aus Ernsthofen in zwei Teilnetze, wodurch die Kurzschlussleistungen reduziert und die Versorgungssicherheit gesteigert werden. Der Baustart erfolgte 2024 und führt über 220-kV-Teilbetriebnahmen 2026/27 bis zur vollständigen Umsetzung des Projekts bis 2030.

Projekt Deutschlandleitung (St. Peter-Staatsgrenze; NEP 11-7): in Errichtung

Die Deutschlandleitung wird gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT als leistungsstarke 380-kV-Leitung zur Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich realisiert. Die Netzverbindung verbessert die

Netzsicherheit und erhöht die Marktintegration mit steigendem Austausch von Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und schafft damit eine flexible, marktorientierte Interaktion zwischen Erzeugern und Verbraucher:innen in beiden Ländern. TenneT und die APG planen, die Errichtung der zugehörigen Anlagen und die schrittweisen Inbetriebnahmen bis Ende 2027 umzusetzen (inkl. Spannungsumstellungen von 220-kV auf 380-kV).

Neues Umspannwerk Leoben (220/110-kV-Netzabstützung; NEP 21-7): in Errichtung

In der Region Leoben wird für den Ausbau der EE und für die Ausbaupläne der lokalen Stahlindustrie eine 220-kV-Netzabstützung errichtet. Der Bau des 220/110-kV-Umspannwerks Leoben ist eine Maßnahme zur Netzintegration der EE sowie zur Dekarbonisierung der Industrie – und damit ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele. Das Projekt umfasst die Anbindung eines neuen 220-kV-Leitungsabschnitts im Umspannwerk Hessenberg und die Errichtung eines neuen 220/110-kV-Umspannwerks in Leoben. Im neuen Umspannwerk Leoben wird eine 220/110-kV-Anspeisung für Energienetze Steiermark und ein Netzanschluss für voestalpine AG errichtet. Die Fertigstellung ist bis Herbst 2026 geplant.

220-kV-Leitung Lienz-Staatsgrenze IT (Auronzo/Soverzene; NEP 19-3): in Genehmigung

Um die Netz- und Betriebssicherheit auch für die nächsten Generationen zu gewährleisten, wird die vor mehr als 70 Jahren in Betrieb genommene 220-kV-Leitung der APG vom Umspannwerk Lienz bis zur italienischen Staatsgrenze (Projekt Generalerneuerung „Südverbindung Lienz“) erneuert. Das Projekt sieht einen technischen Ersatzneubau vor, wobei bestimmte Optimierungen aufgrund sich verändernder Naturgefahren und Rahmenbedingungen notwendig wurden. Nach der Einreichung der Unterlagen für die Umweltverträglichkeitserklärung im Juli 2024 (Start des UVP-Verfahrens) wurde 2025 der nächste Meilenstein erreicht: Ende September bis Anfang Oktober 2025 fand die mündliche Verhandlung im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in Lienz statt.

Lagebericht

Neue Projekte

Netzverstärkung Ost (380 kV; NEP 23-3): Konzeptionsprojekt
Das Projekt „Netzverstärkung Ost“ wird seit dem NEP 2023 geführt und sieht eine 380-kV-Netzverstärkung im Bereich südlich von Wien vom geplanten Umspannwerk Trumau über das bestehende Umspannwerk Sarasdorf (NÖ) in das nördliche Burgenland vor. Das Vorhaben dient der Netzeintegration erneuerbarer Energien und schafft zusätzliche EE-Einspeisekapazitäten für die Verteilernetzbetreiber Wiener Netze, Netz Niederösterreich und Netz Burgenland. Weiters werden damit die zukünftige Netz- und Versorgungssicherheit in der Region gewährleistet und eine zentrale Grundlage für die Energiewende im Osten Österreichs geschaffen. Die für die Erstellung der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) nötigen Planungen und Umwelterhebungen laufen seit Frühjahr 2024. Die Einreichung der UVE bei den Behörden und damit der Start des UVP-Verfahrens ist für 2027 vorgesehen.

Netzraum Kärnten (380 kV; NEP 11-14): Konzeptionsprojekt
Das Projekt „Netzraum Kärnten“ ist mit rund 190 km das derzeit größte APG-Projekt. Der geplante 380-kV-Ringschluss verbessert die Netzanbindung des Verteilernetzbetreibers Kärnten Netz sowie die Anbindung der Erzeugungskapazitäten im Osten Österreichs an die Pumpspeicherkraftwerke im Süden und Westen. Damit wird die Versorgungssicherheit, (n-1)-Sicherheit und Netzstabilität in Kärnten, Osttirol und ganz Österreich wesentlich verbessert. Der Netzraum Kärnten ist ebenso wie das Projekt „Netzverstärkung Ost“ als zentraler Strombedarfskorridor im ÖNIP 2024 ausgewiesen.

Es werden der Neubau einer 380-kV-Leitung von Lienz nach Obersielach als Lückenschluss im österreichischen 380-kV-Ring sowie der Ausbau des regionalen 110-kV-Verteilernetzes als Gemeinschaftsprojekt mit Kärnten Netz vorgesehen. Das Projekt wird den Wirtschafts- und Tourismusstandort stärken und regionale Arbeitsplätze sichern. Durch die Mitführung von 110-kV-Systemen auf der 380-kV-Leitung wird das stark ausgelastete Verteilernetz von Kärnten Netz entlastet. Mit einer zusätzlichen 380/110-kV-Netzabstützung in

Westkärnten können die regionale Stromversorgung langfristig sichergestellt und neue Pumpspeicherpotenziale erschlossen werden.

Weitere Ausbauprojekte und Betriebsinvestitionen
» *Umspannwerk Sarasdorf: Erweiterung und Erneuerung der 380-kV-Anlage (NEP 23-5): in Errichtung*
Das Umspannwerk Sarasdorf wird als wichtiger Einspeiseknoten für erneuerbare Energien in Niederösterreich umfassend erneuert und erweitert. Auslöser sind unter anderem der starke Windkraftausbau in der Region und die damit verbundene Erhöhung von Kurzschlussströmen, die eine Verstärkung der 380-kV-Schaltanlage erfordern. Weiters erfolgt die vollständige Einbindung der 380-kV-Systeme der Vierfachleitung Dürnrohr/Bisamberg-Wien-Südost sowie die Errichtung einer dritten Sammelschiene. Die seit 2023 laufende Erweiterung umfasst elf zusätzliche 380-kV-Schaltfelder und zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren zum Verteilernetzbetreiber Netz Niederösterreich. Die Umsetzung erfolgt mit Provisorien in mehreren Bauphasen und wird bis 2029 dauern.

» *Umspannwerk Wien-Südost: Erweiterung und Erneuerung der 380-kV-Anlage (NEP 23-6): in Errichtung*
Das Umspannwerk Wien Südost stellt einen wichtigen Netzknoten für die österreichische Stromversorgung dar. Der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien sowie die zunehmende Vermaschung der Netze führen zu deutlich steigenden Lastflüssen und Kurzschlussströmen. In Kombination mit dem fortgeschrittenen Anlagenalter ergibt sich die Notwendigkeit einer umfassenden Generalerneuerung. Die Maßnahmen umfassen die Erneuerung und Verstärkung der 380-kV-Schaltanlage und der 380/220-kV-Transformatoren sowie Anlagenerweiterungen (Errichtung von zwei 380/110-kV-Transformatoren für Wiener Netze und 380-kV-Schaltfelder für den Netzanschluss von Großkunden). Die Arbeiten erfolgen bei laufendem Anlagenbetrieb, weshalb die Gesamtprojektdauer rund zehn Jahre betragen wird.

Lagebericht

» *Umspannwerk Ernsthofen: Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (NEP 19-6): in Errichtung*
Die 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Ernsthofen – einem zentralen Netzknoten in Oberösterreich – wird aufgrund technischer Einschränkungen und altersbedingt umfassend erneuert. Die Modernisierung erfolgt ortsgleich als 220-kV-Freiluftschaltanlage bei laufendem Anlagenbetrieb und erfordert umfangreiche 220-kV-Provisorien. Dazu werden jeweils mehrere Abzweige schrittweise in eine temporäre 220-kV-GIS-Schaltanlage mit Kabelprovisorien umgelegt. Zusätzlich wird ein zweiter 220-kV-Phasenschiebertransformator integriert, um die (n-1)-Sicherheit im innerösterreichischen 220-kV-Netz zu erhöhen. Die Fertigstellung der Anlagenerneuerung ist für 2029 vorgesehen.

» *Umspannwerk Südburgenland: Erweiterung/Erneuerung der 380-kV-Anlage (NEP 23-10): in Errichtung*
Das Umspannwerk Südburgenland ist derzeit mit zwei 380/110-kV-Transformatoren einsystemig an die 380-kV-Burgenlandleitung angebunden. Zur Deckung des steigenden Leistungsbedarfs, zur verbesserten Netzintegration von EE sowie zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit wird die 380-kV-Anlage erweitert und die bestehende Anlage umfassend erneuert. Das Projekt umfasst die zweisystemige Einbindung der 380-kV-„Südburgenlandleitung“, die Errichtung von zwei zusätzlichen 380/110-kV-Transformatoren sowie die Generalerneuerung des bestehenden 380-kV-Anlagenteils. Die vollständige Inbetriebnahme ist für das Jahr 2032 vorgesehen.

» *Modernisierungen an Bestandsleitungen (Seiltausch): Konzeption/Vorprojekt*
Ein großer Teil der 220-kV- und 380-kV-Leitungen im österreichischen Übertragungsnetz wurde in den 1960er- bzw. bis in die 1980er-Jahre errichtet. Durch den Einsatz moderner Leiterseile (Hochtemperatur-Leiterseile (TAL) oder Seile mit Karbonkern) können die Leistungsfähigkeit der Bestandsleitungen, die (n-1)-Betriebssicherheit und die Lebensdauer nachhaltig gesteigert werden. Aktuell erfolgt eine systema-

tische Prüfung ausgewählter Leitungen hinsichtlich technischer Machbarkeit, möglicher Synergien bei der Projektumsetzung und insbesondere in Bezug auf erforderliche Abschaltungen (auch in Kombination mit anderen NEP-Projekten). Diese Maßnahmen können zur Reduktion bestehender Engpässe beitragen und schaffen zusätzliche Flexibilitäten im Netzbetrieb. Die gezielte Ertüchtigung und Modernisierung von Bestandsleitungen nach dem „NOVA“-Prinzip stellt somit eine wirtschaftliche, effiziente und ökologische Ergänzung zu den mittel- bis langfristig aus dem ÖNIP 2024 abgeleiteten 380-kV-Netzausbauprojekten dar (siehe auch NEP 2025).

Lagebericht

Projektumfeldbetreuung und Projektkommunikation

Die APG setzt sich bei allen Netzausbauprojekten intensiv mit den vielfältigen Ansprüchen und Bedürfnissen der beteiligten Interessengruppen, Gemeinden und Anrainer:innen auseinander. Im Zuge des aktuell größten Projekts – dem Projekt „Netzraum Kärnten“ – wurde Ende September 2025 von Kärnten Netz und der APG die Grobtrasse präsentiert und das Projekt öffentlichkeitswirksam gestartet. Zeitgleich begann ein strukturierter Informationsprozess mit den Gemeinden sowie den Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern, Bürgerinnen und Bürgern sowie der Öffentlichkeit im Planungsgebiet. Dabei nutzten etwa 2.500 Personen die Gelegenheit, sich über die geplante Grobtrasse zwischen Lienz und Obersielach zu informieren. Aus Sicht der APG sind insbesondere Transparenz, umfangreiche Informationen und ein offener Dialog mit der Bevölkerung von entscheidender Bedeutung für den Netzausbau und die Realisierung der NEP-Projekte.

Wirtschaftliche Entwicklungen

Ergebnisentwicklung 2025

Als maßgebliche Ergebniskennzahl der APG liegt der Betriebserfolg bei 135,2 Mio. € und somit 58,7 Mio. € über dem Betriebserfolg des Vorjahres in Höhe von 76,5 Mio. €.

Wesentliche wirtschaftliche Entwicklungen im Jahr 2025:

- » Anstieg der tariflich erstatteten Kapitalkosten infolge der Ausweitung der Regulatory Asset Base
- » Das steigende Investitionsvolumen führt zu einem erhöhten Personalbedarf sowie zu zusätzlichem Projektaufwand und damit zu einem Anstieg der operativen Kosten. Zusätzlich wirken exogene Faktoren, insbesondere kollektivvertragliche Gehaltsanpassungen, die allgemeine Inflation sowie vertraglich gebundene Verpflichtungen. Dem wird durch eine stringente Kostensteuerung begegnet, um eine nachhaltige Kosteneffizienz sicherzustellen. Eine im Vergleich zum Vorjahr höhere regulatorische Kostenerstattung wirkt kompensierend und schlägt sich ergebniswirksam in gestiegenen Netzerlösen nieder.
- » Sondereffekte aus Zinssatzanpassungen (insbesondere aus Sozialkapital), die im Jahr 2024 einen negativen Ergebniseffekt von 12,5 Mio. € hatten, wirken im Geschäftsjahr 2025 im Ausmaß von 8,8 Mio. € positiv.
- » Beschaffungsseitig sieht sich die APG mit einem zunehmend selektiven Lieferantenmarkt konfrontiert. Europaweite Kapazitätsanforderungen führen zu langen Lieferzeiten und Preisanstiegen, denen die APG durch frühes Auftreten am Markt und die aktive Schaffung von Wettbewerb entgegenwirkt.

Investitionstätigkeiten/RAB (Regulatory Asset Base)

Die Investitionstätigkeiten (Nettoinvestitionen) für 2025 beliefen sich auf 550,8 Mio. €. Die Jahresinvestitionen abzüglich der Abschreibungen führten zu einem RAB-Anstieg von 2.826,9 Mio. € auf 3.228,8 Mio. €, einer unternehmensweiten Volllastung und einem Anstieg der aktivierten Eigenleistungen. Die APG konnte 2025 104,1% Investitionsauslastung erreichen. Die Investitionsauslastung ist ein wesentlicher nichtfinanzieller Leistungsindikator der APG. Diese Kenn-

Lagebericht

zahl bezieht sich auf die budgetierten Nettoinvestitionen in Relation zu den erreichten Nettoinvestitionen am Jahresende.

Sozialkapital

Die Positionen „Aufwendungen für Abfertigungen“ und „Aufwendungen für Altersversorgung“ in der Gewinn- und Verlustrechnung weisen einen Erlös in Höhe von 894 Tsd. € aus. Dieser Wert ist auf einen versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 6,2 Mio. € zurückzuführen. Die Gewinne begründen sich aus den sinkenden Gehaltstrends. Ebenso wirken sich die steigenden Zinssätze bei Abfertigungen von 3,00 % auf 3,50 % sowie bei Pensionen, Sterbegeldern, Jubiläumsgeldern von 3,25 % auf 3,75 % und Krankenzusatzversicherung von 3,25 % auf 4,00% positiv auf das Ergebnis aus. Das Pensionskassenvermögen zeigt mit einem Anstieg von 608 Tsd. € aufgrund einer Performance von 5,26 % einen positiven Effekt.

Verbindlichkeit für Investitionsrücklage (ausgewiesen in der Bilanzposition „Sonstige Verbindlichkeiten“)

Die Investitionsrücklage wurde aus Auktionserlösen in den Jahren 2007–2011 einmalig zur Eigenkapitalstärkung gebildet. Diese zweckgewidmete Rücklage wird bis 2050 jährlich regulatorisch in Höhe von 1,85 Mio. € abgeschöpft. Der Stand per 31.12.2025 beträgt 29,0 Mio. €. Die gebildete sonstige Verbindlichkeit (inklusive der Zinskomponente) dient zur Kompensation der jährlichen Rückzahlungsverpflichtung. Da sich der Zinssatz für langfristige Verpflichtungen in Höhe von 3,25 % aus dem Jahr 2024 im Jahr 2025 auf 4,00 % erhöhte, ergibt sich aus der Neubewertung der Verbindlichkeit für Investitionsrücklage eine positive Ergebnisauswirkung in Höhe von 2,6 Mio. €.

Beteiligungen

Seit 2015 ist die APG Anteilseignerin an der Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'Électricité (HGRT), die alle Anteile (49 %) der TSOs (Elia, RTE, Swissgrid, Amprion, TenneT, APG) an der Strombörse EPEX SPOT zusammenfasst. Die APG-Kapitalbeteiligung war ein wichtiger Meilenstein in der weiteren Integration Österreichs in das Stromhandelsgebiet Zentral- und Westeuropa. Im Jahr 2025 konnten aus der HGRT zudem Beteiligungserträge in Höhe von 900,0 Tsd. € generiert werden. Wesentliche

weitere Beteiligungserträge erzielte die APG durch die zu 100 % im APG-Eigentum stehende VUM Verfahren Umwelt Management GmbH mit 1.995,2 Tsd. €. Darüber hinaus generierte die APG im Jahr 2025 Erträge aus den Beteiligungen an der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG in Höhe von 436,8 Tsd. €, an der CISMO Clearing Integrated Services and Market Operations GmbH in Höhe von 196,4 Tsd. € sowie der APCS Power Clearing and Settlement AG in Höhe von 56,1 Tsd. €.

Entwicklungen am Beschaffungsmarkt

Der europaweit massiv steigende Investitionsbedarf in die Energieinfrastruktur führt bereits heute zu einer stark erhöhten Nachfrage bei gleichzeitig begrenzten Markt- und Lieferantenkapazitäten, insbesondere bei Schlüsselleistungen. Die Folge sind deutlich längere Vorlaufzeiten, ein zunehmend selektiver Lieferantenmarkt sowie spürbare Preissteigerungen. Die APG steht damit in einem intensiven Wettbewerb um verfügbare Kapazitäten. Zur aktiven Mitigation dieser Risiken richtet die APG ihre Beschaffungsstrategie konsequent proaktiv aus: Bedarfe werden frühzeitig und langfristig gesichert, zudem wird der internationale Lieferantenpool gezielt erweitert. Dadurch erhöht die APG den Wettbewerbsdruck, stärkt die Resilienz der Lieferkette und sichert die Umsetzung des bevorstehenden Investitionsvolumens.

Neue „Allgemeine Einkaufsbedingungen“

Durch die Ausgestaltung einheitlicher, schlanker, transparenter und technologisch zeitgemäßer Einkaufsbedingungen wurden die Rahmenbedingungen für zukünftig weiterhin tragfähige Lieferantenbeziehungen bei der APG geschaffen.

Allgemeine Einkaufsbedingungen (AEBs) bilden den verbindlichen Rahmen für alle Beschaffungsvorgänge eines Unternehmens. Sie regeln zentrale Aspekte wie Vertragsabschluss, Liefer- und Zahlungsbedingungen, Gewährleistung, Haftung sowie Compliance-Anforderungen. Damit schaffen sie ein klares und einheitliches Regelwerk für Lieferantinnen und Lieferanten sowie Dienstleister:innen, reduzieren rechtliche Risiken und gewährleisten eine transparente, effiziente und faire Zusammenarbeit. Mit einem aktualisierten Supplier Code of Conduct bekräftigt die APG die Verantwortung gegenüber Umwelt und Gesellschaft.

Lagebericht

Stromgeschäft prägt weiterhin die wirtschaftliche Entwicklung der APG

Die Volatilitäten am Strommarkt werden aufgrund der Bildung von Regulierungskonten im UGB-Ergebnis neutralisiert, haben jedoch Auswirkungen auf die Cashflows sowie das Konzernergebnis von VERBUND nach IFRS. Dies wird auch zukünftig den Bedarf an kurz- und mittelfristiger Liquidität beeinflussen.

Aktive Begleitung des APG-Wachstums

Das Programm „change4growth (C4G)“ begleitete das APG-Wachstum auch durch das Jahr 2025. Das Programm soll die APG in eine der Unternehmensentwicklung angemessene, flexible, lernende und zukunftsfähige Organisation weiterentwickeln. Durch Digitalisierung und Optimierung von Prozessen werden vorhandene Ressourcen besser genutzt und die Effizienz erhöht.

Rechtliche Entwicklungen

EABG – ein Meilenstein mit Nachjustierungsbedarf

Mit dem Abschluss der Begutachtungsfrist am 21.10.2025 ist das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) einen entscheidenden Schritt vorangekommen. Für die APG stellt dieses Gesetz ein zentrales Vorhaben dar, um die dringend notwendige Beschleunigung von Genehmigungsverfahren im Rahmen der Energiewende zu ermöglichen.

Der vorliegende Entwurf wird von der APG grundsätzlich positiv bewertet. Er schafft erstmals eine solide Grundlage für vereinfachte und konzentrierte Verfahren, insbesondere durch die Einführung von One-Stop-Shops sowie die gesetzliche Verankerung des „überragenden öffentlichen Interesses“ für Projekte der Energiewende. Damit wird der Netzausbau als Rückgrat der Energiewende rechtlich gestärkt.

Trotz dieser Fortschritte sieht die APG punktuell noch wesentlichen Anpassungsbedarf, um eine praxisgerechte Umsetzung sicherzustellen. Die zentralen Punkte, die aus Sicht der APG einer Feinjustierung bedürfen, sind:

- » **Realistische Grenzwerte:** Die im Entwurf vorgesehenen Grenzwerte entsprechen nicht der aktuellen Genehmigungspraxis und könnten einem beschleunigten Ausbau entgegenstehen. Eine Anpassung an die Regelungen anderer Linieninfrastrukturen ist hier dringend erforderlich.
- » **Praktikable Anzeigetatbestände:** Die vorgesehenen Regelungen zur Freistellung und Anzeige von Projekten sind ein wichtiger Schritt in Richtung Vereinfachung und Beschleunigung. Damit diese jedoch wirksam greifen, müssen die Voraussetzungen klar und praxistauglich definiert sein – andernfalls bleibt die Regelung wirkungslos.
- » **Rechtssichere Energiewendebeteiligung:** Eine Beteiligung von Netzbetreibern an der Energiewende kann nur auf Basis klarer und rechtssicherer gesetzlicher Bestimmungen erfolgen. Dafür braucht es eindeutig definierte Anwendungsfälle und gesetzlich festgelegte Beträge, um Rechtssicherheit und Transparenz zu gewährleisten.

Lagebericht

Die APG hat ihre Vorschläge für notwendige Anpassungen in einer umfassenden Stellungnahme samt konkreter Legistikvorschläge eingebracht.

Nur mit einem praxisgerechten und ambitionierten EABG kann die Energiewende in Österreich erfolgreich und zeitgerecht umgesetzt werden.

EIWG – Modernisierung des Elektrizitätsrechts

Mit dem Beschluss und der Kundmachung des „Günstiger-Strom-Gesetzes“ erfolgte im Dezember 2025 endlich die Neukodifikation des österreichischen Elektrizitätsrechts in Form des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) als Nachfolgeregelung des bestehenden Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG). Wesentliche Triebfedern und Ziel des Gesetzes sind die verpflichtende (und bereits seit Jahren verzögerte) Umsetzung von EU-Recht, insbesondere der Elektrizitätsbinnenmarkt-, Erneuerbaren- und Energieeffizienz-Richtlinien. Außerdem beinhaltet das EIWG eine Modernisierung des Elektrizitätswirtschaftlichen Rechtsrahmens sowie an die dynamischen Entwicklungen am Elektrizitätsmarkt angepasste Rechte von Endkundinnen und Endkunden. Aus Sicht der APG werden die in den Erläuterungen zum neuen EIWG vorgenommenen Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen als kritisch beurteilt.

Besonders hervorzuheben ist das im EIWG erstmals systematisch berücksichtigte Kriterium der „Systemdienlichkeit“. Die gezielte Incentivierung von systemdienlichem Verhalten stellt einen wesentlichen Schritt zur Stärkung der Systemeffizienz und Versorgungssicherheit dar – ein Ansatz, den die APG ausdrücklich begrüßt. In den nächsten Monaten wird sich zeigen, ob das neue Gesetz rasch und praxisnah umgesetzt werden kann.

Vergaberechtsgesetz in Begutachtung

Im Oktober 2025 ging der Entwurf des Vergaberechtsgesetzes 2026 („BVergG“) in Begutachtung, mit dem unter anderem das BVergG 2018 novelliert werden soll. Zentrale Themen sind: die Schwellenwerteverordnung ins Dauerrecht zu überführen, Systemanpassungen für die Vergabe von Rahmenvereinbarungen, Klarstellungen zum Zeitpunkt des Vorliegens der Eignung, zur Selbstreinigung und zu den Ausschlussgründen sowie die Umsetzung uni-

onsrechtlicher Vorgaben. Die Ziele der Novelle, insbesondere die verstärkte Berücksichtigung strategischer Aspekte in Vergabeverfahren, die Stärkung der Transparenz und die Erleichterung der Teilnahme an Vergabeverfahren, werden positiv bewertet. Allerdings enthält der Entwurf zu zentralen Themen auch Neuerungen, die als kritisch einzustufen sind, da sie administrative und argumentative Lasten für Auftraggeber:innen erhöhen, bewährte Handlungsspielräume ohne erkennbaren Mehrwert einschränken, eine Reduktion des Auftragnehmer:innenwettbewerbs befürchten lassen und damit insgesamt zulasten der Wirtschaftlichkeit gehen. Hervorzuheben ist hier die Einschränkung des Anwendungsbereichs für das nicht offene Verfahren und das Verhandlungsverfahren ohne vorherige Bekanntmachung aufgrund neu eingezogener betragslicher Grenzen sowie erweiterte Bekanntgabepflichten beim Abschluss von Rahmenvereinbarungen.

Aufgrund der Bedeutung des BVergG hat sich die APG nicht nur an den Stellungnahmen von Österreichs Energie und der Industriellenvereinigung beteiligt, sondern auch eine eigene Stellungnahme eingebracht.

Zentralraum Oberösterreich – Rechtskraft und Ende des Instanzenzugs

Das Bundesverwaltungsgericht (BVwG) wies mit Erkenntnis vom 24.6.2024 sämtliche Beschwerden gegen den UVP-Bescheid der oberösterreichischen Landesregierung ab; der Bescheid wurde damit rechtskräftig und vollziehbar. Auf dieser Grundlage fasste die APG am 15.7.2024 den Baubeschluss für das Projekt „Sichere Stromversorgung Zentralraum Oberösterreich“. Die von Projektgegnerinnen und -gegnern erhobene außerordentliche Revision blieb ohne Erfolg: Der Verwaltungsgerichtshof (VwGH) wies das Rechtsmittel im Sommer 2025 mit Beschluss zurück. Bereits zuvor hatte das BVwG die auf-schiebende Wirkung nicht zuerkannt, sodass die Umsetzung des Projekts ohne Unterbrechung fortgeführt werden konnte.

Mit der Entscheidung des VwGH ist der Rechtsweg/Instanzenzug nunmehr ausgeschöpft. Das Projekt wird planmäßig weitergeführt und stärkt die Versorgungssicherheit im Zentralraum Oberösterreich.

Lagebericht

Regulatorische Entwicklungen

Das Regulierungssystem der APG ist eine Kombination aus „Cost-plus Model“ und „Revenue Cap“. Auf Basis des letztverfügbaren Jahresabschlusses und der Investitionsplanung werden im Rahmen des jährlichen Kostenermittlungsverfahrens angemessene Kosten festgestellt. Weiters werden aufgrund gesetzlicher Bestimmungen Differenzen zwischen Plan- und Ist-Erlösen sowie Plan- und Ist-Kosten aufgerollt. Die RAB stellt die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten dar und verzeichnet eine vom Markt abgeleitete regulatorische Kapitalverzinsung.

Tarifprüfung 2025

Die E-Control übermittelte am 7.11.2025 den Bescheid zum Tarifprüfungsverfahren 2025 an die APG. Im Rahmen der diesjährigen Tarifprüfung wurde das internationale Benchmarkverfahren TCB21 als Grundlage zur Ableitung individueller Effizienzziele herangezogen. Die Zielvorgabe basiert auf einer Kombination genereller Produktivitätsentwicklungen im Bereich der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sowie einer modellgestützten Bestimmung individueller Effizienzwerte.

Zudem wurde im Verfahren die mit dem Tarifbescheid 2022 eingeführte Systematik der differenzierten Kapitalverzinsung (WACC) für Neuinvestitionen mit jährlicher Aktualisierung der Parameter sowie für Altanlagen weitergeführt. Dabei wurden die im Bescheid 2023 festgelegten WACC-Werte für Altanlagen bis inklusive 2022 sowie die separaten WACCs für Neuinvestitionen der Jahre 2023, 2024 und 2025 beibehalten und um einen WACC für Investitionen mit Inbetriebnahme im Jahr 2026 ergänzt:

» WACC Altanlagen:

Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 31.12.2022: 4,16 % vor Steuern

» WACC Neuanlagen:

Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2023: 4,88 % vor Steuern

Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2024: 6,33 % vor Steuern

Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2025: 6,24 % vor Steuern

Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2026: 6,11 % vor Steuern

Die Tarifierungsbasis für die Brutto- und Nettotarife auf den Ebenen 1 und 2 der APG sinkt im Vergleich zum Vorjahr um 38 % auf 206 Mio. €. Die gesamte Tarifierungsbasis – inklusive Kosten der Ebene 3, Verlustenergie und Systemdienstleistungen – sinkt im Vergleich zum Vorjahr um 20 % auf rund 347 Mio. €. Dieser Rückgang ist vor allem auf die von APG beantragte forcierte Verwendung der Regulierungskonten zurückzuführen. Somit konnte trotz massiver Investitionen die Steigerung der Netztarife auf der Netzebene 7 im österreichischen Durchschnitt auf 1,1 % reduziert werden.

Beschwerde Tarifbescheid

Begleitend zum Tarifprüfungsverfahren 2025 wurden auch die Beschwerden zu den Bescheiden 2022, 2023 und 2024 weiterbetreut. Gegenstand dieser Beschwerden ist die aus Sicht der APG regulatorisch zu niedrig anerkannte Kapitalverzinsung (WACC), vorrangig für Altanlagen, in einem Umfeld notwendiger Rekordinvestitionen, stark gestiegener Zinsen und historisch hoher Inflation. Die in den damaligen Beschwerden angeführten Annahmen wurden durch die inzwischen eingetretenen Zinsentwicklungen bestätigt.

Auch im Jahr 2025 wurde von der Austrian Power Grid AG eine Beschwerde gegen den Tarifbescheid eingebracht. Die Beschwerde wurde am 5.12.2025 eingereicht und betrifft insbesondere die Anwendung des Benchmarkverfahrens TCB21 zur Ableitung individueller Effizienzziele sowie die Höhe der Kapitalverzinsung (WACC), vorrangig für Altanlagen.

Im Bereich des Benchmarkverfahrens TCB21 bestehen aus Sicht der APG weiterhin grundlegende Bedenken hinsichtlich der Aussagekraft und Anwendbarkeit der Ergebnisse. Die Effizienzbewertung basiert auf einem Modell, das strukturelle Unterschiede zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern nur sehr eingeschränkt abbildet. Weiters ist die Stichprobe der teilnehmenden TSOs zu klein für ein aussagekräftiges Ergebnis. Unter anderem ist die APG die einzige mitteleuropäische Übertragungsnetzbetreiberin, die zur Teilnahme am Benchmark aufgefordert wurde. Diese und weitere Mängel am Modell führen dazu, dass geringfügige Änderungen des Modells gravierende Verschiebungen bei

Lagebericht

den Effizienzwerten bewirken. Eine adäquate Bewertung der Effizienz von Übertragungsnetzbetreibern ist aus Sicht der APG nicht möglich. Die Anwendung eines nicht sachgerechten Effizienzwerts konterkariert die Herausforderungen, die sich aus dem versorgungssicheren Netzausbau, der Integration von 100 % erneuerbarer Energien und dem generellen Wachstum der APG ergeben.

Im Zusammenhang mit den Beschwerden zu den Bescheiden 2022, 2023 und 2024 wurden im Jahr 2025 bereits zwei Verfahren durch das BVwG eröffnet, in denen sowohl die APG als auch die Le-galparteien zur Stellungnahme eingeladen wurden.

Regulatorische Auswirkungen des EIWG

Im Dezember 2025 wurde das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) im Nationalrat beschlossen. Die nun geschaffenen „Spielregeln“ ermöglichen die systemsichere Integration erneuerbarer Energien sowie die Digitalisierung des gesamten Stromsystems und leisten damit auch einen wesentlichen Beitrag zur versorgungssicheren, leistbaren und effizienten Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem. Seitens der APG bestehen Bedenken hinsichtlich der in den Erläuterungen zum neuen EIWG vorgenommenen Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber. Insbesondere die Streichung der Bezugnahme auf die Verhältnisse des Kapitalmarkts wird als kritisch beurteilt. Eine Abkehr vom Kapitalmarkt als objektiven Referenzpunkt würde eine sachgerechte Bestimmung der Finanzierungskosten erschweren und zu einer erhöhten regulatorischen Unsicherheit führen.

Corporate Social Responsibility

Die APG erstellt einen integrierten Geschäftsbericht, der das Thema Nachhaltigkeit seit vielen Jahren einschließt. Als 100%iges Tochterunternehmen von VERBUND leistet die APG auch einen Beitrag zum integrierten VERBUND-Geschäftsbericht. Dieser entspricht den Anforderungen der European Sustainability Reporting Standards (ESRS) und damit der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD).

Die APG bekennt sich in ihrem Verhaltenskodex zu den Grundsätzen nachhaltigen Handelns. Eine Unternehmenspolitik, die neben den ökonomischen Anforderungen zugleich auch die ökologischen Grenzen respektiert und soziale Ausgewogenheit anstrebt, ist dafür die Basis. Globale Rahmenbedingungen wie die Sustainable Development Goals (SDGs) der Vereinten Nationen, der Weltklimavertrag von Paris oder der European Green Deal sind dabei wesentliche Einflussfaktoren für die Weiterentwicklung der Nachhaltigkeitsstrategie der APG.

Auf europäischer Ebene setzt der European Green Deal unter anderem die globalen Klimaziele und wesentliche Bereiche der SDGs um. Er hat zum Ziel, Europa bis 2050 zum weltweit ersten klimaneutralen Kontinent zu machen. Weitere Schwerpunkte sind nachhaltige, leistbare und sichere Energie, Dekarbonisierung und Kreislaufwirtschaft, der Schutz von Ökosystemen, Biodiversität sowie ein Null-Schadstoff-Aktionsplan. Die APG unterstützt diese Ziele vollumfänglich.

Die Auswirkungen des Klimawandels sind auch in Österreich zunehmend sichtbar. Deshalb ist eine rasche Dekarbonisierung unseres Wirtschaftssystems dringend erforderlich. Eine wesentliche Kenngröße dafür ist die Klimabilanz. Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der APG werden nach den Kriterien des Greenhouse Gas Protocol jährlich berechnet. Gemäß diesem internationalen Standard werden THG-Emissionen in drei Gruppen (Scopes) eingeteilt. Dabei umfasst Scope 1 alle direkten Emissionen, die durch firmeninterne Tätigkeiten und Aktivitäten bei der APG anfallen.

Lagebericht

Indirekte Scope-2-Emissionen ergeben sich aus dem internen Stromverbrauch und zum Ausgleich der Netzverluste. Unter Scope 3 fallen weitere indirekte THG-Emissionen in der vorgelagerten und nachgelagerten Wertschöpfungskette.

2025	
Scope-1-Treibhausgasemissionen (t CO₂e)	
Scope-1-THG-Bruttoemissionen	1.567
Scope-2-Treibhausgasemissionen (t CO₂e)	
Standortbezogene Scope-2-THG-Bruttoemissionen	56.292
Marktbezogene Scope-2-THG-Bruttoemissionen	206.480
Scope-3-Treibhausgasemissionen (t CO₂e)	
Gesamte indirekte Scope-3-THG-Emissionen	215.568
Kategorie 1: erworbene Waren und Dienstleistungen	247
Kategorie 2: Investitionsgüter	181.495
Kategorie 3: Tätigkeiten im Zusammenhang mit Brennstoffen und Energie (nicht in Scope 1 oder Scope 2 enthalten)	33.292
Kategorie 6: Geschäftsreisen	534
THG-Emissionen insgesamt (t CO₂e)	
THG-Emissionen insgesamt (standortbezogen)	273.427
THG-Emissionen insgesamt (marktbezogen)	423.615

Die indirekten Emissionen aus dem Strombezug in Scope 2 sind den Netzverlusten und dem Stromverbrauch in der Verwaltung zugeordnet. Diese werden mit zwei unterschiedlichen Werten angegeben: mit einem standortbasierten und einem marktbasieren Wert. Der standortbasierte Wert wird mit dem CO₂-Emissionsfaktor des lokalen Stromnetzes berechnet und ist, bedingt durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien am österreichischen Strommix, geringer. Der marktbasierende Wert hingegen entspricht dem tatsächlich eingekauften Strommix der APG. Aufgrund gesetzlicher Vorgaben ist die APG verpflichtet, den Strom zur Deckung der Netzverluste nicht-diskriminierend einzukaufen. Dies schließt zurzeit den Kauf von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Energien aus. Daher entspricht die aktuelle Stromqualität einem europäischen Graustrommix mit entsprechend höheren Emissionswerten.

Der Strombezug für Netzverluste und Verwaltung (erfasst in Scope 2 und Scope 3) hat mit über 57 % den größten Anteil an den Gesamtemissionen der APG (marktbezogen). Ihre Minimierung hat daher eine besondere Bedeutung für den Klimaschutz. Gleichzeitig sind der Reduktion von Verlustmengen enge technische Grenzen gesetzt.

Die THG-Emissionen, verursacht durch die Herstellung von Investitionsgütern wie Leitungen, Transformatoren oder Pkw für den Fuhrpark, betragen im Berichtsjahr 181.000 t CO₂e. Dieser Wert unterliegt jedoch großen jährlichen Schwankungen, da nur jene Anlagen und Güter in die Klimabilanz aufgenommen werden, die im aktuellen Jahr in Betrieb genommen wurden. Mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung im Juni 2025 und dem Umspannwerk Pongau wurde im Berichtsjahr eines der größten APG-Projekte der letzten Jahrzehnte abgeschlossen. Dies macht sich auch in der Klimabilanz deutlich bemerkbar.

Der Schutz von Biodiversität entlang der APG-Trassen und -Leitungen ist ein weiterer Nachhaltigkeitsschwerpunkt, der seit vielen Jahren konsequent umgesetzt wird. Mehr dazu finden Sie im Abschnitt „Nachhaltiges Habitatmanagement“.

Die APG verfolgt folgende ökologische Nachhaltigkeitsziele:

- » **Ziel:** hohe Investitionen in den Ausbau der Netzinfrasturktur zur Integration der erneuerbaren Energien ins Energiesystem (Netzanschluss ermöglichen)
Kenngröße: Investitionsvolumen für Netzausbau und Investitionsauslastung
- » **Ziel:** eigene Treibhausgasemissionen reduzieren
Kenngröße: – 90 % absolute THG-Emissionen Scope 1+2 (Basis 2022)
- » **Ziel:** Treibhausgasemissionen im Anlagen- und Leitungsbau reduzieren
Kenngröße: – 30 % spezifische THG-Emissionen im Anlagen- und Leitungsbau bis 2030
- » **Ziel:** PV auf Eigengrund ausbauen
Kenngröße: 500 kWp installierte PV auf Eigengrund bis 2030

Lagebericht

- » **Ziel:** Fuhrpark auf E-Mobilität umstellen
Kenngröße: 80 % Anteil e-Kfz bis 2030
- » **Ziel:** nachhaltiges Habitatmanagement stärken
Kenngröße: Erhöhung Anteil nachhaltiges Habitatmanagement an Trassen-Gesamtlänge

Nachhaltiges Habitatmanagement: Lebensräume für Tiere und Pflanzen
Eine sichere Stromversorgung für den Wirtschaftsstandort Österreich ist im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems und Elektrifizierung von Gesellschaft, Wirtschaft und Industrie unerlässlich. In der DNA der APG ist die Erfüllung dieser Verantwortung unter den Aspekten der Nachhaltigkeit, des Natur- und Artenschutzes und der Verbesserung von Lebensräumen ein fixer Bestandteil.

Die APG bekennt sich in ihrem Verhaltenskodex zu den Grundsätzen nachhaltigen Handelns. Eine Unternehmenspolitik, die neben den ökonomischen Anforderungen zugleich auch die ökologischen Grenzen respektiert und soziale Ausgewogenheit anstrebt, ist dafür die gemeinsame Basis.

Die APG wird zunehmend angehalten, neben den technisch-wirtschaftlichen Kriterien vermehrt auch der wachsenden Bedeutung des Umweltschutzes in den Bereichen Projektierung, Ausführung und Instandhaltung von Freileitungen gerecht zu werden. Dabei müssen die divergierenden Erwartungshaltungen und Anforderungen der involvierten Behörden, der Eigentümer:innen, der Bevölkerung, verschiedener Interessengruppen (z. B. Land- und Forstwirtschaft, Umweltschutz, Jagd, Tourismus) sowie der APG berücksichtigt werden, um flexible, sicherheitsbewusste und integrative Ansätze für bedarfsgerechte und optimierte Lösungen zu finden.

Aufbauend auf der Nachhaltigkeitsstrategie hat die APG mit dem „Nachhaltigen Habitatmanagement“ eine umfassende Strategie zur Instandhaltung des Stromnetzes entwickelt, die auch auf die Interessen der Anspruchsgruppen Rücksicht nimmt und versucht, ökologische Anforderungen in die Umsetzung zu integrieren. Dabei orientiert sich das „Nachhaltige Habitatmanagement“ an den (sicherheits-)technischen Rahmenbedingungen wie zum

Beispiel einzuhaltende Sicherheitsabstände, Anforderungen für Revisionen oder dem ungehinderten Zugang zu den Anlagen im Ernstfall.

Strategische Dimension des Nachhaltigen Habitatmanagement
2019 hat die EU-Kommission mit dem Green Deal ein weitreichendes Programm für mehr Klima- und Umweltschutz in der EU vorgelegt, mit dem Ziel, den Transformationsprozess für eine nachhaltige Zukunft in der EU zu beschleunigen. Ein wesentlicher Baustein dafür ist die EU-Biodiversitätsstrategie 2030 – ein umfassender und langfristiger Plan zum Schutz der Natur und zur Umkehrung der Schädigung der Ökosysteme. Die Strategie sieht dafür eine Reihe konkreter Maßnahmen und Verpflichtungen vor.

Der Schutz und die Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme ist zudem eines von sechs Umweltzielen im Rahmen der EU-Taxonomie-Verordnung. Diese muss seit 2022 auch von der APG umgesetzt werden. Im Rahmen der technischen Bewertungskriterien („Do No Significant Harm“) wird erhoben, ob die wirtschaftlichen Tätigkeiten des Unternehmens eines der sechs Umweltziele negativ beeinflussen. Zudem gibt die CSRD-Richtlinie vor, dass Unternehmen ab 2024 jährlich über die wichtigsten negativen Auswirkungen ihrer Geschäftstätigkeiten auf Umwelt und Gesellschaft berichten müssen.

Den Bewertungsmaßstab stellen folgende sechs Umweltziele dar:

- » Klimaschutz
- » Klimawandelanpassung
- » Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen
- » Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft
- » Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
- » Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme

Nachhaltigkeit bei der APG
Der Ausbau der Leitungsinfrastruktur ist zwingende Voraussetzung für die vollständige Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems und seine sichere Transformation. Eine besondere Her-

Lagebericht

ausforderung dabei ist, die Anliegen des Klimaschutzes und des Naturschutzes bestmöglich zu adressieren. Um die Transformation des Energiesystems sicher und effizient in die Realität umzusetzen, ist es notwendig und unverzichtbar, alle Anspruchsgruppen „ins Boot“ zu holen, um einen gesellschaftlichen und politischen Konsens zu schaffen.

Auch die Nachhaltigkeitsstrategie der APG orientiert sich am ESG-Ansatz und umfasst alle relevanten Bereiche von i) Umwelt (Environment) über ii) Gesellschaft (Social) bis hin zur iii) Unternehmensführung (Governance).

Die APG definiert in ihrer Nachhaltigkeitsstrategie folgende Handlungsfelder:

- » Operative Nachhaltigkeit
- » Nachhaltiger Anlagenbau
- » Nachhaltiges Habitatmanagement
- » Mitarbeiter:innen
- » Good Corporate Governance

Das „Nachhaltige Habitatmanagement“ (NHM) bildet den strategischen Kern der ökologischen Nachhaltigkeit der APG.

Erfolgsfaktor Personal

Die qualifizierten Mitarbeiter:innen der APG sind ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Erfüllung der unternehmerischen und systemrelevanten Aufgaben. Die inflationsbedingt hohen Lohnabschlüsse, die auch in anderen Branchen zu verzeichnen sind, wirken sich jedoch deutlich auf die Entwicklung der Personalkosten aus und stellen einen relevanten wirtschaftlichen Einflussfaktor dar.

Fortsetzung der erfolgreichen Employer-Branding-Kampagne

Im Jahr 2025 wurde die Employer-Branding-Kampagne „Energize your career. Mit Sicherheit. Mit Sinn. Mit Zukunft.“ erfolgreich fortgesetzt. Ziel war es insbesondere, berufserfahrene Personen anzusprechen, ihre Aufmerksamkeit zu gewinnen und die APG als attraktive Arbeitgeberin zu positionieren. Der Schwerpunkt lag auf einer zielgruppenorientierten Ausspielung, sowohl digital als auch analog, in Wien, Graz und in einem Umkreis von 30 Kilometern um die besetzten Umspannwerke. Ein zentrales Element der

Kampagne waren die Berufsbild-Videos, die speziell auf die Interessen der jeweiligen Zielgruppe zugeschnitten sind.

Ein weiterer Meilenstein war der Launch des Instagram-Karriere-Kanals @apg_karriere. Dieser bietet authentische Einblicke in die Arbeitswelt, zeigt spannende Projekte und stellt die Menschen in den Mittelpunkt, die das Unternehmen prägen. Instagram Ambassadors aus verschiedenen Unternehmensbereichen sorgen zusätzlich für lebendige Inhalte und stärken die Positionierung der APG als moderne und attraktive Arbeitgeberin.

Durch diese Maßnahmen wird die Sichtbarkeit des Unternehmens in den Zielgruppen gesteigert, passende Talente werden gewonnen und die APG wird nachhaltig als Arbeitgeberin mit Zukunft verankert. Bereits im ersten Kampagnenzeitraum 2024 konnte ein massiver Anstieg der Bewerbungen pro Stelle um 52 % erreicht werden, und im zweiten Kampagnenzeitraum 2025 zeigt sich erneut eine deutliche Zunahme, die einer Steigerung von fast 90 % entspricht. Auch im Gesamtjahresvergleich zeigt der Einsatz des Employer Branding eine nachhaltige Wirkung: Die Anzahl der Bewerbungen pro Stelle steigerte sich von 2023 auf 2024 um 78 % und konnte auch 2025 auf diesem Niveau gehalten werden.

Die APG als Top-Arbeitgeberin

Zum zweiten Mal in Folge sichert sich die APG den Branchensieg im TREND-Arbeitgeberranking. Im Gesamtranking erreicht die APG einen hervorragenden 4. Platz. Neben einem sinnstiftenden Job, Homeoffice-Möglichkeiten, flexiblen Arbeitszeiten sowie einem umfassenden Sport- und Gesundheitsangebot hat heuer insbesondere die Arbeit an Kultur und Werten zum ausgezeichneten Ergebnis und damit zu einer weiterhin hohen Leistungsbeurteilung der Mitarbeiter:innen beigetragen. Darüber hinaus wurde die APG erneut als „Great Place to Work“ zertifiziert. Solche Auszeichnungen sind ein starkes Argument im Wettbewerb um die besten Talente.

Ein weiterer Meilenstein: Im Mai 2025 überschritt die APG erstmals die Marke von 1.000 Mitarbeitenden im Kernbereich. Diese Entwicklung unterstreicht nicht nur das kontinuierliche Wachstum,

Lagebericht

sondern auch die Attraktivität der APG als Arbeitgeberin. Um neuen Kolleginnen und Kollegen einen strukturierten Einstieg zu ermöglichen, wurde im Frühjahr das Onboarding-Format „Gemeinsam starten“ eingeführt. Gleichzeitig setzt die APG auf die Weiterentwicklung bestehender Mitarbeiter:innen: 2025 wurden die Entwicklungsprogramme für alle Zielgruppen konsequent fortgeführt (vom Traineeprogramm über das Talente Programm bis hin zu den Leadershipprogrammen).

Digitalisierung innerhalb von People & Culture

Auch 2025 konnten einige Projekte in People & Culture umgesetzt werden, um die Digitalisierung in der APG weiter voranzutreiben. Gemeinsam mit der IT-Abteilung wurde ein Meilenstein erreicht. Die Lernplattform SAP SuccessFactors Learning wurde erfolgreich eingeführt. Sie bündelt alle Weiterbildungsangebote und ermöglicht Anmeldungen sowie Genehmigungen direkt über die Plattform. Dadurch werden Systembrüche vermieden und alles zum Thema Weiterbildung befindet sich nun zentralisiert und leicht auffindbar in einem System.

Durch die Einführung der mobilen SAP Start App wurde im Sinne der Effizienz die Flexibilität der Mitarbeiter:innen erhöht, die nun Arbeitszeiten von unterwegs erfassen, Abwesenheitsanträge stellen und den Teamkalender jederzeit einsehen können.

Darüber hinaus wurde der Prozess der Stellenbesetzung vollständig End-to-End digitalisiert – von der initialen Genehmigung und Anforderungsermittlung über die Inseratfreigabe und das Gehaltsgespräch bis hin zur Vertragserstellung.

Diese Maßnahmen der Digitalisierung sind weitere Schritte in Richtung Transparenz, Effizienz und Vermeidung von Systembrüchen.

Diversity

Das Diversity-Programm wurde 2025 erfolgreich fortgeführt. Im Fokus stand das Thema Gender mit zwei Keynotes sowie einem zweiten Durchgang des Frauenförderungsprogramms, das auch 2026 erneut angeboten werden wird. Im Juli 2025 startete die Initiative „Menschen mit Behinderung“. Die APG möchte auf die individuellen Bedürfnisse von Betroffenen besser eingehen und sie auch ermutigen, sich aktiv daran zu beteiligen, die APG barriere-

freier zu gestalten. Dazu wurden Interviews mit betroffenen Mitarbeitenden geführt und Maßnahmen abgeleitet. Die Initiative umfasst unter anderem Intranetbeiträge, Keynotes und Trainings zur Wissensvermittlung und Sensibilisierung.

Arbeitssicherheit im Vordergrund

Sicherheit ist ein zentraler Bestandteil unserer Unternehmensphilosophie und steht bei allen Aktivitäten und auf allen Baustellen der APG im Vordergrund. Um die Arbeitssicherheit kontinuierlich zu verbessern, wurde eine Reihe von Maßnahmen implementiert: Erstellung von Sicherheits- und Gesundheitsplänen für alle Projekte, Unterweisungen von Fremdfirmen in allen Bereichen und die regelmäßige Überprüfung der Arbeitsstellen durch die Sicherheitsfachkräfte und Baustellenkoordinatorinnen und -koordinatoren. Die Dokumentation der Auditierungen, der dabei vergebenen Aufgaben, der Sicherheitsbegehungen der Fremdfirmen sowie eine komplette Arbeitsvorschau, um die Arbeiten auf den Baustellen einteilen zu können, wird in einer eigens dafür programmierten Datenbank abgebildet. Das hohe Niveau der Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer:innen sowie der beauftragten Firmen wird durch intensive Schulungen, Seminare, einen aktiven Erfahrungsaustausch und eine enge Zusammenarbeit mit den Arbeitsinspektoraten und der Allgemeinen Unfallversicherungsanstalt (AUVA) gewährleistet. Die Mitarbeiter:innen werden ermutigt, aktiv an der Gestaltung eines sicheren Arbeitsumfelds mitzuwirken und Verbesserungsvorschläge einzubringen. Gemeinsam können wir eine sichere und gesunde Arbeitsumgebung schaffen und damit krankheitsbedingte Ausfälle reduzieren.

2025 ist die Zahl der meldepflichtigen Unfälle mit insgesamt drei Arbeitsunfällen im Vergleich zum Vorjahr gleichgeblieben. Die Unfallrate (Anzahl der Unfälle pro 1.000 Mitarbeiter:innen) ist aufgrund der höheren Personalzahl allerdings niedriger als 2024. Die Unfallschwere ist im Vergleich zu 2024 wesentlich gesunken, da 2025 kein schwerer Arbeitsunfall zu verzeichnen war.

Seit 2018 wird in der Unfallstatistik die Lost Time Injury Frequency (LTIF) als weitere Kennzahl ermittelt. Damit werden die Arbeitsunfälle mit Ausfallzeit pro eine Million Arbeitsstunden dargestellt.

Lagebericht

Berücksichtigt werden bei der Berechnung alle Arbeitsunfälle ab einem Tag Ausfallzeit (ohne We-
gunfälle) inklusive der Unfälle bei Fremdfirmen.
Dazu werden die Arbeitsstunden der Fremdfirmen
im Auftrag der APG in APG-Arbeitsstätten und de-
ren Unfallereignisse eingerechnet. Die LTIF für
2025 beträgt 5,99 und ist damit höher als 2024.

Jeder Arbeitsunfall wird analysiert, um gezielte
Maßnahmen zur Verbesserung der Unfallentwick-
lung ableiten zu können. Zusätzlich wird im Rah-
men des sicherheitstechnischen Schwerpunktpro-
gramms 2025 in den Unterweisungen wieder
besonders auf das Risiko durch „Sturz und Fall“
eingegangen. Auch die aus dem Sicherheitskultur-
projekt abgeleiteten Maßnahmen sollen sich durch
verstärkte Bewusstseinsbildung hinsichtlich Ar-
beitssicherheit zusätzlich positiv auf die Unfallent-
wicklung auswirken. Bei der Unterweisung von Lea-
sing- und Fremdpersonal wird verstärkt auf die
möglichen Gefährdungen hingewiesen. Zur weite-
ren Senkung der Unfallschwere sollen auch die Ge-
sundheits- und Fitnessprogramme der APG beitra-
gen.

2025 wurde eine Reevaluierung der arbeits-
bedingten psychischen Belastung durchgeführt.
Zur Ableitung von Maßnahmen aus dieser
Befragung werden Workshops geplant. Das Thema
psychische Gesundheit gewinnt zunehmend an
Bedeutung und wurde als Bestandteil in das
Programm des Gesundheitsmanagements
aufgenommen.

Weiterentwicklung Sicherheitskultur

Die APG hat sich zum Ziel gesetzt, das Thema
Sicherheit intensiv zu forcieren, um hinsichtlich
arbeitssicherheitstechnischer Belange zu den
führenden Unternehmen national und
international aufzuschließen. In einem
mehrjährigen Sicherheitskulturprojekt wurden
Maßnahmen erarbeitet, die mittlerweile erfolgreich
in den Regelbetrieb integriert wurden und dazu
beitragen sollen, den Sicherheitskulturgedanken in
der APG durchgehend und nachhaltig zu
verankern.

Seit 2023 werden einmal jährlich die APG Safety
Days abgehalten. Sicherheitscoaches,
Sicherheitsfachkräfte,
Sicherheitsvertrauenspersonen sowie die

Planungs- und Baustellenkoordinatorinnen und -
koordinatoren können sich bei dieser APG-internen
Veranstaltung zu ausgewählten sicherheits- und
gesundheitsrelevanten Themen auf den neuesten
Stand bringen. In diesem Rahmen wird von den
Anwesenden auch die Prämierung der gemeldeten
unsicheren Zustände des Vorjahres in den
Kategorien Außenstelle, Baustelle und Büro
durchgeführt.

Ein quartalsweiser Erfahrungsaustausch zwischen
Sicherheitscoaches und
Sicherheitsvertrauenspersonen mit
unterschiedlichen Themenschwerpunkten liefert
neue Inputs für das Präsentmachen der
Sicherheitsthemen im Berufsalltag und stärkt die
regionsübergreifende Vernetzung.

Informationssicherheit und Cybersecurity

Die sichere Energieversorgung Österreichs erfor-
dert nicht nur robuste technische Systeme, son-
dern auch ein umfassendes Sicherheitsverständnis.
Die APG verbindet physische Sicherheit und Infor-
mationssicherheit zunehmend, um komplexen Be-
drohungslagen – von Cyberangriffen bis hin zu
physischen Sabotageversuchen – wirksam begeg-
nen zu können. Diese integrierte Sichtweise stärkt
unsere Resilienz nachhaltig.

Unsere hohen Standards in der Informations-si-
cherheit werden regelmäßig durch externe Audits
bestätigt. Dazu zählen unter anderem die erfolg-
reichen Rezertifizierungen nach ISO/IEC 27001
und ISO/IEC 27019 im Jahr 2025. Darüber hinaus
erfüllen wir weiterhin vollständig die Anforderun-
gen des Netz- und Informationssystemsicherheits-
gesetzes (NISG) für Betreiber wesentlicher Dienste.

Die Sicherheitsorganisation ist fest im Unterneh-
men verankert und wird kontinuierlich weiterentwi-
ckelt. Mit nachhaltigen Projekten und Initiativen
fördern wir eine Sicherheitskultur, die über gesetz-
liche Anforderungen hinausgeht und die Wider-
standsfähigkeit der APG gegenüber zukünftigen
Herausforderungen weiter erhöht.

Integriertes Managementsystem

Das integrierte Managementsystem (IMS) der APG
bildet eine solide Grundlage für Qualität, Arbeitssi-
cherheit und Gesundheit, Umwelt und Informati-
onssicherheit im Unternehmen. Im Jahr 2025

Lagebericht

wurde eine gemeinsame externe Auditierung aller
relevanten ISO-Normen durchgeführt. Das Über-
wachungsaudit nach ISO 9001 (Qualitätsmanage-
ment), ISO 14001 (Umweltmanagement),
ISO 45001 (Arbeits- und Gesundheitsschutz) und
ISO/IEC 27001 (Informationssicherheit) bestätigt
die Wirksamkeit und Reife unseres Systems.

Die Weiterentwicklung des IMS in Richtung eines
noch stärker integrierten und strategisch ausge-
richteten Systems war ein zentrales Ziel im Be-
richtsjahr. Fortschritte wurden insbesondere bei
der Harmonisierung von Prozessdokumentationen
und –abläufen erzielt. Dabei wurde der Fokus auch
auf Effizienzsteigerung gelegt – ein wichtiger As-
pekt angesichts des dynamischen Personalwachs-
tums und der damit verbundenen organisatori-
schen Anforderungen.

Unsere Managementsysteme sind weit mehr als
reine Compliance-Instrumente: Sie unterstützen
aktiv die Umsetzung unserer Unternehmensstrate-
gie und tragen zur kontinuierlichen Verbesserung
und zum Risikomanagement bei. Die Ausrichtung
der Systeme wurde im Rahmen des Audits durch
unsere Führungskräfte evaluiert und positiv be-
wertet.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor bleibt die kontinu-
ierliche Schulung und Sensibilisierung unserer Mit-
arbeiter:innen. Nur durch gemeinsames Verständ-
nis und gelebte Verantwortung kann das IMS seine
volle Wirkung entfalten – als integraler Bestandteil
einer resilienten und zukunftsorientierten Unter-
nehmensführung.

Sicherheit als Grundwert

Das Zieldreieck Versorgungssicherheit, Leistbarkeit
und Nachhaltigkeit muss ausgewogen gestaltet
werden. Es erfordert ein gemeinsames, koordinier-
tes nationales und europäisches Zusammenwirken
von Netzbetreiber:innen, Erzeuger:innen sowie den
unterschiedlichen Akteur:innen des Energiesys-
tems sowie geeignete Rahmenbedingungen.

Höchste Standards in der Betriebs- und Anlagen-
sicherheit, ein abgestimmter systemischer Plan
zum Um- und Ausbau des Stromsystems sowie die
Erhöhung der Kapazitäten in allen Bereichen der
Netze, Speicher, Reserven und Produktion von
Strom aus Erneuerbaren sind der Schlüssel für die

Versorgungssicherheit in der Gegenwart und der
Zukunft bzw. der versorgungssicheren Transforma-
tion hin zu einem nachhaltigen Energiesystem.
Darüber hinaus gilt es, modernste digitale Platt-
formtechnologien zu nutzen. Als Managerin des
Energiesystems stellt sich die APG mit Verantwor-
tung und umfassender Kompetenz an die Spitze
dieser Transformation. Sicherheit ist in der DNA der
APG fest verankert. Dies gilt besonders für die di-
gitale Sicherheit – Cybersecurity. Hierbei werden
höchste Qualitätsstandards gesetzt und im Aus-
tausch mit den zuständigen Behörden weiterent-
wickelt. Die APG ist als Teil der kritischen Infra-
struktur langjähriges Mitglied der Austrian Energy
CERT.

In allen betriebsrelevanten Bereichen der APG
agieren höchst qualifizierte, verlässliche und moti-
vierte Mitarbeiter:innen, die regelmäßig Schulun-
gen in den zentralen Bereichen der Betriebsfüh-
rung erhalten. Darüber hinaus werden periodisch
Krisenübungen auf nationaler und internationaler
Ebene mit den betroffenen Behörden, Gebietskör-
perschaften, anderen Netzbetreiber:innen, Blau-
lichtorganisationen und anderen Akteur:innen des
Energiesystems durchgeführt.

Lagebericht

Forschung und Innovation

Die Energiewende stellt die APG vor vielfältige Herausforderungen. Forschung und Innovation leisten einen wesentlichen Beitrag zu einem zukunftsfähigen und resilienten Stromnetz. Die folgenden Initiativen sind exemplarische Highlights aus unserem Portfolio.

Windmessung über den Lichtwellenleiter im Erdseil

Im Rahmen eines Pilotprojekts wurde gemeinsam mit der Technischen Universität Graz (Institut für Ingenieurgeodäsie und Messsysteme) untersucht, inwieweit sich Distributed Acoustic Sensing (DAS) zur abschnittsgenauen Windmessung bei Hochspannungsfreileitungen eignet. Dabei wird der derzeit für die Datenübermittlung genutzte Lichtwellenleiter, der im Erdseil angebracht ist, als Sensor benutzt. Ziel ist es, Windgeschwindigkeit und -verteilung entlang der Leitung abschnittsgenau zu erfassen und damit neue Möglichkeiten für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb zu eröffnen.

Die Ergebnisse des Projekts zeigen eine sehr hohe Messgenauigkeit der mittels DAS ermittelten Windgeschwindigkeiten. Die gewonnene Datenbasis könnte es der APG künftig ermöglichen, bei günstigen Wetterbedingungen höhere Übertragungskapazitäten sicher auszuschöpfen und den Betrieb des Übertragungsnetzes noch effizienter zu gestalten.

InSAR - Satellitentechnologie im Dienst der Versorgungssicherheit

Schleichende Hangrutschungen stellen für Stromnetzbetreiber ein erhebliches Risiko dar, da sie über lange Zeit unbemerkt bleiben und dennoch gravierende Auswirkungen auf Masten und Leitungen haben können.

Mit der InSAR-Technologie (Interferometric Synthetic Aperture Radar) nutzt die APG hochpräzise satellitengestützte Radardaten, um kleinste Bodenbewegungen im Millimeterbereich frühzeitig zu erkennen und langfristig zu überwachen. In einem Pilotprojekt wurden bereits mehrere Leitungszüge erfolgreich mittels InSAR analysiert und die Ergebnisse mit klassischen Vermessungsmethoden vali-

diert. Aufbauend darauf wird nun die flächendeckende Anwendung auf das gesamte Leitungsnetz inklusive Umspannwerke vorbereitet.

Neben einem deutlichen Zugewinn an Versorgungssicherheit ermöglicht der Ansatz auch eine signifikante Reduktion von Zeit- und Kostenaufwand im Vergleich zu konventionellen Begehungen und terrestrischen Messungen.

Waldbrand-Monitoring für mehr Netzsicherheit

Steigende Temperaturen und längere Trockenperioden erhöhen das Risiko von Waldbränden entlang von Leitungstrassen. Ein Risiko, das die Versorgungssicherheit des Stromnetzes unmittelbar betreffen kann.

Gemeinsam mit der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU) hat die APG eine umfassende Analyse der Waldbrandgefährdung im Umfeld von Hochspannungsleitungen durchgeführt. Ziel war es, jene Trassenabschnitte zu identifizieren, die durch hohe Temperaturen, veränderte Landnutzung und längere Trockenperioden künftig stärker gefährdet sein könnten. Dafür wurden entlang der Leitungsverläufe eine Vielzahl von Faktoren untersucht, unter anderem Trassenführung, Bewuchs, Topografie, Spannungsebenen sowie die zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels. Das Projekt liefert damit erstmals eine datenbasierte Grundlage, um Waldbrandgefahren entlang des Übertragungsnetzes ganzheitlich abzuschätzen und gezielt Maßnahmen zur Risikominimierung zu entwickeln.

Insieme - Europas Energiedaten gemeinsam gestalten

Das EU-Projekt INSIEME („gemeinsam“) bildet den Auftakt für den ersten gemeinsamen europäischen Energiedatenraum. Rund 50 Partnerorganisationen aus 16 Ländern arbeiten daran, einen sicheren und interoperablen Rahmen für den Austausch energierelevanter Daten zu schaffen.

Ziel ist es, Daten zwischen Netzbetreibern, Energieunternehmen und anderen Marktakteuren vertrauenswürdig, standardisiert und effizient nutzbar zu machen – ein wichtiger Schritt hin zu einer digital vernetzten, flexiblen und zukunftsorientierten Energieversorgung in Europa.

Lagebericht

Die APG bringt ihre Expertise in mehreren Arbeitspaketen ein, insbesondere bei der Umsetzung von Netzflexibilitätslösungen und der Entwicklung eines Governance-Modells.

Forschungsausgaben und Ausblick

Die Ausgaben für Forschung der APG beliefen sich im Jahr 2025 auf rund 2,0 Mio. €.

Durch die enge Zusammenarbeit mit nationalen und internationalen Partnerinnen und Partnern wird die APG auch in Zukunft innovative Technologien und Prozesse einsetzen, um die Transformation des Energiesystems erfolgreich zu gestalten und die Versorgungssicherheit auf höchstem Niveau zu halten.

Lagebericht

Finanzielle Leistungsindikatoren

Alle Kennzahlen werden gemäß Fachgutachten des Fachsenats für Betriebswirtschaft der Kammer der Wirtschaftstreuhänder KFS-BW 3 berechnet, ausgenommen jene, die nach Unternehmensreorganisationsgesetz (URG) ermittelt werden. Die Berechnungsmethodik der Kennzahlen ist zudem im Glossar angeführt.

Ertragslage

in Tsd. €	2024	2025
Umsatzerlöse	1.271.949,6	1.282.377,2
Ergebnis vor Zinsaufwendungen und Steuern (EBIT)	91.201,6	140.578,5
Ergebnis vor Steuern	62.140,3	118.355,1
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	484.961,3	703.955,1
Eigenkapitalrentabilität (ROE)	11,3 %	19,8 %
Gesamtkapitalrentabilität (ROI)	2,6 %	3,9 %
APG Return on Capital Employed (APG-ROCE)	2,7 %	4,2 %
Umsatzrentabilität (ROS)	7,2 %	11,0 %

Tariflich erstattete Kapitalkosten

Die APG-Investitionstätigkeiten stellen die Basis für die tariflich erstatteten Kapitalkosten dar. Der RAB-Anstieg von 2.826,9 Mio. € auf 3.228,8 Mio. € ist auf hohe Nettoinvestitionen in Höhe von 550,8 Mio. € zurückzuführen.

Umsatzerlöse und Strombezug

Die Umsatzerlöse der APG sind im Vergleich zum vergangenen Jahr um 10,4 Mio. € auf 1.282,4 Mio. € gestiegen, was vor allem auf höhere nationale und internationale Netzerlöse zurückzuführen ist.

Die Aufwendungen für den Strombezug sind im Vergleich zum vergangenen Jahr um 76,9 Mio. € gesunken (von 863,6 Mio. € auf 786,7 Mio. €). Dieser Effekt resultiert vor allem aus einem geringeren Aufwand für die Beschaffung von Verlustenergie.

Personalaufwand

Der Personalaufwand ist gegenüber dem vergangenen Jahr um 4,2 Mio. € auf 138,7 Mio. € gestiegen. Der Anstieg der Personalkosten im abgelaufenen Geschäftsjahr ist überwiegend auf den

Personalaufbau zur Umsetzung des hohen Investitionsvolumens sowie auf die Anpassung durch den Kollektivvertragsabschluss zurückzuführen. Demgegenüber wirken Zinseffekte im Zusammenhang mit der Bewertung des Sozialkapitals im Vergleich zum Jahr 2024 positiv.

Laufende Abschreibungen

Durch stetig steigende Investitionsvolumina sind auch die Abschreibungen gegenüber dem Vorjahr um 34,7 Mio. € auf 168,6 Mio. € angestiegen.

Sonstiger betrieblicher Aufwand und sonstige Erlöse

Im Vergleich liegt der sonstige betriebliche Aufwand (sbA) im Jahr 2025 in Höhe von 127,8 Mio. € über dem Niveau des Vorjahres (2024: 118,7 Mio. €). Der Kostenanstieg ist vor allem dem stark erweiterten Aufgabenspektrum im Rahmen wesentlicher Infrastrukturprojekte sowie Preissteigerungen im Zusammenhang mit der Inflation geschuldet.

Ergebnis

Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) beträgt 140,6 Mio. € und ist im Vergleich zum vergangenen Jahr um 49,4 Mio. € gestiegen. Dies ergibt sich vor allem aufgrund höherer tariflich erstatteter Kapitalkosten infolge der Ausweitung der RAB. Positiv wirken weiters eine Verbesserung des Timelags zwischen IST-Kosten und regulatorisch erstatten Kosten sowie Effekte aus Zinssatzanpassungen (vor allem aus der Bewertung des Sozialkapitals).

Das Ergebnis vor Steuern ist um 56,2 Mio. € gestiegen und beträgt 118,4 Mio. €.

Der Gewinn nach Steuern beläuft sich auf 92,1 Mio. € und liegt damit um 43,8 Mio. € über dem Ergebnis des vergangenen Jahres.

Nach Dotierung von Gewinnrücklagen zur Eigenkapitalstärkung verbleibt im Bilanzgewinn ein Betrag in Höhe von 47,1 Mio. €, der im Jahr 2026 zur Ausschüttung gelangen soll.

Lagebericht

Vermögenslage

in Tsd. €	2024	2025
Anlagevermögen	3.130.556,0	3.545.362,7
Umlaufvermögen	489.578,8	257.407,5
Kurzfristiges Vermögen	407.487,6	229.495,0
Kurzfristige Schulden	1.165.618,6	1.161.704,8
Eigenkapital	620.961,8	688.036,5
Regulatorische Eigenkapitalquote ohne Timelag	40,3 %	50,8 %

Anlagevermögen

Im Anlagevermögen ist ein Nettozugang in Höhe von 414,8 Mio. € zu verzeichnen, da die Zugänge in immaterielle Vermögensgegenstände, Sach- und Finanzanlagen infolge der Investitionstätigkeit die Abschreibungen deutlich überstiegen haben.

Kurzfristige Schulden

Die kurzfristigen Schulden sind gegenüber dem vergangenen Jahr mit 1.161,7 Mio. € nahezu unverändert.

Regulatorische Eigenkapitalquote

Die regulatorische Eigenkapitalquote gemäß Regulatorberechnung befindet sich mit 50,8 % auf einem hohen Niveau. Durch den Anstieg der verzinslichen Basis (im Wesentlichen das Sachanlagevermögen) bei gleichzeitig leicht gesunkenem verzinslichen Fremdkapital ergibt sich gegenüber dem Vorjahr ein Anstieg von 40,3 % auf 50,8 %.

Finanzlage

in Tsd. €	2024	2025
Gearing (Nettoverschuldungsgrad)	166,1 %	166,0 %
Nettoverschuldung	1.031.175,0	1.142.204,2
Nettoumlaufvermögen (Working Capital)	758.130,9	932.222,3
Fiktive Schuldentilgungsdauer (URG)	14,9 Jahre	9,3 Jahre
Eigenmittelquote (URG)	17,1 %	18,1 %

Die fiktive Schuldentilgungsdauer betrug im Jahr 2025 9,3 Jahre. Die Eigenmittelquote konnte mit 18,1 % trotz der beachtlichen Investitionsvolumina gehalten werden.

Die Geldflüsse des Geschäftsjahres sind nachfolgend in einer separaten Aufstellung dargestellt.

Lagebericht

Geldflussrechnung

in Tsd. €	Erläuterung	2024	2025
Ergebnis vor Steuern		62.140,3	118.355,1
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		133.858,9	168.559,9
Zuschreibungen auf Finanzanlagen		- 103,1	200,6
Ergebnis aus dem Abgang von langfristigem Vermögen		- 75,4	261,7
Veränderung der langfristigen Rückstellungen		7.130,6	- 8.624,1
Veränderung der langfristigen Verbindlichkeiten		87.127,9	50.790,1
Veränderung der langfristigen sonstigen Forderungen und Vermögensgegenstände		- 12.368,2	56.456,5
Erträge aus der Auflösung von Baukostenbeiträgen und Investitionszuschüssen		- 11.671,1	- 15.849,3
Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen		12.196,2	14.470,8
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen		- 112,4	- 12,4
Veränderung der Vorräte		426,5	60,5
Veränderung der Leistungsforderungen sowie der sonstigen Forderungen		94.458,7	61.152,7
Veränderung der Leistungsverbindlichkeiten, der sonstigen Verbindlichkeiten sowie der passiven Rechnungsabgrenzungen		227.200,9	- 29.528,9
Veränderung der kurzfristigen Rückstellungen		- 167.589,4	32.496,3
Zahlungen für Ertragsteuern		8.188,7	47.302,1
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	(1)	440.809,1	496.091,4
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		- 401.048,4	- 635.117,4
Abgänge von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen		1.816,1	11.432,3
Investitionen in Finanzanlagen		0,0	- 365,4
Abgänge von Finanzanlagen		319,3	0,0
Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen		14.569,4	5.573,0
Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit	(2)	- 384.343,6	- 618.477,5
Ein- bzw. Auszahlungen aus erhaltenen Baukostenbeiträgen und Zuschüssen		49.084,5	44.122,2
Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernfinanzierungen		- 167.125,0	- 12.625,0
Ein- bzw. Auszahlungen aus der Zu- bzw. Abnahme der Konzernclearingsalden		114.751,3	131.992,8
Gezahlte Dividenden und Ergebnisverrechnungen		- 24.566,2	- 25.048,6
Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen		- 26.765,6	- 20.043,8
Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit	(3)	- 54.621,0	118.397,6
Veränderung liquide Mittel		1.844,5	- 3.988,5
Liquide Mittel per 1.1.		2.144,0	3.988,5
Liquide Mittel per 31.12.		3.988,5	0,0

Lagebericht

[1] Zu Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit
Der Netto-Geldfluss aus der operativen Tätigkeit wird nach der indirekten Methode ermittelt und befindet sich im Vergleich zum regulatorischen Ertragspotenzial weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Gegenüber dem Vorjahr ergibt sich ein Anstieg um 55,3 Mio. € auf 496,1 Mio. €.

- Zusammenfassung der wesentlichen Treiber des operativen Cashflows**
- » Gestiegene nationale Erlöse aus Netznutzung und internationale Erlöse aus Auktionen führen zu höheren Einzahlungen
 - » Gesunkene Preise für die Beschaffung von Verlustenergie resultieren in niedrigeren Auszahlungen, jedoch auch in geringeren Einzahlungen aus Erlösen
 - » Der Preisanstieg für die Beschaffung von Sekundär-Regelenergie führt zu höheren Auszahlungen, die aber durch Einzahlungen durch gestiegene Erlöse aus der Weiterverrechnung kompensiert werden können
 - » Höhere Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen basierend auf stetig steigender Investitionstätigkeit. Die Abschreibung wird über die Netzerlöse erstattet und erhöht daher die Einzahlungen aus nationalen Netzerlösen
 - » Einem positiven Effekt aus Ertragssteuern, der aus einer Steuerumlage aufgrund der Inanspruchnahme der degressiven Abschreibung resultiert

Veränderungen der Verbindlichkeiten, Forderungen und Rückstellungen
Regulatorische Verpflichtungen werden im Jahr der Bildung als kurzfristige Verbindlichkeitsrückstellungen ausgewiesen. Im Folgejahr werden mit deren Feststellung im Tarifbescheid diese Verbindlichkeitsrückstellungen in regulatorische Verbindlichkeiten umgebucht und die Fristigkeit bestimmt. Veränderungen der Laufzeiten (kurz- bzw. langfristig) zwischen den Abschlussjahren ergeben sich zudem aus veränderten zukünftigen Verwendungsprämissen. Durch diese Methodik sind einige Einzelpositionen des operativen Cashflows wesentlich beeinflusst.

[2] Zu Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit
Der Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

beläuft sich auf 635,1 Mio. €. Die wesentlichen Investitionen betrafen die 380-kV-Salzburgleitung, den Zentralraum Oberösterreich sowie weitere Erweiterungs- und Betriebsinvestitionen. Unter Berücksichtigung des Abgangs von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen bzw. des Abgangs von Finanzanlagen sowie Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen ergab sich im Investitionsbereich ein Mittelbedarf in Höhe von 618,5 Mio. €.

[3] Zu Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit
Baukostenbeiträge und Zuschüsse
Die zugeflossenen Baukostenbeiträge und Investitionszuschüsse in Höhe von 44,1 Mio. € betreffen vor allem die Projekte neues Umspannwerk Matrei, die 380-kV-Salzburgleitung sowie den Netzan-schluss im Umspannwerk Kaprun für die Einbin-dung des Pumpspeicherkraftwerks Limberg 3.

Konzernfinanzierungen und -clearingsalden
Im Jahr 2025 wurden keine neuen langfristigen Konzernfinanzierungen aufgenommen. Der Finan-zierungsbedarf konnte weitgehend über den Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit abge-deckt werden. Weiters kam es zu einer Verände-rung der Konzernclearingsalden in Höhe von 132,0 Mio. €. Die per 31.12.2024 bestehende kurz-fristige Forderung gegenüber dem Konzern in Höhe von 112,8 Mio. € wurde abgebaut und eine Verbindlichkeit im Ausmaß von 19,2 Mio. € aufge-baut.

Die APG hat für die hohen Investitionsvolumina eine entsprechende Konzernfinanzierung aus einer Tranche des „Green and Sustainability-linked Bonds“ 2021 von VERBUND in Anspruch genom-men. Die Anleihe kombiniert die Merkmale einer ökologisch nachhaltigen Verwendung von Erlösen („Use of Proceeds“) mit einem Margen-Step-up, der an unternehmensweite Nachhaltigkeitsziele gebunden ist („Sustainability-linked“). Als Aus-druck der ambitionierten Anstrengungen für eine Integration von erneuerbaren Energieträgern zur Erreichung der EU-Klimaziele hat die APG die Kennzahl für das Nachhaltigkeitsziel „Zusätzlich in-stallierte Transformatorkapazität“ hinterlegt. Transformatoren stellen ein zentrales Element des Stromnetzes dar. Sie verbinden alle Netzelemente

Lagebericht

auf niedrigeren Spannungen mit dem Übertragungsnetz und die Spannungsebenen des Übertragungsnetzes untereinander und ermöglichen so die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Netz.

Basierend auf dem vom Wirtschaftsprüfer bestätigten Ausgangswert in Höhe von 30.810 MVA per 31.12.2020 verpflichtet sich die APG zur Installation von weiteren 12.000 MVA zusätzlicher Transformatorkapazität bis zum 31.12.2032.

Die im Geschäftsjahr 2025 zusätzlich angeschaffte und vom Wirtschaftsprüfer bestätigte Transformatorkapazität betrug 3.700 MVA (kumuliert 39.853,33 MVA). Dieser Wert stellt die maximal dem Netz zur Verfügung stehende Kapazität dar.

Die Anlagenstatistik der APG zeigt die am Netz angeschlossene Transformatorkapazität, die zum Stichtag 31.12.2025 kumuliert 37.990 MVA (Jahreswert 2025: + 2.750 MVA) betrug.

Das Delta in Höhe von 1.863,33 MVA ergibt sich aus angeschaffter, aber in Reserve befindlicher Transformatorkapazität.

Dividenden und Ergebnisverrechnungen
Im Geschäftsjahr 2024 verblieb nach Dotierung von Gewinnrücklagen zur Eigenkapitalstärkung ein Bilanzgewinn in Höhe von 25,0 Mio. €, der im Jahr 2025 zur Gänze an den Eigentümer ausgeschüttet wurde.

Risiko- und Chancenmanagement

Ziel des operativen Risikomanagements ist die frühzeitige Erkennung und Analyse potenzieller Risiken sowie die konsequente Umsetzung geeigneter Maßnahmen und deren transparente Dokumentation. Im Mittelpunkt stehen dabei eine klare Zukunftsorientierung sowie ein hohes Sicherheitsbewusstsein. Gemeinsam stellen wir sicher, dass Risiken rechtzeitig erkannt und Abweichungen von den Unternehmenszielen – insbesondere hinsichtlich Ergebnis, Versorgungssicherheit und Image – so gering wie möglich gehalten werden. Darüber hinaus wurde auf Basis der Strategie ein zukunftsgerichtetes Risikomanagement etabliert, das nicht nur Risiken, sondern auch strategische Chancen systematisch erfasst und steuert. So schaffen wir die Grundlage für nachhaltigen Erfolg und Stabilität in einem dynamischen Umfeld.

Gesamtaussage zu Risiken

Im Geschäftsjahr 2025 waren keine Risiken zu erkennen, die einzeln oder in ihrer Gesamtheit den Fortbestand des Unternehmens als verlässlicher Übertragungsnetzbetreiber gefährden oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich beeinträchtigen könnten. Aus heutiger Sicht drohen auch in absehbarer Zukunft keine bestandsgefährdenden Risiken. Das aktuelle Unternehmenswachstum und der anhaltende Fachkräftemangel in einzelnen technischen Bereichen stellen das Unternehmen jedoch vor große Herausforderungen, insbesondere bei der Sicherstellung des Personalbedarfs. Zusätzlich ergeben sich die größten finanziellen Risiken aus den Volatilitäten in den Stromprodukten.

Wesentliche Chancen und Risiken

Finanzielle Risiken

Unter finanziellen Risiken verstehen wir vor allem Planungsrisiken, die durch Mengen- oder Preisabweichungen entstehen. Besonders betroffen sind Bereiche des Stromgeschäfts wie Engpassmanagement, Verlustenergie sowie der internationale Stromhandel. Diese Risiken sind stark von Markt-, Wetter- und saisonalen Einflüssen geprägt und können zu starken Mengen- und Preisschwankungen führen. Um diesen Volatilitäten entgegenzu-

Lagebericht

wirken, setzen wir auf internationale Kooperationen, die Weiterentwicklung nationaler Märkte, präzise Prognosemodelle sowie die Sicherstellung der Netzreserve.

Risiken aus Sicherungsgeschäften

Zur Beschaffung der Netzverluste werden Stromforwards bis zu zwei Jahre in die Zukunft gekauft. Durch eine stetige Einpreisungsstrategie wird das Preisrisiko minimiert. Aufgrund dieses mit der Regulierungsbehörde E-Control Austria abgestimmten Beschaffungsprozesses besteht kein Kostenanerkennungsrisiko. Die APG nimmt die Bilanzierungsregelung „Own Use“ in Anspruch, da sämtliche Käufe von Forwards physisch erfüllt werden und somit dem operativen Geschäft dienen.

Risiken aus Anlagen und Betrieb

Betriebsunterbrechungen, Risiken für die physische Sicherheit sowie Schäden durch Naturereignisse wie Hochwasser, Muren, Lawinen oder Stürme – ebenso wie die Auswirkungen des Klimawandels – zählen zu den zentralen Gefahren für Anlagen und den laufenden Betrieb. Zur Minimierung dieser Risiken umfasst ein Maßnahmenkatalog neben regelmäßiger Instandhaltung (einschließlich Befliegungen, thermografischer Untersuchungen, Seilproben usw.) auch die frühzeitige Berücksichtigung kritischer Faktoren in der Planungsphase, den Schutz gefährdeter Masten sowie umfassende Sicherheits- und Objektschutzkonzepte. Darüber hinaus werden Kooperationen im nationalen wie internationalen Umfeld forciert, um einen möglichen Schadenfall schnellstmöglich zu beheben.

Personalrisiken

Aufgrund der demografischen Lage herrscht nach wie vor ein Fachkräftemangel, insbesondere im Bereich der Elektrotechnik und der IT. Gewisse Funktionen können nur im Unternehmen selbst ausgebildet werden. Verschärft wird die Problematik durch Pensionierungswellen der Babyboomer, starkes Unternehmenswachstum und weniger Personalangebot am für die Energiebranche relevanten Arbeitsmarkt. Aufgrund der erhöhten Recruiting-Kapazität können durch vermehrte Direktansprachen und verstärkte Employer-Branding-Aktivitäten die freien Stellen im Unternehmen besetzt werden. Die gesetzten Maßnahmen, wie zum Beispiel Home-

officemöglichkeiten oder flexible Arbeitszeiten, haben dazu beigetragen, dass die APG beim trend-Arbeitgeberranking zum zweiten Mal in Folge den Branchensieg und erstmalig branchenübergreifend den vierten Platz erreicht hat. Das Ranking hebt hervor, dass diese Maßnahmen sehr gut bei den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ankommen und einen erheblichen Beitrag zur Arbeitgeberattraktivität der APG leisten. Das bedeutet in Konsequenz, dass das Risiko durch die beschriebenen Maßnahmen mitigiert wird.

Beschaffungsrisiken

Aufgrund des massiv erhöhten und anhaltend auf sehr hohem Niveau befindlichen Investitionsvolumens in die Strominfrastruktur sowohl in Europa als auch auf globaler Ebene sind viele Lieferanten von Schlüsselkomponenten und spezifischen Dienstleistungen nach wie vor hoch ausgelastet. Die globalen militärischen wie auch handelspolitischen Konflikte tragen ebenfalls zu einer angespannten Situation an den Märkten hinsichtlich Lieferkettenproblematik und Preisvolatilität bei. Immer noch sehen wir uns mit einem starken Verkäufermarkt, der Preise und Lieferzeiten für uns nachteilig beeinflusst, konfrontiert. Der herausfordernden Marktsituation wird durch verschieden gelagerte Beschaffungsprojekte Rechnung getragen, um die Umsetzung der Energiewende möglichst wirtschaftlich im zeitlichen Rahmen umsetzen zu können.

Risiken betreffend Nachhaltigkeit, Umwelt und Gesundheit

Die APG trägt als Übertragungsnetzbetreiberin und Regelzonenführerin eine wichtige gesellschaftspolitische Verantwortung und setzt daher auch auf eine umfassende Nachhaltigkeitsstrategie. Im Zentrum steht dabei eine Unternehmenspolitik, die neben den ökonomischen Anforderungen auch die ökologischen Gegebenheiten und Grenzen respektiert und soziale Ausgewogenheit anstrebt. Darauf aufbauend werden umfangreiche Maßnahmen zur Nachhaltigkeit getroffen, um Risiken in diesen Bereichen zu minimieren. Weiters werden Sicherheitsunterweisungen, sicherheitstechnische Begehungen, Aus- und Weiterbildungen, Arbeitsanweisungen und Richtlinien sowie die Ausbildung interner Sicherheitscoaches umgesetzt.

Lagebericht

Informationssicherheit und Cybersecurity

Die sichere Energieversorgung Österreichs erfordert nicht nur robuste technische Systeme, sondern auch ein umfassendes Sicherheitsverständnis. Die APG verbindet physische Sicherheit und Informationssicherheit zunehmend, um komplexen Bedrohungslagen – von Cyberangriffen bis hin zu physischen Sabotageversuchen – wirksam begegnen zu können. Diese integrierte Sichtweise stärkt unsere Resilienz nachhaltig.

Unsere hohen Standards in der Informationssicherheit werden regelmäßig durch externe Audits bestätigt. Dazu zählen unter anderem die erfolgreichen Rezertifizierungen nach ISO/IEC 27001 und ISO/IEC 27019 im Jahr 2025. Darüber hinaus erfüllen wir weiterhin vollständig die Anforderungen des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetzes (NISG) für Betreiber wesentlicher Dienste.

Die Sicherheitsorganisation ist fest im Unternehmen verankert und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Mit nachhaltigen Projekten und Initiativen fördern wir eine Sicherheitskultur, die über gesetzliche Anforderungen hinausgeht und die Widerstandsfähigkeit der APG gegenüber zukünftigen Herausforderungen weiter erhöht.

Begleitende Kontrolle und Steuerkontrollsystem

Durch die Teilnahme an der Begleitenden Kontrolle ist die APG zur Führung eines Steuerkontrollsystems (SKS) gemäß § 153b Abs. 6 BAO verpflichtet. Das SKS umfasst die Summe aller Maßnahmen, die gewährleisten, dass die Besteuerungsgrundlagen für die jeweilige Abgabenart in der richtigen Höhe ausgewiesen und die darauf entfallenden Steuern termingerecht und in der richtigen Höhe abgeführt werden. Dieses SKS ist ein integraler Bestandteil des internen Kontrollsystems der APG und ergänzt die Beschreibung und Regelungen der Konzernrichtlinie für den Kontrollverbund von VERBUND. 2025 wurde die zweite gesetzlich vorgeschriebene Wirksamkeitsprüfung für den Zeitraum Juni 2022 bis Juni 2025 erfolgreich abgeschlossen. Damit wurde die Voraussetzung für den weiteren Verbleib in der Begleitenden Kontrolle erfüllt.

Bericht über Zweigniederlassungen

Im Geschäftsjahr 2025 gab es zwei Zweigniederlassungen (beide in Deutschland). In Jochenstein handelt es sich um ein Umspannwerk ohne operativen Betrieb, das bereits im Jahr 2018 technisch in Betrieb genommen wurde. Die zweite Zweigniederlassung wurde in Dortmund gegründet und hat mit 1.1.2023 die operative Geschäftstätigkeit aufgenommen. Hier werden innovative Planungsleistungen für den Bau und Betrieb von Leitungen für die APG erbracht.

Lagebericht

Ausblick

Die energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa und Österreich sind weiterhin von einer hohen Dynamik geprägt. Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität, Wärme und Industrie sowie der technologische Fortschritt (z. B. im Bereich der Batterietechnologie und Digitalisierung) stellen unverändert hohe Ansprüche an Ausbau, Betrieb und Finanzierung der Übertragungsnetzinfrastruktur. Die mittlerweile auftretenden **Ineffizienzen im Stromsystem** (z. B. hohe Preis-Spreads zum Referenzmarkt Deutschland, hohe Redispatch-Kosten etc.) **sind das Ergebnis einer fehlenden gesamtsystemischen Sichtweise und Planung, die in Zukunft massiv an Bedeutung gewinnen muss.** Vor diesem Hintergrund wird die APG in ihrer Rolle als Systembetreiberin und -gestalterin eine zunehmend wichtigere Funktion einnehmen.

Die wirtschaftliche Lage in Österreich bleibt angespannt, was zu einer veränderten politischen Prioritätensetzung hin zu einer stärkeren Fokussierung auf die Leistbarkeit des Energiesystems führt. Gleichzeitig bleibt die Erreichung der Klima- und Energieziele unverändert bedeutsam, auch wenn diese verstärkt mit dem Aspekt der wirtschaftlichen Tragfähigkeit in Einklang gebracht werden müssen. Unabhängig davon steht die Sicherstellung der Versorgungssicherheit weiterhin im Zentrum der energiepolitischen Zielsetzungen und bildet die Grundlage für ein stabiles und funktionsfähiges Energiesystem.

Die APG nimmt in diesem umfassenden Transformationsprozess eine zentrale Rolle ein. Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist **ein effizientes und digitalisiertes Stromsystem**, das einerseits Sicherheit und Leistbarkeit garantieren kann und andererseits in der Lage ist, die erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem zu integrieren. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die kommenden Jahre wesentliche Herausforderungen, die sowohl den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastruktur als auch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität betreffen.

- » Die **zeitnahe und effiziente Umsetzung des APG-Netzausbau- und Modernisierungsprogramms** ist angesichts der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation dringend erforderlich, um die Effizienz und Stabilität des Systems langfristig gewährleisten zu können. Neben **Großprojekten wie dem Netzraum Kärnten oder dem Zentralraum Oberösterreich** plant die APG **umfangreiche Betriebsinvestitionen** zur Erneuerung und Verstärkung von Umspannwerken und Leitungsanlagen. Diese Investitionen sind ein Schlüsselfaktor für ein kosteneffizientes Gesamtsystem, unverzichtbar für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und liefern gleichzeitig wichtige Impulse für den Wirtschaftsstandort Österreich. **Voraussetzung ist eine effektive Beschleunigung der Genehmigungsverfahren durch eine Novelle des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G) sowie der Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EABG).**
- » Für die APG bleibt eine konsequente und wirksame Kostensteuerung weiterhin von zentraler Bedeutung. Investitionsmittel werden zielgerichtet und verantwortungsvoll eingesetzt, um die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit nachhaltig zu stärken. Gleichzeitig trägt die kontinuierliche Steigerung der Kosteneffizienz wesentlich dazu bei, den Transformationsprozess des Energiesystems zu unterstützen und ein sicheres sowie leistungsfähiges Stromsystem langfristig abzusichern.
- » **Eine marktkonforme regulatorische Verzinsung** bleibt für die APG essenziell, um eine **marktfähige Finanzierung des umfangreichen Investitionsprogramms sicherzustellen.** Der Kapitalmarktbezug ist für eine sachgerechte Ableitung der Finanzierungskosten wesentlich und erhöht die regulatorische Sicherheit. Zudem gilt es abzuwarten, wie sich die Verfahren im Zusammenhang mit den Beschwerden gegen die Tarifbescheide entwickeln werden.
- » **Finanzierung des Netzausbaus:** Zur Bewältigung des hohen Investitionsvolumens wird die APG weiterhin langfristige Finanzierungsinstrumente einsetzen, zunehmend auch unter Berücksichtigung von Green-Finance-Standards. Aufgrund des deutlichen Ausbaubedarfs wird der Mittelbedarf weiter ansteigen; marktkonforme regulatorische Rahmenbedingungen bleiben daher eine

Lagebericht

zentrale Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der Finanzierungskraft.

- » Das **Inkrafttreten des neuen EIWG** bringt signifikante Änderungen der gesetzlichen bzw. energiepolitischen Rahmenbedingungen für die österreichische Elektrizitätswirtschaft mit sich. Dazu zählen eine stärkere Rolle der APG in der Koordination der Netzentwicklungspläne mit den Verteilernetzbetreibern, Änderungen im Netzzugangsregime durch unter anderem neue Rahmenbedingungen für systemdienliche Speicheranlagen, die geplante Schaffung einer gemeinsamen Flexibilitätsplattform und neue Prozesse zur Absicherung der Versorgungssicherheit, zum Beispiel im Rahmen der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene.
- » Das europaweit stark steigende Investitionsvolumen führt zu **Engpässen bei Lieferkapazitäten** und erhöht den **Wettbewerb um wichtige Ressourcen**. Um dennoch die erforderlichen Kapazitäten zu sichern, setzt die APG verstärkt auf frühzeitige Marktansprache sowie langfristige, verbindlichere und projektübergreifende Vertragsmodelle und arbeitet gleichzeitig laufend daran, den Wettbewerb zu stärken.
- » Das **Stromgeschäft mit Monopol- und Marktprodukten** wird vor dem Hintergrund der weiteren Entwicklung des Energiemarkts sowohl national als auch international an Bedeutung gewinnen

und sich entsprechend in den finanziellen Kennzahlen der APG widerspiegeln. Diese Entwicklungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf diverse **Regulierungskonten, deren regulatorische Bewirtschaftung künftig eine zentrale Fragestellung** darstellt. Während die Effekte aus den Regulierungskonten nach UGB ergebnisneutral sind, sind insbesondere die Auswirkungen auf Cashflow und Bilanz für die wirtschaftliche Steuerung der APG wesentlich.

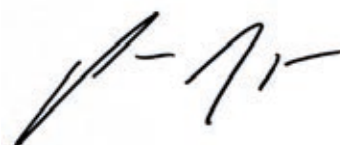
- » Aufgrund von hohen überregionalen Lastflüssen im europäischen Übertragungsnetz werden weiterhin **Engpassmanagementmaßnahmen durch Eingriffe in den marktbasierten Dispatch der Erzeugungsanlagen erforderlich** sein, um den sicheren Netzbetrieb langfristig gewährleisten zu können. Engpassmanagementmaßnahmen und die Beschaffung der notwendigen Kapazitäten im Rahmen der Netzreserve werden auch weiterhin eine wesentliche Kostenposition für die APG darstellen.
- » Um die **Innovationskraft und Effizienz** der APG weiter voranzutreiben, wird die **Digitalisierung** auch in Zukunft eine zentrale Rolle spielen.

Die APG geht davon aus, dass infolge des Wachstums der Regulatory Asset Base sowie einer weiterhin stringenten Kostenbewirtschaftung – unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen am Strommarkt – im Geschäftsjahr 2026 ein höheres wirtschaftliches Ergebnis erzielt werden kann.

Wien, am 30.1.2026
Der Vorstand



DI Mag. (FH) Gerhard Christiner



Mag. Marcus Karger

Mobilität braucht Strom



www.apg.at

Österreich
braucht
Strom.



Jahresabschluss

Bilanz zum 31.12.2025

AKTIVA in Tsd. €	Anhang	2024	2025
A. Anlagevermögen			
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	(1)	25.152,2	29.899,3
II. Sachanlagen	(2)	3.090.966,4	3.500.861,1
III. Finanzanlagen	(3)	14.437,4	14.602,3
		3.130.556,0	3.545.362,7
B. Umlaufvermögen			
I. Vorräte	(4)		
1. Hilfs- und Betriebsstoffe		596,7	536,2
		596,7	536,2
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(5)		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		126.447,1	115.870,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen		112.867,1	60,6
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		31.505,7	18.650,8
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
4. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände		214.173,7	122.288,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 28.909,5 Tsd. € (Vorjahr: 85.365,9 Tsd. €)			
		484.993,6	256.871,3
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten		3.988,5	0,0
		3.988,5	0,0
C. Rechnungsabgrenzungsposten			
1. Sonstige		3.274,7	997,0
		3.274,7	997,0
		3.623.409,6	3.803.767,1

Jahresabschluss

PASSIVA in Tsd. €	Anhang	2024	2025
A. Eigenkapital			
I. Eingefordertes und eingezahltes Grundkapital	(6)	70.000,0	70.000,0
Übernommenes Grundkapital 70.000,0 Tsd. € (Vorjahr: 70.000,0 Tsd. €)			
II. Kapitalrücklagen	(7)	15.383,5	15.383,5
III. Gewinnrücklagen	(8)	510.529,7	555.593,7
IV. Bilanzgewinn	(9)	25.048,6	47.059,2
		620.961,8	688.036,5
B. Rückstellungen			
	(10)		
1. Rückstellungen für Abfertigungen		15.464,7	14.589,1
2. Rückstellungen für Pensionen		49.052,8	41.594,7
3. Steuerrückstellungen		81.971,0	155.517,4
4. Sonstige Rückstellungen		533.726,8	543.665,4
		680.215,3	755.366,7
C. Verbindlichkeiten			
	(11)		
1. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		111.241,0	133.343,8
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 53.421,3 Tsd. € (Vorjahr: 12.387,2 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 79.922,5 Tsd. € (Vorjahr: 98.853,8 Tsd. €)			
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		93.648,4	56.333,9
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 54.878,7 Tsd. € (Vorjahr: 84.506,1 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 1.455,2 Tsd. € (Vorjahr: 9.142,3 Tsd. €)			
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen		1.046.741,0	1.046.592,1
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 37842,1 Tsd. € (Vorjahr: 32.678,5 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 1.008.750,0 Tsd. € (Vorjahr: 1.014.062,5 Tsd. €)			
4. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		22.229,2	24.628,5
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 24.628,5 Tsd. € (Vorjahr: 22.229,2 Tsd. €)			
5. Sonstige Verbindlichkeiten		844.878,5	858.115,7
davon aus Steuern 3.099,8 Tsd. € (Vorjahr: 10.509,6 Tsd. €)			
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit 2.530,9 Tsd. € (Vorjahr: 2.185,0 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit < 1 Jahr 434.826,9 Tsd. € (Vorjahr: 480.359,1 Tsd. €)			
davon Restlaufzeit > 1 Jahr 423.288,7 Tsd. € (Vorjahr: 364.519,5 Tsd. €)			
		2.118.738,2	2.119.014,0
D. Rechnungsabgrenzungsposten			
	(12)		
1. Baukostenbeiträge		191.164,3	219.959,3
2. Sonstige		12.329,9	21.390,6
		203.494,3	241.349,9
		3.623.409,6	3.803.767,1

Jahresabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung für
das Geschäftsjahr 2025

in Tsd. €	Anhang	2024	2025
1. Umsatzerlöse	(13)	1.271.949,6	1.282.377,2
2. Andere aktivierte Eigenleistungen		41.486,0	49.329,3
3. Sonstige betriebliche Erträge	(14)		
a. Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen		137,2	331,2
b. Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen		267,5	3.120,8
c. Übrige		13.423,0	21.923,3
		13.827,8	25.375,3
4. Betriebsleistung (Zwischensumme aus Z. 1 bis 3)		1.327.263,3	1.357.081,8
5. Aufwendungen für Strombezug und sonstige bezogene Herstellungs- und Dienstleistungen	(15)	- 863.596,8	- 786.734,7
6. Personalaufwand	(16)		
a. Löhne		- 315,9	- 334,8
b. Gehälter		- 98.918,3	- 111.748,5
c. Soziale Aufwendungen		- 35.337,3	- 26.654,6
davon Aufwendungen für Altersversorgung 1.763,0 Tsd. € (Vorjahr: - 10.016,5 Tsd. €)			
aa. Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen - 868,7 Tsd. € (Vorjahr: - 2.092,4 Tsd. €)			
bb. Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge - 25.789,7 Tsd. € (Vorjahr: - 21.717,9 Tsd. €)			
		- 134.571,4	- 138.737,9
7. Abschreibungen	(17)	- 133.858,9	- 168.559,9
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	(18)		
a. Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen fallen		- 395,2	- 516,4
b. Übrige		- 118.347,5	- 127.326,9
		- 118.742,7	- 127.843,2
9. Betriebserfolg (Zwischensumme aus Z. 4 bis 8)		76.493,5	135.206,0

Jahresabschluss

10. Erträge aus Beteiligungen		3.135,0	3.586,3
davon aus verbundenen Unternehmen 1995,2 Tsd. € (Vorjahr: 1750,6 Tsd. €)			
11. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		324,4	200,0
12. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		11.110,0	1.786,8
davon aus verbundenen Unternehmen 1446,5 Tsd. € (Vorjahr: 10689,3 Tsd. €)			
13. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen		138,7	0,0
14. Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens		0,0	- 200,6
davon aus Abschreibungen - 200,6 Tsd. € (Vorjahr: 0,0 Tsd. €)			
15. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		- 29.061,4	- 22.223,4
davon betreffend verbundene Unternehmen - 18.754,5 Tsd. € (Vorjahr: - 25.609,9 Tsd. €)			
16. Finanzergebnis (Zwischensumme aus Z. 10 bis 14)	(19)	- 14.353,2	- 16.851,0
17. Ergebnis vor Steuern		62.140,3	118.355,1
18. Steuern vom Einkommen	(20)	- 13.793,8	- 26.231,8
davon aus latenten Steuern - 73.533,9 Tsd. € (Vorjahr: - 21.982,5 Tsd. €)			
19. Jahresüberschuss		48.346,5	92.123,3
20. Zuweisung zu Gewinnrücklagen		- 23.297,9	- 45.064,0
21. Bilanzgewinn		25.048,6	47.059,2

Jahresabschluss

Entwicklung des Anlagevermögens

	Anschaffungs- und Herstellungskosten in Tsd. €				
	Stand 1.1.2025	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Stand 31.12.2025
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Strombezugsrechte, Benützungsentgelte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	100.696,9	13.649,2	549,0	416,8	114.213,9
	100.696,9	13.649,2	549,0	416,8	114.213,9
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund					
a. mit Wohngebäuden	269,7	0,0	0,0	0,0	269,7
b. mit Betriebsgebäuden und anderen Baulichkeiten	479.124,3	16.602,2	1.732,8	56.846,4	550.840,1
c. unbebaute Grundstücke	44.437,7	4.687,7	691,8	1.888,7	50.322,3
2. Maschinelle Anlagen	5.232,3	298,1	108,3	82,4	5.504,4
3. Elektrische Anlagen	1.746.470,2	66.910,2	29.939,1	225.094,6	2.008.535,9
4. Leitungen	1.657.835,7	52.077,2	15.298,9	642.005,5	2.336.619,5
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	87.250,0	14.205,5	18.280,9	518,3	83.692,9
6. Anlagen in Bau, Projekte und geleistete Anzahlungen	1.283.503,0	426.465,7	0,0	- 926.852,7	783.115,9
	5.304.122,8	581.246,4	66.051,8	- 416,8	5.818.900,7
Sachanlagen und Immaterielle Vermögensgegenstände	5.404.819,8	594.895,6	66.600,8	0,0	5.933.114,6
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	127,2	0,0	0,0	0,0	127,2
2. Beteiligungen	6.784,3	30,0	0,0	0,0	6.814,3
3. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	10.451,3	35,4	0,0	0,0	10.486,7
4. Sonstige Ausleihungen	0,0	300,0	0,0	0,0	300,0
	17.362,9	365,4	0,0	0,0	17.728,3
Anlagevermögen	5.422.182,6	595.261,1	66.600,8	0,0	5.950.842,9

Der Buchwert der Grundstücke beträgt zum
31.12.2025 80.096,8 Tsd. €
31.12.2024 74.212,2 Tsd. €

Jahresabschluss

Abschreibung in Tsd. €						Restbuchwert in Tsd. €	
Stand 1.1.2025	Zugänge	Abgänge	Zu- schreibungen	Um- buchungen	Stand 31.12.2025	Rest- buchwert 31.12.2025	Rest- buchwert 1.1.2025
75.544,7	8.934,8	164,9	0,0	0,0	84.314,6	29.899,3	25.152,2
75.544,7	8.934,8	164,9	0,0	0,0	84.314,6	29.899,3	25.152,2
261,6	0,3	0,0	0,0	0,0	261,9	7,7	8,0
205.617,1	16.831,5	946,3	0,0	2,1	221.504,4	329.335,7	273.507,2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50.322,3	44.437,7
3.627,4	263,6	108,3	0,0	0,0	3.782,7	1.721,7	1.604,8
1.055.924,9	84.563,5	27.578,5	0,0	- 2,1	1.112.907,8	895.628,0	690.545,3
884.691,2	47.795,8	8.064,6	0,0	0,0	924.422,4	1.412.197,0	773.144,5
63.034,2	10.170,4	18.044,3	0,0	0,0	55.160,3	28.532,6	24.215,8
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	783.115,9	1.283.503,0
2.213.156,5	159.625,1	54.742,0	0,0	0,0	2.318.039,6	3.500.861,1	3.090.966,4
2.288.701,1	168.559,9	54.906,8	0,0	0,0	2.402.354,2	3.530.760,4	3.116.118,6
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,2	127,2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.814,3	6.784,3
2.925,4	200,6	0,0	0,0	0,0	3.126,0	7.360,7	7.525,9
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	300,0	0,0
2.925,4	200,6	0,0	0,0	0,0	3.126,0	14.602,3	14.437,4
2.291.626,6	168.760,4	54.906,8	0,0	0,0	2.405.480,2	3.545.362,7	3.130.556,0

Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB

in Tsd. €	Sitz	Kapitalanteil in % per 31.12.2025	letzter Jahres- abschluss	(+) (-)	Ergebnis nach Steuern (JÜ)	Eigenkapital
Beteiligung an verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert						
VUM Verfahren Umwelt Management GmbH	Klagenfurt	100,00	2025	+	1.995,2	1.158,0
Beteiligungen						
OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG	Wien	24,40	2024	+	2.329,0	8.181,1
Equigy B.V.	Arnhem	20,00	2024	+	2.478,8	2.528,0

Anhang Erläuterungen

I. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Vorbemerkung

Die Aufstellung des Jahresabschlusses erfolgte unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln.

Die Bilanzierung, die Bewertung und der Ausweis der einzelnen Posten des Jahresabschlusses wurden nach den allgemeinen Bestimmungen der §§ 195-211 Unternehmensgesetzbuch (UGB) unter Berücksichtigung der Sondervorschriften für Kapitalgesellschaften der §§ 221-235 UGB vorgenommen. Dabei wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

Bei der Gesellschaft handelt es sich gemäß § 221 UGB um eine große Kapitalgesellschaft.

Bei der Summierung von gerundeten Beträgen und Prozentangaben können durch Verwendung automatischer Rechenhilfen rundungsbedingte Rendendifferenzen auftreten.

Anlagevermögen

Die Bewertung des abnutzbaren Anlagevermögens erfolgt grundsätzlich zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich der planmäßigen Abschreibungen.

In den Herstellungskosten selbst erstellter Anlagen sind neben den Einzelkosten auch angemessene Material- und Fertigungsgemeinkosten aktiviert. Auf die Ausübung des Bewertungswahlrechts hinsichtlich der Einbeziehung der sozialen Aufwendungen, Abfertigungen und betrieblichen Altersversorgung im Sinne von § 203 Abs. 3 UGB sowie die Aktivierung der Fremdkapitalzinsen gemäß § 203 Abs. 4 UGB wurde verzichtet. Die geringwertigen Vermögensgegenstände gemäß § 226 Abs. 3 UGB werden im Zugangsjahr voll abgeschrieben.

Bei Sachanlagen und immateriellen Vermögensgegenständen, die im Wirtschaftsjahr länger als sechs Monate genutzt werden, erfolgt die Abschreibung mit einer vollen Jahresrate, bei solchen,

die kürzer als sechs Monate genutzt werden, mit einer halben Jahresrate.

Erworbene immaterielle Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten bewertet und – soweit abnutzbar – entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer planmäßig abgeschrieben.

Der aktuelle Katalog über die einheitlichen Abschreibungssätze in der Austrian Power Grid AG (APG) sieht im Wesentlichen folgende Abschreibungssätze vor:

	Abschreibungssatz in %	Nutzungsdauer in Jahren
Immaterielle Vermögensgegenstände		
Rechte an Telekomanlagen	10	10
Rechte an Softwareprodukten	25	4
Sonstige Rechte	5	20
Bauten		
Wohn- und Geschäftsgebäude	2 bzw. 3	33,3 bzw. 50
Betriebsgebäude	3	33,3
Technische Anlagen und Maschinen		
Maschinelle Anlagen	4 bzw. 5	20 bzw. 25
Elektrische Anlagen	3-33,3	3-33,3
Telekomanlagen	10	10
Leitungen	2	50
Betriebs- und Geschäftsausstattung	10-25	4-10

Das Finanzanlagevermögen wird mit den Anschaffungskosten bzw. mit den ihm beizulegenden Zeitwerten gemäß § 189a Z. 4 UGB angesetzt. Durch den Entfall des bisherigen Wahlrechts nach § 208 Abs. 2 UGB wurden die bis 2015 unterlassenen Zuschreibungen 2016 nachgeholt. Vom Wahlrecht nach § 906 Abs. 32 in Verbindung mit § 124b Z. 270 Einkommensteuergesetz 1988 (EStG 1988) wurde Gebrauch gemacht und die nachgeholten Zuschreibungen wurden in eine passive Rechnungsabgrenzung eingestellt.

Verzinsliche Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert bilanziert. Forderungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr werden als Ausleihungen im Finanzanlagevermögen ausgewiesen.

Anhang Erläuterungen

Die steuerlichen Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens wurden gemeinsam mit Oesterreichs Energie und dem Finanzamt im Jahr 2020 evaluiert und für die gesamte Branche erweitert und adaptiert. Sie sind für alle neuen Inbetriebnahmen ab dem 1.1.2021 anzuwenden.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der Vorräte an Hilfs- und Betriebsstoffen erfolgt zu Anschaffungskosten bzw. zum beizulegenden Zeitwert unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips. Für die nach dem gleitenden Durchschnittspreisverfahren bewerteten Betriebsstoff- und Ersatzteillager wird eine permanente Inventur durchgeführt. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, sind durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind zum Nennwert bewertet, soweit nicht im Falle erkennbarer Einzelrisiken ein niedrigerer Wert anzusetzen ist.

Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten betreffen bereits bezahlte Aufwendungen für zukünftige Geschäftsjahre und werden entsprechend der vertraglichen Laufzeit aufgelöst.

In den passiven Rechnungsabgrenzungsposten sind Baukostenbeiträge und Investitionszuschüsse erfasst, die entsprechend der Nutzungsdauer der Sachanlagen abgeschrieben werden.

Im Geschäftsjahr 2020 wurden Förderungsanträge für die COVID-19-Investitionsprämie gestellt. Gemäß AFRAC-Fachinformation: COVID-19 (Dezember 2020) erfolgte die Aktivierung des Zuschusses nur anteilig in Höhe der bereits tatsächlich angefallenen und bilanziell berücksichtigten Kosten.

Passive latente Steuern

Für Steuerbelastungen, die in Folgejahren zu erwarten sind, wird ein Abgrenzungsposten für latente Steuern auf der Passivseite der Bilanz gebildet. Dieser Posten resultiert aus unterschiedlichen Abschreibungsmethoden und Unterschieden zwi-

schen den unternehmensrechtlichen und steuerlichen Wertansätzen bei Posten, deren Differenzen erst in Zukunft steuerlich verrechenbar sein werden. Die auf die APG als Gruppenmitglied¹ entfallende Steuerlatenz ist entsprechend den Steuerumlagen beim laufenden Ergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Regulatorische Vermögensgegenstände und Schulden

Die Netztarife der APG werden von der E-Control Austria (Regulator) durch Kosten- bzw. Erlösschätzungen auf Basis geprüfter Vorjahreszahlen für das der Prüfung folgende Jahr festgelegt. Minder- oder Mehrkosten bzw. Minder- oder Mehrerlöse aus der Vergangenheit werden bei der Tariffestsetzung in der Zukunft berücksichtigt.

Um eine konstante Entwicklung der Entgelte im Zeitablauf zu gewährleisten, wurde das Regulierungskonto in § 50 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) und zusätzlich in § 59 Abs. 8 EIWOG 2010 eingeführt. Diese Sonderbestimmungen im EIWOG 2010 zur Bilanzierung werden von der APG angewandt. Mit 24.12.2025 trat das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) in Kraft. Die Regelungen des EIWOG 2010 werden durch § 137 und § 138 Abs. 5 EIWG ersetzt.

Das Wahlrecht nach § 137 Abs. 2 EIWG (vormals § 50 Abs. 2 EIWOG 2010), maßgebliche außergewöhnliche Erlöse oder Aufwendungen über das Regulierungskonto zu verteilen, wird anlassbezogen in Anspruch genommen. Auch das Wahlrecht nach § 138 Abs. 5 EIWG (vormals § 59 Abs. 8 EIWOG 2010) zur Bildung eines Aktivpostens für den Zeitverzug bei der Abgeltung der Systemnutzungsentgelte wird angewandt.

- » Regulatorische Vermögensgegenstände: Die APG bekommt Mehrkosten bzw. Mindererlöse in zukünftigen Jahren von den Netznutzerinnen und -nutzern im Wege höherer Tarife abgegolten. Dieser zukünftige Anspruch wird als Vermögensgegenstand in den sonstigen Forderungen ausgewiesen.
- » Regulatorische Schulden: Die APG ist verpflichtet, Minderkosten bzw. Mehrerlöse den Netznutzerinnen und -nutzern im Wege niedrigerer Tarife

¹ Siehe Steuern vom Einkommen

Anhang Erläuterungen

zu erstatten. Solche Verpflichtungen werden im Jahr der Bildung als kurzfristige Verbindlichkeitsrückstellung ausgewiesen. Im Folgejahr wird mit - Feststellung im Bescheid des Regulators diese Verbindlichkeitsrückstellung in eine regulatorische Verbindlichkeit umgebucht und unter den sonstigen Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Rückstellungen

Die Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken, die einem bereits abgeschlossenen Geschäftsjahr zuzuordnen sind, und umfassen jene Beträge, die nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendig sind.

Die Rückstellungen für Abfertigungen sind unter Zugrundelegung der in der internationalen Rechnungslegung üblichen Projected-Unit-Credit-Methode (PUC-Methode) im vollen versicherungsmathematischen Ausmaß dotiert. Bei den Abfertigungsverpflichtungen wird der Dienstzeitaufwand über die gesamte Dienstzeit, maximal jedoch über den Zeitraum, in dem der maximale Abfertigungsanspruch erreicht wird, (bzw. bis zum 62. Lebensjahr) verteilt. Für alle nach dem 31.12.2002 beginnenden Arbeitsverhältnisse besteht kein Direktanspruch des Arbeitnehmers bzw. der Arbeitnehmerin auf gesetzliche Abfertigung gegenüber dem Arbeitgeber. Für diese Arbeitsverträge zahlt der Arbeitgeber monatlich 1,53 % des Entgelts in eine Mitarbeiter:innenvorsorgekasse, in der die Beiträge für den:die Arbeitnehmer:in veranlagt werden. Über die gesetzlichen Ansprüche hinausgehende Bestimmungen des Kollektivvertrags für Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden in den Rückstellungen für Abfertigungen berücksichtigt.

Aufgrund von Betriebsvereinbarungen und Verträgen besteht die Verpflichtung, an Mitarbeiter:innen unter bestimmten Voraussetzungen nach deren Eintreten in den Ruhestand Pensionszahlungen zu leisten. Diesen leistungsorientierten Verpflichtungen steht teilweise für diesen Zweck gebundenes Pensionskassenvermögen der APK Pensionskasse AG gegenüber. Die gemäß der in der internationalen Rechnungslegung üblichen PUC-Methode ermittelte Rückstellung wird mit dem Pensionskassenvermögen saldiert ausgewiesen. Soweit diese leistungsorientierten Pensionsverpflichtungen

durch die APK Pensionskasse AG zu erfüllen sind, besteht eine Nachschussverpflichtung vonseiten des Arbeitgebers. Aus den beitragsorientierten Pensionszusagen resultieren für den Arbeitgeber keinerlei Verpflichtungen über die Beitragszahlungen hinaus.

Die Rückstellungen für laufende Pensionen, Anwartschaften auf Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen werden nach der PUC-Methode ermittelt.

Der Zinsaufwand aus personalbezogenen Verpflichtungen wird, wie international üblich, im Finanzergebnis ausgewiesen.

Als Rechnungsgrundlage wurden die seit 2018 gültigen „AVÖ 2018-P - Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung“ herangezogen.

Für die erwartete Rendite des Planvermögens wird derselbe Zinssatz herangezogen, der für die Berechnung der dazugehörigen Rückstellung verwendet wird.

Anhang Erläuterungen

Den Berechnungen zum 31.12.2025 und zum 31.12.2024 liegen die folgenden Annahmen zu- grunde:

	2024	2025
Zinssatz		
Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen	3,25 %	3,75 %
Abfertigungen	3,00 %	3,50 %
Trend		
Pensionssteigerungen	2,50 % bis 4,25 %	2,75 % bis 3,50 %
Gehaltssteigerungen	2,75 % bis 3,50 %	2,50 % bis 3,25 %
Zuschusszahlungen zu pensionsähnlichen Verpflichtungen – Altverträge	6,00 %	6,00 %
Zuschusszahlungen zu pensionsähnlichen Verpflichtungen – Neuverträge	4,50 %	5,00 %
Fluktuation	0,00 %– 5,80 %	0,00 %– 6,20 %
Pensionsalter Frauen	60–65 J.	60–65 J.
Pensionsalter Männer	65 J.	65 J.
Erwartete langfristige Verzinsung des Fondsvermögens	3,25 %	3,75 %

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag unter Bedachtnahme auf den Grundsatz der Vorsicht angesetzt.

Steuern vom Einkommen

Die APG ist Teil des VERBUND-Konzerns, der dem Mindestbesteuerungsgesetz (MinBestG) bzw. den Pillar-II-Modellvorschriften unterliegt. VERBUND AG als oberste Muttergesellschaft des VERBUND-Konzerns ist Abgabenschuldnerin im Sinne des Mindestbesteuerungsgesetzes.

Für das laufende Geschäftsjahr 2025 konnte zu- mindest einer der drei CbCR-Safe-Harbour-Tests in Österreich erfüllt werden. Somit waren keine weiteren Pillar-II-Berechnungen notwendig, und es musste keine Ergänzungssteuer verbucht werden. VERBUND hat die verpflichtend anzuwendende Ausnahme für die Bilanzierung von latenten Steu- eransprüchen und -verbindlichkeiten, die sich aus den Ertragsteuern aus Pillar II ergeben, angewen- det.

Die APG ist seit 2005 kein eigenes Steuersubjekt in Bezug auf die Körperschaftsteuer aufgrund der Einbeziehung als Gruppenmitglied in die Unter- nehmensgruppe der VERBUND AG als Gruppen- träger.

Vom Gruppenträger werden an die Gruppen-mit- glieder die von diesen verursachten Körperschaft- steuerbeträge mittels positiver Steuerumlagen mit 23 % des zugerechneten positiven Einkommens belastet bzw. im Verlustfall mittels negativer Steu- erumlage 23 % des zugerechneten negativen Einkommens gutgeschrieben. Durch die Verrech- nung von Steuerumlagen erfolgt eine Überwälzung des Steueraufwands in der Gewinn- und Verlust- rechnung des Gruppenträgers.

Bei nachträglichen Abweichungen werden die Steuerverrechnungen gegenüber den Gruppen- mitgliedern nur bei Wesentlichkeit angepasst.

Aufgrund der Teilnahme an der Begleitenden Kon- trolle erfolgt, anstelle einer Außenprüfung im Nachhinein, ein laufender Dialog mit der Finanzver- waltung mit dem Ziel, die Rechts- und Planungssi- cherheit in abgabenrechtlichen Angelegenheiten zu erhöhen. Voraussetzung für die Teilnahme an der Begleitenden Kontrolle ist die Einführung eines Steuerkontrollsystems. Siehe hierzu die Erläute- rungen im Lagebericht unter Risiko- und Chancen- management.

Anhang Erläuterungen

II. Erläuterungen zur Bilanz und zur Gewinn- und Verlustrechnung

Allgemeines

Im Interesse einer klaren Darstellung werden in der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert erläutert.

Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlust- rechnung, die weder im Geschäftsjahr noch im Vor- jahr einen Betrag aufwiesen, wurden gemäß § 223 Abs. 7 UGB nicht angeführt. Die Postenbe- zeichnungen wurden gemäß § 223 Abs. 4 UGB auf die tatsächlichen Inhalte verkürzt bzw. erweitert, soweit dies zur Aufstellung eines klaren und über- sichtlichen Jahresabschlusses zweckmäßig erschien.

Werden im Vergleich zum Vorjahr Änderungen im Ausweis vorgenommen, so werden grundsätzlich die Vorjahresbeträge gemäß § 223 Abs. 2 UGB angepasst und erläutert.

Erläuterungen zu Aktiva

A. Anlagevermögen

Details siehe gesonderte Aufstellung „Entwicklung des Anlagevermögens“.

[1] I. Immaterielle Vermögensgegenstände

Der Restbuchwert der von verbundenen Unterneh- men erworbenen Benützungsrechte an Anlagen beträgt 25,7 Tsd. € (Vorjahr: 31,0 Tsd. €).

[2] II. Sachanlagen

Für die im Jahr 1999 von der VERBUND AG einge- brachten Übertragungsanlagen betragen die im Zusammenhang mit der Finanzierung von Gegen- ständen des Anlagevermögens in den Jahren bis einschließlich 1989 aktivierten Fremdkapitalzinsen zum Bilanzstichtag 2.000,8 Tsd. € (Vorjahr: 2.469,4 Tsd. €).

[3] III. Finanzanlagen

Die Angaben gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB sind in einer gesonderten Aufstellung „Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 Abs. 1 Z. 4 UGB“ dargestellt.

Die Entwicklung der Beteiligungen und Wertpa- piere des Anlagevermögens ist der gesonderten Anlage „Entwicklung des Anlagevermögens“ zu entnehmen.

Wertpapiere des Anlagevermögens

Diese bestehen aus österreichischen Investment- fondsanteilen.

B. Umlaufvermögen

[4] I. Vorräte

in Tsd. €	2024	2025
Hilfs- und Betriebsstoffe	596,7	536,2

[5] II. Forderungen und sonstige Vermögens- gegenstände

in Tsd. €	2024	2025
Regulatorischer Vermögensgegenstand	211.414,7	114.804,9
Kautionen	2.551,4	7.168,5
Im Rahmen der sozialen Sicherheit	46,9	76,9
Personalverrechnung	100,7	124,6
Finanzämter	57,8	107,5
Sonstige	2,1	6,5
	214.173,7	122.288,9

In den sonstigen Forderungen sind Erträge in Höhe von 114.811,4 Tsd. € (Vorjahr: 211.416,8 Tsd. €) ent- halten, die nach § 225 Abs. 3 UGB nach dem Abschlussstichtag zahlungswirksam werden.

Die Forderungen gegenüber verbundenen Unter- nehmen enthalten ausschließlich Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Die Forderungen ge- genüber Beteiligungsunternehmen betreffen aus- schließlich Forderungen aus Lieferungen und Leis- tungen.

Anhang Erläuterungen

Der regulatorische Vermögensgegenstand wurde im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“ beschrieben. Er zeigt folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2024	2025
Stand 1.1.	245.105,7	211.414,7
Zugang	32.314,9	29.438,9
Abgang	- 66.005,9	- 126.048,8
Stand 31.12.	211.414,7	114.804,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	85.365,9	28.909,5

Erläuterungen zu Passiva

A. Eigenkapital

[6] I. Eingefordertes und eingezahltes Grundkapital

Das Grundkapital beträgt 70.000,0 Tsd. € und ist zur Gänze einbezahlt und eingeteilt in 70.000.000 auf Namen lautende Stückaktien.

[7] II. Kapitalrücklagen

in Tsd. €	2024	2025
Gebundene Kapitalrücklagen	7.000,0	7.000,0
Nicht gebundene Kapitalrücklagen	8.383,5	8.383,5
	15.383,5	15.383,5

Die gebundenen Kapitalrücklagen entsprechen 10 % des Grundkapitals.

[8] III. Gewinnrücklagen

in Tsd. €	2024	2025
Freie Rücklagen	510.529,7	555.593,7

[9] IV. Bilanzgewinn

Der Bilanzgewinn zeigt folgende Entwicklung:

in Tsd. €	
Stand 31.12.2024	25.048,6
Dividendenzahlung	- 25.048,6
Jahresüberschuss	92.123,3
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	- 45.064,0
Stand 31.12.2025	47.059,2

[10] B. Rückstellungen

1. Rückstellungen für Abfertigungen

in Tsd. €	2024	2025
Deckungskapital aufgrund versicherungsmathematischer Berechnung	15.464,7	14.589,1
Versteuerter Teil der Rückstellungen	15.464,7	14.589,1

Im Jahr 2002 wurde die Rückstellung gemäß § 14 EStG auf eine als versteuert geltende Rücklage steuerfrei übertragen (§ 124b Z. 68 EStG).

2. Rückstellungen für Pensionen

in Tsd. €	2024	2025
Pensionsrückstellung brutto	73.350,8	66.624,8
Pensionskassenvermögen	- 24.298,0	- 25.030,1
Pensionsrückstellung	49.052,8	41.594,7
davon pensionsähnliche Verpflichtungen	22.494,8	21.200,8

3. Steuerrückstellungen

Die Steuerrückstellung betrifft im Wesentlichen die Rückstellung für latente Steuern. Die Rückstellung für latente Steuern setzt sich wie folgt zusammen:

in Tsd. €	2024	2025
Sozialkapital	- 11.073,9	- 8.957,9
Unversteuerte Rücklagen	8.500,4	7.889,1
Sonstige	84.544,5	156.573,7
	81.971,0	155.504,9

Der Posten Sonstige betrifft im Wesentlichen Buchwertunterschiede im Anlagevermögen.

Anhang Erläuterungen

Der Berechnung der latenten Steuern wurde ein Steuersatz von 23 % zugrunde gelegt.

4. Sonstige Rückstellungen

in Tsd. €	2024	2025
Sonstige Rückstellungen aus Strom-/Netzgeschäft		
Regulatorische Rückstellungen	298.933,6	326.155,1
Netzverrechnung		
noch nicht verrechnete Leistungen	36.120,1	23.243,4
	335.053,6	349.398,6
Sonstige personalbezogene Rückstellungen		
Prämien	8.769,8	11.419,9
Nicht konsumierte Urlaube	7.042,0	7.583,7
Jubiläumsgelder	6.264,0	6.045,6
Urlaubszuschuss	3.781,3	4.613,4
Zeitguthaben	2.308,3	2.682,7
Sterbegeld	642,7	570,6
Sonstige	0,0	320,0
	28.808,0	33.236,1
Noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen	169.865,2	161.030,8
	533.726,8	543.665,4

In den noch nicht verrechneten Leistungen aus der Netzverrechnung ist zum Abschlussstichtag eine Rückstellung für Nachverrechnungen von Engpassmanagement bzw. Redispatch-Maßnahmen durch TenneT in Höhe von 624,3 Tsd. € (Vorjahr: 1.727,1 Tsd. €) für die Jahre 2021 und 2022 enthalten.

Die regulatorischen Rückstellungen wurden im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“ beschrieben und zeigen folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2024	2025
Stand 1.1.	409.949,5	298.933,6
Zugang	300.346,3	328.224,6
Abgang	- 1.346,8	0,0
Umbuchung auf regulatorische Verbindlichkeit	- 410.015,5	- 301.003,0
Stand 31.12.	298.933,6	326.155,1

Durch die Anpassung der Rückstellung aufgrund des finalen Bescheids war sowohl im Geschäftsjahr 2025 als auch im Geschäftsjahr 2024 die Umbuchung höher als der Anfangsbestand.

[11] C. Verbindlichkeiten

1. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen

in Tsd. €	2024	2025
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	111.241,0	133.343,8
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	93.768,2	78.667,5
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	5.085,6	1.255,0

2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

in Tsd. €	2024	2025
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	93.648,4	56.333,9
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	9.142,3	1.423,0
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	0,0	32,2

3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen

in Tsd. €	2024	2025
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.046.741,0	1.046.592,1
davon Finanzverbindlichkeiten	1.026.699,9	1.014.062,5
davon aus Lieferungen und Leistungen	20.041,1	32.529,6
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	362.812,5	558.750,0
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	651.250,0	450.000,0

5. Sonstige Verbindlichkeiten

in Tsd. €	2024	2025
Regulatorische Verbindlichkeiten	807.849,1	828.109,8
Dienstbarkeitsübereinkommen	24.281,8	24.325,6
Aus Steuern	10.509,6	3.099,8
Im Rahmen der sozialen Sicherheit	2.185,0	2.530,9
Personalverrechnung	53,0	46,7
Sonstige	0,0	2,9
	844.878,5	858.115,7
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	316.399,3	377.768,9
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	48.120,2	45.519,8

In den sonstigen Verbindlichkeiten sind Aufwendungen in Höhe von 833.105,7 Tsd. € (Vorjahr: 812.297,1 Tsd. €) enthalten, die nach § 225 Abs. 6 UGB nach dem Abschlussstichtag zahlungswirksam werden.

Anhang Erläuterungen

Die regulatorischen Verbindlichkeiten wurden im Kapitel „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“ näher erläutert. Sie zeigen folgende Entwicklung:

in Tsd. €	2024	2025
Stand 1.1.	595.008,3	807.849,1
Zugang	82.832,4	66.185,9
Abgang	- 280.007,1	- 346.928,2
Umbuchung von regulatorischen Rückstellungen	410.015,5	301.003,0
Stand 31.12.	807.849,1	828.109,8
davon Restlaufzeit > 1 Jahr	314.868,4	376.190,6
davon Restlaufzeit > 5 Jahre	26.014,7	23.169,7

Die Baukostenbeiträge betreffen Beitragszahlungen Dritter im Zusammenhang mit der Nutzung einzelner Anlagen.

In den Rechnungsabgrenzungsposten betreffen 29.397,0 Tsd. € (Vorjahr: 24.337,4 Tsd. €) verbundene Unternehmen.

Im Geschäftsjahr 2021 wurden Förderungsanträge für die COVID-19-Investitionsprämie in Höhe von 148,1 Tsd. € gestellt. Davon wurden zum Abschlussstichtag 114,5 Tsd. € (Vorjahr: 114,5 Tsd. €) im Posten Investitionszuschüsse berücksichtigt.

[12] D. Rechnungsabgrenzungsposten

in Tsd. €	2024	2025
Baukostenbeiträge (Finanzierungsbeiträge)	191.164,3	219.959,3
Sonstige		
Investitionszuschüsse	9.417,4	8.899,8
Vorauszahlungen für Auktionen	0,0	11.325,7
Wertpapieraufwertung nach RÄG 2014	634,4	634,4
Sonstige	2.278,1	530,7
	203.494,3	241.349,9

Anhang Erläuterungen

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

[13] 1. Umsatzerlöse

in Tsd. €		2024	2025
Erlöse aus Stromlieferungen und Netztarifverrechnung			
Inland	Energieversorgungsunternehmen	754.932,3	642.557,6
	Industrielle Kundinnen und Kunden	10.872,1	7.923,8
	Sonstige Kundinnen und Kunden	88.086,3	145.321,9
		853.890,6	795.803,4
EU	Energieversorgungsunternehmen	102.144,9	125.895,0
	Sonstige Kundinnen und Kunden	121.541,1	68.626,8
		223.686,0	194.521,8
Drittländer	Energieversorgungsunternehmen	9.256,2	2.621,7
	Sonstige Kundinnen und Kunden	- 0,1	0,0
		9.256,2	2.621,7
		1.086.832,8	992.946,9
Benützungs- und Betriebsführungsentgelte			
Inland	Energieversorgungsunternehmen ¹⁾	793,1	- 8.843,1
	Industrielle Kundinnen und Kunden	0,3	1,0
	Sonstige Kundinnen und Kunden	189,2	3.388,1
		982,5	- 5.454,0
EU	Energieversorgungsunternehmen ¹⁾	2.598,2	9.094,9
	Sonstige Kundinnen und Kunden ²⁾	170.779,4	244.182,9
		173.377,6	253.277,8
		174.360,1	247.823,8
Sonstige Erlöse		10.756,6	41.606,6
		1.271.949,6	1.282.377,2

¹⁾ Negative Umsätze mit Energieversorgungsunternehmen im Inland entstehen durch Refundierung von Auktionserlösen, in der EU durch die Weitergabe der Auktionserlöse an die Merchant-Line.
²⁾ Die sonstigen Kundinnen und Kunden in der EU bestehen ausschließlich aus dem Joint Allocation Office (JAO) in Luxemburg, das für die APG die Versteigerung der Grenzkapazitäten durchführt.

[14] 3. Sonstige betriebliche Erträge

in Tsd. €	2024	2025
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	137,2	331,2
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	267,5	3.120,8
c) Übrige		
Auflösung von Baukostenbeiträgen	11.203,8	15.327,2
Auflösung von Investitionszuschüssen	467,4	522,1
Sonstige	1.751,9	6.074,0
	13.423,0	21.923,3
	13.827,8	25.375,3

Anhang Erläuterungen

[15] 5. Aufwendungen für Strombezug und sonstige bezogene Herstellungs- und Dienstleistungen

in Tsd. €	2024	2025
Verlustenergiebeschaffung	447.582,3	301.725,7
Regelenergie	245.456,4	249.628,0
Engpassmanagement	174.120,4	201.370,8
Sonstige	- 3.562,3	34.010,1
	863.596,8	786.734,7

[16] 6. Personalaufwand

in Tsd. €	2024	2025
a) Löhne	315,9	334,8
b) Gehälter	98.918,3	111.748,5
	99.234,2	112.083,4
c) Soziale Aufwendungen		
Aufwendungen für Altersversorgung		
Vorpensionen, Pensionszahlungen und pensionsähnliche Verpflichtungen	3.101,9	3.098,7
Veränderung der Rückstellungen für Pensionen und pensionsähnliche Verpflichtungen	3.711,5	- 8.962,4
Pensionskassenbeiträge (einschließlich Nachschussverpflichtung)	3.203,1	4.100,7
	10.016,5	- 1.763,0
aa) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter:innenvorsorgekassen		
Abfertigungszahlungen	1.687,4	744,4
Veränderung der Abfertigungsrückstellung	- 804,3	- 1.330,2
Beitragszahlungen Mitarbeiter:innenvorsorgekasse	1.209,2	1.454,5
	2.092,4	868,7
bb) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	21.717,9	25.789,7
Sonstige Sozialaufwendungen	1.510,5	1.759,1
	134.571,4	138.737,9

Die Pensionskassenbeiträge beinhalten Zahlungen für beitragsorientierte und leistungsorientierte Pensionsvorsorgen. Eine etwaige Nachschussverpflichtung an die APK Pensionskasse AG besteht ausschließlich für leistungsorientierte Pensionszusagen.

[17] 7. Abschreibungen

in Tsd. €	2024	2025
Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen		
Planmäßige Abschreibungen	131.195,7	166.340,3
Sofortabschreibung geringwertiger Vermögensgegenstände gemäß § 13 EStG	2.663,2	2.219,6
	133.858,9	168.559,9

Anhang Erläuterungen

[18] 8. Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Tsd. €	2024	2025
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen fallen	395,2	516,4
	395,2	516,4
b) Übrige		
Fremdlieferungen und -leistungen für Reparaturen und Instandhaltungen	30.852,0	35.434,6
IT-Support, EDV	15.800,5	19.271,4
Regulatorkosten	15.608,9	14.231,8
Telekomleistungen, Datendienste	14.924,6	16.198,4
Betriebskosten für Baulichkeiten, Mieten und Leasing	8.239,3	9.175,2
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwendungen	5.861,6	5.123,8
Verbrauchsmaterial für Büro, Betrieb und Instandhaltung	4.987,4	5.637,3
Aus- und Weiterbildung (inkl. Lehrlingsausbildung)	2.868,1	2.812,3
Zuweisung zu sonstigen regulatorischen Verbindlichkeiten	2.716,6	0,0
Fahrt- und Reisespesen	2.536,5	2.820,9
Aushilfsarbeiten und Personalabstellungen	2.216,3	1.052,7
Übriger Verwaltungsaufwand für Administration	1.716,9	2.541,3
Versicherungen	501,6	530,7
Abschreibung und Wertberichtigung von Forderungen	116,6	9,6
Sonstige Aufwendungen	9.400,6	12.486,7
	118.347,5	127.326,9
	118.742,7	127.843,2

[19] 16. Finanzergebnis

in Tsd. €	2024	2025
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
aus verbundenen Unternehmen	10.689,3	1.446,5
Sonstige	420,7	340,4
	11.110,0	1.786,8
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
aus verbundenen Unternehmen	25.609,9	18.754,5
Zinskomponente für langfristige Personalrückstellungen	2.295,8	2.179,6
Sonstige	1.155,7	1.289,3
	29.061,4	22.223,4

Anhang Erläuterungen

[20] 18. Steuern vom Einkommen

in Tsd. €	2024	2025
vom Gruppenträger		
Steuern vom Einkommen, laufende Periode	- 8.188,7	- 47.302,1
Latente Steuern		
aus Sozialkapital	- 1.367,0	2.116,0
aus un versteuerten Rücklagen	- 111,5	- 611,3
aus Sonstigen	23.461,1	72.029,2
	21.982,5	73.533,9
	13.793,8	26.231,8

Mit Gültigkeit des Rechnungslegungsänderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014) wurden die un versteuerten Rücklagen mit Stand vom 1.1.2016 abzüglich 25 % latente Steuern in das Eigenkapital gebucht. Die Ersterfassung der latenten Steuern wurde erfolgsneutral durchgeführt. Die latenten Steuern werden analog der Abreifung der un versteuerten Rücklagen aufgelöst. Im Jahr 2023 erfolgte eine Umwertung der latenten Steuern auf den neu anzuwendenden Steuersatz von 23 %.

Das Ergebnis vor Steuern wird durch die Steuern vom Einkommen und Ertrag in Höhe von 26.231,8 Tsd. € (Vorjahr: 13.793,8 Tsd. €) belastet.

III. Sonstige Angaben

1. Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen

in Tsd. €	Gesamtverpflichtung	2026	2026-2030
Wesentliche Posten			
Miet- und Leasingverträge	1)	25.013,9	124.414,0
Sonstige (Versicherungen, Entschädigung, Benützung/Betriebsführung)	1)	10.419,0	52.436,8
Bestellobligo Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung	66.451,8	66.451,8	66.451,8
Bestellobligo Lieferungen und Leistungen	1.364.997,5	574.046,0	1.364.997,5
Bestellobligo Verlustenergie	260.190,2	260.190,2	260.190,2
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	1)	71.351,5	150.395,7

1) Die Gesamtverpflichtung ist aufgrund unbestimmter Vertragsdauer betragsmäßig nicht ermittelbar.

Das Bestellobligo Verlustenergie betrifft Stromforwards zur Beschaffung der Verlustenergie bis zu zwei Jahre in die Zukunft. Da die Erfüllung durch physische Lieferung erfolgt, werden diese Geschäfte unter Anwendung der Own-Use-Regelung erfasst. Die Kosten der Verlustenergiebeschaffung fließen in die regulatorische Kostenbasis ein und werden durch die künftigen Netztarife ersetzt. Aus diesem Grund ist auch bei negativen Marktwerten keine Drohverlustrückstellung erforderlich.

Gegenüber Grundeigentümer:innen bestehen befristete Nachschussverpflichtungen bis zu zehn Jahre nach Inbetriebnahme einer Leitung, wenn Grund in Bauland umgewidmet wird.

Im Juni 2018 haben 31 europäische Übertragungsnetzbetreiber (darunter auch die APG) im Zuge des länderübergreifenden Projekts „Cross-Border Intraday“ (XBID) einerseits die Schadloshaltung von 16 Stromhandelsbörsen gegenüber Schadener-

Anhang Erläuterungen

satzansprüchen Dritter und andererseits die Haftung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich festgelegt. Das Haftungsregime sieht dort, wo möglich, eine Haftungsobergrenze vor. In jenen Fällen, in denen dies kraft Gesetzes nicht möglich ist, ist die Haftungshöhe unbegrenzt.

Aufgrund von Betriebsvereinbarungen und Verträgen besteht die Verpflichtung, an Mitarbeiter:innen unter bestimmten Voraussetzungen nach deren Eintreten in den Ruhestand Pensionszahlungen zu leisten. Soweit diese Pensionsverpflichtungen durch die APK Pensionskasse AG zu erfüllen sind, besteht eine Nachschussverpflichtung vonseiten des Arbeitgebers. Aufgrund der Entwicklung auf den Finanzmärkten wurde von der APK Pensionskasse AG eine prognostizierte Nachschussverpflichtung in Höhe von 0,0 Tsd. € (Vorjahr: 677,1 Tsd. €) gemeldet.

2. Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Die APG ist als Übertragungsnetzbetreiberin gemäß ElWG (vormals ElWOG 2010) zur Herstellung des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch zum Betrieb eines sicheren Systems sowie zur Frequenz- und Spannungshaltung verpflichtet. Hierfür werden mit einigen Kraftwerksbetreibern Verträge für die Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung abgeschlossen, unter anderem auch mit der VERBUND Energy4Business GmbH.

Netzdienstleistungen in Form von Regel- und Verlustenergie werden auch von der VERBUND AG, der VERBUND Hydro Power GmbH, der VERBUND Energy4Business GmbH und der VERBUND Energy4Flex GmbH zugekauft.

Mit der VERBUND Digital Power GmbH besteht ein Vertrag für die Verrechnung von Dienstleistungen in den Bereichen Informatik und Telekommunikation.

Mit der VERBUND Business Solutions GmbH besteht ein Vertrag zu administrativen Services.

Mit der VERBUND Finanzierungsservice GmbH besteht ein Vertrag für die Verrechnung von Dienstleistungen bezüglich Zahlungsverkehrsabwicklung, Cash Pooling und Cash Managements.

Im Geschäftsjahr 2025 wurden keine nicht fremdüblichen Verträge im Sinne von § 238 Abs. 1 Z. 12 UGB mit Aufsichtsratsmitgliedern bzw. Unternehmen, die einzelnen Mitgliedern des Aufsichtsrats nahestehen, abgeschlossen. Es wurden Leistungen für verschiedene Konzerngesellschaften von VERBUND erbracht; diese Verträge wurden von der E-Control Austria genehmigt.

3. Personalstand

Durchschnitt	2024	2025
Angestellte	854	976
Lehrlinge	15	17
	869	993

4. Aufwand für Abfertigungen und Pensionen

in Tsd. €	2024	2025
Vorstandsmitglieder	112,9	74,8
Leitende Angestellte	135,5	32,2
Arbeitnehmer:innen	11.860,4	- 1.001,2
	12.108,8	- 894,3

5. Organe der Gesellschaft

Die Angaben über die Organe der Gesellschaft (Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder) sind vor dem Lagebericht angeführt.

Im Geschäftsjahr waren durchgehend zwei Mitglieder des Vorstands bestellt. An die Vorstandsmitglieder wurden keine Kredite oder Vorschüsse ausbezahlt.

in Tsd. €	2024	2025
Vergütung für Vorstandsmitglieder		
Fixe Bezüge	756,9	924,6
Variable Bezüge ¹⁾	314,0	212,1
Gesamt	1.070,9	1.136,6

1) Da die Zielerreichung eines Geschäftsjahres erst im Laufe des ersten Quartals des Folgejahres ermittelt werden kann, erfolgt die Auszahlung der variablen Bezüge des jeweiligen Geschäftsjahres zeitversetzt beginnend mit Juni des Folgejahres in 14 gleichen Teilen. Dargestellt sind daher die an die Vorstandsmitglieder im Jahr 2025 ausbezahlten aliquoten variablen Teile der Geschäftsjahre 2023 und 2024. Die Auszahlung der variablen Bezüge für 2025 erfolgt beginnend mit Juni 2026.

Anhang Erläuterungen

Die Bezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats beliefen sich im Geschäftsjahr auf 53,7 Tsd. € (Vorjahr: 58,5 Tsd. €).

6. Konzernbeziehungen

Konsolidierungspflichtiges Mutterunternehmen der Gesellschaft ist die VERBUND AG, Am Hof 6a, 1010 Wien.

Die APG ist Gruppenmitglied der Unternehmensgruppe des Mutterunternehmens (im Sinne von § 9 Abs. 8 Körperschaftsteuergesetz [KStG]).

Bedingt durch die Einbeziehung in den Konzernabschluss der VERBUND AG, Wien, sowie die entsprechende Offenlegung der Aufwendungen für die Abschlussprüfung in diesem Konzernabschluss unterbleibt die diesbezügliche Angabe im vorliegenden Jahresabschluss.

Der Konzernabschluss wird beim Firmenbuch des Handelsgerichts Wien hinterlegt.

7. Einfluss des dritten EU-Binnenmarktpakets in Österreich

VERBUND hat sich entschlossen, im Sinne des dritten EU-Binnenmarktpakets und des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010), die verschärfte Maßnahmen betreffend Unbundling mit sich brachten, den Independent Transmission Operator (ITO) umzusetzen, und bleibt damit weiterhin Eigentümer der APG.

Per Bescheid der E-Control Austria vom 12.3.2012 wurde die APG als ITO zertifiziert; die offizielle Benennung als unabhängige Übertragungsnetzbetreiberin erfolgte mit dem BGBl. II 134/2012 vom 19.4.2012 per Kundmachung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend. Gemäß § 27 Abs. 2 Z. 3 EIWOG hat der Gleichbehandlungsbeauftragte mit 1.3.2012 seine Tätigkeit aufgenommen.

Geschäfte im Sinne von § 153 Abs. 4 EIWG (vormals § 8 Abs. 3 EIWOG) werden insbesondere mit folgenden Gesellschaften getätigt:

Stromlieferungen

VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Ennskraftwerke Aktiengesellschaft, VERBUND Energy4Flex GmbH

Netzdienstleistungen

VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, VERBUND Wind Power Austria GmbH, VERBUND Energy4Business GmbH, VERBUND AG, Ennskraftwerke Aktiengesellschaft, Donaukraftwerk Jochenstein AG, Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG, Energienetze Steiermark GmbH, KNG-Kärnten Netz GmbH

Telekommunikation

VERBUND Digital Power GmbH

Dienstleistungen

VERBUND Verfahren Umwelt Management GmbH, VERBUND Business Solutions GmbH, VERBUND AG

Finanzierung

VERBUND Finanzierungsservice GmbH, VERBUND AG

Anhang Erläuterungen

IV. Gewinnverwendung

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung folgende Gewinnverwendung vor:

in Tsd. €	2025
Jahresüberschuss	92.123,3
verfügbarer Gewinn	92.123,3
Thesaurierung	45.064,0
Ausschüttung	47.059,2
Gewinnverwendung	92.123,3

V. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Seit dem Bilanzstichtag sind keine Ereignisse eingetreten, die eine gesonderte Beschreibung nach § 238 Abs. 1 Z. 11 UGB erforderlich machen.

Wien, am 30.1.2026
Der Vorstand

DI Mag. (FH) Gerhard Christiner

Mag. Marcus Karger

Glossar

EBIT
Earnings before interest and taxes: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern.

Berechnung	
	Betriebserfolg
+	Finanzergebnis
-	Zinsaufwand
=	EBIT

Fiktive Schuldentilgungsdauer
Verhältnis der Schulden zum Mittelüberschuss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit.

Berechnung	
	Rückstellungen
+	Verbindlichkeiten
-	sonstige Wertpapiere und Anteile des Umlaufvermögens
÷	Mittelüberschuss aus der laufenden Geschäftstätigkeit
=	FIKTIVE SCHULDENTILGUNGSDAUER

Gearing
Nettoverschuldung im Verhältnis zum Eigenkapital zuzüglich der um die latenten Steuern bereinigten un versteuerten Rücklagen und Investitionszuschüsse.

Berechnung	
	Nettoverschuldung
÷	Eigenkapital
=	GEARING

Netto-Geldfluss
Saldo aus dem Zufluss und dem Abfluss von liquiden Mitteln; wird üblicherweise in Netto-Geldflüsse aus der operativen Tätigkeit, der Investitionstätigkeit und der Finanzierungstätigkeit gegliedert.

Berechnung	
	Netto-Geldfluss aus der operativen Tätigkeit
+	Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit
+	Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit
=	NETTO-GELDFLUSS

Nettoumlaufvermögen
Kurzfristiges Vermögen (inklusive kurzfristiger Ausleihungen und kurzfristiger Rechnungsabgrenzungsposten) abzüglich kurzfristiger Schulden (inklusive kurzfristiger Rechnungsabgrenzungen).

Berechnung	
	Nettoumlaufvermögen aus dem operativen Bereich
+	Nettoumlaufvermögen aus dem Finanzierungsbereich
=	NETTOUMLAUFVERMÖGEN (WORKING CAPITAL)

Glossar

Nettoverschuldung
Zinsbelastetes Fremdkapital abzüglich flüssiger Mittel (inklusive Wertpapieren und Anteilen des Umlaufvermögens) bereinigt um aktiv- und passivseitig geschlossene Positionen.

APG-ROCE
Return on capital employed nach APG-Berechnung: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) abzüglich darauf entfallender Steuern im Verhältnis zur verzinslichen Kapitalbasis.

ROE
Return on equity: Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit im Verhältnis zum Eigenkapital zuzüglich der um die latenten Steuern bereinigten un versteuerten Rücklagen und Investitionszuschüsse am Beginn des Geschäftsjahres.

ROI
Return on investment: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern im Verhältnis zum Gesamtkapital am Beginn des Geschäftsjahres.

ROS
Return on sales: Ergebnis vor Zinsaufwendungen (inklusive personalbezogener Zinsen) und Steuern im Verhältnis zu den Umsatzerlösen.

Berechnung	
	Verzinsliche Rückstellungen
+	verzinsliche Verbindlichkeiten
-	Saldierung um geschlossene Positionen
=	BRUTTOVERSCHULDUNG
-	Finanzaktiva
=	NETTOVERSCHULDUNG

Berechnung	
	Betriebserfolg
÷	verzinsliche Kapitalbasis
=	APG-ROCE

Berechnung	
	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit
÷	Eigenkapital per 1.1.
=	ROE

Berechnung	
	EBIT
÷	um geschlossene Positionen bereinigtes Gesamtkapital per 1.1.
=	ROI

Berechnung	
	EBIT
÷	Umsatzerlöse
=	ROS

Bestätigungsvermerk^{*)}

Bericht zum Jahresabschluss

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der

Austrian Power Grid AG, Wien,

bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 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. Dezember 2025 sowie der Ertragslage der Gesellschaft für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

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 Gesellschaft 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 Bestätigungsvermerks 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 ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist.

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

Der Prüfungsausschuss ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft.

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 Bestätigungs-vermerk 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 ordnungs-mäßiger 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

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Bestätigungsvermerk^{*)}

von ihnen einzeln oder ins-gesamt 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.

*) Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Darüber hinaus gilt:

- » Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- » Wir gewinnen ein Verständnis von 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 Gesellschaft abzugeben.
- » Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungs-methoden 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 Gesellschaft 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

Bestätigungsvermerk^{*)}

Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Gesellschaft 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 Gesellschaft und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, am 2. Februar 2026

Ernst & Young
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H.

Mag. Erich Lehner eh
Wirtschaftsprüfer

Mag. Katharina Schrenk eh
Wirtschaftsprüferin

^{*)} Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs 2 UGB zu beachten.

Bericht des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat hat im Berichtsjahr in vier ordentlichen Aufsichtsratssitzungen sowie in vier Arbeits- und Prüfungsausschusssitzungen und einer ordentlichen Hauptversammlung die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben und Befugnisse unter Berücksichtigung der für die APG als ITO (Independent Transmission Operator) geltenden spezifischen gesetzlichen Bestimmungen (§§ 28-32 EIWOG 2010) wahrgenommen. Aufgrund der Aufgaben der APG ist ein freiwilliger Prüfungsausschuss im Sinne des Aktiengesetzes eingerichtet. Der Arbeitsausschuss fungiert daher auch als Prüfungs- und Dringlichkeitsausschuss. Die Geschäftsführung des Vorstands wurde vom Aufsichtsrat laufend aufgrund mündlicher und schriftlicher Berichterstattung über den Gang der Geschäfte und die Lage des Unternehmens geprüft. Diese Überprüfungen haben zu keinerlei Beanstandungen Anlass gegeben. Die Buchführung und der Jahresabschluss sind von der Ernst & Young GmbH, Wien, geprüft worden. Der Abschlussprüfer hat über das Ergebnis schriftlich berichtet. Dabei wurde festgestellt, dass der Vorstand die verlangten Aufklärungen und Nachweise erbracht hat, Buchführung und Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften entsprechen, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt wird und der Lagebericht im Einklang mit dem Jahresabschluss steht. Der Aufsichtsrat hat den vorgelegten Jahresabschluss gemäß Unternehmensgesetzbuch, welchem der Abschlussprüfer seinen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt hat, sowie den Lagebericht des Vorstands geprüft. Der Lagebericht des Vorstands wurde genehmigt und zur Kenntnis genommen. Der Jahresabschluss wurde vom Auf-

sichtsrat gebilligt, wodurch er gemäß § 96 (4) Aktiengesetz festgestellt ist. Der Vorsitzende des Aufsichtsrats hält regelmäßig Kontakt mit dem Vorstand. Insbesondere werden die Geschäftsentwicklung, die europäischen Neuerungen, die betrieblichen Herausforderungen sowie die Entwicklung der Ausbau- und Instandhaltungsprojekte regelmäßig diskutiert. Sitzungen des Vorstands fanden im Regelfall vierzehntägig statt. Der Aufsichtsratsvorsitzende und der Vorstand bestätigen, dass sowohl in den Aufsichtsratssitzungen und den Sitzungen des Arbeits- und Prüfungsausschusses als auch in den Sitzungen des Vorstands offene Diskussionen stattfinden. Der Aufsichtsrat bedankt sich beim Vorstand sowie allen Mitarbeiter:innen für die Bewältigung der herausfordernden Aufgaben.

Wien, im Februar 2026

Für den Aufsichtsrat

Dr. Peter F. Kollmann e. h.
(Vorsitzender)

Impressum

Herausgeber:
Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, A-1220 Wien
www.apg.at
E-Mail: apg@apg.at

Konzept, Gestaltung und Beratung:
» Purtscher Relations GmbH
» Inhouse mit firesys produziert
 (firesys GmbH)

Lektorat:
ASI GmbH

Druck:
Der Schalk – Druck in Perfektion

Irrtümer, Satz- und Druckfehler vorbehalten.
Wien, im März 2026

Copyrights:

Lukas Pilz: Coverfoto, S. 14, 16, 44 unten; Alexander Kagan: S. 6, 8, 9, 10, 11;
Hannah Sobol: S. 11; Josef M. Fallnhauser: S.12; APG/Christoph Oberschneider:
S.15, 16; Sonja Kadlec: S. 18; Wolfgang Wolak: S. 21; Inna – stock.adobe.com:
S.22; APG: S. 28, 31; R. Zink: S. 32; freepik.com_juicy_fish, rawpixel.com: S. 34;
Michael Mair: S. 35, 36; Martin Weis: S. 38 rechts; APG Fotokerschi: S. 38 links;
Schwarz-Mitrovic: S. 39; Claudia Müllner: S. 40; Martina Simon/Novetus GmbH:
S. 41 beide oben; APG/Alexander Rieck: S.41 unten; APG: S. 43; Martin Lugger:
S. 44 oben; Martin Huber: S. 45; Sven Aberle: S. 46 oben; Roland Chytra: S. 46
unten; Martin Lusser: S. 47

Österreich braucht Strom.

