

GRISCHELECTRA AG
CHUR

47. GESCHÄFTSBERICHT

VOM 01.10.2024 BIS 30.09.2025

VERWALTUNGSRAT

Stefan Schmid, Vals	Präsident
Roland Leuenberger, Falera	Vizepräsident
Viktor Lir, Zürich	
Emil Müller, Neukirch-Egnach	
Leonardo Spescha, Zizers	

GESCHÄFTSLEITUNG

Stefan Schmid, Vals	Vorsitz
Thomas Schmid, Chur	
Evelyn Pfeifer, Gräsch	
Reto Bleisch, Schiers	

REVISIONSSTELLE

Finanzkontrolle des Kantons Graubünden, Chur

CORPORATE GOVERNANCE

Gemäss Art. 15 der Statuten führt der Verwaltungsrat die Geschäfte der Gesellschaft. Der Verwaltungsrat kann die Geschäftsführung nach Massgabe eines Organisationsreglements ganz oder zum Teil auf einzelne Mitglieder oder Dritte übertragen.

Ziffer 3ff. des Organisationsreglements bestimmt, dass Geschäfte, welche zum gewöhnlichen Tagesgeschäft gehören (hierzu gehört insbesondere die Vorbereitung der Verwaltungsratssitzungen), die Geschäftsleitung besorgt. Diese besteht aus dem Verwaltungsratspräsidenten, einem Vertreter des Finanzdepartements, dem Leiter des Amts für Energie und Verkehr sowie dem Leiter des Amts für Wirtschaft und Tourismus. Die Führung der Bücher wird der Finanzverwaltung und die Energieverrechnung dem Amt für Energie und Verkehr des Kantons Graubünden übertragen. Gewichtigere Geschäfte, die nicht als gewöhnliche Tagesgeschäfte qualifiziert werden können, fallen in die Kompetenz des Verwaltungsrats. Angesichts der bescheidenen operativen Tätigkeit der Grischelectra AG wird die bestehende Regelung als angemessen angesehen.

Die Gesamtvergütung an den Verwaltungsrat beträgt 19 800 Franken und jene an die Geschäftsleitung 14 000 Franken.

B E R I C H T D E S V E R W A L T U N G S R A T S

**an die ordentliche Generalversammlung der Aktionäre
vom 23. März 2026 über das Geschäftsjahr
vom 01.10.2024 bis zum 30.09.2025**

I. EINLEITENDE BEMERKUNGEN

Die Grischelectra AG (GEAG) ist rechtlich eine selbstständige Elektrizitätsgesellschaft, deren Aktionäre sich in A-Partner und B-Partner aufteilen. Die A-Aktionäre (Kanton Graubünden, Bündner Gemeinden, Bündner Kraftwerksgesellschaften, Bündner Industrie mit hohem Energieverbrauch sowie die Rhätische Bahn AG) sind am Aktienkapital der Gesellschaft mit 70 Prozent und die energieieverwertenden B-Partner Repower AG (Repower) sowie Axpo Solutions AG (Axpo) mit 30 Prozent beteiligt. Mit der Gründung der GEAG wurde unter anderem die Nutzung der vom Kanton Graubünden und den Bündner Gemeinden eingebrachten Energie für die optimale Versorgung im Kanton bezweckt. Aus diesem Grund wurde am 26. Juni 1978 zwischen dem Kanton Graubünden sowie verschiedenen Gemeinden und der Axpo sowie der Repower ein Partnervertrag abgeschlossen. Darin haben sich Axpo und Repower als B-Aktionäre verpflichtet, die der GEAG zustehenden Energiequoten zu übernehmen und zu verwerten.

Der GEAG wurden vom Kanton und einigen Gemeinden folgende Energieanteile zur Verwertung durch die B-Aktionäre zur Verfügung gestellt:

- Die vom Kanton aus den nachstehend bezeichneten Kraftwerken eingebrachte Beteiligungs-, Beteiligungsersatz- und Jahreskostenenergie (Repower, Kraftwerke Hinterrhein AG [KHR], Kraftwerke Vorderrhein AG [KVR], Albula-Landwasser Kraftwerke AG [ALK], Misoxer Kraftwerke AG [MKW], Elektrizitätswerk der Stadt Zürich [EWZ], Engadiner Kraftwerke AG [EKW], Elettricità Industriale SA [ELIN] sowie Kraftwerke Reichenau AG [KWR]);
- die den EKW-Konzessionsgemeinden zustehende Beteiligungsenergie der EKW;
- die der Konzessionsgemeinde Mesocco zustehende Beteiligungsenergie der MKW.

Die dem Kanton Graubünden zustehenden und in die GEAG eingebrachten Energiequoten aus den Partner-Kraftwerksgesellschaften wurden gemäss Abmachungen abgerufen.

Unter Beibehaltung ihrer Rechtsstellung als B-Aktionär der GEAG hat die Axpo ihre Rechte und Pflichten aus dem Partnervertrag bezüglich Energie und Leistung samt den damit verbundenen finanziellen Verpflichtungen per 1. April 2000 an die Repower abgetreten. Der Kanton stimmte der Abtretung zu und verzichtet für die Dauer von mindestens 30 Jahren auf die Rückrufmöglichkeit der GEAG-Energie gemäss Art. 10 des GEAG-Partnervertrages. Per 1. Oktober 2008 wurde der Verzicht der Rückrufmöglichkeit um weitere zehn Jahre verlängert.

II. ELEKTRIZITÄTSPOLITIK UND MARKT

1. Politik

Politisches Umfeld

Nachdem die Stimmbevölkerung im Juni 2024 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung angenommen hat, sind im Jahr 2025 Massnahmen eingeführt worden und die dazugehörenden Verordnungen in Kraft getreten.

Gesetzliche Pflicht zur Winterstromreserve

Ab diesen Winter sind Speicherwasserkraftwerke ab 10 GWh per Gesetz verpflichtet sich an der Winterstromreserve zu beteiligen. Vorgehalten werden 250 GWh Wasserkraftreserve, dies entspricht 2.97 Prozent der gesamten Energiemenge aller Schweizer Speicherkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh. Die Wasserkraftreserve ist vom 1. Februar 2026 bis zum 15. Mai 2026 vorzuhalten. Die Teilnahmepflicht liegt bei Kraftwerken, die nicht als Partnerwerk betrieben werden beim Betreiber, bei Partnerwerken beim jeweiligen Teilhaber mit seinem Anteil am Partnerwerk. Somit mussten im Kanton Graubünden sowohl der Kanton sowie viele Konzessionsgemeinden für ihre Beteiligung den Betreibern Vollmachten für ihre Anteile ausstellen. Finanziert wird die Entschädigung der Winterstromreserve über die Abgabe auf dem Stromtarif der Stromkunden.

Ausbau erneuerbarer Energien für eine sichere Stromversorgung

Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung sieht den schrittweisen Ausbau der erneuerbaren Energien vor, um die Versorgung mit Energie langfristig zu gewährleisten. Der Ausbau schreitet zwar voran. Um die gesetzten Ziele bis im Jahr 2035 zu erreichen, liegt der Zuwachs aber bisher zu tief, diese zeigt der Monitoringbericht des Bundesamtes für Energie. Gemäss dem Bericht lag der Zubau von erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft 2024 bei 1113 GWh pro Jahr, um das Ziel 2035 zu erreichen, müsste der jährliche Zubau bei durchschnittlich rund 2400 GWh pro Jahr liegen. Die Produktion aus Wasserkraft hat seit dem Jahr 2012 um durchschnittlich 109 GWh pro Jahr zugenommen, falls dieser Trend so anhält, kann das Ziel von 37 900 GWh im Jahr 2035 erreicht werden. Hierzu sind aber weitere Ausbauprojekte erforderlich. Negativ auf den Zielwert werden sich allfällig verschärfte Restwasserbestimmungen, zum Beispiel bei Neukonzessionierungen, auswirken.

Wasserkraftprojekte von übergeordnetem nationalem Interesse

16 Projekte von übergeordnetem nationalem Interesse sollen bis 2040 die Winterstromversorgung stärken und insgesamt 2 TWh zusätzliche saisonale Speicherproduktion ermöglichen. Hier zeigen die Rückmeldungen der Projektträger an das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, dass gemäss aktuellem Projektstand bis 2040 nur 1.1 TWh realisiert werden können. Aus diesem Grund wird wohl über eine Anpassung der Liste der 16 Projekte diskutiert werden müssen.

Versorgungssicherheit

Um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, sollen die erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Nach wie vor ist aber die Schweiz, insbesondere im Winter, auf Stromimporte angewiesen. Mit dem Rahmenabkommen Schweiz-EU, das zurzeit diskutiert wird, soll auch ein Stromabkommen Schweiz-EU abgeschlossen werden. Das Stromabkommen soll zur Stärkung

der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität sowie der Vereinfachung des Stromhandels beitragen.

Neu aufgekommen ist auch die Diskussion um das Neubauverbot von Kernkraftwerken. Am 19. März 2024 ist die Volksinitiative "Blackout stoppen" zustande gekommen. Der Bundesrat hat am 13. August 2025 die Botschaft zum Gegenvorschlag verabschiedet. Der Gegenvorschlag des Bundesrates sieht ebenfalls die Aufhebung des Neubauverbotes vor. Allerdings will er dies nicht mit einer Verfassungsänderung, sondern mit einer Anpassung des Kernenergiegesetzes umsetzen.

Im September 2025 hat das Eidgenössische Parlament nach fast zweijähriger Beratung den Beschleunigungserlass verabschiedet. Dieser hat zum Ziel, Planungs- und Bewilligungsverfahren zu straffen und die Realisierung der Wasserkraftprojekte von übergeordnetem nationalem Interesse voranzutreiben. Damit hat das Parlament einen weiteren wichtigen Schritt getan, um den Ausbau der einheimischen Wasserkraft und die Stromversorgungssicherheit zu stärken. Im Gesetzgebungsprozess wurden einige wertvolle Verbesserungen ins Energiegesetz aufgenommen. Erweiterungen bestehender Anlagen, zum Beispiel durch neue Speicherseen, sollen neu mittels Zusatzkonzession erfolgen können. Weiter ist bei den zusätzlichen Ausgleichsmassnahmen die Konkretisierung neu auch erst nach der Erteilung der Baubewilligung möglich, was die Projektrealisierung beschleunigen wird. Zu guter Letzt bleibt die Verbandsbeschwerde für die 16 Wasserkraftprojekte bestehen. Beschwerden können jedoch nur noch bis vor das oberste kantonale Gericht gezogen werden, was die Verfahren bis zu zwei Jahre verkürzen kann.

2. Markt

Lieferung und Fundamentaldaten

Der Schweizer Day-Ahead-Strommarkt erreichte im Jahr 2025 einen durchschnittlichen Preis von 101.7 €/MWh und lag damit 34 Prozent über dem Vorjahreswert von 76.0 €/MWh. Der Spotpreis bewegte sich leicht über dem Schlusskurs des Cal25-Futures (99.0 €/MWh am 27. Dezember 2024). Nachdem die Schweiz im Jahr 2024 erstmals günstiger als Deutschland gewesen war, kehrte der Preisabstand im Jahr 2025 wieder in den positiven Bereich zurück und betrug im Durchschnitt +12.4 €/MWh, obwohl die Terminmärkte Preisparität signalisiert hatten. Ausschlaggebend hierfür waren unterdurchschnittliche hydrologische Bedingungen, die insbesondere im zweiten und dritten Quartal zu einem Schweizer Preisaufschlag führten, nachdem der Spread 2024 noch bei -15 €/MWh gelegen hatte.

Deutschland verzeichnete einen durchschnittlichen Spotpreis von 89.3 €/MWh und lag damit deutlich unter dem Jahresendwert der Futures von 98.3 €/MWh, trotz eines moderaten Anstiegs der Stromnachfrage um 1.5 Prozent. Die Windstromerzeugung ging gegenüber dem Vorjahr um rund 5 TWh zurück, bedingt durch geringere Windgeschwindigkeiten, obwohl die installierte Leistung weiter zunahm.

Frankreich handelte erneut mit einem deutlichen Abschlag gegenüber den Nachbarmärkten. Der durchschnittliche Spotpreis lag bei 61.1 €/MWh, getragen von einer sehr hohen Kernkraftverfügbarkeit. Mit einer Produktion von 373 TWh erreichte die französische Nuklearerzeugung den höchsten Stand seit dem Jahr 2019. In der Folge exportierte Frankreich im Jahr 2025 rund 90 TWh Strom in die Nachbarländer – ein Rekordwert der letzten Jahre.

Das Verhältnis zwischen Spitzen- und Grundlastpreisen entwickelte sich im Jahr 2025 in der Schweiz überraschend schwach. Die Spitzenstunden lagen im Jahresdurchschnitt lediglich 3.6 Prozent über dem Base-Preis. Diese Entwicklung ist Teil eines europaweiten Trends, der eng mit dem raschen Ausbau der Photovoltaik verknüpft ist. Trotz sinkender Solar-Capture-Rates, die in Ländern wie Spanien auf 0.53 fielen, blieb die Investitionsdynamik hoch: Die installierte Photovoltaik (PV) -Leistung in Europa wuchs im Jahr 2025 um 17.5 Prozent. Auch in der Schweiz

nahm die PV-Kapazität um 18 Prozent zu und erreichte zum Jahresende rund 9.7 GW. Gleichzeitig blieben die Kannibalisierungseffekte im Schweizer Markt begrenzt, mit einer vergleichsweise hohen Capture-Rate von 74 Prozent.

Ein unmittelbarer Effekt des PV-Ausbaus ist die Zunahme von Stunden mit negativen Preisen, insbesondere im zweiten Quartal. Frankreich und Deutschland waren hiervon besonders betroffen, mit einem Anstieg der negativen Stunden um 78 Prozent beziehungsweise 59 Prozent. In Deutschland wurden im Juni 2025 51 Prozent der gesamten Solarstromerzeugung zu negativen Preisen produziert.

In der Schweiz blieb die Anzahl negativer Stunden mit 303 Stunden (+4 Prozent verglichen zum Vorjahr) im Jahresvergleich weitgehend stabil. Ein deutlicher Anstieg im zweiten Quartal wurde durch geringere Werte in den übrigen Quartalen kompensiert; im vierten Quartal traten aufgrund der kalten Witterung keine negativen Preise auf.

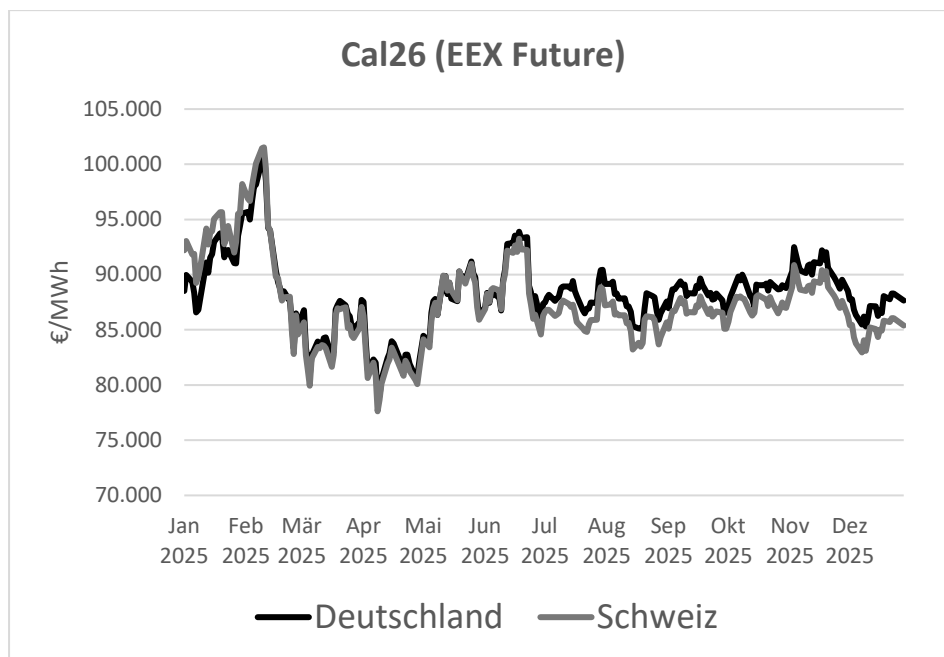
Mit der strukturellen Verbilligung der Solarstunden gewannen die sogenannten Shoulder-Hours an Bedeutung, was zu einer ausgeprägten Zunahme der Intraday-Preisvolatilität führte. Der höchste Intraday-Spread in der Schweiz wurde am 11. Mai 2025 mit 366 €/MWh erreicht (Stunde 13: -262 €/MWh; Stunde 20: 104 €/MWh). In Deutschland lag der entsprechende Wert bei 495 €/MWh, was die geringere Flexibilität des dortigen Erzeugungsmixes widerspiegelt. Für flexible Anlagen überkompensierte die höhere Intraday-Volatilität den Rückgang des klassischen Peak-Base-Spreads deutlich.

Die erhöhte Volatilität, kombiniert mit zeitweise hohen Regelenenergiepreisen, unterstützte weitere Investitionen in Batterieenergiespeichersysteme (BESS). In Europa wurden 2025 rund 30 GWh neue BESS-Kapazität installiert, was einem Anstieg von 36 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. In der Schweiz wurden zwar mehrere Projekte angekündigt, jedoch im Jahresverlauf nur begrenzte zusätzliche Kapazitäten ans Netz angeschlossen.

Nach den erheblichen Marktverwerfungen im Jahr 2024 ergriff Swissgrid 2025 gezielte Massnahmen zur Stabilisierung der Regelenenergiemärkte und zur Senkung der Systemkosten. Dazu gehörte unter anderem eine Preisobergrenze von 1000 €/MWh für Sekundärregelenergie. Verbesserte Prognosen der Systemungleichgewichte reduzierten den Bedarf an Systemdienstleistungen, was im April zu einem Höchststand der Leistungspreise führte. In der Folge gingen die Preise kontinuierlich zurück, und die Regel- sowie Ausgleichsenergiepreise sanken ab Mai 2025 wieder auf das Niveau vor 2024.

Terminmärkte

Die Stromterminmärkte bewegten sich im Jahr 2025 in einem breiten Seitwärtsrange. Der deutsche Cal26 erreichte im Februar kurzzeitig Werte von über 100 €/MWh und fiel im April 2025 auf Niveaus knapp unter 80 €/MWh. Die Preisentwicklung war erneut stark von geopolitischen Ereignissen geprägt, darunter die Friedensverhandlungen zwischen Russland und der Ukraine, der kurzzeitige Konflikt zwischen Israel und Iran sowie handelspolitische Spannungen im Zusammenhang mit den sogenannten "Liberation-Day"-Zollankündigungen.



Im Gegensatz zum Strommarkt entwickelten sich die Gas- und CO₂-Märkte in der zweiten Jahreshälfte klar und in entgegengesetzte Richtungen. Die Gaspreise stiegen im ersten Quartal deutlich an, ausgelöst durch die Unterbrechung russischer Pipelineflüsse über die Ukraine sowie durch Sorgen über niedrige Speicherstände. Der TTF Cal26 erreichte im Februar ein Hoch von 45 €/MWh. In der zweiten Jahreshälfte fielen die Preise jedoch kontinuierlich und schlossen das Jahr bei 27 €/MWh, getragen von der Erwartung eines LNG-Überangebots in Europa.

Die CO₂-Preise entwickelten sich gegensätzlich. Nach einem Tiefstand von 62 €/t für den Dec26-Kontrakt im April setzte in der zweiten Jahreshälfte eine ausgeprägte Aufwärtsbewegung ein, die die Preise zum Jahresende auf 87 €/t steigen ließ. Hintergrund war die Erwartung einer deutlichen Verknappung des Zertifikateangebots in den Jahren 2026 und 2027. In beiden Märkten wurden diese fundamentalen Trends durch eine starke spekulative Positionierung verstärkt, wobei die Commitment-of-Traders-Berichte Rekord-Short-Positionen bei Gas und Rekord-Long-Positionen bei CO₂ auswiesen.

3. Risiken für Grischelectra AG bzw. A-Aktionäre

Der auf lange Dauer abgeschlossene Partnervertrag verhilft dem Kanton und den angeschlossenen Gemeinden zu einer Absatzgarantie und einer Garantie der langfristigen Verwertung gegen ein Aufgeld, welches mindestens 0,4 Rp./kWh beträgt. Der Partnervertrag überträgt somit das kommerzielle Risiko ganz auf die verwertenden Gesellschaften. Die Beurteilung der Bonität der verwertenden B-Partner durch Ratingagenturen und Banken ist als Folge der erhaltenen Marktpreise verbessert, wodurch sich das Gegenparteirisiko reduziert hat. Angesichts der dynamischen Preis- und Marktlage wird der Verwaltungsrat periodisch eine vertiefte Risikobeurteilung vornehmen.

III. BEMERKUNGEN ZUM GESCHÄFTSERGEBNIS

Die Jahresrechnung wird nach den Bestimmungen des schweizerischen Obligationenrechts erstellt. Mit Ausnahme des nicht einbezahlten Aktienkapitals stimmt die Jahresrechnung auch mit den Fachempfehlungen zur Rechnungslegung (Swiss GAAP FER) überein. Sie vermittelt somit ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

1. Bilanz

Die Bilanzsumme beträgt 2 773 425.61 Franken.

Da die Kraftwerke ihre Rechnungen an den Kanton stellen und die Abwicklung der Zahlungen über die Repower erfolgt, besteht einerseits ein Forderungsverhältnis (Kontokorrent) zwischen dem Kanton und der GEAG und andererseits einer zwischen der GEAG und der Repower. Im Grundsatz setzt sich das Kontokorrent gegenüber der Repower aus dem Aufgeld des 3. Quartals 2025, dem Saldo der Jahresrestkosten, den GEAG-Eigenkosten und den Kosten für die GEAG-Pflichtdividende pro 2024/2025 zusammen. Aufgrund der grossen Volatilität bei den Jahreskostenabrechnungen können die Forderungen und Verbindlichkeiten von Jahr zu Jahr stark schwanken.

Das Aktienkapital der Gesellschaft von einer Million Franken ist eingeteilt in 7000 Namenaktien der Kategorie A sowie 3000 Namenaktien der Kategorie B zu nominell je 100 Franken. Vom Grundkapital sind 20 Prozent liberiert. Das nicht einbezahlte Aktienkapital von 800 000 Franken wird als Forderung im Anlagevermögen geführt.

2. Erfolgsrechnung

Die im Geschäftsjahr 2024/2025 eingebrachte Energiemenge nahm im Vergleich zum Vorjahr um 182 Gigawattstunden (GWh) auf gut 610 GWh ab. Die Abnahme lässt sich generell auf eine verschlechterte hydrologische Situation gegenüber dem Vorjahr zurückführen. Die Produktion dieses Jahres liegt dennoch rund 3 Prozent über dem Zehnjahresdurchschnitt von 583 GWh.

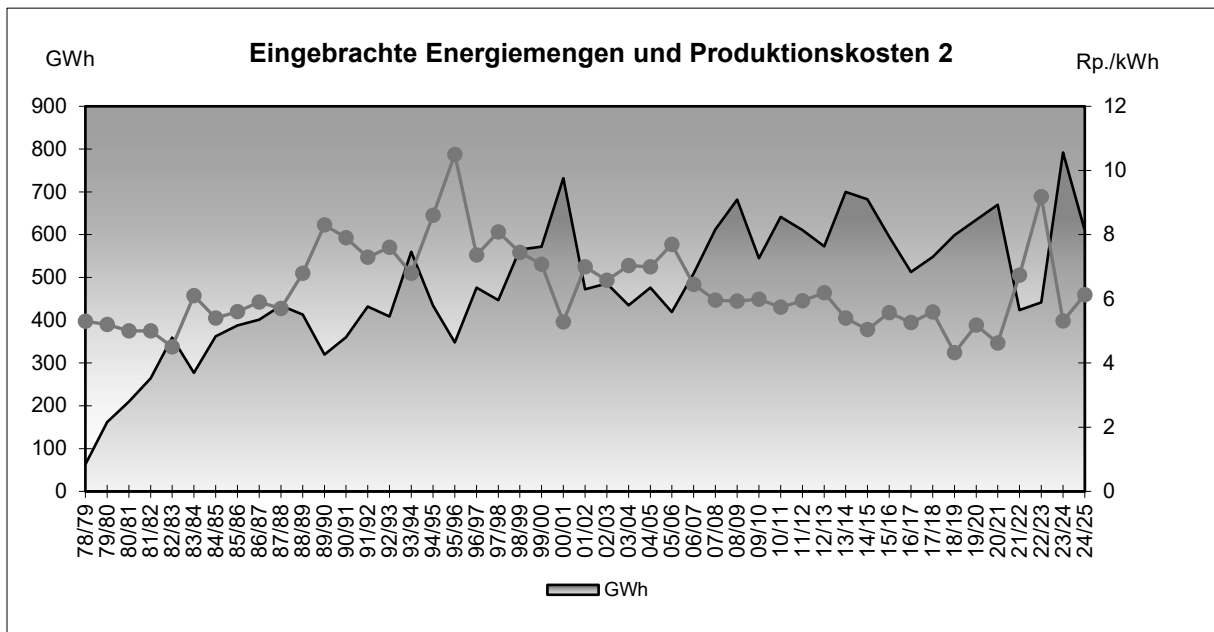
Die Gesamtleistung (Übernahme durch Repower) für die vom Kanton und den angeschlossenen Gemeinden eingebrachte Energie von rund 610 GWh (Vorjahr: 792 GWh) betrug im Geschäftsjahr 2024/2025 37 387 173.87 Franken (Vorjahr: 42 036 236.31 Franken).

Das dem Kanton gemäss Art. 7.4 lit. b des Partnervertrags vom 26. Juni 1978 und das an die Konzessionsgemeinden der EKW (Corporaziun Energia Engiadina) und an die Gemeinde Mesocco abgelieferte Aufgeld betrug gesamthaft 6 712 843.25 Franken (Vorjahr: 6 376 142.85 Franken). Der Anteil des Kantons ergab 6 076 990.25 Franken (Vorjahr 5 782 930.10 Franken).

Die Aufgelderleistungen sind direkt von der jährlichen Wasserführung und von der Höhe des Aufgelds pro kWh abhängig. Das Aufgeld erhöhte sich vereinbarungsgemäss für das Geschäftsjahr 2024/2025 auf 1,1 Rp./kWh. Im Jahr 2024 fand die letzte Aufgeldverhandlung statt. Diese Aufgeldanpassungen wurden am 19. November 2024 mittels Regierungsbeschluss (Prot. Nr. 898/2024) bekräftigt. So gelten für die vier Jahre ab Oktober 2024 die folgenden Aufgeldsätze:

- ab 1. Oktober 2024: 1,1 Rp./kWh
- ab 1. Oktober 2025: 0,9 Rp./kWh
- ab 1. Oktober 2026: 0,4 Rp./kWh mit einer Option von zusätzlichen 0,1 Rp./kWh ex post bei positiver Marktentwicklung.
- ab 1. Oktober 2027: 0,4 Rp./kWh mit einer Option von zusätzlichen 0,1 Rp./kWh ex post bei positiver Marktentwicklung.

Die nachfolgende Grafik orientiert über die Entwicklung der eingebrachten Energiemengen in GWh und die Produktionskosten der veräusserten Energiepakete inklusive Aufgeld (nachfolgend als Produktionskosten 2 bezeichnet) seit Bestehen der GEAG.



Die durchschnittlichen Produktionskosten 2 sind auf 6,12 Rp./kWh (Vorjahr: 5,30 Rp./kWh) gestiegen. Die Gründe für die Zunahme der Produktionskosten um 0,82 Rp./kWh liegen darin, dass die Kosten der energieeinbringenden Partnerwerke zwar 14 Prozent abgenommen haben, die eingebrachte Energiemenge prozentual aber stärker, nämlich um 23 Prozent zurückging.

Der Jahresgewinn beträgt 12 900 Franken und dient zur Zahlung der vertraglich festgelegten Dividende von 6 Prozent auf das einbezahlte Aktienkapital von 200 000 Franken und für die gesetzlich vorgesehene Zuweisung an die allgemeinen Reserven.

Chur, 11. Februar 2026

Für den Verwaltungsrat:

Der Präsident


Stefan Schmid

Grischelectra AG

Jahresrechnung 2024/2025

1. Bilanz

	30.09.2025 Franken	30.09.2024 Franken	Differenz zum Vorjahr Franken
AKTIVEN			
Umlaufvermögen	1 973 425.61	3 944 117.63	- 1 970 692.02
Flüssige Mittel	179 022.82	171 315.48	7 707.34
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1 794 402.79	3 772 802.15	- 1 978 399.36
Anlagevermögen	800 000.00	800 000.00	0.00
Nicht einbezahltes Aktienkapital	800 000.00	800 000.00	0.00
Total Aktiven	2 773 425.61	4 744 117.63	- 1 970 692.02
PASSIVEN			
Fremdkapital	1 719 125.61	3 690 717.63	- 1 971 592.02
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1 692 373.55	3 663 355.35	- 1 970 981.80
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten	7 426.56	8 040.78	- 614.22
Passive Rechnungsabgrenzungen	19 325.50	19 321.50	4.00
Eigenkapital	1 054 300.00	1 053 400.00	900.00
Aktienkapital	1 000 000.00	1 000 000.00	0.00
Gesetzliche Gewinnreserve	41 400.00	40 500.00	900.00
Jahresgewinn	12 900.00	12 900.00	0.00
Total Passiven	2 773 425.61	4 744 117.63	- 1 970 692.02

Grischelectra AG

2. Erfolgsrechnung

	2024/2025 Franken	2023/2024 Franken	Differenz zum Vorjahr Franken
Jahreskosten	30 674 330.62	35 660 093.46	- 4 985 762.84
Aufgeld	6 712 843.25	6 376 142.85	336 700.40
Gesamtleistung (Übernahme durch Repower)	37 387 173.87	42 036 236.31	- 4 649 062.44
Aufwand für das GEAG-Energiepaket	- 30 579 946.49	- 35 558 732.69	4 978 786.20
Aufgeld	- 6 712 843.25	- 6 376 142.85	- 336 700.40
Beschaffungsaufwand	- 37 292 789.74	- 41 934 875.54	4 642 085.80
Übriger Betriebsaufwand	- 78 154.63	- 85 134.27	6 979.64
Betriebsaufwand	- 37 370 944.37	- 42 020 009.81	4 649 065.44
Ergebnis vor Steuern	16 229.50	16 226.50	3.00
Direkte Steuern	- 3 329.50	- 3 326.50	- 3.00
Jahresgewinn	12 900.00	12 900.00	0.00

Griselectra AG

3. Geldflussrechnung

	2024/2025 Franken	2023/2024 Franken
Jahresgewinn	12 900.00	12 900.00
Zunahme (-) / Abnahme Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1 978 399.36	- 3 470 283.64
Zunahme (-) / Abnahme übrige kurzfristige Forderungen	0.00	327.25
Zunahme / Abnahme (-) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	- 1 970 981.80	3 461 426.34
Zunahme / Abnahme (-) übrige kurzfristige Verbindlichkeiten	- 614.22	1 161.44
Zunahme / Abnahme (-) Passive Rechnungsabgrenzungen	4.00	4.00
Geldfluss aus Betriebstätigkeit	19 707.34	5 535.39
Dividendenzahlungen	- 12 000.00	- 12 000.00
Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit	- 12 000.00	- 12 000.00
Veränderung der flüssigen Mittel	7 707.34	- 6 464.61
Nachweis:		
Anfangsbestand Flüssige Mittel per 01.10.	171 315.48	177 780.09
Endbestand Flüssige Mittel per 30.09.	179 022.82	171 315.48
Veränderung der flüssigen Mittel	7 707.34	- 6 464.61

Grischelectra AG

4. Eigenkapitalnachweis

	Aktien- kapital	Gesetzliche Gewinn- reserve 1)	Bilanz- gewinn 2)	Total Eigen- kapital
Franken				
Eigenkapital 30.09.2023	1 000 000	39 600	12 900	1 052 500
Zuweisung gesetzliche Gewinnreserve		900	- 900	0
Dividendenausschüttung			- 12 000	- 12 000
Jahresgewinn 2023/24			12 900	12 900
Eigenkapital 30.09.2024	1 000 000	40 500	12 900	1 053 400
Zuweisung gesetzliche Gewinnreserve		900	- 900	0
Dividendenausschüttung			- 12 000	- 12 000
Jahresgewinn 2024/25			12 900	12 900
Eigenkapital 30.09.2025	1 000 000	41 400	12 900	1 054 300

1) Die gesetzliche Gewinnreserve wurde ausschliesslich aus Gewinnen geäufnet.

2) Die Dividendenausschüttung beträgt 6 % des einbezahlten Aktienkapitals.

Griselectra AG

5. Anhang

Rechnungslegungsgrundsätze

Die Jahresrechnung der Griselectra AG (GEAG) entspricht den Vorschriften des Schweizerischen Obligationenrechtes (OR; SR 220).

Mit Ausnahme des nicht einbezahlten Aktienkapitals stimmt die Jahresrechnung auch mit den Fachempfehlungen zur Rechnungslegung (Swiss GAAP FER) überein. Sie vermittelt somit ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel enthalten Bankguthaben. Sie sind zu Nominalwerten bilanziert.

Forderungen

Die Forderungen sind zu Nominalwerten ausgewiesen. Betriebswirtschaftliche Wertberichtigungen sind keine notwendig.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten beinhalten kurzfristige Schulden, die zum Rückzahlungsbetrag bilanziert sind.

Anmerkungen zur Erfolgsrechnung und Bilanz

Transaktionen mit nahestehenden Personen

Die nahestehenden Personen umfassen die Aktionäre mit einem Kapitalanteil von mindestens 20 Prozent. Die Jahreskosten werden vom B-Partner Repower AG entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen übernommen. Alle übrigen Transaktionen erfolgen zu marktüblichen Bedingungen.

Der Ertrag enthält Transaktionen mit nahestehenden Personen von Fr. 6 076 990.25 (Vorjahr: Fr. 5 782 930.10), der Aufwand von Fr. 6 109 990.25 (Vorjahr: Fr. 5 815 930.10) aufgrund vertraglicher Vereinbarungen.

Aktionäre mit Beteiligungen von 20 % oder mehr

	30.09.2025	30.09.2024
- Kanton Graubünden	54,3 %	54,3 %
- Axpo Solutions AG, Baden	20,0 %	20,0 %

Jahreskosten / Aufwand GEAG-Energiepaket

Der Aufwand für die eingebrachten Energiepakete beläuft sich auf 30,6 Mio. Franken (Vorjahr 35,6 Mio. Franken). Der Minderaufwand gegenüber dem Vorjahr beträgt somit rund 5 Mio. Franken. Der Grund für die Abnahme des Aufwandes liegt unter anderem bei einem Rückgang der eingebrachten Energiemengen bei allen Partnerwerken der Griselectra AG. Gesamthaft waren die eingebrachten Energiemengen 23 Prozent tiefer als im Vorjahr.

Aufgeld an Kanton / Gemeinden

Die eingebrachte Energie nahm im Vergleich zum Vorjahr um rund 182 Gigawattstunden (GWh) auf gut 610 GWh ab. Die eingebrachte Energie liegt im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt (Durchschnitt der vorangegangenen 10 Geschäftsjahre) dennoch gut 3 Prozent höher. Dies ist auf eine deutlich überdurchschnittliche Hydrologie und die damit verbundene höhere Energieproduktion im Geschäftsjahr zurückzuführen. Das Aufgeld nahm von 6,4 Mio. Franken auf 6,7 Mio. Franken leicht zu, trotz der spürbar tiefer eingebrachten Energiemenge. Die tiefer eingebrachte Energiemenge konnte durch den von 0,8 Rp./kWh auf 1,1 Rp./kWh erhöhten Aufgeldansatz leicht überkompensiert werden.

Detailübersicht	30.09.2025	30.09.2024	Differenz
Forderungen und Verbindlichkeiten	Franken	Franken	zum Vorjahr
			Franken
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen:			
- gegenüber Aktionären und Nahestehenden	1 548 068.86	3 710 913.01	- 2 162 844.15
- gegenüber Dritten	246 333.93	61 889.14	184 444.79
Total Forderungen	1 794 402.79	3 772 802.15	- 1 978 399.36
davon Forderungen mit Restlaufzeit < 1 Jahr	1 794 402.79	3 772 802.15	- 1 978 399.36
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen:			
- gegenüber Aktionären und Nahestehenden	1 525 276.50	3 450 697.00	- 1 925 420.50
- gegenüber Dritten	167 097.05	212 658.35	- 45 561.30
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten:			
- gegenüber Dritten	7 426.56	8 040.78	- 614.22
Total Verbindlichkeiten	1 699 800.11	3 671 396.13	- 1 971 596.02
davon Verbindlichkeiten mit Restlaufzeit < 1 Jahr	1 699 800.11	3 671 396.13	- 1 971 596.02

Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

Die monatlichen Akontozahlungen gehen von den budgetierten Jahreskosten aus. Darum können die Forderungen und Verbindlichkeiten aufgrund der effektiven Jahreskosten bzw. Schlussabrechnungen von Jahr zu Jahr recht stark differieren.

Entschädigungen Verwaltungsrat und Geschäftsleitung

Gemäss dem kantonalen Public Corporate Governance-Grundsatz Nr. 16 müssen bei Mehrheitsbeteiligungen des Kantons die Vergütungen des strategischen Führungsgremiums im Geschäftsbericht und jene des operativen Führungsgremiums mindestens gegenüber der Geschäftsprüfungskommission und der Regierung nach den von der Regierung definierten Regeln offengelegt werden.

	Fixum Franken	Spesen Franken	Total Franken
Verwaltungsrat			
Schmid Stefan, Präsident	6 000.00	200.00	6 200.00
Roland Leuenberger, Vizepräsident	4 000.00	0.00	4 000.00
Spescha Leonardo, Mitglied	3 000.00	200.00	3 200.00
Lir Viktor, Mitglied	3 000.00	200.00	3 200.00
Müller Emil, Mitglied	3 000.00	200.00	3 200.00
Total	19 000.00	800.00	19 800.00
Geschäftsleitung			
Schmid Stefan, Vorsitzender Geschäftsleitung	4 000.00	0.00	4 000.00
Amt für Energie und Verkehr Graubünden (AEV)	10 000.00	0.00	10 000.00
Total	14 000.00	0.00	14 000.00

Die weiteren Mitglieder der Geschäftsleitung sind kantonale Angestellte und erhalten keine Entschädigung:

- Bleisch Reto, Leiter Amt für Wirtschaft und Tourismus (AWT)
- Schmid Thomas, Vorsteher Amt für Energie und Verkehr (AEV)
- Pfeifer Evelyn, Departement für Finanzen und Gemeinden (DFG)

Anzahl Vollzeitstellen im Jahresdurchschnitt

Die GEAG beschäftigt keine Angestellten.

Risikobeurteilung

Ohne gesetzliche Verpflichtung hat der Verwaltungsrat an der Verwaltungsratssitzung vom 14. Februar 2025 eine Risikobeurteilung vorgenommen. In der GEAG verbleibt praktisch kein erkennbares Risiko. Insbesondere kann festgehalten werden, dass die GEAG selber keinen Marktrisiken ausgesetzt ist. Das Gegenparteirisiko (Zahlungsausfall des B-Partners Repower AG) wird als gering eingestuft. Angesichts der schwierigen Preis- und Marktlage wird der Verwaltungsrat, wie er es bereits vor einigen Jahren gemacht hat, regelmässig eine vertiefte Risikobeurteilung vornehmen.

Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Nach dem Bilanzstichtag vom 30. September 2025 sind keine Ereignisse eingetreten, die erwähnenswert sind. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag wurden bis zum Revisionsbericht vom 11. Februar 2026 berücksichtigt. An diesem Datum wurde die Jahresrechnung vom Verwaltungsrat der GEAG genehmigt.

Es bestehen keine weiteren nach Art. 959c OR ausweispflichtigen Sachverhalte.

Grischelectra AG

6. Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinns

Gestützt auf Art. 14.4 lit. G des Partnervertrags haben die Aktionäre Anspruch auf eine Dividende von sechs Prozent.

Der Generalversammlung wird daher folgende Verwendung des Aktivsaldos vorgeschlagen:

6 Prozent Dividende auf dem einbezahlten Aktienkapital von 200 000 Franken	12 000 Franken
Zuweisung an die gesetzlichen Reserven	<u>900 Franken</u>
Total	<u>12 900 Franken</u>

Die Dividende wird den Aktionären nach Annahme dieses Vorschlags durch die Generalversammlung unter Abzug von 35 Prozent Verrechnungssteuer überwiesen.



Finanzkontrolle des Kantons Graubünden
Controlla da finanzas dal chantun Grischun
Controllo delle finanze del Cantone dei Grigioni

Bericht der Revisionsstelle
zur eingeschränkten Revision
an die Generalversammlung der
Grischelectra AG
7000 Chur

Als Revisionsstelle haben wir die Jahresrechnung (Bilanz, Erfolgsrechnung, Geldflussrechnung, Eigenkapitalnachweis und Anhang) der Grischelectra AG, Chur, für das am 30. September 2025 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

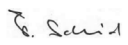
Für die Jahresrechnung ist der Verwaltungsrat verantwortlich, während unsere Aufgabe darin besteht, die Jahresrechnung zu prüfen. Wir bestätigen, dass wir die gesetzlichen Anforderungen hinsichtlich Zulassung und Unabhängigkeit erfüllen.

Unsere Revision erfolgte nach dem Schweizer Standard zur Eingeschränkten Revision. Danach ist diese Revision so zu planen und durchzuführen, dass wesentliche Fehlaussagen in der Jahresrechnung erkannt werden. Eine eingeschränkte Revision umfasst hauptsächlich Befragungen und analytische Prüfungshandlungen sowie den Umständen angemessene Detailprüfungen der beim geprüften Unternehmen vorhandenen Unterlagen. Dagegen sind Prüfungen der betrieblichen Abläufe und des internen Kontrollsystems sowie Befragungen und weitere Prüfungshandlungen zur Aufdeckung deliktischer Handlungen oder anderer Gesetzesverstösse nicht Bestandteil dieser Revision.

Bei unserer Revision sind wir nicht auf Sachverhalte gestossen, aus denen wir schliessen müssten, dass die Jahresrechnung sowie der Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinns nicht dem schweizerischen Gesetz und den Statuten entsprechen.

Chur, 16. Februar 2026

Finanzkontrolle des
Kantons Graubünden

 Digital
unterschieden von
THOMAS CHRISTIAN
SCHMID
Datum: 2026.02.16
15:27:49 +01'00'

Thomas Schmid
Revisionsexperte
Leitender Revisor

 Digital
unterschieden von
MARCO MAISSEN
Datum: 2026.02.16
15:40:22 +01'00'

Marco Maissen
Revisionsexperte

Beilagen

Jahresrechnung bestehend aus:

1. Bilanz
2. Erfolgsrechnung
3. Geldflussrechnung
4. Eigenkapitalnachweis
5. Anhang
6. Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinns

