

GRISCHELECTRA AG
CHUR

42. GESCHÄFTSBERICHT
VOM 01.10.2019 BIS 30.09.2020

VERWALTUNGSRAT

Stefan Engler, Chur	Präsident
Roland Leuenberger, Wädenswil (seit Juni 2020)	Vizepräsident
Georg Anton Buchli, Versam (Safiental)	
Emil Müller, Susch (Zernez)	
Peter Lustenberger, Wettswil am Albis	

GESCHÄFTSLEITUNG

Stefan Engler, Chur	Vorsitz
Eugen Arpagaus, Zizers	
Erich Büsser, Sargans (bis September 2020)	
Thomas Schmid, Chur (seit September 2020)	
Beat Ryffel, Chur (bis September 2020)	
Amos Pesenti, Chur (seit September 2020)	

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 Amtes für Energie und Verkehr sowie dem Leiter des Amtes 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 20 000 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 22. März 2021 über das Geschäftsjahr
vom 01.10.2019 bis zum 30.09.2020**

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 sowie Axpo Solutions AG 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], Elettività Industriale SA [ELIN], 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

Welche Auswirkungen hat das CO₂-Gesetz auf die Nachfrage nach Elektrizität?

Das Berichtsjahr 2020 stand ganz im Zeichen der Klimapolitik. Bis 2050 soll die Schweiz klimaneutral werden, so lautet das Ziel des Bundesrates. Dies bedeutet, dass in den nächsten 30 Jahren die Emissionen achtmal mehr reduziert werden müssen, verglichen mit den letzten 30 Jahren. Das vom Parlament im September 2020 verabschiedete CO₂-Gesetz ist dabei das wichtigste Schweizer Instrument zur Umsetzung des Klimaschutzes. Gegen das Gesetz wurde das Referendum ergriffen, womit der Souverän im Verlaufe des Jahres 2021 das letzte Wort darüber haben wird. Die im CO₂-Gesetz vorgesehene Dekarbonisierung und somit CO₂-freie Energieversorgung wird zwangsläufig den Strombedarf erhöhen.

Verschiedene Berichte befassen sich mit der künftigen Stromnachfrage und dem -angebot. Nachfolgend die den Berichten entnommene Zusammenfassung der Erkenntnisse:

Energiewelten 2020 (Aktualisierung der VSE Trends 2035)

Die Dekarbonisierung der Schweizer Energiewirtschaft wird mit dem Netto-Null-Klimaziel intensiver vorangetrieben. In der Schweiz werden, aufgrund der aktuellen Gesetzgebung, der technischen Entwicklung und der gesellschaftlichen Realität, voraussichtlich vor allem PV-Anlagen zu gebaut.

Erreicht die Schweiz Netto-Null-Emissionen bis 2050, dürfte dieser Weg mit stark steigender Stromnachfrage einhergehen. Mit steigendem Stromverbrauch und dem Kernenergieausstieg vergrössert sich auch die Produktionslücke im Winter. Zudem leistet die Sektorkopplung in absehbarer Zukunft nur einen beschränkten Beitrag zur Schliessung dieser Winterlücke. Der Schlüssel zur Versorgungssicherheit ist eine ausreichend hohe Inlandproduktion – bestehend aus Gross- und Kleinanlagen.

Das Nationale Forschungsprogramm «Energiewende» (NFP 70) kommt zum Schluss, dass der Markt allein unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht die notwendigen Investitionen für den Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht. Erneuerbare Energien brauchen somit auch weiterhin finanzielle Unterstützung. Es zeichnet sich ab, dass die Photovoltaik und die Wasserkraft die wichtigsten Technologien für die Stromproduktion im Jahr 2035 in der Schweiz sein werden.

Was die Einbettung der Schweiz in Europa angeht, bringt das Fehlen des Stromabkommens verschiedene Nachteile mit sich. Ohne ein Stromabkommen verschlechtern sich im Inland die Netzstabilität und die Handelstätigkeit. Die Schweiz wird derzeit sukzessive aus den Gremien und Strommarktplattformen der EU ausgeschlossen. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten.

Diese Entwicklungen, insbesondere die kritisch werdende Versorgungssicherheit und die zunehmende Bedeutung einer angemessenen Inlandproduktion sowie das Fehlen eines Stromabkommens mit der EU, führen zu einer Verschiebung des Vierecks in Richtung Local und Trust World. Die Weiterführung der Förderung der erneuerbaren Energien ist ein zusätzliches Merkmal der Local World.

Der Schwerpunkt des Vierecks liegt neu nur noch knapp in der Smart World, einer zunehmend dezentralen, digitalen und marktlichen Welt, dicht gefolgt von der Local World, einer zunehmend dezentralen, vom Staat geförderten und regulierten heimischen wie auch digitalen Welt. Beide Welten werden durch die Klimapolitik der Schweiz und die damit einhergehende Dekarbonisierung begünstigt.

Energieperspektiven 2050+ (Bundesamtes für Energie)

Die Schweiz kann ihre Energieversorgung bis 2050 klimaneutral umbauen: Sie wird sicher, sauber, schweizerisch und bezahlbar sein. Die dafür nötigen Technologien sind vorhanden oder in Entwicklung. Sie müssen sich in den kommenden 30 Jahren rasch und umfassend verbreiten. Wir gehen weg von den fossilen Energien, werden dafür aber mehr Strom brauchen. Insgesamt können wir aber den Pro-Kopf-Energieverbrauch senken. Dies, weil wir dank Effizienzmassnahmen weniger Energie verschwenden und weil elektrische Anwendungen effizienter sind als fossile. Die Energieversorgung 2050 besteht fast vollständig aus inländisch produzierter, erneuerbarer Energie. Es gibt dadurch im Energiebereich mehr Investitionen in der Schweiz. So sind die Arbeitsplätze im Umwelt- und Cleantechsektor in der Schweiz in den letzten 20 Jahren bereits stark angestiegen und liegen heute schon bei rund fünf Prozent der Arbeitskräfte. Gleichzeitig wird weniger Energie importiert. Damit fliesst auch weniger Geld ins Ausland ab. Allein in den letzten zehn Jahren flossen 80 Milliarden Franken für fossile Energien ins Ausland. Für die Erneuerung, Modernisierung und den Ersatz bestehender Energieinfrastrukturen, Gebäude, Anlagen, Geräte oder Fahrzeuge fallen bis 2050 ohnehin Investitionen in der Höhe von rund 1400 Milliarden Franken an. Mit dem Netto-Null-Ziel bis 2050 erhöht sich der Investitionsbedarf um 109 Milliarden Franken oder acht Prozent. Gleichzeitig ermöglicht es aber Einsparungen an Energiekosten von 50 Milliarden Franken. Die zusätzlichen Investitionen zahlen sich gleich doppelt aus: Erstens können so drohende Schäden in Milliardenhöhe reduziert werden. Denn wenn die Klimaerwärmung weiterhin ungebremst fortschreitet, muss die Schweiz mit sehr hohen Folgekosten rechnen. Zweitens können wir die Abhängigkeit vom Ausland bei der Energieversorgung senken.

Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020 (Bericht der EICom)

Für die Beurteilung der Versorgungssicherheit stützt sich die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EICom) u.a. auf ein umfassendes Monitoring mit Beobachtungsgrössen in den Bereichen Netze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld ab. Der Schwerpunkt der Beurteilung liegt auf einem mittelfristigen Zeitraum (3-5 Jahre). Gestützt auf die aktuellen Zahlen kann festgestellt werden, dass die Verfügbarkeit von Elektrizität in der Schweiz insgesamt als sehr gut bezeichnet werden kann. Gemäss international üblichem Index (SAIDI) hat ein Schweizer Endverbraucher im Durchschnitt lediglich während zwanzig Minuten pro Jahr keinen Strom. Davon sind rund zehn Minuten auf geplante Unterbrüche und zehn Minuten auf ungeplante Ausfälle zurückzuführen. Die Tarife haben sich über die Jahre relativ stabil, mit leicht fallendem Trend entwickelt: Für die Haushalte beträgt der Netztarif rund zehn Rappen pro Kilowattstunde, für die Energie rund acht Rappen pro Kilowattstunde. Der Netztarif für Industrie und Gewerbe beträgt rund acht Rappen pro Kilowattstunde und der Energietarif reduzierte sich seit 2013 auf aktuell gut sieben Rappen pro Kilowattstunde. Damit sind diese Preise aber immer noch rund 25 Prozent über dem europäischen Durchschnitt. Im Bereich der Netze bleibt der Ausbau des Übertragungsnetzes eine Herausforderung. Auch Netzverstärkungen auf bestehenden Trassen (Bickigen-Chippis sowie Bassecourt-Mühleberg) können nur nach langwierigen Verfahren realisiert werden. Bei der Betriebsführung zeigt sich, dass der Trend zu einer höheren Belastung anhält. Die simulierte (N-1)-Netzbelastung hat in den letzten zwei Jahren sowohl im Sommerhalbjahr wie auch im Winterhalbjahr zugenommen. Der ansteigende Trend im Winterhalbjahr dürfte u.a. auf die Zunahme der ungeplanten Transitflüsse aus der Optimierung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Central Western Europe¹ (CWE) zurückzuführen sein. Im Sommerhalbjahr dürfte die Zunahme der (N-1)-Verletzungen auf den erhöhten Anteil an stochastischer Produktion zurückzuführen sein. Die erhöhte Volatilität im Systembetrieb zeigte sich 2019 in diversen Konsellationen: Im Sommer exportierte die Schweiz sehr viel Elektrizität, sowohl nach Norden wie

auch nach Italien. Da auch gleichzeitig in den umliegenden Ländern der Anteil an stochastischer Produktion ansteigt, ist mit einer weiteren Zunahme der Volatilität im Systembetrieb zu rechnen. Im Bereich der Produktion sieht die ECom den grössten Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen für die inländische Winterproduktion. Mit zunehmendem Alter der Kernkraftwerke nimmt die Wahrscheinlichkeit von technisch oder wirtschaftlich bedingten unvorhergesehenen Ausserbetriebnahmen zu. Mit den bislang erzielten Zubauraten für Produktion aus erneuerbarer Energie ist es nicht möglich, innert nützlicher Zeit einen angemessenen Anteil der im Winterhalbjahr wegfallenden Winterproduktion aus Kernkraft (rund 14 TWh) zu ersetzen. Ein für alle Lebensbereiche so zentrales System wie die Stromversorgung sollte nicht über längere Zeit am Limit betrieben werden. In Anbetracht der notwendigen Vorlaufzeit beim Zubau von zusätzlicher Winterproduktion ortet die ECom Handlungsbedarf bei der anstehenden Revision des Energiegesetzes: Die ECom empfiehlt ein rechtlich verbindliches Zubauziel für Erzeugungskapazitäten im Winterhalbjahr zwischen fünf und zehn TWh bis 2035 sowie die Implementierung von geeigneten gesetzlichen Massnahmen, um dieses Ziel zu erreichen. Weiter ist der Bundesrat gesetzlich zu verpflichten, wettbewerbliche Ausschreibungen für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten als Reserven im Inland durchzuführen, falls sich abzeichnet, dass das gesetzlich vorgegebene Zubauziel nicht erreicht werden kann.

Revision Energie- und Stromversorgungsgesetz

Im Verlaufe dieses Jahres (2021) soll dem Eidgenössischen Parlament die Revision des Energie- und Stromversorgungsgesetzes zur Beratung unterbreitet werden. Im Hinblick darauf, dass die geltenden Fördersysteme, wie etwa die Marktprämie für die Grosswasserkraft oder die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), bald auslaufen werden, will der Bundesrat diese nahtlos in neues Recht überführen, welches zusätzliche Anreize für mehr Investitionen in die einheimische, erneuerbare Energieproduktion schaffen soll. So sollen sich etwa die Mittel für die Investitionsbeiträge in die Grosswasserkraft verdoppeln und bei der Photovoltaik wettbewerbliche Ausschreibungen für mehr Wettbewerb sorgen. Schwerpunkt der Revision des Stromversorgungsgesetzes bildet die Öffnung des Strommarktes. Seit 2009 dürfen Grossverbraucher (über 100'000 kWh/Jahr) ihren Stromlieferanten frei wählen. Neu sollen auch Haushalte und kleinere Betriebe in den freien Markt wechseln dürfen. Sie haben aber das Recht, in der Grundversorgung mit regulierten Tarifen zu bleiben oder vom freien Markt wieder in die Grundversorgung zurückzukehren, wenn sie das möchten. Für die Grundversorgung sind die lokalen Verteilnetzbetreiber zuständig. Ihren Kunden in der Grundversorgung müssen sie standardmässig Schweizer Strom aus erneuerbaren Energien liefern. Die Verteilnetzbetreiber müssen dies mit Herkunftsnachweisen (HKN) hinterlegen. Inwieweit die geplante Gesetzesrevision geeignet ist, für die Erneuerung und den Ausbau der Wasserkraft in Form von Planungs- und Investitionssicherheit Perspektiven zu schaffen, ist nach Vorliegen von Botschaft und Gesetzesentwurf zu vertiefen. Die Wasserkraft als Rückgrat der Versorgungssicherheit in der Schweiz benötigt zwingend solche Anreize. Gemäss den Energieperspektiven 2050+ (siehe oben) gewinnt die Wasserkraft in den Überlegungen des Bundes an Bedeutung, was sich zwingend in günstigen gesetzlichen Rahmenbedingungen spiegeln muss.

2. Markt

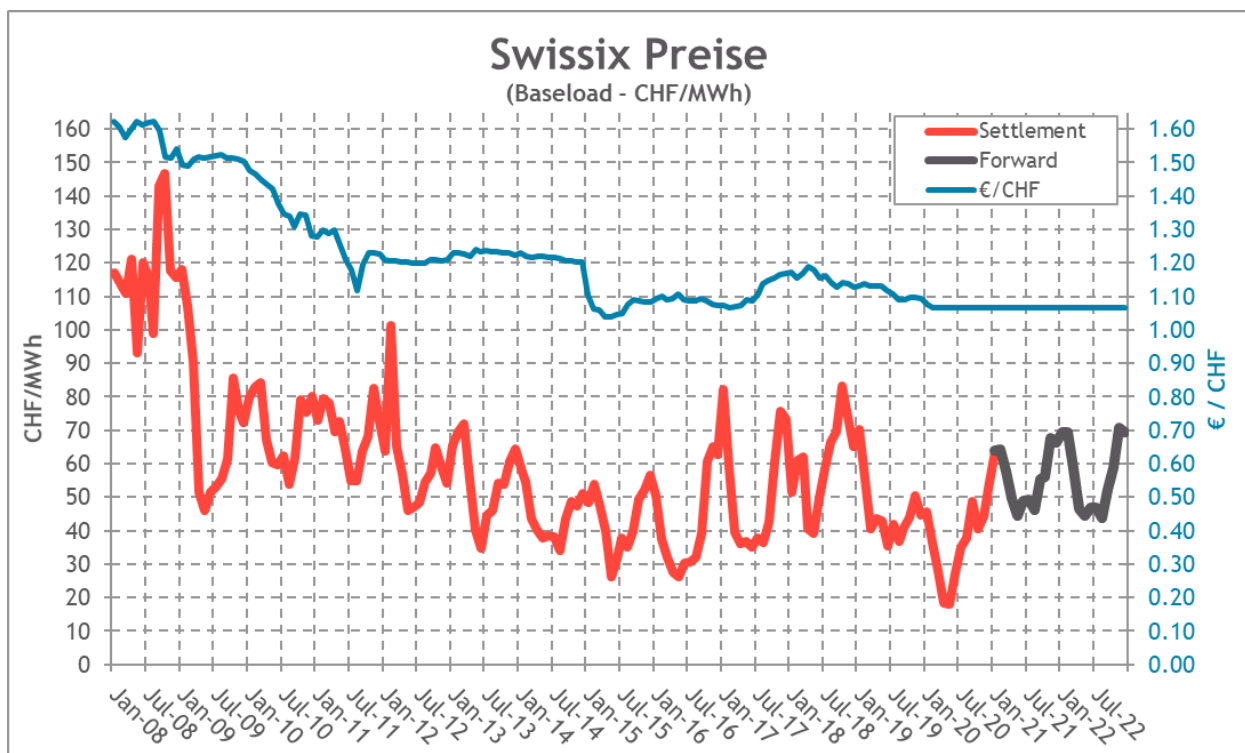
Der an der Schweizer Strombörse gehandelte Spotpreis hat im Jahr 2020 ein neues Minimum erreicht und lag damit rund 5 Franken pro MWh unter dem bisherigen Tiefstwert vom März 2016. Der Preis für «day ahead» lag für die Bandlieferung 2020 bei rund 36,4 Franken pro MWh. Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einer signifikanten Reduktion von rund 20 Prozent und von

rund 40 Prozent verglichen mit dem Jahr 2018. Das Jahr 2020 startete wegen den milden Wintertemperaturen bereits mit einem sinkenden Trend. Wegen der Covid-Pandemie waren die Lieferpreise im April und Mai dann mit rund 18 Franken pro MWh extrem tief. Bei den fossilen Brennstoffen (Öl, Gas und Kohle) waren die Preise wegen des coronabedingten Nachfrageeinbruchs stark unter Druck. Diese Auswirkungen wurden zudem von einer starken Hydro- und Winterzeugung weiter akzentuiert. So fiel beispielsweise die Solar- und Windproduktion in Deutschland mit rund 173 TWh etwa fünf Prozent höher aus als im Jahr 2019. Gegen Ende November 2020 hat sich die Situation relativ rasch und stark geändert. Dies wegen tiefer Temperaturen und steigenden Gas- und CO₂-Preisen. Im Dezember lag der Lieferpreis für ein Stromband bei rund 55 Franken pro MWh.

Die Terminmarktpreise verhielten sich sehr ähnlich wie die Spotpreise. Während des Jahres 2020 war die Bandenergie in der Schweiz fürs Jahr 2021 am Grosshandelsmarkt im Mittelwert rund 48,4 Franken pro MWh wert, was rund 18 Prozent tiefer als der Vorjahreswert war. Die Preise für das Jahresprodukt 2021 folgten der Entwicklung von CO₂-, Gas- und Kohle-Terminmarktpreise. Das Minimum wurde im März 2020 mit rund 42 Franken pro MWh erreicht. Ähnlich wie im Vorjahr, jedoch sogar noch etwas verstärkt, zeichnete sich der Terminstrommarkt durch eine sehr hohe Volatilität aus.

Die Verfügbarkeit der thermischen Kraftwerke in Zentraleuropa war optimal und nie unter Druck. Dies u.a. auch wegen des durch die Covid-Pandemie verursachten Stromverbraucheinbruchs. Gleichzeitig ist auch die erneuerbare Stromproduktion europaweit gestiegen: In Deutschland hat die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020 rund 34 Prozent des Gesamtverbrauchs gedeckt.

Der Euro-Franken-Wechselkurs war im Jahr 2020 bei einem mittleren Kurs von 1,07 eher stabil. Er bewegte sich zwischen 1,05 während der Frühlingsperiode und bei rund 1,08 am Anfang und Ende des Jahres.



3. Risiken für Griselectra 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 3 394 664,18 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 2020, dem Saldo der Jahresrestkosten, den GEAG-Eigenkosten und den Kosten für die GEAG-Pflichtdividende pro 2019/2020 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

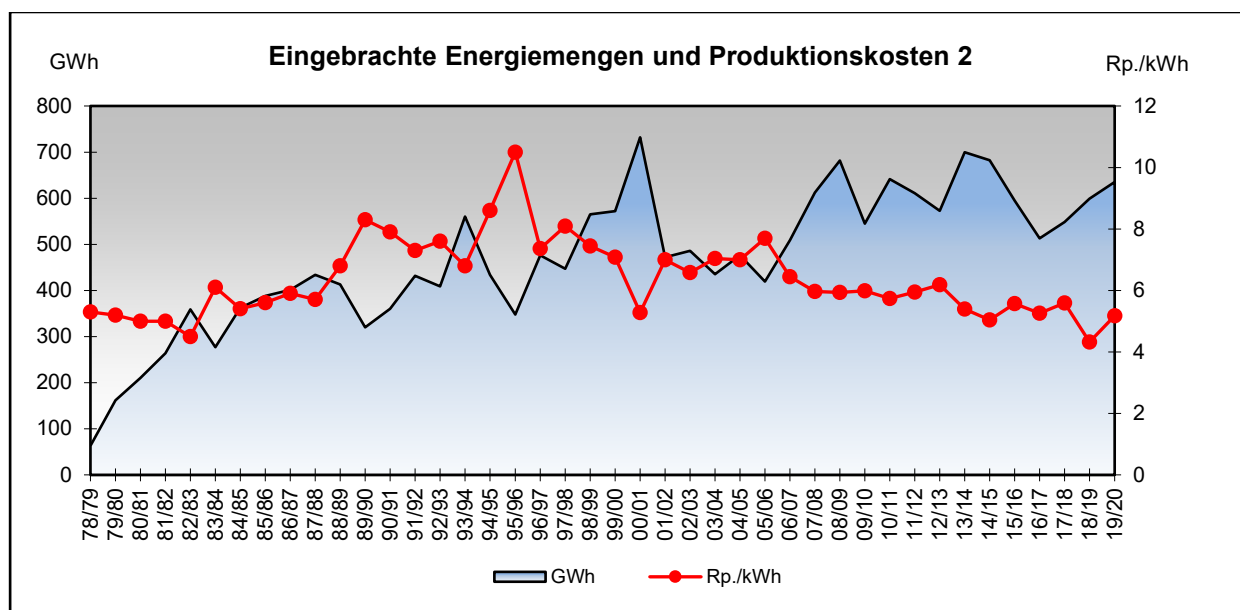
Die im Geschäftsjahr 2019/2020 eingebrachte Energiemenge nahm im Vergleich zum Vorjahr um 36 Gigawattstunden (GWh) oder 6 Prozent auf fast 635 GWh zu. Damit liegt die Stromerzeugung 2019/2020 knapp 6 Prozent über dem Zehnjahresdurchschnitt.

Die Gesamtleistung (Übernahme durch Repower) für die vom Kanton und den angeschlossenen Gemeinden eingebrachte Energie von fast 635 GWh (Vorjahr: 599 GWh) betrug im Geschäftsjahr 2019/2020 32 849 789,33 Franken (Vorjahr: 25 873 176,17 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 2 538 107,05 Franken (Vorjahr: 2 394 272,95 Franken). Der Anteil des Kantons ergab Fr. 2 301 068,95 Franken (Vorjahr 2 173 809,90 Franken).

Diese Aufgelderleistungen sind direkt von der jährlichen Wasserführung und von der Höhe des Aufgelds pro kWh abhängig. Der Aufgeldsatz wurde auf den 1. Oktober 2016 aufgrund der stark veränderten Marktlage auf das vertragliche Minimum von 0,4 Rp./kWh reduziert. Aufgrund der höheren Produktion hat sich das Aufgeld gegenüber dem Vorjahr proportional erhöht. Im Weiteren haben die Parteien beschlossen, dass das Aufgeld ab 1. Oktober 2020 weiterhin 0,4 Rp/kWh beträgt. Bei gutem Geschäftsverlauf wird im September 2021 das Aufgeld fürs Geschäftsjahr 2020/2021 rückwirkend auf 0,5 Rp./kWh erhöht. In der Folge erhöht sich das Aufgeld ab 1. Oktober 2021 auf 0,5 Rp/kWh, ab 1. Oktober 2022 auf 0,6 Rp/kWh und ab 1. Oktober 2023 auf 0,8 Rp/kWh.

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 5,18 Rp./kWh (Vorjahr: 4,32 Rp./kWh) gestiegen. Die Gründe für die Zunahme der Produktionskosten um 0,85 Rp./kWh oder knapp 20 Prozent finden sich ausserhalb des Betriebsergebnisses: Im Geschäftsjahr 2018/2019 kam es bei zahlreichen Partnerwerken zu einer erheblichen Auflösung früher gebildeter Steuerrückstellungen. Die Auflösung besagter Rückstellungen führte zu tieferen Jahreskosten der eingebrachten Energiepakete. Im aktuellen Jahr fällt dieser Effekt weg.

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, 12. Februar 2021

Für den Verwaltungsrat:
Der Präsident



St. Engler

Grischelectra AG

Jahresrechnung 2019/2020

1. Bilanz

	30.09.2020 Franken	30.09.2019 Franken	Differenz zum Vorjahr Franken
A K T I V E N			
Umlaufvermögen	2 594 664.18	3 579 772.73	- 985 108.55
Flüssige Mittel	175 157.65	172 719.92	2 437.73
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2 419 139.62	3 406 476.96	- 987 337.34
Übrige kurzfristige Forderungen	366.91	575.85	- 208.94
Anlagevermögen	800 000.00	800 000.00	0.00
Nicht einbezahltes Aktienkapital	800 000.00	800 000.00	0.00
Total Aktiven	3 394 664.18	4 379 772.73	- 985 108.55
P A S S I V E N			
Fremdkapital	2 344 864.18	3 330 872.73	- 986 008.55
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2 322 836.61	3 308 774.23	- 985 937.62
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten	6 585.07	6 658.00	- 72.93
Passive Rechnungsabgrenzungen	15 442.50	15 440.50	2.00
Eigenkapital	1 049 800.00	1 048 900.00	900.00
Aktienkapital	1 000 000.00	1 000 000.00	0.00
Allgemeine gesetzliche Gewinnreserve	36 900.00	36 000.00	900.00
Jahresgewinn	12 900.00	12 900.00	0.00
Total Passiven	3 394 664.18	4 379 772.73	- 985 108.55

Grischelectra AG

2. Erfolgsrechnung

	2019/2020 Franken	2018/2019 Franken	Differenz zum Vorjahr Franken
Jahreskosten	30 311 682.28	23 478 903.22	6 832 779.06
Aufgeld	2 538 107.05	2 394 272.95	143 834.10
Gesamtleistung (Übernahme durch Repower)	32 849 789.33	25 873 176.17	6 976 613.16
Aufwand für das GEAG-Energiepaket	- 30 222 104.74	- 23 388 185.74	- 6 833 919.00
Aufgeld	- 2 538 107.05	- 2 394 272.95	- 143 834.10
Beschaffungsaufwand	- 32 760 211.79	- 25 782 458.69	- 6 977 753.10
Übriger Betriebsaufwand	- 73 131.04	- 74 271.98	1 140.94
Betriebsaufwand	- 32 833 342.83	- 25 856 730.67	- 6 976 612.16
Ergebnis vor Steuern	16 446.50	16 445.50	1.00
Direkte Steuern	- 3 546.50	- 3 545.50	- 1.00
Jahresgewinn	12 900.00	12 900.00	0.00

Grischelectra AG

3. Geldflussrechnung

	2019/2020 Franken	2018/2019 Franken
Jahresgewinn	12 900.00	12 900.00
Zunahme (-) / Abnahme Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	987 337.34	- 2 418 682.24
Zunahme (-) / Abnahme übrige kurzfristige Forderungen	208.94	- 575.85
Zunahme / Abnahme (-) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	- 985 937.62	2 413 479.29
Zunahme / Abnahme (-) übrige kurzfristige Verbindlichkeiten	- 72.93	306.03
Zunahme / Abnahme (-) Passive Rechnungsabgrenzungen	2.00	4.00
Geldfluss aus Betriebstätigkeit	14 437.73	7 431.23
Dividendenzahlungen	- 12 000.00	- 12 000.00
Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit	- 12 000.00	- 12 000.00
Veränderung der flüssigen Mittel	2 437.73	- 4 568.77
Nachweis:		
Anfangsbestand Flüssige Mittel per 01.10.	172 719.92	177 288.69
Endbestand Flüssige Mittel per 30.09.	175 157.65	172 719.92
Veränderung der flüssigen Mittel	2 437.73	- 4 568.77

Grischelectra AG

4. Eigenkapitalnachweis

	Aktien- kapital	Allgemeine gesetzliche Gewinn- reserve 1)	Bilanz- gewinn 2)	Total Eigen- kapital
Franken				
Eigenkapital 30.09.2018	1 000 000	35 100	12 900	1 048 000
Zuweisung Allgemeine gesetzliche Gewinnreserve		900	- 900	0
Dividendenausschüttung			- 12 000	- 12 000
Jahresgewinn 2018/19			12 900	12 900
Eigenkapital 30.09.2019	1 000 000	36 000	12 900	1 048 900
Zuweisung Allgemeine gesetzliche Gewinnreserve		900	- 900	0
Dividendenausschüttung			- 12 000	- 12 000
Jahresgewinn 2019/20			12 900	12 900
Eigenkapital 30.09.2020	1 000 000	36 900	12 900	1 049 800

1) Die Allgemeine gesetzliche Gewinnreserve wurde ausschliesslich aus Gewinnen geäufnet.

2) Die Dividendenausschüttung beträgt 6 % des einbezahlten Aktienkapitals.

Grischelectra AG

5. Anhang

Rechnungslegungsgrundsätze

Die Jahresrechnung der Grischelectra 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. 2 301 068.95 (Vorjahr: Fr. 2 173 809.90), der Aufwand von Fr. 2 329 968.95 (Vorjahr: Fr. 2 202 709.90) aufgrund vertraglicher Vereinbarungen.

Aktionäre mit Beteiligungen von 20 % oder mehr

	30.09.2020	30.09.2019
- 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 30,2 Mio. Franken (Vorjahr 23,4 Mio. Franken). Der Mehraufwand gegenüber dem Vorjahr beträgt somit 6,8 Mio. Franken. Im Geschäftsjahr 2018/2019 kam es bei den meisten Partnerwerken zu einer erheblichen Auflösung früher gebildeter Steuerrückstellungen. Die Auflösung besagter Rückstellungen führte zu tieferen Jahreskosten der eingebrachten Energiepakete. Im aktuellen Jahr fällt dieser Effekt weg.

Aufgeld an Kanton / Gemeinden

Die eingebrachte Energie nahm im Vergleich zum Vorjahr um knapp 36 Gigawattstunden (GWh) oder um 6 Prozent auf fast 635 GWh zu. Entsprechend der eingebrachten Energie erhöhte sich das Aufgeld an den Kanton und die Gemeinden um gut 0,14 Mio. Franken. Die eingebrachte Energie liegt im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt (Durchschnitt der vorangegangenen 10 Geschäftsjahre) rund 5,7 Prozent höher. Dies ist auf eine überdurchschnittliche Hydrologie und die damit verbundene höhere Energieproduktion im Geschäftsjahr zurückzuführen.

Detailübersicht	30.09.2020	30.09.2019	Differenz
Forderungen und Verbindlichkeiten	Franken	Franken	zum Vorjahr
			Franken
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen:			
- gegenüber Aktionären und Nahestehenden	2 408 721.55	3 220 941.29	- 812 219.74
- gegenüber Dritten	10 418.07	185 535.67	- 175 117.60
Übrige kurzfristige Forderungen:			
- gegenüber Dritten	366.91	575.85	- 208.94
Total Forderungen	2 419 506.53	3 407 052.81	- 987 546.28
davon Forderungen mit Restlaufzeit < 1 Jahr	2 419 506.53	3 407 052.81	- 987 546.28
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen:			
- gegenüber Aktionären und Nahestehenden	1 969 389.51	3 213 939.38	- 1 244 549.87
- gegenüber Dritten	353 447.10	94 834.85	258 612.25
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten:			
- gegenüber Dritten	6 585.07	6 658.00	- 72.93
Total Verbindlichkeiten	2 329 421.68	3 315 432.23	- 986 010.55
davon Verbindlichkeiten mit Restlaufzeit < 1 Jahr	2 329 421.68	3 315 432.23	- 986 010.55

Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung

Die Forderungen und Verbindlichkeiten nehmen gegenüber dem Vorjahr um rund 0,99 Mio. Franken ab. Die monatlichen Akontozahlungen gehen von den budgetierten Jahreskosten aus. Darum differieren die Forderungen und Verbindlichkeiten aufgrund der effektiven Jahreskosten bzw. Schlussabrechnungen von Jahr zu Jahr recht stark. Die im Geschäftsjahr 2018/2019 aufgelösten Steuerrückstellungen bei den Partnerwerken verstärkten diese Volatilität im Vorjahr.

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			
Engler Stefan, Präsident	6 000.00	200.00	6 200.00
Bobst Kurt, Vizepräsident (bis September 2019)	1 000.00	0.00	1 000.00
Roland Leuenberger, Vizepräsident	3 000.00	200.00	3 200.00
Buchli Georg Anton, Mitglied	3 000.00	200.00	3 200.00
Lustenberger Peter, Mitglied	3 000.00	200.00	3 200.00
Müller Emil, Mitglied	3 000.00	200.00	3 200.00
Total	19 000.00	1 000.00	20 000.00
Geschäftsleitung			
Engler 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:

- Arpagaus Eugen, Leiter Amt für Wirtschaft und Tourismus (AWT)
- Büsser Erich, Leiter Amt für Energie und Verkehr (AEV)
- Ryffel Beat, Departementssekretär 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 2020 eine Risikobeurteilung vorgenommen. In der GEAG verbleibt praktisch kein erkennbares Risiko. Insbesondere kann festgehalten werden, dass die GEAG selber keinen Marktrisiken ausgesetzt ist. Das Gegenpartierisiko (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 2020 sind keine Ereignisse eingetreten, die erwähnenswert sind. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag wurden bis zum Revisionsbericht vom 12. Februar 2021 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 Parnervertrags 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.



**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 2020 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 Gesetz und Statuten entsprechen.

Chur, 12. Februar 2021

**Finanzkontrolle des
Kantons Graubünden**

Thomas Schmid
Revisionsexperte
Leitender Revisor

Giancarlo Lozza
Revisionsexperte

Beilagen

Jahresrechnung bestehend aus:

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