

A wide-angle photograph of a wind farm at sunset. A long, straight asphalt road leads from the foreground into the distance, flanked by green crops. Numerous wind turbines are visible across the horizon, silhouetted against the bright, low sun which creates a strong lens flare. The sky is filled with soft, wispy clouds.

Verbund

Aus eigener Kraft.

Ergebnisveröffentlichung Q1-2 2026

Michael Strugl, CEO VERBUND

Peter F. Kollmann, Stv. CEO und CFO VERBUND

Wien, Juli 2026

Energiapolitischer Rahmen

Rahmenbedingungen national 2026 +



Tarifierungsrahmen NEU

- Neugestaltung des Strom-Tarifierungsrahmens auf Basis EIWG
- Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (in Begutachtung bis 24.7.)
- Ziel: Neues System ab 1.1.2027 in Kraft

Krisenmechanismus und Industriestrompreis

- Energiepreis-krisenmechanismus für Haushalte und Unternehmen (10 Cent Preisdeckel im Krisenfall)
- Fortführung der Strompreiskompensation (SAG) für die Jahre 2027-2029
- Einführung Industriestrompreis ab 1.1.2027

EAG-Novellen

In Vorbereitung

- Bundesregierung plant zwei EAG-Novellen
- Aktuell geplante Novelle: Aussetzung der Marktprämie in Zeiten negativer Preise, Einführung einer Speicherpflicht bei PV und einer neuen Speicherförderung

GWG Neu

in Vorbereitung

- Nationale Umsetzung des EU- Gaspakets
- Regeln für Wasserstoffnetze und den Wasserstoffmarkt
- Finanzierungsmodell für H2 Infrastruktur

Weitere politisch-regulatorische Agenda 2026 auf nationaler Ebene

Große Novelle des Erneuerbaren-AusbauG (EAG) mit Anpassungen zu CfDs und Erfüllung der NZIA-Vorgaben, Vorlage der Wasserstoff-Import-Strategie, Vorlage Novelle UVP-G

Rahmenbedingungen Europa 2026 +



Reform EU-ETS 1

Vorgelegt am 17. Juli

- Herabsetzung des Linear Reduction Factor auf 3,7 % (2031-2035) sowie 1,7 % (2036-2040)
- Verlängerung der Zuteilung kostenloser CO₂-Zertifikate aber Investitionsverpflichtung in Dekarbonisierung der betroffenen Anlagen
- MS müssen ETS-Einnahmen zukünftig zu 50 % in Dekarbonisierung der unterliegenden Sektoren investieren

Electrification Action Plan

Vorgelegt am 17. Juli, nicht legislativ

- Festlegung eines indikativen Elektrifizierungsziels von 46 % bis 2040
- Diskrepanz zwischen Kosten für Strom und fossiler Energieträger soll verringert werden
- Zeitgleich wurde VO zu Netzentgelten und Strombesteuerung vorgelegt; MS sollen Elektrifizierung durch unterstützenden steuerlichen Rahmen fördern

Trilogverhandlungen Grids-Package

- Trilogverhandlungen sollen bis Q4/2026 abgeschlossen werden
- Überraschendes öffentliches Interesse soll erhalten bleiben
- Schaffung eines zentralen Szenarios für die Netzentwicklungsplanung

Industrial Accelerator Act

Gesetzgebungsverfahren läuft

- EU-Vorgaben zu Ursprungs- und Low-Carbon Kriterien bei öffentlicher Beschaffung & öffentlichen Finanzierungen

Weitere politisch-regulatorische Agenda 2026 auf EU Ebene

EU-Vergaberechtsreform; Weißbuch Strommarktdesign, Post-2030 Energie- und Klimarahmen

Trockenflaute, Hitze, Niedrigwasser

Klimastudie

CLIMPACT4VERBUND

- Langjährige, begleitende Studie
- BOKU, AIT, Geosphere Austria und VERBUND
- Prognosezeitraum bis 2100
- Detailliertere, regionale Ergebnisse werden mittels räumlich hochaufgelöster Modelle bis 2027 auf Basis der neuesten Klimamodelldaten zur Verfügung stehen.

Erste Erkenntnisse

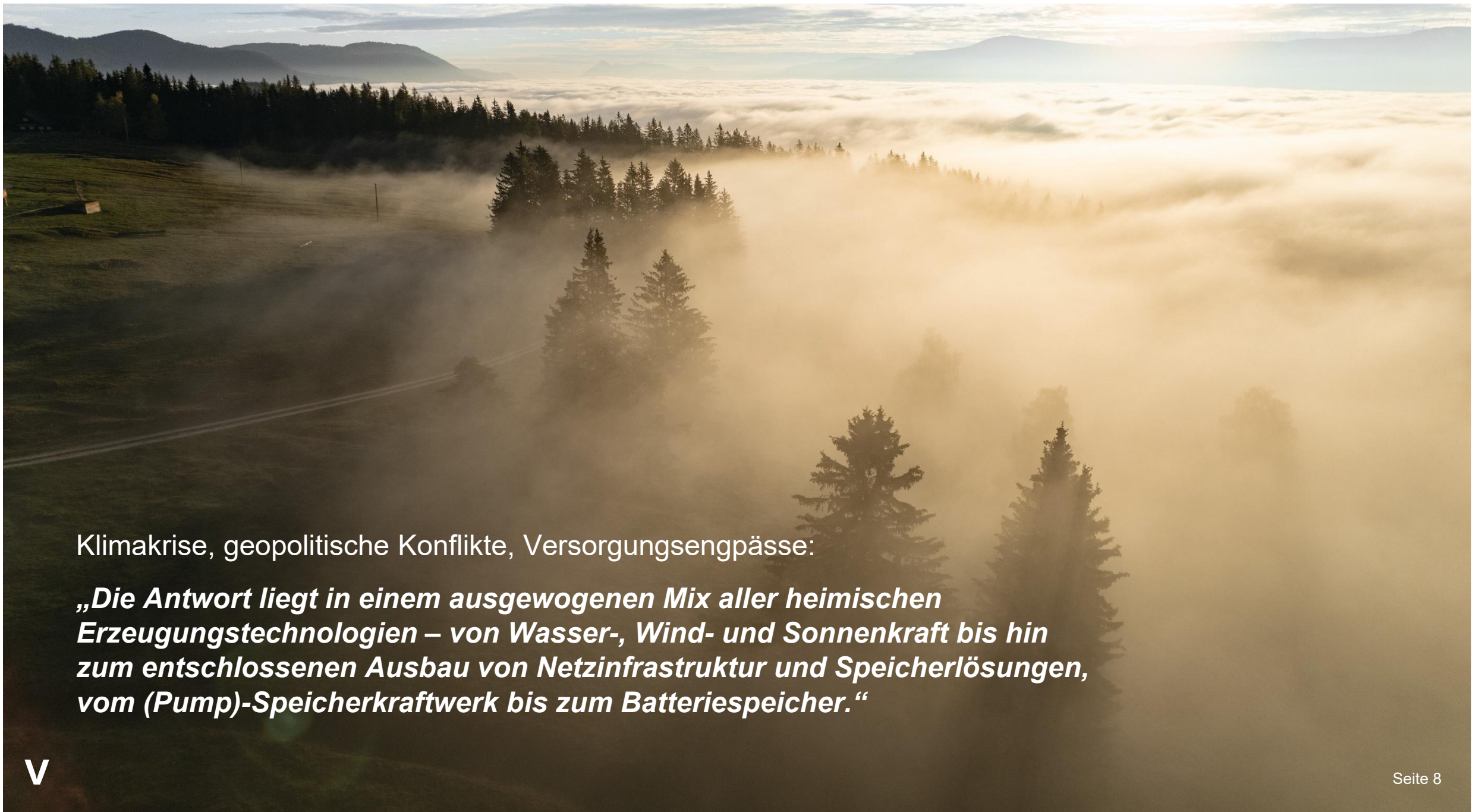
- Keine relevante Änderung in der Jahresniederschlagssumme in den Einzugsgebieten der Wasserkraftwerke
- Signifikante Erhöhung der Verdunstung
- Relevante Änderungen in der Saisonalität der Niederschläge: trockenere Sommer, feuchtere Winter
- Durch die Erwärmung mehr flüssiger Niederschlag im Winter und weniger Schnee
- Höhere interannuale Variabilität und daher weniger „durchschnittliche“ Erzeugungsjahre
- Rasch fortschreitende Gletscherschmelze





Anpassungsmaßnahmen

- Diversifizierung im Erzeugungsmix: Wasser-, Wind- und Sonnenkraft
- Nutzung und Ausbau aller Speicherkapazitäten: (Pump)-Speicherkraft, Batteriespeicher
- Effizienzsteigerungen bei bestehenden Kraftwerken
- Anpassung des Kraftwerksbetriebs an veränderte Abflussmuster, zB im Hedging
- Verbesserung der Prognosen und digitales Fahrplanmanagement
- Netzausbau und Systemflexibilität
- Co-Location / Hybridisierung: ein Netzanschluss für Mehrfachnutzung
- Klimarisiko und Resilienzmanagement
- Ökologische Maßnahmen



Klimakrise, geopolitische Konflikte, Versorgungsengpässe:

„Die Antwort liegt in einem ausgewogenen Mix aller heimischen Erzeugungstechnologien – von Wasser-, Wind- und Sonnenkraft bis hin zum entschlossenen Ausbau von Netzinfrastruktur und Speicherlösungen, vom (Pump)-Speicherkraftwerk bis zum Batteriespeicher.“

Erzeugung

Wasserkraft: Projekte und Vorprojekte 2026

Kaprun 29 / Pumpspeicher Schaufelberg

- Wiederverleihung der 2029 auslaufenden Wasserrechte für den Bestand
- UVP-Genehmigungsverfahren für geplanten Pumpspeicher Schaufelberg mit installierter Leistung von 480 MW in Vorbereitung

Energiespeicher Riedl

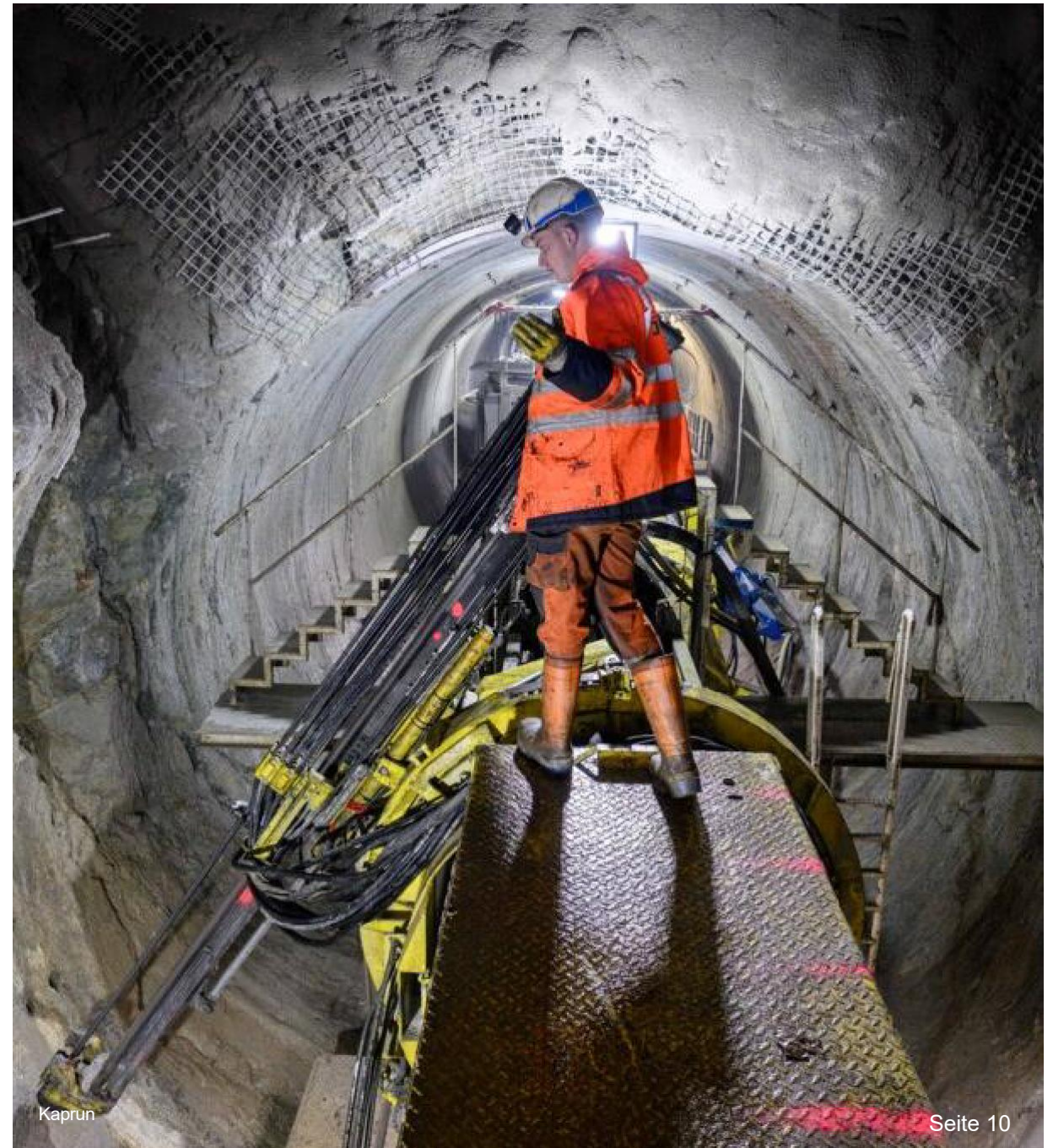
- 300 MW hochflexible Kraftwerksleistung
- positiver Planfeststellungsbescheid im September 2025
- Sofortvollzug im Juli 2026 genehmigt
- erste Maßnahmen starten im Winter 2026/2027

Pumpspeicher Salza

- geplante installierte Leistung: bis zu 480 MW
- UVP-Genehmigungsverfahren in Vorbereitung

weitere Laufwasserkraft-Projekte

- Golling (~ 32 MW, gemeinsam mit Salzburg AG)
- Stübing (~ 12 MW, gemeinsam mit Energie Steiermark)
- Leoben Ost (~ 8 MW, gemeinsam mit Energie Steiermark)
- UVP-Genehmigungsverfahren für Leoben Ost abgeschlossen und für Golling und Stübing im Laufen



Kaprun

Revitalisierungen an bestehenden Laufwasserkraftwerken

Kraftwerk Ottensheim-Wilhering
+ 56 GWh, + 29 MW

Kraftwerk Wallsee-Mitterkirchen
+ 54 GWh, + 10 MW

Kraftwerk Jochenstein
+ 55 GWh, + 8 MW

Kraftwerk Eggfing-Obernberg
+ 55,5 GWh, + 6 MW

Kraftwerk Braunau-Simbach
+ 65 GWh, + 12 MW

Rosenheim
+ 19 GWh, + 3 MW

Laufnitzdorf
+ 21 GWh, + 6 MW

Drau-Kraftwerke Lavamünd und Schwabeck
+ 44 GWh, + 16 MW; Vorbereitungen zur Revitalisierung ab Herbst 2026
bzw. 2029

In Summe:
+ 370 GWh, + 90 MW
rund 610 Mio. Euro
Investitionen im
Zeitraum 2020 bis 2032



Turbinen-Hub am Kraftwerk Wallsee-Mitterkirchen

Nachhaltigkeit

über **400 Mio. Euro**

Investitionen für Renaturierung, Artenschutz und
Fischwanderung im Zeitraum von 2001 bis 2027

Wind und Sonnenkraft: Projekte 2026

Geplante Inbetriebnahmen (212 MW):

- Deutschland: Windprojekte Haltern Holtwick I / Uphusen (19 MW)
- Italien: PV-Projekte Fogliano (5 MW), Povoletto (7 MW) und Aprilia (61 MW)
- Rumänien: PV (60 MW) und BESS Casimcea (48 MW)
- Spanien: Erweiterung Windpark Loma de los Pinos mit 12 MW PV

Herstellen der Baureife für weitere Wind- und PV-Projekte (ca. 1.100 MW):

- Österreich: 3 PV-Projekte in OÖ, NÖ, Stmk (bis zu 17 MW)
- Deutschland: Windprojekte Ebsdorfergrund und Arnsberg Bruchhausen (28 MW)
- Spanien: 4 PV-Projekte aus dem Projektcluster Toledo / Castilla La-Mancha (440 MW, PV)
- Italien: PV-Projekte in mehreren Regionen (ca. 100 MW)
- Rumänien: Windprojekte Potoc 3 & 4 (272 MW)
- Albanien: Windprojekt Spille (84 MW) - erster Windpark Albaniens



Rund 1,3 GW installierte Leistung
bei neuen erneuerbaren Energien

Infrastruktur

Infrastruktur: Strom- und Gasnetz

Austrian Power Grid (APG)

- Versorgungssicherheit, Energietransformation, Leistbarkeit
- Hohe Stromimporte für Bedarfsdeckung in AT notwendig
- Projektgeschehen 2026 (Auszug)
 - 380-kV-Deutschlandleitung (IBN 2027)
 - 220-kV-Ausbau Zentralraum OÖ (IBN 2026-2030)
 - 380-kV-Ringschluss Netzraum Kärnten (IBN 2034)
- CAPEX 2026: ~650 Mio. €

Gas Connect Austria (GCA)

- Versorgungssicherheit, Importdiversifikation, Wasserstoff
- Engpasssituation bei Gasfluss aus Deutschland wegen Wegfall der Importe von russischem Gas seit 01/2025
- Import-Projekt WAG Loop 1 (CAPEX: ~175 Mio. €)
 - Projekt erhöht Importleistung aus DE um +30%
 - Leitung wird zukunftsicher „H2-ready“ umgesetzt
 - Aktueller Status: UVP-Bescheid ausständig
- SouthH2Corridor auf PCI-Liste & EU Energy Highway



Ergebnis

Einflussfaktoren auf die Ergebnisentwicklung 1. Halbjahr 2026



- Wasserführung deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt
- Geringere Erzeugung aus Speicherkraftwerken
- Durchschnittlicher Absatzpreis aus Wasserkraft deutlich unter Vorjahresniveau



- Anstieg bei Wind- und PV-Erzeugung
- Positive Ergebnisentwicklung in den Segmenten Netz, Absatz sowie im thermischen Bereich



- Niedrigerer Ergebnisbeitrag aus Flexibilitätsprodukten

Stromerzeugung und Absatzpreise gesunken

Mengeneffekt

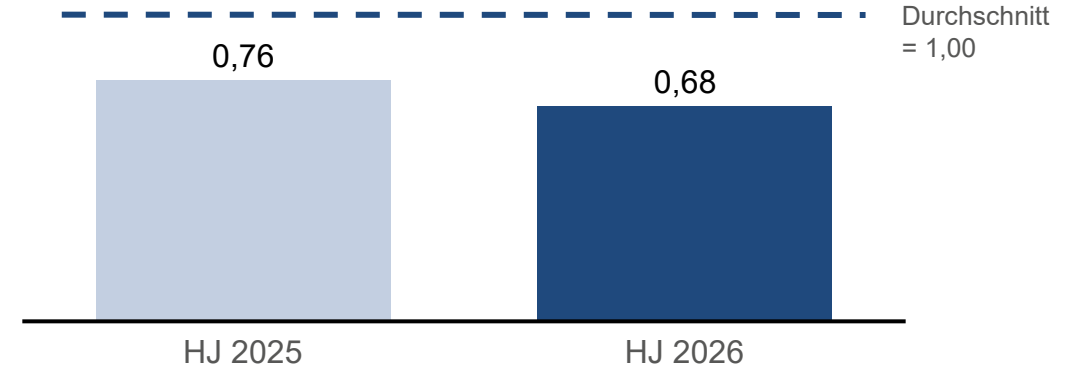
- Wasserführung: 0,68 → 32 Prozentpunkte unter langjährigem Durchschnitt, 8 Prozentpunkte unter Vorjahr
- Erzeugung aus Jahresspeichern: –5,9 %
- Wasserkrafterzeugung gesamt: –9,8 % auf 11.191 GWh
- Windkrafterzeugung: +12,8 % auf 952 GWh
- PV-Erzeugung: +0,5 % auf 221 GWh

Preiseffekt

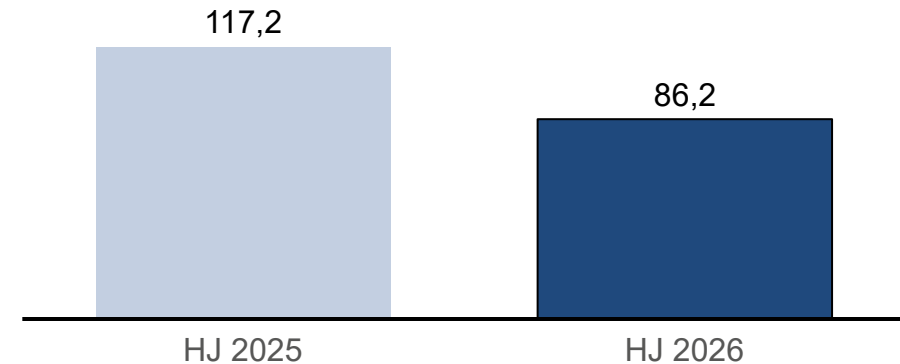
- Vermarktungsstruktur: ca. 80 % Terminmärkte, 20 % Spotmärkte
- Durchschnittlicher Absatzpreis (Wasserkraft): Rückgang von 117,2 €/MWh auf 86,2 €/MWh
- Preissensitivität: ± 1 €/MWh Preisänderung → $\pm$ ca. 25 Mio. € EBITDA (bezogen auf gesamte Jahreserzeugung)

Negativer Ergebniseffekt aus Wasserkraft im Vgl. zum HJ 2025 rund 370 Mio. €

Erzeugungskoeffizient (Laufwasserkraft)

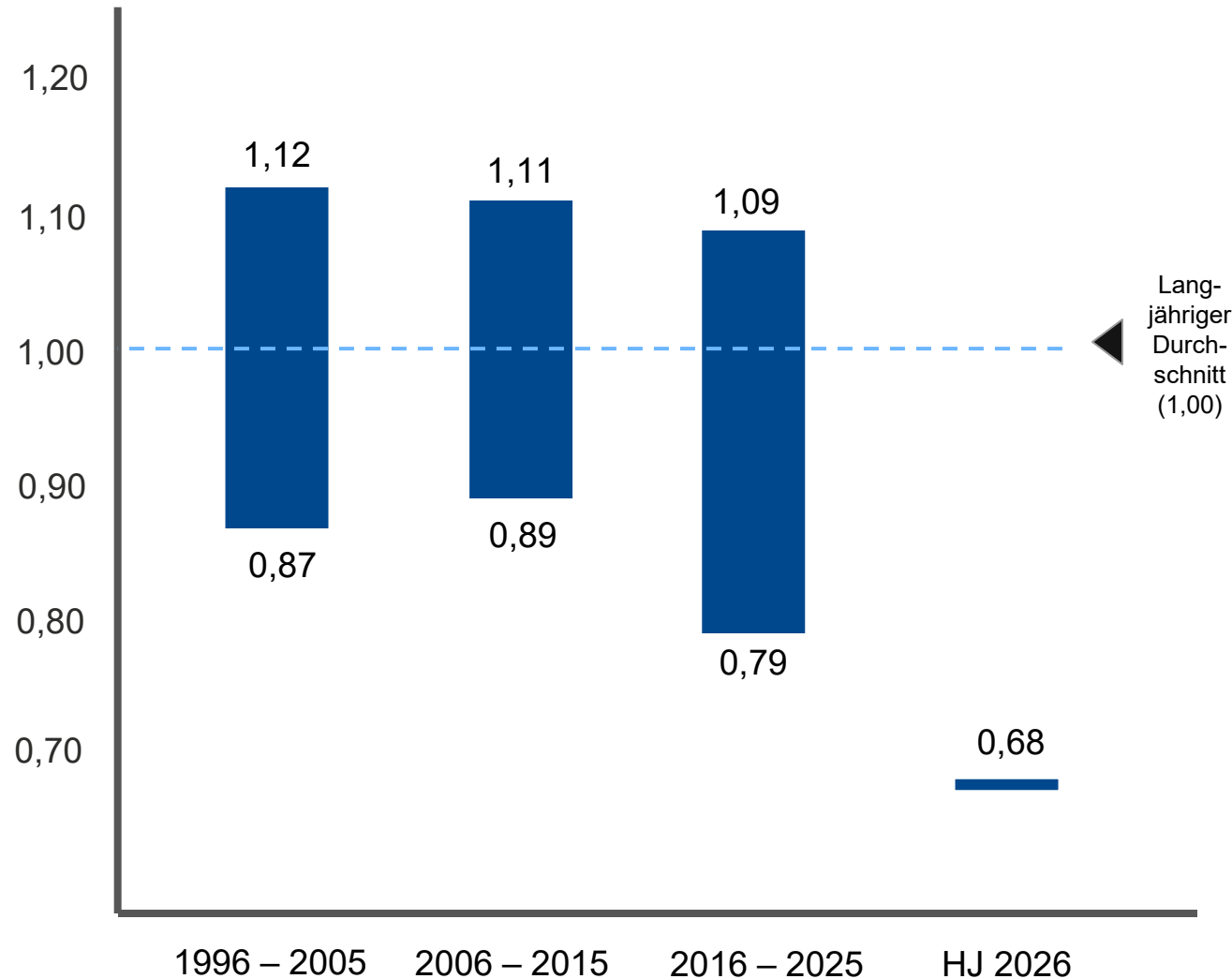


Ø Absatzpreis Eigenerzeugung Wasser / €/MWh



Entwicklung der Wasserführung der letzten 30 Jahre

(Erzeugungskoeffizient 1996-2025/26)



- Das Geschäftsjahr 2025 war durch die viertschlechteste Wasserführung der vergangenen 100 Jahre geprägt.
- Die außergewöhnlich niedrige Wasserführung setzte sich auch im ersten Halbjahr 2026 fort und erreichte den niedrigsten Wert seit Beginn der Aufzeichnungen im Jahr 1926.
- Die anhaltende Trockenheit reduzierte die Stromerzeugung aus Lauf- und Laufschnellkraftwerken erheblich und belastet damit die Ergebnisentwicklung.
- Die Versorgungssicherheit war trotz der außergewöhnlichen hydrologischen Situation jederzeit gewährleistet.
- Finanzielle Auswirkung auf das EBITDA im 1. Halbjahr 2026 im Vergleich zum Regeljahr rund 370 Mio. €.

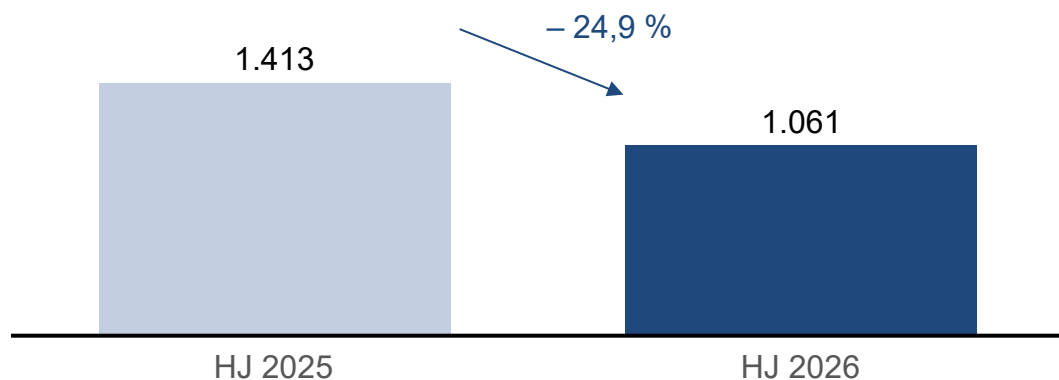
Legende

Maximum

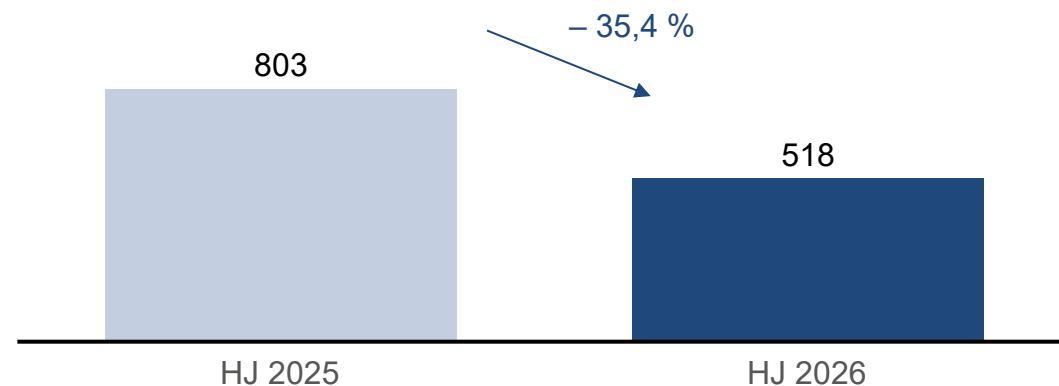
Minimum

Kennzahlen (1) – Ergebnis von unterdurchschnittlicher Wasserführung und sinkenden Absatzpreisen beeinflusst

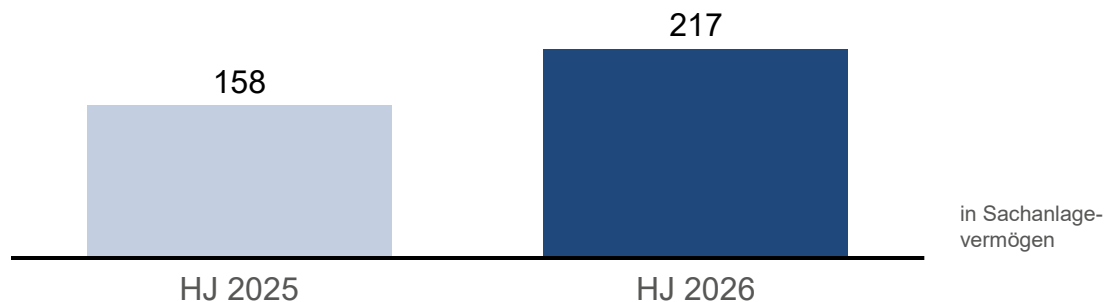
EBITDA / Mio. €



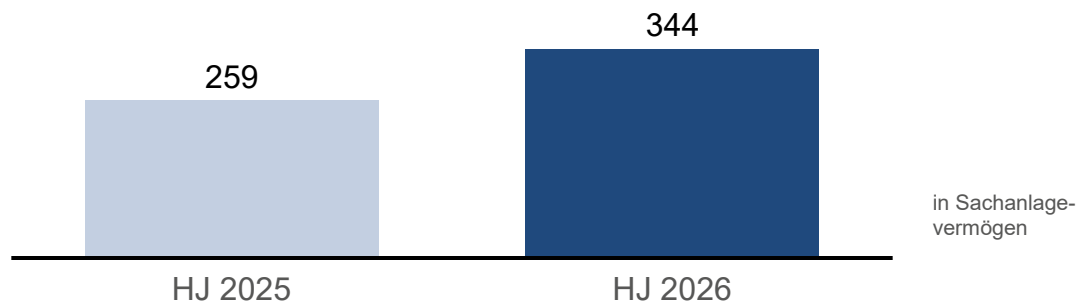
Konzernergebnis / Mio. €



Investitionen regulierte Infrastruktur / Mio. €

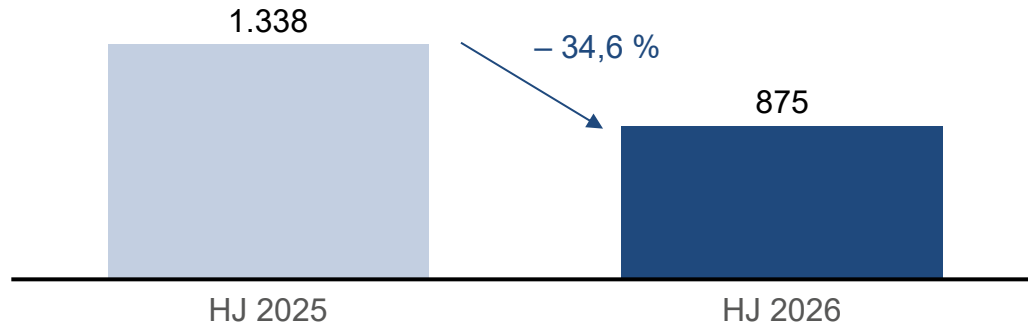


Investitionen Erneuerbare Erzeugung und Sonstiges / Mio. €

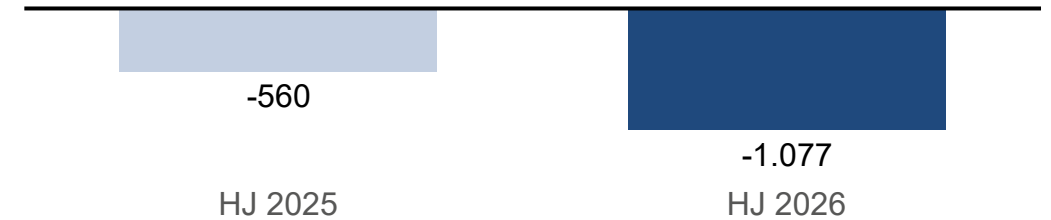


Kennzahlen (2) – Rückgang des Operativen Cashflows

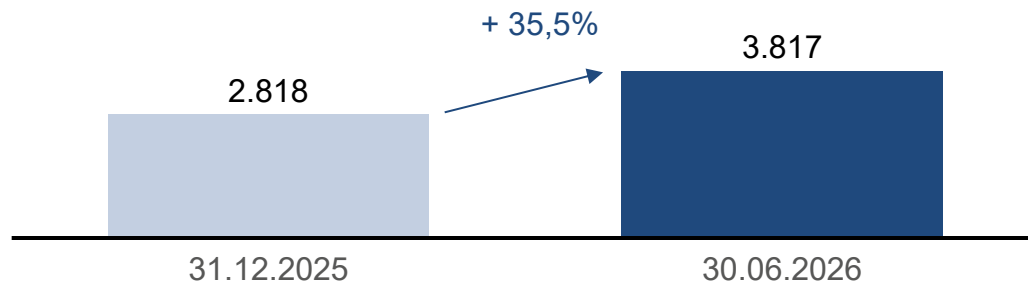
Cashflow aus op. Tätigkeit / Mio. €



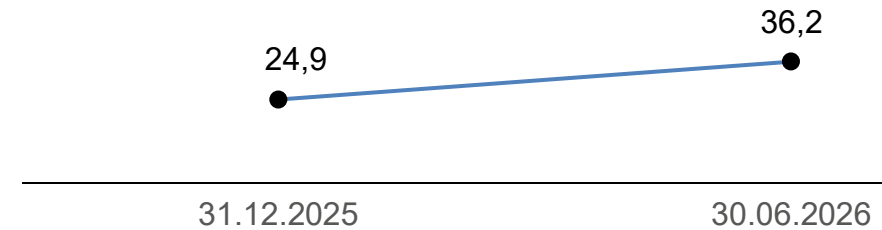
Free Cashflow nach Investitionen und Dividende / Mio. €



Nettoverschuldung / Mio. €



Nettoverschuldungsgrad / %



Investitionen 2026-2028 in Höhe von rund 6,8 Mrd. €

Investitionsplan rd. 6,8 Mrd. € / 2026–2028¹ (davon rd. 4,0 Mrd. € in  und rd. 1,2 Mrd. € in )

Netz
rd. 2.472 Mio. €



Sichere Stromversorgung und
Einbindung Neue Erneuerbare

Neue Erneuerbare
rd. 2.118 Mio. €



Wachstum in Windkraft und
Photovoltaik

Wasser
rd. 1.381 Mio. €



Substanzerhalt, Effizienz-
steigerungen und Nutzung von
Wasserkraftpotenzialen

Sonstiges
rd. 818 Mio. €



Wachstum Stromspeicher,
Innovationsprojekte

Ausblick 2026

Ergebnisausblick 2026

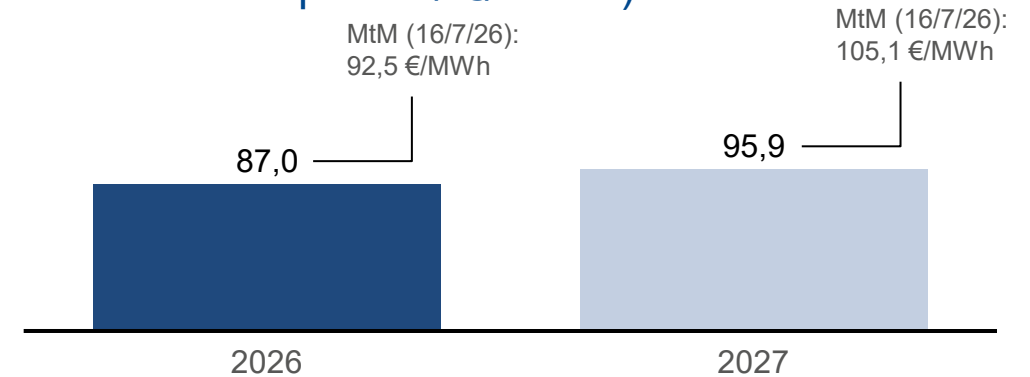
- EBITDA zw. 2.100 und 2.400 Mio. €
- Konzernergebnis zw. 1.000 und 1.150 Mio. €
- Ausschüttungsquote zwischen 45 und 55 % bezogen auf das bereinigte Konzernergebnis zwischen 1.050 und 1.200 Mio. €

Sensitivitäten auf das Konzernergebnis 2026

- Veränderung von 1 €/MWh (Großhandelspreise¹):
+/- 2,1 Mio. € (Erneuerbare Erzeugung)
- Veränderung von 1 % (Erzeugung Wasserkraft):
+/- 9,6 Mio. €

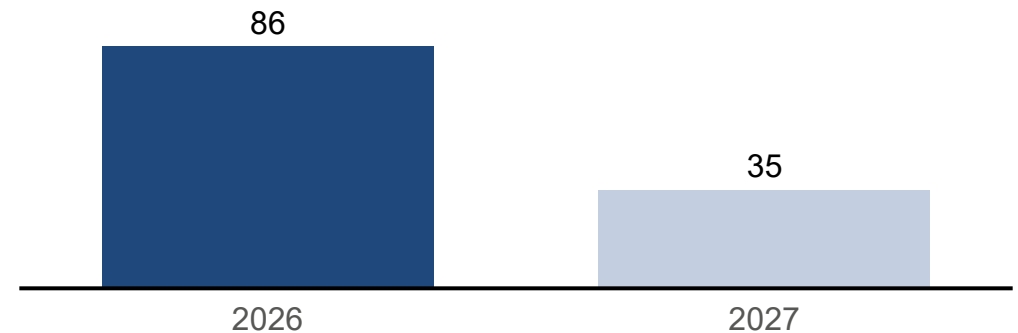
1) bezogen auf nicht bepreiste Mengen, Stichtag 30.6.2026, 14 % offen

Erzielte Absatzpreise / €/MWh²)



2) bezogen auf bepreiste Mengen, Stichtag 30.6.2026

Abgesicherte Mengen / %³)



3) Stichtag 30.6.2026

A photograph of a field of purple flowers, likely cornflowers, with green foliage and a blurred background of trees and a hill. The text is overlaid on the right side of the image.

Verbund

Aus eigener Kraft.