



Botschaft der Regierung an den Grossen Rat

Heft Nr. 9/2021–2022

Inhalt

Seite

- | | |
|--|-----|
| 9. Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden 2022–2050 | 677 |
|--|-----|

Inhaltsverzeichnis

9. Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden 2022–2050

I.	Ausgangslage für die kantonale Wasserkraftstrategie	680
1.	Energie- und klimapolitisches Umfeld.....	681
a)	International	681
b)	National	681
c)	Kantonal	685
d)	Fazit	687
2.	Politisches Vorgehen.....	688
3.	Rechtliche Rahmenbedingungen	689
a)	Energie.....	689
b)	Nutzung der Wasserkraft.....	689
c)	Stromversorgung.....	690
4.	Betriebswirtschaftliche Rahmenbedingungen	690
II.	Bestehende Wasserkraftnutzung in Graubünden	691
1.	Potenzial der Wasserkraft in Graubünden.....	691
2.	Partnerwerkstruktur als Betriebsmodell.....	692
3.	Grischelectra AG als Energieverwerterin	692
4.	Kantonale und kommunale Energieversorgungsunternehmen.....	693
a)	Repower AG	693
b)	Kommunale Energieversorgungsunternehmen	694
5.	Volkswirtschaftliche Bedeutung	695
6.	Interkantonaler Vergleich	696
7.	Bisherige Heimfälle	698
a)	Erklärungen im Einzelnen	698
b)	Erfahrungen aufgrund von bisherigen Heimfällen	700
III.	Zusammenfassende Erkenntnisse aus der heutigen Situation	701
IV.	Potenzielle Marktentwicklungen	702
1.	Generelles zum Strommarkt	702
2.	Feststellungen	704
V.	Szenarienbildung	705
1.	Szenario «Isolation»	706
2.	Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»	707
3.	Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung»	707
4.	Fazit aus den Szenarien	708

VI.	Mögliche Rollen im Strommarkt	708
1.	Rolle als Produzierender Marktakteur	708
2.	Rolle als Regulator	709
3.	Rolle als Pragmatiker	709
VII.	Zielbilder	710
1.	Potenzielle Rollen	710
a)	Produzierender Marktakteur im Szenario «Isolation»	710
b)	Produzierender Marktakteur im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»	710
c)	Produzierender Marktakteur im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung»	711
d)	Regulator im Szenario «Isolation»	711
e)	Regulator im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»	711
f)	Regulator im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung»	712
g)	Pragmatiker im Szenario «Isolation»	712
h)	Pragmatiker im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»	712
i)	Pragmatiker im Szenario «Schweizerische Strommarktliberalisierung»	713
2.	Fazit	713
VIII.	Künftige kantonale Wasserkraftstrategie	714
1.	Rollen	715
a)	Kanton	715
b)	Konzessionsgemeinden	715
2.	Heimfallstrategie	716
a)	Arten von Heimfällen	717
b)	Handlungsoptionen	720
c)	Bewertung des Kraftwerks	722
d)	Gesamtbeurteilung	724
3.	Beteiligungsstrategie	729
a)	Aktuelle Beteiligungen	730
b)	Künftige Beteiligungen	732
4.	Verwertungsstrategie	734
a)	Aktuelle Verwertungsmöglichkeiten	735
b)	Künftige strategische Verwertungsoptionen	737
5.	Strategie in Bezug auf den Betrieb der Anlagen	739
6.	Fazit	741

IX.	Finanzrechtliche und finanzrelevante Rahmenbedingungen	742
1.	Für den Kanton	742
a)	Allgemeines	742
b)	Bezüglich Heimfall- und Beteiligungsstrategie	742
c)	Bezüglich Verwertungsstrategie	745
d)	Bezüglich Betriebsstrategie	745
e)	Fondslösung	746
f)	Fazit	746
2.	Für die Konzessionsgemeinden	747
X.	Schlussfolgerungen	747
XI.	Grundsatzfragen	749
XII.	Anträge	750
XIII.	Anhang	751
	Begriffsdefinitionen	752

Botschaft der Regierung an den Grossen Rat

9.

Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden 2022–2050

Chur, den 12. Oktober 2021

Sehr geehrte Frau Standespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir unterbreiten Ihnen nachfolgend Botschaft und Antrag betreffend die Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden.

Das Wichtigste in Kürze:

Mit dieser Botschaft sollen für die künftige Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden die politischen Stossrichtungen freigegeben werden. Aus politischer Sicht sollten für die Ausgestaltung einer Wasser- kraftstrategie nicht nur rein wirtschaftliche Argumente ausschlaggebend sein, sondern auch die Versorgungssicherheit für die Bündner Gesell- schaft und Wirtschaft mit Strom, Unabhängigkeit von Dritten, mehr Mit- bestimmungsrecht im Umgang mit der einheimischen Ressource Wasser, energie- und klimapolitische Ziele sowie Arbeitsplätze in Graubünden.

A. Rolle des Kantons im Rahmen der Wasserkraftstrategie

Der Kanton Graubünden erwägt die möglichen energiepolitischen Ent-wicklungen in Form von Szenarien und potenziellen Rollen (Zielbilder). Gestützt darauf soll der Kanton aus heutiger Sicht mittelfristig – d.h. ab heute bis auf weiteres – die Rolle als «Produzierender Marktakteur» ein-

nehmen. Dies unter anderem, weil die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios «Isolation» in Bezug auf den Strommarkt in den nächsten Jahren am höchsten erscheint. Mit Blick auf die im Rahmen der Wasserkraftstrategie zu Grunde zu legende langfristige Sicht zu beachten ist allerdings, dass diese Einschätzung auf den heutigen Rahmenbedingungen beruht und periodisch daher zu überprüfen ist.

B. Inhalt der künftigen kantonalen Wasserkraftstrategie

Für die Umsetzung der Rolle als «Produzierender Marktakteur» bedarf es in strategischer Hinsicht gewisser Überlegungen. Diese umfassen den Umgang mit den bevorstehenden Heimfällen (sog. Heimfallstrategie), mit den damit eng zusammenhängenden Beteiligungen (sog. Beteiligungsstrategie), mit der Verwertung von Energie (sog. Verwertungsstrategie) sowie mit dem Betrieb beziehungsweise dem Unterhalt von Kraftwerksanlagen (sog. Betriebsstrategie):

1. Heimfall- und Beteiligungsstrategie

Im Rahmen der Heimfallstrategie soll der Kanton – wie bereits im Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden festgehalten (nachfolgend «Strombericht 2012»; Botschaft Heft Nr. 6/2012–2013, S. 289 ff., S. 389) – sein Recht auf Beteiligungen möglichst ausüben. Konkretisiert werden soll dies anhand der Beteiligungsstrategie. Durch die Rolle als «Produzierender Marktakteur» soll der Kanton gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden am neuen Kraftwerksunternehmen mehrheitsbeteiligt sein. Es soll also mittelfristig eine Verschiebung der Beteiligungsverhältnisse zu Gunsten der öffentlichen Hand stattfinden.

2. Verwertungsstrategie

Durch die in der Beteiligungsstrategie angestrebten höheren Beteiligungen an den Wasserkraftwerken wird sich auch die Menge der Beteiligungsenergie des Kantons (und der Konzessionsgemeinden) erhöhen. Falls diese höheren Mengen an Strom von Kanton und Konzessionsgemeinden gemeinsam vermarktet werden, ergibt sich die Chance von Skaleneffekten. Es ist dabei das Ziel, dass der Kanton neben der Grischelectra AG eine zusätzliche Verwertungsgesellschaft als Plattform aufbaut, über welche der Strom abgesetzt wird. Der Kanton soll dabei nicht selber in die Stromvermarktung einsteigen. Der eigentliche Verkauf soll transaktional durch eigentliche Handelsunternehmen erfolgen. Dies ermöglicht eine zeitlich strategische Flexibilität in der Vermarktung und erfordert im Gegenzug

eine Anpassung der verschiedenen Vermarktungsinstrumente, um die Risiken abzusichern und möglichst zu beherrschen.

3. Strategie in Bezug auf die Anlagen und deren Betrieb

Neben der Versorgungssicherheit ist die Erhöhung der Wertschöpfung aus der Bündner Wasserkraft ein Ziel der Wasserkraftstrategie. Die Branche bietet derzeit direkt 500 Arbeitsplätze in Graubünden. In den vergangenen Jahrzehnten nahm diese Anzahl schleichend ab, indem die Erfüllung einzelner Aufgaben bei Branchenpartnern ausserkantonal rationalisiert wurden und namentlich qualifiziertere Aufgaben zunehmend ausserkantonal erledigt werden. Durch den Aufbau einer auf das Ingenieurwesen gerichteten Betriebsgesellschaft in Graubünden für anspruchsvollere Instandhaltungsarbeiten soll das bestehende Fachwissen in Graubünden bewahrt und gewisse Kompetenzen zum Betrieb und zur Planung von Wasserkraftwerksanlagen aufgebaut respektive in den Kanton zurückgeholt werden. Diese Gesellschaft soll privatwirtschaftlich organisiert sein und durch einen Branchenpartner geführt werden.

Die Festlegungen beruhen auf den heutigen Einschätzungen der Marktentwicklung. Sie sind in zirka 10 Jahren wiederum zu überprüfen und neu einzuschätzen.

C. Rolle der Konzessionsgemeinden im Rahmen der kantonalen Wasserkraftstrategie

Die vorliegende Botschaft soll die künftige Strategie des Kantons bezüglich Wasserkraft aufzeigen. Die Gewässerhoheit in Graubünden liegt bei den Gemeinden und entsprechend nehmen sie die Rolle der Konzedentin ein. Bei Konzessionsende sind sie bei Ausübung des Heimfalls hälftig am Heimfallsubstrat mitbeteiligt. Die Konzessionsgemeinden entscheiden in wasserrechtlichen Fragen autonom. Sie können aber von der kantonalen Strategie profitieren, indem sie Zugang zu den Instrumenten erhalten, mit welchen der Kanton seine Wasserkraftstrategie umsetzen will. Hervorzuheben sind die gemeinsam geplante Vorgehensweise bei den Heimfallverhandlungen, verschiedene Instrumente zur wertschöpfenden Vermarktung von Strom oder das Bestreben, mit einer gemeinsamen Organisation in Bezug auf den betrieblichen Unterhalt der Anlageteile die lokalen und regionalen Arbeitsplätze zu erhalten und auszubauen.

I. Ausgangslage für die kantonale Wasserkraftstrategie

Die Wasserkraft nimmt für den Kanton Graubünden und die jeweiligen Konzessionsgemeinden seit jeher eine strategisch bedeutende Position ein. Sie trägt mit rund 7993 Gigawattstunden (*GWh Bundesamt für Energie, Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 31. Dezember 2020*) zu einem Grossteil der Stromproduktion in Graubünden bei. Nur zirka ein Viertel der Bündner Stromproduktion wird für die Versorgung des Kantons benötigt, der Rest wird ausserhalb des Kantons verbraucht. Der Wasserkraft kommt überdies eine grosse volkswirtschaftliche Bedeutung zu. Die Wasserkraftwerke in Graubünden beschäftigen rund 500 Vollzeitstellen. Rund 153 Millionen Franken fliessen jährlich in die Finanzhaushalte zahlreicher Gemeinden und des Kantons in Form von Rohstoffentgelt und Steuern.

In den nächsten 15–30 Jahren steht der Heimfall einiger «grösserer» Wasserkraftwerke in Graubünden an (vgl. Übersicht im Anhang). Bei Ausübung des Heimfalls werden der Kanton Graubünden und die Konzessionsgemeinden Eigentümer eines mengenmässig und finanziell bedeutenden Kraftwerkportfolios. Das erklärte Ziel ist es insbesondere, die mit der Bündner Stromproduktion aus der Wasserkraft verbundene Wertschöpfung in Graubünden zu maximieren. Mit der Umsetzung der energiepolitischen Ziele der Europäischen Union (EU) und des Bundes sowie der erwarteten Erhöhung des Stromverbrauchs wird die Bedeutung der Bündner Wasserkraft künftig steigen. Der Bedarf nach Strom aus erneuerbaren Energien wird künftig ebenso zunehmen, da neue Technologien – auch im Sektor Verkehr – sich vermehrt ausbreiten werden (bspw. Elektroautos).

Das vom nationalen und kantonalen Gesetzgeber langfristig angelegte Konzept für den Heimfall mit dem unentgeltlichen, lastenfreien Heimfall der nassen Anlageteile löst ein Generationenversprechen ein, welches dem Kanton und den Konzessionsgemeinden eine bessere Inwertsetzung ihrer Ressource Wasserkraft ermöglicht. Ein gemeinsames Interesse soll daher darin bestehen, möglichst nachhaltige Erträge aus einem Heimfall zu erzielen. Für jeden Heimfall gilt es in Kooperation mit den jeweiligen Konzessionsgemeinden die optimale Handlungsoption zu eruieren, damit die festgesetzten Ziele erreicht werden können.

Es handelt sich dabei um eine anspruchsvolle Aufgabe, die es strategisch für den Kanton im Rahmen einer kantonalen Wasserkraftstrategie anzugehen gilt. Entsprechend will der Kanton Graubünden sich mit seiner Wasserkraftstrategie darauf vorbereiten, die Ressource Wasserkraft in Zukunft besser zu nutzen und zu stärken. Diese Strategie soll für die nächsten rund 30 Jahre eine Grundlage für die Entscheidungsträgerinnen und -träger des Kantons bilden, aber auch als Empfehlung den Konzessionsgemeinden die Möglichkeit geben, sich dieser anzuschliessen. Der Zeithorizont

von 30 Jahren wurde unter Berücksichtigung der Frist zur Einreichung der Erneuerungsgesuche festgelegt. Letztere beträgt mindestens 15 Jahre vor Konzessionsablauf gestützt auf Art. 58a Abs. 2 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) bzw. 8 Jahre für die Konzessionsgemeinden und den Kanton und mindestens 10 Jahre für die bisherigen Konzessionärinnen gemäss Art. 48 Abs. 2 und 3 des Wasserrechtsgesetzes des Kantons Graubünden (BWRG; BR 810.100). Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die der Strategie zugrundeliegenden Faktoren, wie insbesondere die Marktentwicklung, einem stetigen Wandel unterliegen. Deshalb erscheint es als angezeigt, dass diese Strategie in einem Zeitraum von rund 10 Jahren wieder auf ihre Aktualität hin überprüft wird. Diese Botschaft hat zum Ziel, den politischen Entscheidungsträgern auf kantonaler Ebene die strategischen Handlungsoptionen des Kantons im Hinblick auf die bevorstehenden Heimfälle aufzuzeigen und Antworten auf die entsprechenden Grundsatzfragen (vgl. Kapitel XI.) zu erhalten.

1. Energie- und klimapolitisches Umfeld

a) International

Die EU setzt auf eine gemeinsame Energiepolitik, welche auf Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit ausgerichtet ist (*Europäisches Parlament, Energiepolitik: Allgemeine Grundsätze, von Kurzdarstellungen zur Europäischen Union: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/68/energiepolitik-allgemeinegrundsatze>, zuletzt abgerufen am 4. Oktober 2021*). Die EU hat sich verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden. Bis im Mai 2019 wurden alle Legislativvorschläge des Pakets «Saubere Energie für alle Europäer» angenommen und damit die Energieunion umgesetzt. Darin werden auch die Energieziele der EU für das Jahr 2030 formuliert: Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990, mindestens 32,5 Prozent Energieeffizienzsteigerung durch Senkung des Energieverbrauchs und mindestens 32 Prozent erneuerbare Energien (*Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union, Energieunion: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de, zuletzt abgerufen am 4. Oktober 2021*).

b) National

Im Jahr 2017 hat das Schweizer Stimmvolk dem Energiegesetz (EnG; SR 730.0) zugestimmt. Die Energiestrategie 2050 des Bundes sieht vor, die

Energieeffizienz zu erhöhen und die erneuerbaren Energien zu stärken. Geplant sind ein starker Ausbau der Photovoltaik und der Windkraft sowie ein zusätzlicher Beitrag aus der Wasserkraft. Zudem wurde ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (*Bundesamt für Energie [BFE], Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, Bern, von Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK]: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/energie/energiestrategie-2050.html>, zuletzt abgerufen am 4. Oktober 2021*).

Der Bundesrat hat im Jahr 2019 beschlossen, dass die Schweiz bis zum Jahr 2050 unter dem Strich keine Treibhausgasemissionen mehr ausstossen, das heisst klimaneutral sein soll. Dies entspricht dem wissenschaftlichen und internationalen politischen Konsens gemäss dem Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015 (Klimaübereinkommen; SR 0.814.012). Dieses Ziel wird mit «Netto-Null Emissionen» bezeichnet. Die langfristige Klimastrategie dazu ist vom Bundesrat im Januar 2021 verabschiedet worden. Das Bundesamt für Energie (BFE) analysiert in den Energieperspektiven 2050+ die Entwicklung des Energiesystems mit dem Szenario «Netto-Null Emissionen». Die Stromversorgung ist für die Zielerreichung zentral, da die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gebäude- und Mobilitätsbereich zu einem grossen Teil durch elektrisch betriebene Technologien umgesetzt wird. Um einen massiven Anstieg des Strombedarfs zu verhindern, sind Effizienzmassnahmen wichtig. Bis im Jahr 2050 kann praktisch die gesamte Stromerzeugung auf Wasserkraftwerke und erneuerbare Energien umgestellt werden (vgl. Abbildung 1). Dies entspricht einem Totalumbau der schweizerischen Stromversorgung. Dazu müssen der Bestand der Wasserkraft und der Zubau insbesondere von bedarfsgerecht produzierenden Wasserkraftwerken sichergestellt werden. Flexible Wasserkraftwerke leisten ausserdem einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der schwankenden Produktion anderer erneuerbarer Energien (*Bundesamt für Energie, Energieperspektiven 2050+, Bern, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven2050plus.html>, zuletzt abgerufen am 4. Oktober 2021*).

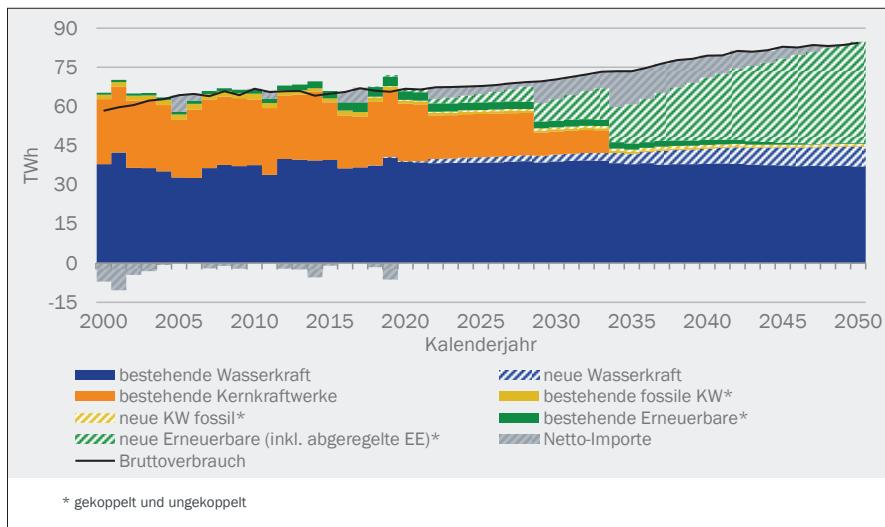


Abbildung 1: Stromerzeugung erneuerbare Energien gemäss Energieperspektiven 2050+, Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2020.

Die Temperaturen steigen mit dem Klimawandel weltweit an, was zu mehr Hitzewellen und Trockenperioden führt. Aufgrund der wärmeren Winter kommt es zudem häufiger zu starken Niederschlägen, Murgängen und Erdbeben. Die Schweiz als Alpenland ist vom Klimawandel besonders betroffen, da die Temperaturen doppelt so stark wie im weltweiten Durchschnitt ansteigen. Um den CO₂-Ausstoss weiter zu senken, hat das eidgenössische Parlament das Bundesgesetz über die Verminderung der CO₂-Emmissionen (CO₂-Gesetz; SR 641.71) revidiert. Diese Revision beinhaltete die Halbiierung des Treibhausgasausstosses der Schweiz bis 2030 gegenüber dem Wert von 1990. Das entspricht den Klimazielen, zu denen sich die 189 Länder inklusive die Schweiz mit dem Übereinkommen von Paris verpflichtet haben. Gegen das vom eidgenössischen Parlament verabschiedete CO₂-Gesetz wurde das Referendum ergriffen und in der Folge hat die Schweizer Stimmbevölkerung am 13. Juni 2021 diese Vorlage knapp verworfen. Der Bund wird neu darüber bestimmen, welche Wege in der Schweiz zur Umsetzung des Pariser Klimaübereinkommens von 2015 und der weiteren klimapolitischen Ziele angestrebt werden sollen.

Am 18. Juni 2021 hat der Bundesrat die Botschaft zum «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» zuhanden des Parlamentes verabschiedet. Mit der Vorlage, die eine Revision des Energiegesetzes (EnG) und dem Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG; SR 734.7) beinhaltet, will der Bundesrat den

Ausbau der einheimischen erneuerbaren Energien sowie die Versorgungssicherheit der Schweiz stärken, insbesondere auch im Winter. Das Energiegesetz soll neu verbindliche Zielwerte für die Jahre 2035 und 2050 beinhalten und diese sollen den angestrebten Ausbau der Wasserkraft und der anderen erneuerbaren Energien sowie die Senkung des Energie- und Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf festlegen. Dazu brauche es – zusätzlich zum angestrebten Zubau der erneuerbaren Stromproduktion (Zielwert bis 2050: 39 Tera-wattstunden [TWh]) – bereits bis 2040 zusätzlich auch noch den Zubau von 2 TWh klimaneutraler Stromproduktion, die im Winter sicher abrufbar sei.

Der Bundesrat schlägt ferner die vollständige Öffnung des Strommarktes vor. Damit soll für sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher wie auch für Produzenten und Stromlieferanten die gleiche Ausgangslage geschaffen werden. Die vollständige Marktöffnung sorge für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien. Es werde weiterhin eine Grundversorgung gewährleistet, welche kleine Endverbraucherinnen und Endverbraucher angemessen vor Preismissbrauch schütze. In der Grundversorgung soll als Standard ein Elektrizitätsprodukt angeboten werden, das ausschliesslich aus inländischer erneuerbarer Energie besteht (vgl. Botschaft des Bundesrats zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBI 2021, 1666).

Durch den Abbruch der Verhandlungen für ein institutionelles Abkommen zwischen der Schweiz und der EU wird auch das geplante bilaterale Stromabkommen nicht in absehbarer Frist zustande kommen. Entsprechend hat der Bundesrat das UVEK beauftragt, in Zusammenarbeit mit der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) und unter Einbezug der Swissgrid, die kurz- bis mittelfristigen Auswirkungen auf die Netzsicherheit und die Versorgungssicherheit zu analysieren. Das UVEK wird dem Bundesrat Ende 2021 darüber Bericht erstatten (<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html>, zuletzt abgerufen am 4. Oktober 2021). Sowohl die ElCom wie auch die Swissgrid machen seit mehreren Jahren auf die angespannte Lage mit Blick auf die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz aufmerksam.

Im Zuge der Beratung zur Parlamentarischen Initiative 19.443 (Pa.Iv. Girod) ist an der Sitzung der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S) vom 12./13. August 2021 folgender Antrag eingereicht worden:

«Das Wasserrechtsgezetz vom 22. Dezember 1916 wird wie folgt geändert:
Art. 49 Abs. 1: Der Wasserzins darf **bis Ende 2030** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. Davon kann der Bund höchstens 1 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zur Finanzierung der Ausgleichsbeiträge an Kantone und Gemeinden nach Artikel 22 Absätze 3–5 beziehen. Art. 1^{bis}: Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversamm-

lung rechtzeitig einen Erlassentwurf für die Festlegung der Maximalhöhe des Wasserzinses für die Zeit nach dem 1. Januar 2031.»

National- und Ständerat haben der Verlängerung des Wasserzinsmaximums bis 2030 in der Herbstsession 2021 im oben zitierten Sinn zugestimmt.

c) Kantonal

aa) Politische Vorstösse

Im Grossen Rat spielte die Wasserkraft in den vergangenen Jahren (bspw. Fraktionsauftrag BDP betreffend Einreichung Standesinitiative zur Wert-erhaltung der Schweizer Wasserkraft [PVAU 1/2013]; Anfrage Righetti betreffend Förderung alternativer Energien in Graubünden, insbesondere neuer Wasserkraftbauten [PVAN 4/2011]; Anfrage Rathgeb betreffend optimale Nutzung der Wasserkraft im Kanton Graubünden [PVAN 9/2008]) wie auch in jüngerer Zeit immer wieder eine bedeutende Rolle.

In der Dezemberession 2020 wurde die Fraktionsanfrage SVP eingereicht, welche sich mit der Stärkung der Wasserkraft in Graubünden befasst. Die SVP-Fraktion wollte in ihrer Anfrage von der Regierung unter anderem erfahren, was die Regierung konkret in Graubünden unternehme, um die Wasserkraft zu stärken. Die Regierung antwortete damals (vgl. Regierungsbeschluss [RB] vom 23. Februar 2021, Prot. Nr. 179/2021), dass sie an der Erarbeitung der Wasserkraftstrategie sei, welche auch Heimfälle umfasse.

In der Junisession 2021 reichte Grossrat Müller (Susch) eine parlamentarische Anfrage ein, welche sich namentlich mit der Ausübung des Heimfalls von Wasserkraftwerken befasst. Gemäss Anfrage interessieren sich die Unterzeichnenden insbesondere für die Chancen und Risiken bei einer Übernahme von Wasserkraftwerkanlagen für den Kanton Graubünden und die Konzessionsgemeinden sowie für den Unterhalt der Anlagen bis zur Ausübung des Heimfalls durch die heutigen Kraftwerkseigentümer. Die Regierung beantwortete die Anfrage dahingehend (vgl. RB vom 31. August 2021, Prot. Nr. 803/2021), dass im Einzelfall vor dem Entscheid zur Ausübung des Heimfalls eine detaillierte Chancen- und Risikobeurteilung jedes einzelnen Werkes gemacht und dass bis zum Heimfall der Erhaltung eines guten und betriebsfähigen Zustands höchste Aufmerksamkeit geschenkt werden müsse.

In der Augustsession 2021 reichte die SVP eine Fraktionsanfrage ein, die sich mit der Energiepolitik in Graubünden und der Repower AG (Repower) befasst. Unter anderem interessiert sich die SVP-Fraktion für das Beteiligungsmanagement bei der Repower sowie das Thema der Grundsätze der

Public Corporate Governance. Die Antwort der Regierung darauf war bei der Verabschiedung dieser Botschaft durch die Regierung noch offen.

bb) Strombericht 2012

Das erklärte Ziel der Bündner Regierung gemäss Strombericht 2012 ist unter anderem, die zentrale Bedeutung der Wasserkraft zu stärken. Dieses Ziel ist bis heute weitgehend unbestritten geblieben und lässt sich auch künftig wie folgt begründen:

- Die Wasserkraft ist speicherbar und regulierbar;
- Die Stromproduktion aus Wasserkraft ist technisch ausgereift und eine seit über einem Jahrhundert praxiserprobte Technologie;
- Die Wasserkraft ist die wichtigste erneuerbare Energiequelle und die Stromproduktion erfolgt dabei nahezu ohne CO₂-Emissionen;
- Die Wasserkraft ist eine lokale Energieressource, welche nicht von Energieträgerimporten und Rohstoffen aus dem Ausland abhängig ist.

Mit dem Strombericht 2012 hat die Regierung die aktuell geltenden energiepolitischen Ziele verabschiedet. Darin wird unter anderem festgehalten, dass der Kanton:

- In Koordination mit den Konzessionsgemeinden sein Recht auf Beteiligungen möglichst konsequent ausübt;
- Seine Beteiligungen an der Repower und an der Grischedelectra AG (GEAG) hält und gleichzeitig für neue Partnerschaften und Instrumente offen ist;
- Gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden das Recht auf Ausübung des Heimfalls zur Erhöhung der Wertschöpfung aus der Wasserkraft konsequent und koordiniert anwendet. Der Kanton erhöht bei Ausübung des Heimfalls seinen Anteil an den Kraftwerksgesellschaften.

cc) Regierungsprogramm

Die Regierung des Kantons Graubünden hat in der Botschaft zum Regierungsprogramm und Finanzplan für die Jahre 2021–2024 (Heft Nr. 8/2019–2020, S. 419 ff., S. 431 f.) den Aktionsplan «Green Deal» als einen von drei Kernpunkten definiert. Verstärkte Investitionen sollen Graubünden klimafreundlicher machen, sowie das wirtschaftliche Potenzial des Klimaschutzes besser ausnutzen. Die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft als wichtigster einheimischer Energieträger soll erhalten bleiben, denn gerade hinsichtlich der Energiespeicherung kommt der Wasserkraft eine entscheidende Rolle zuteil.

Das Handlungsfeld 3 der Botschaft zum Regierungsprogramm und der Finanzplan für die Jahre 2017–2020 (Heft Nr. 12/2015–2016, S. 793 ff., S. 827) sehen vor, die Heimfallstrategie des Kantons so auszurichten, dass eine höhere Wertschöpfung aus der Wasserkraft resultiert. Basierend auf den Überlegungen des Stromberichts 2012 sowie auf den früheren Grundlagen bezüglich Heimfälle sollen die langfristig anzustrebenden Ziele im Interesse von Kanton und Konzessionsgemeinden und das Vorgehen bei künftigen Heimfällen optimiert werden.

d) Fazit

Die beschriebenen energiepolitischen Ziele der EU, des Bundes und des Kantons Graubünden stärken die Position der Bündner Wasserkraft aus den folgenden Gründen:

- Die Stromproduktion soll klimafreundlicher und mit erneuerbaren Energiequellen erfolgen;
- Strom aus Wasserkraft ist nachhaltig;
- Die Stilllegung der Schweizer sowie von Teilen der europäischen Kernkraftwerke und die Dekarbonisierung der europäischen Stromerzeugung bedeutet eine allgemeine Reduktion der Stromproduktion und eine Zunahme der Volatilität im Stromnetz aufgrund dezentraler Stromeinspeisung, was die Bedeutung von Produktions- und Speicherkapazitäten wie bei der Wasserkraft erhöht, die dem entgegenwirken können.

Neben der Bedeutung der Wasserkraft für die Versorgungssicherheit und die Dekarbonisierungsziele der EU und des Bundes bestehen aber auch weitere politische Aktivitäten, welche die Stromproduktion aus Wasserkraft beeinflussen:

- Die Wirtschaftlichkeit des Stroms aus Wasserkraft ist bei tiefen Strommarktpreisen und hohen fixen Abgaben gefährdet;
- Der Zubau neuer oder der Ausbau bestehender Wasserkraftwerke wird

dadurch erschwert, dass die konkreten Vorhaben oft durch Einsprachen verzögert oder gar verhindert werden (gesellschaftliche Akzeptanz). Die durch die unterschiedlichen Interessen zwischen den Umweltverbänden, den Kraftwerksbetreibenden und der öffentlichen Hand entstehenden Zielkonflikte gilt es in einem gemeinsamen Dialogprozess zu lösen, bei welchem der Kanton vermittelnd auftritt.

Diese Aspekte zeigen auf, dass der Kanton und die Konzessionsgemeinden sich in einem sehr anspruchsvollen Umfeld bewegen. Entsprechend ist es wichtig, dass sich der Kanton strategisch für die künftigen Herausforderungen anhand einer kantonalen Wasserkraftstrategie bestmöglich aufstellt. Dies kann nicht ohne optimale Zusammenarbeit und gegenseitigen Austausch unter anderem mit den Konzessionsgemeinden, der Energiebranche, Interessengemeinschaften und weiteren Akteuren aus dem energiepolitischen und -wirtschaftlichen Umfeld geschehen.

2. Politisches Vorgehen

Die in den vorgenannten parlamentarischen Vorstössen aufgeworfenen Fragen beziehen sich auf unterschiedliche Gesichtspunkte der Wasserkraft in Graubünden. Sie betreffen unter anderem grundlegende strategische Aspekte. Die für die Wasserkraft relevanten kantonalen rechtlichen Grundlagen bilden – nebst der Entwicklung des Strommarkts – wichtige Rahmenbedingungen. Je nach Ausrichtung der kantonalen Wasserkraftstrategie ist unter Umständen einerseits die Verfassung des Kantons Graubünden (KV; BR 110.100) zu revidieren, andererseits müssten aber auch gewisse kantonale gesetzliche Grundlagen (BWRG) angepasst werden. Deshalb hat sich die Regierung entschieden, dem Grossen Rat zunächst in Form einer Botschaft verschiedene Grundsatzfragen betreffend die kantonale Wasserkraftstrategie zu unterbreiten. Deren Beantwortung wird die Grundlage für ein allfälliges nachfolgendes Rechtssetzungsprojekt und, gegebenenfalls, ein Finanzierungsprojekt bilden. Diverse Akteure wie Bündner Konzessionsgemeinden, die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden, Gruppierungen und Einzelpersonen mit Nähe zur Strombranche und zur Energiepolitik wurden in die Ausarbeitung der vorliegenden Botschaft vorab miteinbezogen. Vorliegende Botschaft wurde vom Departement für Infrastruktur, Energie und Mobilität (DIEM) mit Unterstützung des Departements für Finanzen und Gemeinden (DFG) erarbeitet.

3. Rechtliche Rahmenbedingungen

a) Energie

Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein (Art. 89 Abs. 1 der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft [BV; SR 101]). Dabei legt der Bund die Grundsätze für die Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien und über den rationellen Energieverbrauch fest (Art. 89 Abs. 2 BV). Gemäss Art. 4 des EnG arbeiten der Bund und im Rahmen ihrer Zuständigkeit die Kantone und Gemeinden für den Vollzug des EnG mit den Organisationen der Wirtschaft zusammen.

Kanton und Gemeinden sorgen für eine angemessene Versorgung des Kantonsgebiets mit Energie und sie fördern die sichere, ausreichende und umweltschonende Versorgung mit Energie, deren sparsame und rationelle Verwendung sowie die Nutzung erneuerbarer Energien (Art. 82 Abs. 1 und 2 KV). Das Energiegesetz des Kantons Graubünden (BEG; BR 820.200) bezweckt eine effiziente und nachhaltige Energienutzung, eine wirtschaftliche und umweltschonende Energieversorgung, die Substitution von fossilen Energieträgern sowie eine verstärkte Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien (vgl. Art. 2 BEG). Es regelt die Aufgabenteilung zwischen Kanton, Gemeinden und Dritten und hat zum Ziel, einen Beitrag an die langfristigen Reduktions- und Substitutionsziele zu leisten. Spezialgesetzliche Regelungen im Bereich der Nutzung der Wasserkraft und der Stromversorgung haben Vorrang (Art. 1 Abs. 2 BEG).

b) Nutzung der Wasserkraft

Die öffentlichen Gewässer sind öffentliche Sachen im Gemeingebräuch, die unverkäuflich sind. Entsprechend müssen Wassernutzungskonzessionen befristet werden, da sich die Konzessionärin ansonsten ihrer Rechte und ihrer Hoheit entäußern würde, was unzulässig ist. Die Kantone verfügen gestützt auf Art. 76 Abs. 4 BV über die Wasservorkommen. Gemäss Art. 83 Abs. 1 KV hat der Kanton die Aufsicht über öffentliche und private Gewässer. Er regelt die Nutzung des Wassers und der Wasserkraft. Nach Art. 83 Abs. 2 KV kommt den Gemeinden die Hoheit über öffentliche Gewässer zu. Deshalb bestimmen die Gemeinden über die Gewässernutzungen (Art. 119 des Einführungsgesetzes zum Schweizerischen Zivilgesetzbuch [EGzZGB; BR 210.100] und Art. 4 BWRG). Dabei können die Gemeinden die Wasser-

kraft selbst nutzen oder das Nutzungsrecht mittels Konzession Dritten verleihen (vgl. Art. 2 Abs. 1 WRG und Art. 7 BWRG; Botschaft vom 13. Juni 1994 zum BWRG, Heft Nr. 4/1994–95, S. 193 ff., 235). Die Kompetenz zur Verleihung einer Konzession zur Nutzung der Wasserkraft kommt im Kanton Graubünden den Gemeinden zu. Die von den Gemeinden erteilten Konzessionen bedürfen der Genehmigung durch die Regierung (Art. 11 Abs. 1 BWRG).

c) Stromversorgung

Die Schweiz ist mit dem europäischen Stromnetz über 41 grenzüberschreitende Verbindungsleitungen eng verflochten und somit auch von den Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt beeinflusst. Die Versorgung mit Strom ist in der Schweiz Sache der Energiewirtschaft, wobei Bund und Kantone für die Rahmenbedingungen sorgen, die erforderlich sind, damit die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann (Art. 6 EnG). An diesen Unternehmen kann die öffentliche Hand (aktienrechtlich) beteiligt sein. Das Stromversorgungsgesetz des Kantons Graubünden (StromVG GR; BR 812.100) ordnet den Vollzug des Bundesrechts (StromVG) und regelt die Aufgabenteilung zwischen den Gemeinden, den Energieversorgungsunternehmen (EVU) und dem Kanton (Art. 1 Abs. 2 StromVG GR).

Der Bund greift mit entsprechenden Massnahmen ein, wenn die Unternehmen der Stromwirtschaft die sichere Versorgung mit Strom nicht mehr gewährleisten können (Art. 9 StromVG und Art. 3 Abs. 2 des Bundesgesetzes über die wirtschaftliche Landesversorgung [Landesversorgungsgesetz, LVG; SR 531]). Stromversorgungssicherheit bedeutet, dass die Stromverbraucher (Endkunden) die gewünschte Menge an Strom jederzeit, ausreichend und unterbruchsfrei in der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Preisen beziehen können. Die national und international verfügbaren Kraftwerke sowie die Netze müssen somit in der Lage sein, die Nachfrage zu decken.

4. Betriebswirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die heutige Stromproduktion aus Wasserkraft zeichnet sich durch einen hohen Anlagenwert in der Bilanz der EVU aus. Dieser führt betrieblich zu einem hohen Fixkostenanteil in den Produktionskosten. Wegen der umfangreichen Investitionen machen bei Wasserkraftwerken Amortisation und Kapitalzins während der Nutzungsdauer im Durchschnitt etwa 75 Prozent der Produktionskosten aus. Der laufende Betrieb inklusive aller Abgaben und

Steuern macht rund 25 Prozent der Produktionskosten aus. Im Vergleich dazu ergeben Amortisation und Zins bei einem Gaskraftwerk einen Produktionskostenanteil von rund 25 Prozent. Gas und Betrieb machen die übrigen 75 Prozent der Produktionskosten aus. Mit anderen Worten sind die Grenzkosten für die Produktion einer zusätzlichen Einheit Strom bei einem Wasserkraftwerk im Vergleich zu anderen Produktionsarten tief. Die Produktionsmenge wird bei Wasserkraftwerken aber durch das lokale Wasseraufkommen begrenzt. Die Produktionskosten des Schweizer Wasserkraftparks belaufen sich bei durchschnittlichem Wasseraufkommen auf etwa 5,2 Rp./ kWh. Wenn man sich diese Zusammenhänge vor Augen führt, wird ersichtlich, dass grössere, optimal konzipierte Anlagen an guten Standorten durchaus Marktchancen haben. Für kleine und mittlere Anlagen dürfte künftig der betriebswirtschaftliche Druck stark steigen.

II. Bestehende Wasserkraftnutzung in Graubünden

1. Potenzial der Wasserkraft in Graubünden

Das Wasserkraftpotenzial in der Schweiz und auch in Graubünden ist beachtlich. Der Wasserkraftwerkspark der Schweiz besteht per Anfang 2021 aus 677 Zentralen (Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 300 Kilowatt [kW]), welche pro Jahr durchschnittlich rund 36741 GWh Strom produzieren. Die Wasserkraft in Graubünden trägt mit 12 Prozent zu einem erheblichen Anteil der Schweizer Stromproduktion bei. Im Kanton Graubünden werden jährlich rund 7993 GWh Strom produziert, etwa viermal so viel wie im Kanton verbraucht wird. Die Produktion erfolgt mehrheitlich in den 46 Grosswasserkraftwerken mit einer installierten Leistung von mehr als 10 Megawatt (MW). Die Überproduktion wird ins In- und Ausland exportiert. Die 55 Stau- und Speicherseen dienen der Versorgungssicherheit im länderübergreifenden Stromnetz.

Das Zubauziel 2035 in Graubünden wird für die Grosswasserkraft gemäss Strombericht 2012 mit 860 GWh definiert. Davon wurden per 2020 lediglich 96 GWh umgesetzt und diese Zielerreichung ist unter den heutigen Rahmenbedingungen höchst anspruchsvoll. Die technisch, ökonomisch und gesellschaftlich realisierbaren Wasserkraftwerke sind im Kanton Graubünden heute bereits weitgehend existent. Es gibt derzeit wenige grössere Ausbauvorhaben. Die meisten davon wurden aufgrund des Strommarktfelds noch nicht umgesetzt.

2. Partnerwerkstruktur als Betriebsmodell

Im Kanton Graubünden werden die meisten grossen Wasserkraftwerke nach dem Partnerwerkprinzip betrieben. Bei den Partnerwerken gilt der Grundsatz, wonach jeder Partner im Umfang seiner prozentualen Beteiligung an der Produktionsgesellschaft einen entsprechenden Anspruch auf die produzierte Energie und Leistung hat. Im Gegenzug hat jeder Partner im gleichen prozentualen Umfang die Jahreskosten des entsprechenden Werks zu übernehmen (Art. 36 BWRG und Art. 17 ff. der Verordnung zum Wasserrechtsgesetz des Kantons Graubünden [BWRV; BR 810.110]).

In der Erstellungszeit der grossen Wasserkraftwerke konnte dank der Partnerwerkstruktur die Finanzierung auf die verschiedenen Partner aufgeteilt und damit auch die mit einem Wasserkraftwerk allfällig verbundenen Risiken (z.B. Mehrkosten infolge einer ungünstigeren Geologie als ursprünglich angenommen) auf mehrere Trägerinnen und Träger verteilt werden. Ohne die Mitfinanzierung durch ausserkantonale Partner hätte ab den Fünfzigerjahren des letzten Jahrhunderts der rasche Wasserkraftausbau im Kanton Graubünden nicht stattfinden können. Das Partnerwerkkonstrukt ermöglichte es dem Kanton und den Konzessionsgemeinden, sich an den Wasserkraftwerken mit angemessenem Risiko zu beteiligen. Als Mitbeteiligter konnte der Kanton wertvolle Erkenntnisse aus dem heutigen Betrieb der Werke gewinnen, welche ihm im Hinblick auf die Heimfallentscheidungen dienlich sind. Die bestehenden rechtlichen Grundlagen bilden die Basis für die historisch gewachsene und heute gelebte Partnerwerkstruktur im Kanton.

Der Kanton und die Konzessionsgemeinden sind heute produktionsbezogen mit rund 20 Prozent an der Gesamtproduktion der Wasserkraftwerke in Graubünden beteiligt, wobei der Anteil des Kantons gut 10 Prozent beträgt. Beim Grossteil der ausserkantonalen Beteiligungen handelt es sich um Gesellschaften, die den Mittellandkantonen oder deren Städten gehören. Gesamtschweizerisch gehören rund 80 Prozent der Kraftwerke der öffentlichen Hand.

3. Grischedelectra AG als Energieverwerterin

Die GEAG ist eine rechtlich selbständige organisierte Elektrizitätsgesellschaft, deren Aktionäre sich in A-Partner und B-Partner aufteilen. Die A-Aktionäre (Kanton Graubünden [54,3 Prozent], eine gewisse Anzahl Bündner Konzessionsgemeinden [11,2 Prozent], Bündner Kraftwerksgesellschaften [3,5 Prozent], Bündner Industrie mit hohem Energieverbrauch [0,5 Prozent] sowie die Rhätische Bahn AG [0,5 Prozent]) sind am Aktienkapital der Gesellschaft mit 70 Prozent und die energieverwertenden B-Partner Re-

power (10 Prozent) sowie Axpo Solutions AG (20 Prozent) sind gemeinsam mit 30 Prozent beteiligt.

Mit der Gründung der GEAG im Jahre 1978 wurde die Nutzung der von den Bündner Gemeinden und vom Kanton Graubünden eingebrachten Energie beweckt. Gemäss Partnervertrag, welcher bis zum 31. Dezember 2055 abgeschlossen ist, haben sich die B-Aktionäre verpflichtet, die der GEAG zustehenden Energiemengen zu übernehmen und zu verwerten. Dabei haben die B-Partner die Jahreskosten der eingebrachten Energie zu übernehmen und den Gemeinden sowie dem Kanton für jede in die Gesellschaft eingebrachte kWh ein Aufgeld zu entrichten. Seit dem Jahr 2000 ist die Repower alleiniger energieverwertender B-Partner. Die Axpo Solutions AG ist nur noch an der GEAG beteiligt.

In die GEAG werden die Energieansprüche des Kantons und der Konzessionsgemeinden von folgenden Kraftwerksgesellschaften eingebracht: Albula-Landwasser Kraftwerke AG (ALK), Engadiner Kraftwerke AG (EKW), Elettricità Industriale SA (ELIN), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR), Kraftwerke Vorderrhein AG (KVR), Kraftwerke Reichenau AG (KWR) und Misoxer Kraftwerke AG (OIM). Die derzeit durchschnittlich verfügbare Energiemenge der GEAG beläuft sich auf jährlich rund 607 GWh. Dabei entfallen rund 553 GWh auf den Kanton und etwa 54 GWh auf die EKW-Konzessionsgemeinden und die Gemeinde Mesocco.

4. Kantonale und kommunale Energieversorgungsunternehmen

a) Repower AG

Die Repower ist ein international tätiges EVU mit Sitz in Poschiavo. Repower ist als einziges Unternehmen im Kanton auf der ganzen Wertschöpfungskette aktiv (Stromproduktion sowie dessen Handel, Übertragung und Verteilung und der Vertrieb von Strom). Die Repower beschäftigt gemäss Geschäftsbericht 2020 rund 580 Personen, wovon rund 450 Arbeitsplätze sich in Graubünden befinden. Im Jahr 2020 setzte die Repower rund 17 TWh Strom um. Die Eigenproduktion betrug im Jahr 2020 fast 3 TWh, wovon die Wasserkraft mit 47 Prozent und thermische Energie mit 39 Prozent den Hauptteil ausmachen. Die Repower verfügt über eigene Kraftwerke in der Schweiz (Wasserkraft, Photovoltaik und Beteiligung Kernkraftwerk), in Italien (Wasserkraft, Photovoltaik, Wind und thermische Kraftwerke) und in Deutschland (Wind).

Am Aktienkapital von 7,39 Millionen Franken (Marktkapitalisierung 887 Millionen Franken; Stand per Ende Juni 2021) sind aktuell die Elek-

trizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) mit 33,96 Prozent, der Kanton Graubünden mit 21,96 Prozent, der UBS Clean Energy Infrastructure KGK (UBS-CEIS) mit 18,88 Prozent und die Axpo Holding AG (Axpo) mit 12,69 Prozent beteiligt. Diese vier Aktionäre mit wesentlichen Beteiligungen im Sinne von Art. 663c des Bundesgesetzes betreffend die Ergänzung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (Fünfter Teil: Obligationenrecht, OR; SR 220) sind untereinander mit einem Aktionärsbindungsvertrag verbunden. 12,51 Prozent der Aktien befinden sich im «free float» (d.h. Aktien sind nicht in festem Besitz und werden an der Börse frei gehandelt).

b) Kommunale Energieversorgungsunternehmen

In der Schweiz existieren aktuell rund 600 EVU. Viele dieser EVU sind im Besitz von Gemeinden und sind nicht nur in der Energieversorgung von Gemeinden oder Regionen tätig, sondern auch in der Produktion von Energie. Auch im Kanton Graubünden gibt es einige produzierende Gemeindewerke, deren Produktion grossmehrheitlich mit Wasserkraft erfolgt. Diese Gemeindewerke kamen wirtschaftlich bereits in der ersten Phase der Strommarktliberalisierung unter Druck, indem seit 2009 die grossen Strombezügerinnen und -bezüger mit einem Bedarf von über 100000 kWh pro Jahr ihren Versorgenden mit Strom frei wählen können. In der Folge ist bereits heute absehbar, dass diese Gemeindewerke durch weitere geplante Marktliberalisierungen noch verstärkter unter betriebswirtschaftlichen Druck geraten werden. Einerseits können kleine EVU im Bereich der Netze und der Stromverteilung aufgrund der zunehmenden Komplexität keine Skaleneffekte generieren und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit nur mehr erschwerter erhalten. Andererseits werden sie auch in der Stromproduktion unter Druck geraten, weil ihnen zunehmend der Zugang zu den ausserkommunalen und ausserregionalen Absatzmärkten fehlt und sie in der Produktion über keine Ausgleichsmechanismen verfügen. Die durch die Kleinstrukturierung resultierenden hohen Kosten können langfristig nicht mehr auf die Konsumenten abgewälzt werden, wenn die Privatkunden ihren Versorgenden mit Strom auch frei wählen können. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass auch im Kanton Graubünden künftig Gemeindewerke kleinerer und mittlerer Grösse finanziell unter Druck geraten könnten. Die Wasserkraftstrategie des Kantons bietet die Möglichkeit, dass sich die Gemeinden an dessen Strategie anleihen und die Instrumente der kantonalen Strategie mitnutzen können.

5. Volkswirtschaftliche Bedeutung

Nebst dem Tourismus ist die Wasserkraftnutzung im Kanton Graubünden ein wesentlicher Wirtschaftsfaktor. Die meisten Gemeinden und auch der Kanton erzielen daraus namhafte Beiträge an ihre Finanzhaushalte. Viele Konzessionsgemeinden haben wenig Einwohnerinnen und Einwohner, liegen abseits der Arbeitsmärkte im ländlichen Raum und weisen ein entsprechend geringes Steueraufkommen auf. Der finanzielle Ertrag aus der Nutzung der Wasserkraft leistet einen wichtigen Beitrag gegen die Abwanderung, für den Erhalt von Arbeitsplätzen und für die dezentrale Besiedlung.

Zur Beschreibung der Wertschöpfung aus Wasserkraft wird die «Wertschöpfungskette Stromerzeugung aus Wasserkraft» wie folgt definiert:

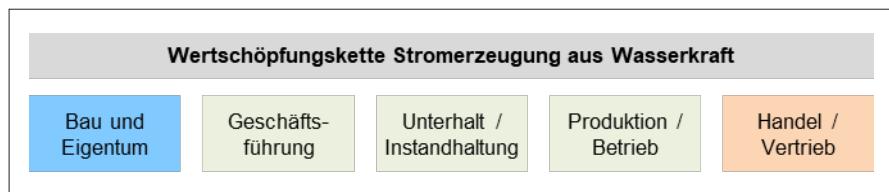


Abbildung 2: Wertschöpfungskette der Stromerzeugung aus Wasserkraft, Schnyder Ingenieure, 2020. In grün Elemente, welche mit Vorgaben aus der Konzession definiert werden können.

Die Wertschöpfung, generiert aus der Wasserkraft des Kantons Graubünden, setzt sich aus folgenden Elementen zusammen (*Wirtschaftsforum Graubünden «Elektrizitätswirtschaft Graubünden – Analyse der Wertschöpfungsflüsse, Oktober 2010» und «Elektrizitätswirtschaft Graubünden – Trends 2014, Mai 2014»; Kantonsinterne Daten der Steuerverwaltung sowie des Amtes für Energie und Verkehr [AEV]*):

Wertschöpfung in Graubünden:

- Arbeitsplätze: 500 Vollzeitstellen mit einer Lohnsumme von 56 Millionen Franken pro Jahr;
- Unterhalt/Instandhaltung des Kraftwerksparks: 42 Millionen Franken pro Jahr, davon gehen rund 40 Prozent an Bündner Unternehmen;
- Rohstoffentgelte an Konzessionsgemeinden und Kanton (Wasserzinsen und Wasserwerksteuern): 153 Millionen Franken pro Jahr;
- Dividenden aufgrund der Beteiligungen des Kantons an Wasserkraftanlagen (ohne Repower): Etwa 1,4 Millionen Franken pro Jahr;
- Verkauf der Beteiligungsenergie von Kanton und Gemeinden: 4–5 Millionen Franken pro Jahr;
- Steuererträge/Kraftwerksbesteuerung: 7–8 Millionen Franken pro Jahr (laufende Rechtsverfahren seit dem Jahr 2009).

Total generiert die Wasserkraft im Kanton Graubünden eine Wertschöpfung von rund 250 Millionen Franken pro Jahr (ohne Steuern).

Wertschöpfung ausserkantonal:

- Verkauf von Strom aus Bündner Wasserkraft in der übrigen Schweiz oder im Ausland: gut 500 Millionen Franken pro Jahr;
- Weitere (nicht quantifiziert): diverse Arbeitsplätze, diverse Erträge wie Dividenden u.a.;
- Steuererträge/Kraftwerksbesteuerung (nicht quantifiziert): Laufende Rechtsverfahren in Graubünden seit dem Jahr 2009.

Da die Aktionäre von Partnerwerken ihren Anteil an der Energieproduktion gegen Bezahlung der Jahreskosten beziehen, fällt bei ausserkantonalen Partnern die Wertschöpfung aus der Stromvermarktung und Gewinnsteuer am Sitz dieser Gesellschaften und somit zum Grossteil ausserhalb des Kantons Graubünden an.

Neben der finanziellen Wertschöpfung sind auch die Wasserzinsen für die Konzessionsgemeinden von grosser Bedeutung. Die Werkbetreibenden haben den Konzessionsgemeinden einen Wasserzins und dem Kanton eine Wasserwerksteuer zu entrichten. Von den aktuell 101 Bündner Gemeinden sind 81 wasserzinsberechtigt. Die Bedeutung der Wasserkraftnutzung wird noch relevanter, wenn man bedenkt, dass sich die daraus resultierenden Vorteile zum grossen Teil in eher peripheren und wirtschaftlich weniger starken Gebieten des Kantons Graubünden auswirken.

6. Interkantonaler Vergleich

Die Strategien in Bezug auf die Wasserkraft in den umliegenden Gebirgskantonen fallen unterschiedlich aus:

Der Kanton Wallis hat rund 267 000 Einwohnerinnen und Einwohner und ist mit einer jährlichen Produktion aus Wasserkraft von 9 862 GWh der grösste Wasserkraftkanton in der Schweiz. Die Gewässerhoheit im Kanton Wallis liegt bei der Rhone beim Kanton und bei den Seitengewässern bei den Gemeinden. Das Ziel der Wasserkraftstrategie ist es, dem Walliser Gemeinwesen (alle Einwohnergemeinden und Kanton) die Möglichkeit zu verschaffen, die Wasserkraft verstärkt unter ihre Kontrolle zu bringen und gleichzeitig einen Mehrwert für den gesamten Kanton zu schaffen. Das Modell zielt darauf ab, dass mindestens 60 Prozent der Produktionskapazitäten in die öffentliche Hand (Force Motrice Valaisanne [FMV] und konzedierende Gemeinwesen) des Kantons Wallis gelangen. Das bestehende System mit dem Prinzip «eine Wasserkraftgesellschaft pro Anlage» wird beibehalten. Mit

dem flexibel ausgerichteten Modell soll für die zukünftigen Konzessionen folgende Partizipation erzielt werden:

- 30 Prozent an das Walliser Gemeinwesen (FMV);
- 30 Prozent an das konzedierende Gemeinwesen;
- 40 Prozent an einen oder mehrere Dritte (Partner; Dritte können bspw. ehemalige Konzessionärinnen oder deren Partner oder sonstige Gesellschaften oder Rechtspersonen sein).

Für jede Wasserkraftwerksgesellschaft soll die Aktionärsstruktur (FMV und Konzessionsgemeinden mit 60 Prozent und Dritte mit 40 Prozent) angestrebt werden.

Der Kanton Tessin hat rund 351 500 Einwohnerinnen und Einwohner und ist mit einer jährlichen Produktion aus Wasserkraft von 3 566 GWh der drittgrösste Wasserkraftkanton in der Schweiz. Im Kanton Tessin liegt die Gewässerhoheit beim Kanton. Er will seine Wasserressourcen selber nutzen. Grundlage dafür bildet das Wasserrechtsgesetz des Kantons Tessin (Legge sull'utilizzazione delle acque, LUA). Demnach übt der Kanton den Heimfall aus, sofern keine überwiegenden öffentlichen Interessen entgegenstehen. Die Abwicklung erfolgt über die Azienda Elettrica Ticinese (AET). Die AET ist eine selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt des kantonalen Rechts. Sie wurde 1958 vom Kanton Tessin gegründet, um für die Produktion und den Vertrieb von Strom zu sorgen.

Der Kanton Uri hat rund 36 500 Einwohnerinnen und Einwohner und ist mit einer jährlichen Produktion aus Wasserkraft von 1 668 GWh ebenfalls ein relevanter Wasserkraftkanton in der Schweiz. Im Kanton Uri liegt die Gewässerhoheit beim Kanton sowie der Korporation Uri und der Korporation Urseren. Bei Heimfällen strebt der Kanton Uri mindestens eine Mehrheitsbeteiligung an der zukünftigen Nutzung der Wasserkraft an, sofern die Umsetzung des Projekts aus Sicht des Kantons Uri wirtschaftlich ist. Ob eine Mehrheitsbeteiligung oder die Eigennutzung des Wassers im Hoheitsgebiet des Kantons Uri angestrebt wird, hängt von der Beurteilung der Chancen und Risiken im Einzelfall ab.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die strukturelle Ausgangslage in den einzelnen Kantonen unterschiedlich ausgestaltet. Der Kanton Tessin hat ein kantonales EVU in Form einer selbständigen öffentlich-rechtlichen Anstalt des kantonalen Rechts. Die AET vereinigt eine Stromproduktion von rund 1 447 GWh pro Jahr (ca. 41 Prozent der Produktion im Kantonsgebiet). Der Kanton Wallis ist – gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden – Mehrheitsaktionär der FMV, einer als Aktiengesellschaft konzipierten Gesellschaft. Er vereinigt damit und mit Beteiligungen an Partnerwerken eine Stromproduktion von rund 598 GWh pro Jahr (ca. 6 Prozent der Produktion im Kantonsgebiet). Nebst dem Kanton Uri ist auch

der Kanton Graubünden aktuell mit Minderheitsbeteiligungen an EVU beteiligt (z.B. Axpo bzw. Repower). Der Kanton Graubünden vereinigt damit und mit Beteiligungen an Partnerwerken eine Stromproduktion von rund 805 GWh pro Jahr (ca. 10 Prozent der Produktion im Kantonsgebiet).

7. Bisherige Heimfälle

Bisher fanden folgende Heimfälle im Kanton Graubünden statt:

- Ordentliche Heimfälle der oberen Puschlaver Werke (Kraftwerke Brusio AG; heute Repower) und der Prättigauer Werke (AG Bündner Kraftwerke; heute Repower) in den Jahren 1997 beziehungsweise 2001 jeweils mit einer Heimfallverzichtserklärung (HVE);
- Rückkaufsverzicht und Umwandlung dessen Wertes in eine entsprechende Beteiligung («Gratsbeteiligung») der öffentlichen Hand (Kanton und Konzessionsgemeinden) an Kraftwerke Zervreila AG (KWZ) im Jahr 2007;
- Vorzeitige Heimfälle der Kraftwerke Russein und Tschar (beide Axpo Hydro Surselva AG [AHS]) aufgrund eines Ausbaus bzw. einer Erweiterung der Anlagen in den Jahren 2015 und 2017 mit HVE und Beteiligung der öffentlichen Hand an den lokalen Kraftwerksunternehmen;
- Heimfall mit Konzessionserneuerung an die bisherige Konzessionärin (Repower) im Zusammenhang mit dem Ausbauprojekt «Lagobianco» (Kraftwerke Campocologno I und II) mit HVE in Form von Gratsenergie und Barentschädigung für die Gemeinde Brusio beziehungsweise den Kanton;
- Ordentlicher Heimfall des Kraftwerks Tiefencastel West des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (ewz) im Jahr 2022 mit HVE.

a) Erklärungen im Einzelnen

aa) Obere Puschlaver Werke und Prättigauer Werke

Die ersten beiden Heimfälle fanden zeitlich bereits vor der Ausarbeitung des Stromberichts 2012 statt. Beide betrafen mit der damaligen Kraftwerke Brusio AG und der AG Bündner Kraftwerke zwei Gesellschaften mit Gesellschaftsdomizil in Graubünden und einer bereits damaligen Beteiligung von über 50 Prozent des Kantons am Aktienkapital. Aus diesem Grund wurde auf eine Erhöhung der Beteiligung von Kanton und Konzessionsgemeinden verzichtet. Nichts desto trotz konnte man sich auf eine HVE einigen. Im Falle der Kraftwerke Brusio AG erfolgte dies mittels Schiedsgerichtsverfahren, nach-

dem in der Konzession bereits Bestimmungen für die HVE-Festlegung nach Substratwert vorgegeben waren. Im Falle der Prättigauer Werke waren in der Konzession auch Bestimmungen enthalten, welche Teile von elektrischen Anlagen geregelt hatten und somit über die normalen gesetzlichen Heimfallbestimmungen hinausgingen. Zudem erhielt die damalige Konzessionärin (AG Bündner Kraftwerke) den Zuschlag für die Konzessionserneuerung, nachdem sie in einem Ausschreibungsverfahren das für die Konzessionsgemeinden und den Kanton vorteilhafteste Angebot unterbreiten konnte.

bb) KWZ

Dieser Heimfall stellt insofern eine Besonderheit dar, als dass in den Wasserrechtskonzessionen ein Rückkaufsrecht vorgesehen war. Es wurde seitens des Kantons und der Konzessionsgemeinden auf die Ausübung des Rückkaufrechts verzichtet. Im Gegenzug konnten der Kanton dafür seine Beteiligung an der Gesellschaft auf 12,6 Prozent (ursprünglich 0 Prozent) und die Konzessionsgemeinden auf 15,4 Prozent erhöhen.

cc) Russein und Tschar

Dieses partnerschaftliche Modell fand auch bei den beiden vorzeitigen Heimfällen mit der AHS im Falle der Kraftwerke Russein (neu Konzessionsgemeinden 30 Prozent und Kanton 10 Prozent, ursprünglich beide 0 Prozent) und Tschar (neu Konzessionsgemeinden 34 Prozent und Kanton 15 Prozent, ursprünglich beide 0 Prozent) seine Anwendung. In beiden Fällen wurde je ein Teil der HVE in Form einer Beteiligung am lokalen Unternehmen (Kraftwerke Russein AG bzw. Kraftwerke Tschar AG) und einer Barauszahlung getätigten.

dd) Campocologno I + II

Das Projekt «Lagobianco» stellt einen wichtigen Pfeiler für die Energiestrategie 2050 des Bundes dar. Mit dem neuen Pumpspeicherwerk können rund 1 500 GWh Strom pro Jahr bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Angeichts der tiefen Strompreise am europäischen Markt wurde der Baubeginn vorderhand zurückgestellt. Die HVE für die bis 2020 laufenden Konzessionen der Kraftwerke Campocologno I und II von 25 Millionen Franken erfolgte nicht über eine Erhöhung der Beteiligung von Kanton (damals bereits > 50 Prozent) und Konzessionsgemeinden, sondern in Form einer Barent-

schädigung von 10 Millionen Franken, Gratisenergie an die Gemeinde Brusio von 28 GWh/a und einer Barentschädigung von 10 Millionen Franken plus 4 Millionen Franken (Beteiligungsverzicht) an den Kanton.

ee) Tiefencastel West

Im Zusammenhang mit der anstehenden Erneuerung des Nutzungsrechts für das Kraftwerk Tiefencastel West sind das ewz, die Konzessionsgemeinden und der Kanton im Ergebnis übereingekommen, dass die Konzession für das Kraftwerk Tiefencastel West im Jahr 2022 endet und eine neue Konzession für den Weiterbetrieb bis 30. September 2050 (Konzessionsende Kraftwerk Tiefencastel Ost) zu erteilen ist (Harmonisierung). Aufgrund der Zugeständnisse in der Genehmigung von 1965 ist die Nutzung für das Kraftwerk West bis zum Konzessionsende des Kraftwerks Tiefencastel Ost zu verlängern. Die Konzessionsgemeinden und der Kanton räumten dem ewz die Exklusivität für Verhandlungen ein, verlangten aber, dies in der Bestimmung der HVE zu berücksichtigen. Im August 2019 einigten sich die Parteien auf eine HVE von 12,5 Millionen Franken.

b) Erfahrungen aufgrund von bisherigen Heimfällen

Die bisherigen Heimfälle zeigen insgesamt ein differenziertes Vorgehen seitens des Kantons koordiniert mit den Konzessionsgemeinden auf:

- Die drei Fälle mit der heutigen Repower: Keine Änderung der Beteiligung, da der Kanton im Zeitpunkt der Konzessionserneuerung/-erteilung bereits bedeutende Beteiligungen an der Repower beziehungsweise deren Vorgängergesellschaften besass.
- Restliche Fälle: Über die HVE erfolgte jeweils eine Erhöhung der Beteiligungen von Kanton und Gemeinden am Aktienkapital der bestehenden beziehungsweise einer neu geschaffenen Gesellschaft (und z.T. auch zusätzliche Entschädigungen wie Gratisenergie und Barauszahlungen).

Bei den aktuell anstehenden Heimfällen (KW Pintrun, KW Sasselio und KW Tinizong) ist es aufgrund des aktuellen energiewirtschaftlichen Umfelds und der damit verbundenen Unsicherheiten zu zeitlichen Verzögerungen gekommen, so dass diese nicht als vorzeitige, sondern als ordentliche Heimfälle abgewickelt werden. Zusammen mit der Bauverzögerung beim Projekt «Lagobianco» verdeutlicht dies die Bedeutung der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen, da diese den Ertrags- und Substanzwert der heimfahrenden Anlagen und damit die Höhe der HVE massgeblich beeinflussen.

Die bisherigen Heimfälle zeigen insgesamt ein differenziertes und massgeschneidertes Vorgehen im Einzelfall auf, aus dem wertvolle Erkenntnisse für die zukünftige Abwicklung von Heimfällen und die Neugestaltung von Konzessionen gewonnen werden können. In Bezug auf die bisherigen Heimfälle gilt es außerdem festzuhalten, dass sich die Zusammenarbeit zwischen dem Kanton und den Konzessionsgemeinden bewährt hat und dass die Verhandlungen lösungsorientiert und mit einem guten Ergebnis mit Blick in die Zukunft erfolgt sind.

III. Zusammenfassende Erkenntnisse aus der heutigen Situation

In Graubünden wird rund ein Fünftel des Stroms aus Wasserkraft in der Schweiz produziert (bzw. 12 Prozent der Schweizer Stromproduktion). Die productionstechnisch interessanten Standorte werden mehrheitlich bereits genutzt. Die Konzessionsgemeinden und der Kanton sind heute mit rund 20 Prozent am Kraftwerkspark beteiligt. Mehrheitlich gehören die Kraftwerke ausserkantonalen Stromgesellschaften. Die Wertschöpfung der Wasserkraft im Kanton Graubünden ist beträchtlich, aufgrund der Partnerwerkstruktur fällt aber der grösste Teil der Wertschöpfung ausserhalb Graubündens an. Zur Stärkung der Wasserkraft im Kanton Graubünden sollen daher die kantonalen Strukturen für die In-Wert-Setzung der Wasserkraft im jetzigen Zeitpunkt überdacht und optimiert werden.

Die jüngst durch den Kanton gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden durchgeführten Heimfallverhandlungen haben gezeigt, dass in Kooperation mit den Konzessionsgemeinden und aufgrund der Wahl der optimalsten Handlungsoption jeweils der grösstmögliche Nutzen für alle Akteure herausgeholt werden soll. In Zukunft ist es seitens des Kantons allerdings ein wichtiges Anliegen, dass die jeweilige Verhandlung im Einzelfall im Rahmen einer strategischen Gesamtsicht über das Kantonsgebiet getätigter werden kann. Für diese Verhandlungen soll eine strategische Grundlage in Form einer langfristigen Wasserkraftstrategie zugrunde liegen können, die den entscheidenden kantonalen Behörden als Basis für ihre Beschlüsse dienen soll. Einen wesentlichen Aspekt zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die kantonale Wasserkraftstrategie stellen die potenziellen Marktentwicklungen dar, die es soweit als möglich zu berücksichtigen gilt.

IV. Potenzielle Marktentwicklungen

Die wohl anspruchsvollste Frage bei der Erarbeitung einer Wasserkraftstrategie ist die Einschätzung der Marktentwicklung über einen langen Zeitraum. Die in verschiedener Hinsicht hohe Komplexität des Strommarkts und die politische Abhängigkeit und Unsicherheit im Verhältnis der Schweiz zur EU erschweren eine Prognose zusätzlich. Deshalb ist es sinnvoll, mit Szenarien zu arbeiten und diese periodisch neu zu validieren und zu beurteilen. Das AEV hat in Zusammenarbeit mit Experten verschiedene Zielbilder für die Zukunft der Bündner Wasserkraft erstellt. Diese Zielbilder bestehen aus Kombinationen von verschiedenen Szenarien und potenziellen Marktentwicklungen sowie einer möglichen Rolle des Kantons Graubünden als Akteur in diesen Szenarien.

1. Generelles zum Strommarkt

Der Strommarkt ist ein Teil des Markts für Energie, welcher seinerseits stark von der Verfügbarkeit und den Preisen von Rohstoffen wie Kohle, Uran, Öl und Gas beeinflusst wird. Entsprechend bestehen für Strom Substitutionsmöglichkeiten, primär fossile Brenn- und Treibstoffe. Strom muss dann produziert werden, wenn er gebraucht wird. Im grossen Stil, beziehungsweise in grossen Mengen, ist er nicht lagerbar. Durch die Speicherung von Wasser ist die Produktion von Strom aus Wasserkraft aber in der Lage, flexibel auf Nachfrageänderungen zu reagieren. Die durchschnittliche Produktion von Bündner Strom aus Wasserkraft mit rund 8 TWh pro Jahr entspricht mengenmässig 13 Prozent des gesamten Stromverbrauchs der Schweiz im Jahr 2019 (61,5 TWh). Wie bereits einleitend erwähnt, wird in Graubünden gut ein Fünftel des schweizerischen Stroms aus Wasserkraft produziert. Es kann demnach festgehalten werden, dass die Bündner Wasserkraft eine zeitlich flexible und steuerbare Produktion von Strom zulässt und mengenmässig einen ansehnlichen Teil der Schweizer Stromproduktion ausmacht. Der Bündner Anteil an der Schweizer Stromproduktion und an der Erzeugung aus Wasserkraft ist für sich allein genommen aber zu klein, um markt- oder insbesondere preisbestimmend zu sein.

Der Strommarkt in Europa ist grundsätzlich offen und vernetzt, selbst wenn man einen Schweizer und einen europäischen Strommarkt unterscheiden kann. Auch künftig wird der Schweizer Strommarkt aufgrund der strategischen Lage und der internationalen Vernetzung auf der Hochspannungsebene mit dem Markt der umliegenden Länder und damit der EU eng verbunden sein und daher auch preislich stark korrelieren. Der schweizerische Strommarkt kann heute als teilliberalisiert (freie Wahl für Grossverbraucher

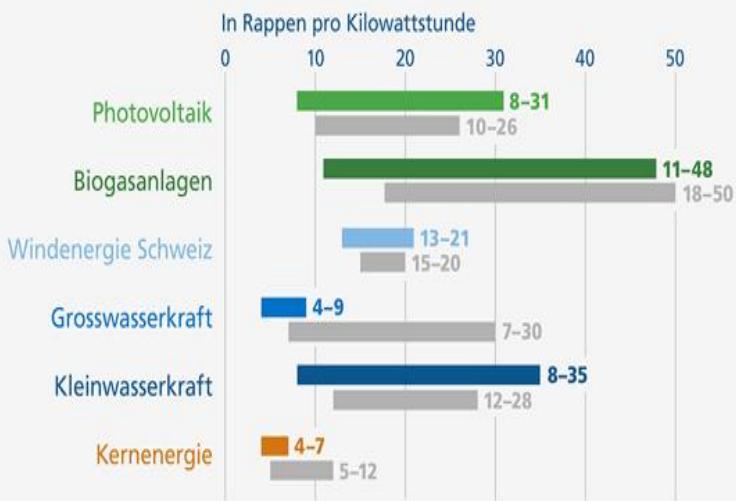
über 100 000 Megawattstunden [MWh] Verbrauch pro Jahr) bezeichnet werden, während der europäische Strommarkt bereits vollständig liberalisiert ist. In der Schweiz geschieht die Bedienung der Endverbraucher durch rund 600 EVU, was als stark fragmentiert bezeichnet werden kann. Diese EVU, die teilweise auch über eigene Produktionen verfügen, beziehen meistens ihren Strom von 10 bis 20 grossen EVU, die sowohl über eigene Stromproduktionen anteilmässig verfügen als auch internationale Handelsplattformen sind. Die Marktstruktur in der Schweiz ist demnach in verschiedene Teilmärkte wie Grundversorgungssteilmärkte, Teilmarkt für Ausgleichsenergie, Teilmarkt für Grosskunden, Teilmarkt für Export und Teilmarkt auf der Basis von Lieferverträgen segmentiert. Jeder dieser Teilmärkte ist unterschiedlich volatil bezüglich Preis und Volumen. Zudem besteht eine Vielfalt von Angeboten oder Produkten, welche auf den genannten Teilmärkten via verschiedene Strombörsen gehandelt werden. Trotz dieser Marktstruktur und der Transparenz auf den Strombörsen werden rund 75 Prozent der schweizerischen Stromproduktion gar nicht öffentlich gehandelt. Damit ist die Entwicklung des Strompreises bei weitem nicht vollständig den Marktkräften überlassen, sondern ist das Resultat von regulativen Rahmenbedingungen und politischen Überlegungen und Entscheiden. Es stellt sich somit beispielsweise auch die gesellschaftspolitische Frage, wie hoch die durchschnittlichen Stromkosten für einen schweizerischen Durchschnittshaushalt oder die Schweizer Wirtschaft denn überhaupt sein dürfen.

Die Produktionskosten des schweizerischen Wasserkraftparks belaufen sich bei durchschnittlichem Wasseraufkommen auf etwa 5,2 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh). Die ökonomisch gesehen guten Plätze für Wasserkraftwerke sind genutzt. Für neue Wasserkraftwerke muss aufgrund der weniger optimalen Wasserverhältnisse und Gefälle beziehungsweise Geländesituationen von deutlich höheren Produktionskosten ausgegangen werden. Die Kernkraftwerke in der Schweiz produzieren aktuell mit geschätzten 3,5 Rp./kWh günstiger als Wasserkraftwerke. Die Produktionskosten von Gas- oder Gas-Kombi-Kraftwerken (mit Gas und Dampfturbine) hängen stark vom Gaspreis ab und sind zurzeit bei einem neuen Kraftwerk mit rund 4,5 bis 7,0 Rp./kWh zu veranschlagen.

Nachfolgende Darstellung des Verbandes der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) zeigt die Bandbreiten für bestehende und neu gebaute Produktionsanlagen:

Stromgestehungskosten im Vergleich

Durchschnittliche Produktionskosten heute* und
für 2019 neu gebaute Anlagen** (grau)



Quelle: *VSE, 2019. **Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromerzeugungsanlagen, BFE, 2019

2. Feststellungen

Zusammenfassend kann festgehalten werden:

- Strom kann nur leitungs- oder eben netzgebunden von der Produktionsstätte zum Ort des Bedarfs gelangen;
- Stromnetze sind stark reguliert und mit hohen Kosten belastet. Die Netzentgelte sind meist höher als die Energiekosten des Stroms;
- Das homogene Produkt Strom soll gemäss politischen Bestrebungen europaweit frei gehandelt und damit am Markt beschafft werden können. Die Kunden sollen ihren Lieferanten frei wählen können. Es wird Wettbewerb angestrebt;
- Was der Markt für Strom und was der Marktpreis ist, lässt sich heute und in Zukunft nicht eindeutig festlegen. Die diesbezügliche Entwicklung ist stark von nationaler und internationaler Politik geprägt. Schon heute bestehen für Strom zumindest mehrere sich gegenseitig beeinflussende Märkte mit eigenen Preisen und Preisfindungsmechanismen: Beschaffungsmarkt für Grundversorgung, Strombörsen, Regelenergiemarkt

- (Systemdienstleistungen [SDL]), Markt für Ausgleichsenergie und Markt freier Endkunden;
- In der Schweiz und in deren Nachbarländern werden Kern- und diverse Kohlekraftwerke abgestellt und nicht durch neue Kern- oder Kohlekraftwerke ersetzt;
- Strom aus Wasserkraft spielt in der Schweiz eine wichtige Rolle, steht aber in voller Konkurrenz zu anderen Energieträgern und anderen Stromproduktionstechnologien;
- Ohne Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU wird der Import und Export von Strom, beziehungsweise die Verfügungsgewalt über Leitungskapazitäten, in Frage gestellt und voraussichtlich stark reduziert. Es droht zumindest grosse Rechtsunsicherheit;
- Die elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen stehen in einer Abhängigkeit zur nationalen und internationalen Klimapolitik (Reduktion der Emission von CO₂ und anderen Klimagasen). Dies führt zu einer weiteren Elektrifizierung verschiedener Sektoren (Verkehr, Gebäude) mit erneuerbarer Energie.

V. Szenarienbildung

Wie vorstehend beschrieben, soll die künftige Marktentwicklung auf der Basis von Markt-Modell Szenarien eingeschätzt werden. Es werden neben dem Status quo drei Markt-Modell Szenarien gebildet, die sich jeweils im Grad der Marktoffnung unterscheiden:

1. In einem ersten Szenario wird angenommen, dass sich der Schweizer Strommarkt zunehmend weiter isoliert;
2. In einem zweiten Szenario wird eine Annäherung und Öffnung gegenüber dem europäischen Strommarkt modelliert;
3. In einem dritten Szenario wird angenommen, dass der Schweizer Strommarkt wirksam liberalisiert wird.

Pro Szenario werden verschiedene nachfrage- und angebotsseitige Kriterien berechnet oder beurteilt und in der Folge beschrieben. Bezuglich der heutigen Ausgangslage sind folgende Informationen – teilweise aus Einschätzungen – zu beachten:

- Durchschnittlich bezahlen alle Schweizer Endkunden zusammen im Jahr 2018 über den gesamten Strommix inklusive Import 5,29 Rp./kWh;
- Die Produktionskosten betragen über den gesamten Strommix inklusive Import 5,79 Rp./kWh;
- Das heisst, dass die Schweizer Stromproduktion eine negative Bruttomarge von rund 400 Millionen Franken pro Jahr erwirtschaftet;

- Diese negative Bruttomarge wird durch Förderungen von erneuerbaren Energien von rund 670 Millionen Franken pro Jahr ausgeglichen, was eine Nettomarge von rund 270 Millionen Franken pro Jahr ergibt.

Die Feststellung, dass es sich beim Strommarkt um einen stark regulierten und staatlich intervenierten Markt handelt, ist wichtig zum Verständnis der folgenden Szenarien:

1. Szenario «Isolation»

Das Szenario «Isolation» geht zwar von einer versuchten Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes aus, der Zubau von erneuerbaren Energien wird massiv mit Subventionen gefördert, aber der Ersatz von fossilen Energieträgern funktioniert dennoch weniger schnell als geplant. Die zweite Etappe der Strommarkttöffnung findet nicht statt, die Strukturen der EVU werden nicht bereinigt, es wird kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen und die Fördermodelle bleiben in der heutigen Art bestehen und werden stark ausgebaut. Der Stromverbrauch geht leicht zurück, dennoch steigen die Strompreise stark, weil die Kosten für das Netz aufgrund der Isolation steigen und die Abgaben für die Umverteilung zu erneuerbaren Energien erhöht werden.

Konsequenzen: Im Szenario «Isolation» steigen die Strompreise für die Endkunden überproportional zu den Gestehungskosten, was zwar immer noch eine negative Bruttomarge aus Sicht der Gesamtstromproduktion bringt, diese ist aber kleiner als im Status quo. Zusammen mit der massiv erhöhten Förderung dürfte sich eine starke Steigerung der Nettomarge einstellen. Konkret heißt dies, dass die Wasserkraft ertragsmässig von einer Isolation des Strommarkts im europäischen Kontext profitieren dürfte, bezahlt durch die Endkunden, die auch für höhere Netzgebühren aufzukommen haben.

2. Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»

Das Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union» geht von einer Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes aus. Der Zubau von erneuerbaren Energien wird massiv mit Subventionen gefördert und kompensiert die Substitution von fossilen Energieträgern, sodass der Gesamtverbrauch konstant bleibt. Die zweite Etappe der Strommarkttöffnung findet nur teilweise statt, die Strukturen der EVU werden nur leicht bereinigt. Es wird ein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen und die Fördermodelle bleiben in der heutigen Art bestehen und werden leicht ausgebaut. Trotz gleichbleibendem Stromverbrauch steigen die Strompreise leicht an, weil die Kosten für das Netz und die Abgaben für die Förderung von erneuerbaren Energien steigen.

Konsequenzen: *Im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union» steigen die Strompreise für die Endkunden leicht an. Die Produktionskosten steigen überproportional zu den Konsumentenpreisen, was zu einer noch negativeren Bruttomarge aus Sicht der Gesamtstromproduktion im Vergleich zur heutigen Ausgangslage führt. Die im Vergleich zu heute leicht erhöhten Förderungen von erneuerbaren Energien führen zu der tiefsten (aber immer noch positiven) Nettomarge aller Szenarien. Zusammenfassend wird eine verstärkte Vernetzung des Schweizer Strommarkts mit der EU zu einem effizienteren Wettbewerb führen, auch wenn von leicht steigenden Preisen ausgegangen werden muss. Die Wasserkraft wird ertragsseitig unter erhöhten Kosten- und Margendruck kommen.*

3. Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung»

Das Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung» geht zwar von einer versuchten Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes aus, der Umbau gelingt aber nur teilweise und wird verwässert. Die zweite Etappe der Strommarkttöffnung findet statt und sämtliche Endkunden wählen ihren Versorgenden mit Strom frei. Dies führt zu einer grossen Strukturbereinigung bei den EVU. Der Austausch von Strom über die nationalen Grenzen hinweg ist besser möglich, unabhängig davon, ob die Schweiz mit der EU ein Stromabkommen abschliesst oder nicht. Die Fördermodelle von erneuerbaren Energien werden stark reduziert. Der Stromverbrauch steigt leicht an und die Endkundenpreise bleiben aufgrund des erhöhten Wettbewerbs konstant. Auf dem Strommarkt herrscht aufgrund der Liberalisierung ein hoher Kosten- und Margendruck. Auch die Wasserkraft steht unter hohem

Kostendruck. In neue Anlagen wird nicht mehr investiert, es besteht sogar das Risiko, dass Anlagen stillgelegt werden müssen.

Konsequenzen: Eine Liberalisierung bedeutet eine Stagnation bei den Preisen und der Nachfrage. Aufgrund des grossen Wettbewerbsdrucks werden die Margen auf dem Strommarkt gesamthaft gegen Null gehen. Der Strom aus Wasserkraft wird bei einer Liberalisierung stark leiden und unrentable Produktionsstrukturen werden aus dem Markt gedrängt.

4. Fazit aus den Szenarien

Gemäss heutigem Wissensstand ist in den nächsten 10 bis 15 Jahren nicht mit einem Stromabkommen mit der EU zu rechnen. Ebenso sind politisch wenig Anzeichen spürbar, dass die zweite Etappe der Strommarktliberalisierung realistischerweise in den nächsten 10 bis 15 Jahren umgesetzt wird. Dies erhöht die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios «Isolation» mittelfristig. Langfristig dürfte es aber aus Sicht des schweizerischen Strommarkts gerade auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit nicht zu umgehen sein, diesen Markt mindestens teilweise als Teil eines europäischen Strommarkts weiter zu öffnen.

VI. Mögliche Rollen im Strommarkt

Der Kanton Graubünden (allenfalls gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) kann unterschiedliche Rollen in den oben skizzierten, verschiedenen Entwicklungen einnehmen. Er kann sich als Marktakteur engagieren oder sich nur auf regulatorische Aufgaben beschränken oder eine entsprechende Mischform wählen. In der Folge werden drei mögliche Rollen skizziert, wobei der Einfachheit halber die Annahme zugrunde liegt, dass der Kanton und die Konzessionsgemeinden (für die Kapitel VI. und VII. nachfolgend öffentliche Hand) jeweils die gleiche Rolle einnehmen.

1. Rolle als Produzierender Marktakteur

Falls die öffentliche Hand die Rolle als «Produzierender Marktakteur» anstrebt, werden bei Ende der Wasserrechtskonzessionen mehrheitlich die Heimfälle ausgeübt und eine Mehrheitsbeteiligung der öffentlichen Hand angestrebt. Das Ziel dieser Rolle ist, Einfluss auf die Stromproduktion zu

nehmen und davon einen wirtschaftlichen Nutzen zu ziehen. Durch die Ausübung des Heimfalls kommt der öffentlichen Hand das Eigentum an den nassen Anlageteilen entschädigungslos und das Eigentum an den trockenen Anlageteilen gegen angemessene Entschädigung zu. Durch die entschädigungsfreie Übernahme der nassen Anlageteile und den Wegfall von Steuern und Abgaben könnten die Gestehungskosten um rund 2 Rp./kWh gesenkt werden, was die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft stark steigern und es erlauben würde, die Energie grundsätzlich kostendeckend am Markt abzusetzen. Diese Rolle der öffentlichen Hand kann verschiedenartig ausgestaltet werden. Die Anlagen können einerseits selber betrieben oder andererseits Dritten zum Betrieb übergeben werden, und es müssen neue Modelle für den Verkauf des produzierten Stroms entwickelt werden. Voraussetzung, um als «Produzierender Marktakteur» zu handeln, ist, dass die öffentliche Hand über ein gewisses Produktionsvolumen an Strom verfügt und in der Lage ist, die Wertschöpfung der Ressource Wasser optimal zu nutzen und die Versorgung des Kantonsgebiets mit Strom sicherzustellen.

2. Rolle als Regulator

Die öffentliche Hand verzichtet in der Rolle als «Regulator» auf die Ausübung von Heimfällen und erneuert die auslaufenden Konzessionen mit Dritten (d.h. mit bestehenden oder neuen Konzessionärinnen). Sie setzt sich für optimale Rahmenbedingungen ein und positioniert Graubünden als attraktiven Standort für alle Aktivitäten mit Bezug auf Elektrizität, zum Beispiel als Bildungsstandort für die Strombranche, mit offenen Netz- und Marktzugängen für nationale und internationale Märkte und mit anderen Initiativen. Dies mit dem Ziel, dass möglichst viele Akteure der Stromproduktion in Graubünden aktiv sind.

3. Rolle als Pragmatiker

Der pragmatische Ansatz entscheidet situativ, ob sich die öffentliche Hand bei konkreten Heimfällen je nach Ertragssituation der Werke stärker und allenfalls bis zur Mehrheit daran beteiligt. Diese Beteiligungen der öffentlichen Hand können in einer eigenen Beteiligungsgesellschaft gebündelt werden. Analog der Rolle als «Produzierender Marktakteur» sind bei dieser Rolle auch Strukturen zu schaffen, welche die Beteiligungen bewirtschaftbar machen und die es erlauben, die Beteiligungsenergie gewinnbringend und risikobasiert zu vermarkten. Die Versorgungssicherheit kann auch mit diesem Modell für die Bündner Bevölkerung sichergestellt werden und die öffentliche

Hand steigert die Wertschöpfung an der Wasserkraft, wenn auch im Vergleich zur Rolle als «Produzierender Marktakteur» in reduziertem Ausmass.

VII. Zielbilder

Wenn die drei verschiedenen Szenarien mit den drei möglichen Rollen der öffentlichen Hand kombiniert werden, ergeben sich theoretisch folgende neun verschiedenen Zielbilder:

1. Potenzielle Rollen

a) *Produzierender Marktakteur im Szenario «Isolation»*

Im Szenario «Isolation» kann die Rolle als «Produzierender Marktakteur» vorteilhaft sein: Graubünden hat dann belegbar einen grossen Beitrag zur Energiestrategie 2050 des Bundes geleistet und sich zudem für eine potenzielle Strommangellage durch Kontrolle über die Kraftwerke eine gute Ausgangslage geschaffen. Versorgungssicherheit kann aufgrund von höheren Beteiligungen (vgl. Kapitel VIII. Abschnitt 3) glaubhaft direkt aus eigener Hand gewährleistet werden. Infolge des – wegen des Zubaus teurer Produktionsanlagen – merkbar höheren durchschnittlichen Einstandspreises für Strom wird die schon bisher bestehende Wasserkraft relativ günstig, das heisst die Produzentenmarge für Wasserkraft verbessert sich. Branchenexperten und eigene Berechnungen gehen von einer Steigerung der Wertschöpfung im Kanton Graubünden um bis zu 87 Millionen Franken pro Jahr aus. Zu beachten ist, dass die Produktionsmengen und damit Kosten und Ertrag aufgrund der gestaffelten Heimfälle mehrere Jahre wesentlich tiefer ausfallen werden. Jedenfalls dürfte im Szenario «Isolation» der Druck auf eine Reduktion der Wasserzinsen und von Steuern spürbar nachlassen. Das Zielbild «Produzierender Marktakteur» im «Szenario Isolation» ist bei dessen Erreichung sicherlich geeignet, die Wertschöpfung aus der Stromerzeugung im Kanton Graubünden mittel- bis langfristig zu halten und auszubauen.

b) *Produzierender Marktakteur im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»*

In diesem Szenario dürfte sich die Situation bestehender Wasserkraftwerke nicht verschlechtern. Allerdings würde die Bündner Energie austauschbar und müsste preislich mit dem Strom aus der EU konkurrieren können.

Der Kostendruck dürfte also hoch bleiben. Insbesondere im Szenario «Vernetzung mit der EU» stellen sich wettbewerbsrechtliche Fragen betreffend die submissionsrechtlichen Ausschreibungen, beispielsweise von Strom oder auch von Konzessionen.

c) Produzierender Marktakteur im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung»

Im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung» droht der Kosten- druck so stark zu werden, dass das finanzielle Verlustrisiko sowie die Reputationsrisiken als sehr hoch zu beurteilen sind. Das kann so weit gehen, dass ausser Betrieb stehende Kraftwerksanlagen durch die öffentliche Hand in Kauf genommen werden müssen. Dieses Risiko würde vor allem bei kleineren Anlagen mit einer heute schon angespannten Produktionskosten- situation bestehen, darunter viele Gemeindewerke, bei welchen es durch die Liberalisierung nicht mehr möglich ist, die hohen Gestehungskosten auf die Kunden abzuwälzen.

d) Regulator im Szenario «Isolation»

Die Rolle als «Regulator» bei einer Isolation des schweizerischen Strom- markts kann zurecht als passiv ausgelegt werden, weil man vorauseilend an künftigen höheren Gewinnen auf eine Partizipation verzichtet. Zudem ist bei diesem Zielbild die Versorgungssicherheit in Frage gestellt. Wenn sich der Kanton eben nur auf die Rolle als «Regulator» beschränkt, dürfte es einfach sein, Marktakteure (Dritte) zu einem Engagement in der Bündner Wasserkraft zu bewegen. Zudem gäbe es auch keine Interessenkonflikte mit der öffentlichen Hand, die sich ja nicht selber im Markt betätigen würde.

e) Regulator im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»

Im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union» ergibt sich ein grösserer Markt, in welchem die Bedeutung der Wasserkraft generell und der Bündner Wasserkraft im Speziellen relativ gering sein dürfte. Entsprechend wird es in dieser Situation schwierig sein, sich mit dem Thema Strom positionieren zu können. Der Versorgungssicherheit müsste aber ein noch höherer Stellenwert im Vergleich zu heute eingeräumt werden.

f) Regulator im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung»

Die Situation im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung» wird von sehr hohem Kostendruck auf die Wasserkraftwerke geprägt sein. Alles – insbesondere auch die Wasserzinsen und Steuern – wird hinterfragt. Das aktuelle Niveau aufrechtzuerhalten, dürfte nicht gelingen. Es besteht das latente Risiko, dass Kraftwerksunternehmen Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen aufgeben wollen. Hier ist der Staat gefordert, eventuell Zugeständnisse zu machen, Konzessionen zu widerrufen sowie allfällige Rückbauten und Renaturierungen zwangsweise durchzusetzen. Eine Erhöhung der Wertschöpfung in Graubünden ist mit dem Zielbild «Regulator» im Szenario «Schweizer Strommarktliberalisierung» kaum zu erwarten.

g) Pragmatiker im Szenario «Isolation»

Trifft das Szenario «Isolation» ein, kann sich Graubünden auf den Standpunkt stellen, schon (seit je) einen grossen Beitrag zur Energiestrategie 2050 geleistet zu haben und seinen Einwohnern Versorgungssicherheit sicherstellen zu können. Weil mit der beschränkten Beteiligung an Kraftwerken ein Zusammengehen mit der Strombranche weiterhin gegeben ist, profitiert die öffentliche Hand sowohl von deren Fachwissen wie auch von den im Szenario «Isolation» besseren Preisen beziehungsweise von anteiligen Gewinnen. Durch die Minderheitsbeteiligung bleibt die öffentliche Hand aber Juniorpartner der Strombranche (wie bis anhin) mit beschränkter Durchsetzungskraft ihrer Positionen.

h) Pragmatiker im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union»

Im Szenario «Vernetzung mit der Europäischen Union» ist die Rolle als «Pragmatiker» bezüglich Chancen und Risiken als ausgewogen zu beurteilen. Die öffentliche Hand wird weiterhin Verständnis für die Strombranche aufbringen, dass auch bei den bestehenden Kraftwerken Kostensenkungsprogramme durchgeführt werden müssen. Punktuell müssten allenfalls finanzielle Zugeständnisse in Kauf genommen werden. In ihrer Rolle als nicht beherrschende Beteiligte ist die öffentliche Hand Mitläuferin, welche auch vom Wohlwollen und der Fairness der Strombranche abhängig ist. Die Höhe und Form von Ressourcenentschädigungen sowie Steuern richten sich in diesem Szenario zunehmend nach europäischer Rechtsgrundlage und weiterhin in Abhängigkeit der Mittellandkantone, welche die diesbezügliche Politik der Eidgenossenschaft mitbestimmen. Als Beteiligte ohne «Lead» im europaweit

betriebenen Stromgeschäft, wo Schweizer Wasserkraft ein kaum ausreichendes Alleinstellungsmerkmal sein wird, dürfte eine solche Positionierung schwierig sein.

i) Pragmatiker im Szenario «Schweizerische Strommarktliberalisierung»

Der wirtschaftliche Druck im Szenario «Schweizerische Strommarktliberalisierung» wird auch mit einer pragmatischen Rolle der öffentlichen Hand nicht spurlos an Kanton und Konzessionsgemeinden vorbeigehen. Im Ausmass der Kraftwerksbeteiligungen ist die öffentliche Hand «im selben Boot» wie die Hauptakteure der Schweizer Strombranche. Über die Beteiligungen sind Risiken mitzutragen. Je nach Vermarktungsmodell kann das auch zu finanziellen Verlusten führen, wenn die Strompreise am Markt tiefer sind als die Produktionskosten. Entsprechend ist von einem beträchtlichen Verlustrisiko und grossen Ergebnisschwankungen auszugehen, soweit diese Risiken nicht an die Strombezüger weitergegeben werden. Das schmälert wiederum üblicherweise das Gewinnpotenzial. Wasserzins und Steuern der Strombranche kommen zusätzlich unter Druck. Für die öffentliche Hand könnten aufgrund ihrer Doppelrolle als hoheitliche Akteure und als Kraftwerksbeteiligte grössere Zielkonflikte entstehen, deren Auflösung politisch und wirtschaftlich schwierig ist.

2. Fazit

Die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios «Isolation» erscheint in den nächsten Jahren am höchsten, wenn man auch die politischen Entwicklungen im Zusammenhang mit dem Rahmenabkommen zwischen der Schweiz und der EU beobachtet. Von grossem Vorteil wird in diesem Szenario sein, dass der Druck auf eine Reduktion der Wasserzinsen und von Steuern spürbar nachlassen wird. In Erwägung dieses potenziellen Szenarios und angesichts der Vor- und Nachteile der vorstehend diskutierten möglichen Rollen der öffentlichen Hand soll der Kanton Graubünden – gegebenenfalls gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden – mittelfristig die Rolle als «Produzierender Marktauktor» anstreben. Der Kanton Graubünden hat dann belegbar einen grossen Beitrag zur Energiestrategie 2050 des Bundes geleistet und sich zudem für eine potenzielle Strommangellage durch Kontrolle über die Kraftwerke eine gute Ausgangslage geschaffen. Versorgungssicherheit kann aufgrund von höheren Beteiligungen glaubhaft direkt aus eigener Hand gewährleistet und die Wertschöpfung aus der Stromerzeugung im Kanton Graubünden kann mittel- bis langfristig gehalten und ausgebaut

werden. Infolge des merkbar höheren durchschnittlichen Einstandspreises für Strom wird die schon bisher bestehende Wasserkraft relativ günstig und entsprechend verbessert sich die Produzentenmarge für Wasserkraft.

Angesichts der teilweise nur schwer vorhersehbaren Rahmenbedingungen ist die Strategie, wie einleitend erwähnt, zirka alle 10 Jahre zu überprüfen und wahrscheinlich auch zu überarbeiten. Es ist anzunehmen, dass sich langfristig der schweizerische Strommarkt öffnen und auch das Verhältnis zum europäischen Strommarkt verändern wird. Dies dürfte dazu führen, dass in rund 30 Jahren – ausgehend von der ab jetzt eingenommenen Rolle als «Produzierender Marktakteur» – letztlich die Rolle als «Pragmatiker» resultiert. Diese Rolle wird auch bei unterschiedlich ausgeprägten Liberalisierungsschritten eine brauchbare und konsensfähige Position sein.

Für die Umsetzung der Rolle als «Produzierender Marktakteur» bedarf es zur Initialisierung in strategischer Hinsicht gewisser grundlegender Überlegungen (vgl. Kapitel VIII. Abschnitt 2–5). Diese umfassen die verschiedenen Aspekte im Umgang mit den bevorstehenden Heimfällen (sog. Heimfallstrategie), mit den Beteiligungen (sog. Beteiligungsstrategie), mit der Verwertung von Strom (sog. Verwertungsstrategie) sowie mit dem Betrieb beziehungsweise dem Unterhalt von Kraftwerksanlagen (sog. Betriebsstrategie). Diese Strategien sind eng miteinander verbunden und – teilweise – gegenseitig voneinander abhängig.

VIII. Künftige kantonale Wasserkraftstrategie

Aus der Strukturanalyse und der Marktbeurteilung mit Szenarien und den möglichen Rollen der öffentlichen Hand (vgl. Kapitel IV.–VII.) leitet sich die eigentliche Wasserkraftstrategie für den Kanton Graubünden ab. Zur Erarbeitung der kantonalen Strategie war auch ein Blick über die Kantongrenzen aufschlussreich. Diverse Kantone in der Schweiz (u.a. Wallis, Tessin und Uri) haben ihre Strategien in Bezug auf den Umgang mit der Wasserkraft in den kommenden Jahren ausgearbeitet.

Die Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden besteht aus vier Teilstrategien, nämlich aus der Heimfall-, der Beteiligungs-, der Verwertungs- und der Betriebstrategie (Anlagen). Die Heimfall- und Beteiligungsstrategie beantwortet die Fragen, ob und wie der Kanton den Heimfall ausüben soll, wie ein solcher Heimfall organisatorisch ablaufen soll, wie hoch die Beteiligungen an den Gesellschaften der Kraftwerksanlagen sein sollen und wie diese Beteiligungen strukturiert und bewirtschaftet werden sollen. Die Verwertungsstrategie soll Antworten auf die Fragen liefern, wie der Kanton die Beteiligungsenergie künftig valorisieren will, mit welchen Instrumenten und Partnern dies geschehen soll und wie mit den entsprechenden Risiken um-

gegangen wird. Die Betriebsstrategie zeigt schliesslich auf, wie künftig der Kraftwerkspark im Kanton betrieben und bewirtschaftet werden soll. Diese Teilstrategien bilden den übergeordneten Rahmen. Im konkreten Einzelfall werden dann die Einzelheiten mit den entsprechenden Beteiligten verhandelt.

1. Rollen

a) Kanton

Der Kanton Graubünden hat in der Frage der Wasserkraftnutzung verschiedene Rollen: Er setzt die Rahmenbedingungen dafür, dass die Konzessionsgemeinden ihre natürliche Ressource Wasser optimal in Wert setzen können. Gleichzeitig hat er aus politischer Sicht das gleiche Interesse wie die Konzessionsgemeinden, um an der Wertschöpfung zu partizipieren. Der Kanton strebt darüber hinaus eine sichere Versorgung der Bündner Bevölkerung und der Bündner Wirtschaft mit Strom an. Diese unterschiedlichen Rollen können nur aus einer Gesamtsicht und mit einer guten Interessenabwägung wahrgenommen werden. Der Kanton erbringt demnach einerseits Dienstleistungen für die Konzessionsgemeinden, andererseits sieht er sich aber auch als Stütze in einer von der öffentlichen Hand getragenen Entwicklung, damit die natürliche Ressource Wasser als Energieträger im Interesse der bündnerischen Allgemeinheit optimiert in Wert gesetzt werden kann. Eine aktiver Rolle des Kantons soll daher auch Mehrheitsbeteiligungen des Kantons zusammen mit den Konzessionsgemeinden an Kraftwerksgesellschaften möglich machen. Dies begründet und erklärt sich primär dadurch, dass der Stromproduktion aus Wasserkraft als Schlüsselinfrastruktur unserer Wirtschaft und Gesellschaft eine systemrelevante Rolle zukommt und die Versorgungssicherheit mit Strom zunehmend an Bedeutung gewinnt.

b) Konzessionsgemeinden

Ein wesentlicher Aspekt, der eng mit der kantonalen Wasserkraftstrategie zusammenhängt, ist die Gewässerhoheit der Konzessionsgemeinden. Im Rahmen der Konzessionserneuerung respektive Neukonzessionierung obliegt der Entscheid in Bezug auf die Erteilung der Konzession der kommunalen Ebene bzw. der Gesamtheit der davon betroffenen Gemeinden. Überdies kommt den Konzessionsgemeinden bei Ausübung des Heimfalls die Hälfte der Anlageteile zu, während die andere Hälfte dem Kanton heimfällt. Die kantonale Wasserkraftstrategie ist demnach nur im Verbund zwischen dem Kanton und den Konzessionsgemeinden umsetzbar. Dies bedingt,

dass sowohl der Kanton als auch die Konzessionsgemeinden während des Heimfalls in die gleiche Richtung zielen und die Konzessionsgemeinden sich in Zukunft im Zusammenhang mit der Wasserkraft gleichermassen wie der Kanton mit der von ihnen angestrebten Rolle («Produzierender Marktakteur», «Regulator» bzw. «Pragmatiker») auseinanderzusetzen haben. Entscheidende Kriterien für diese Beurteilung bilden nebst den Strommarktentwicklungen auch das beabsichtigte Mass an Mitspracherecht bei den Kraftwerksgesellschaften, die Chancen und Risiken beim Erzielen von Gewinnen und Verlusten aufgrund einer Neukonzessionierung/Konzessionerneuerung beziehungsweise aus der Beteiligung an Kraftwerksgesellschaften, das Wasserzinsumfeld sowie der Einfluss auf die Gemeindefinanzen.

In diesem Zusammenhang gilt es zu beachten, dass die Wasserzinseinnahmen in der heutigen Konstellation vorerst bis Ende 2030 gesichert sind. Für die Zeit danach muss das eidgenössische Parlament eine neue Lösung definieren. Die heutigen Erträge aus Wasserzinsen sind deshalb aus Sicht der Konzessionsgemeinden nicht langfristig gesichert. Durch den wirtschaftlichen Nutzen, der sich aus einer Beteiligung an einer Kraftwerksgesellschaft ergibt, können allfällige Mindererträge bei den Wasserzinsen (zumindest teilweise) kompensiert werden. Dies unter anderem auch, weil Wasserzinsen Teil der Gestehungskosten der Stromproduktion sind.

Die Konzessionsgemeinden können autonom unter Berücksichtigung der zusammenhängenden Chancen und Risiken ihre Entscheidungen im Grundsatz für sich fällen. In Bezug auf die bevorstehenden Heimfälle soll der Kanton den Konzessionsgemeinden unter anderem im Rahmen der Heimfallverhandlungen koordinierend und beratend zur Seite stehen, mit dem Ziel, rechtzeitig eine bestmögliche Kooperation in den Verhandlungen zu erreichen.

2. Heimfallstrategie

Nach Ablauf der Konzessionsdauer läuft das Konzessionsverhältnis zwischen der Konzedentin (Konzessionsgemeinde) und der Konzessionärin (meist ein EVU) aus. Falls die Konzession mit der bisherigen Konzessionärin nicht verlängert oder einer anderen Konzessionärin neu verliehen wird, fallen sämtliche Anlagen heim. Die sogenannten nassen Anlageteile fallen unentgeltlich und lastenfrei je zur Hälfte an den Kanton und die Konzessionsgemeinden heim. Ausserdem sind die Konzessionsgemeinden und der Kanton berechtigt, die sogenannten trockenen Anlageteile gegen eine angemessene Entschädigung zu übernehmen (Art. 42 Abs. 2 BWRG), sofern der Heimfall nicht vertraglich geregelt wurde (Art. 83 Abs. 1 BWRG). In den nächsten 15 bis 30 Jahren steht der Heimfall einiger grösserer Kraftwerke (vgl. detaillierte Übersicht im Anhang) an:

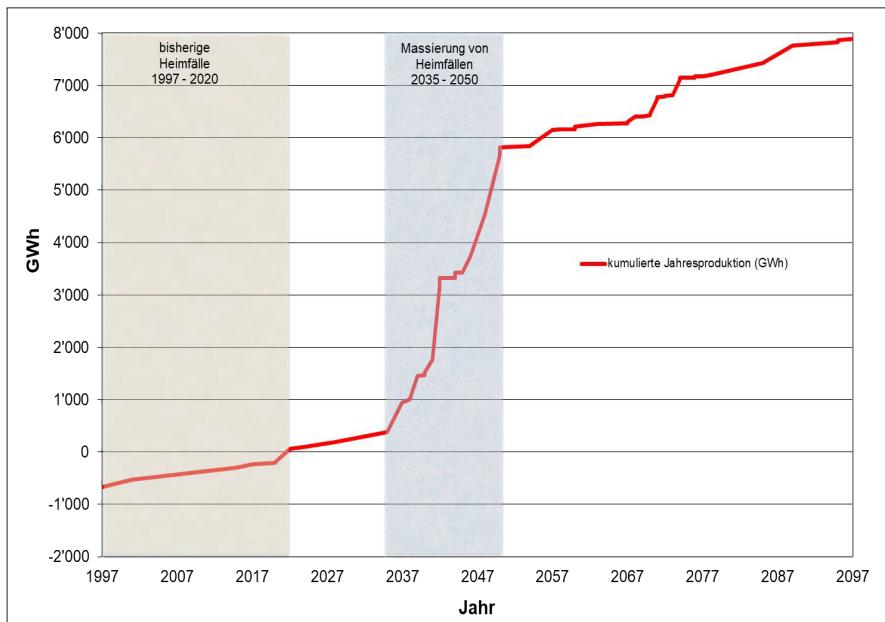


Abbildung 3: Darstellung der kumulierten Jahresproduktion und Leistung bei Heimfall, AEV, 2021

Bei Ausübung des Heimfalls wird der Kanton Graubünden Eigentümer eines mengenmässig und finanziell bedeutenden Kraftwerkportfolios. Der gesamte Heimfallswert zu laufenden Kosten beträgt heute rund 4,5 Milliarden Franken, der Anteil des Kantons beträgt 50 Prozent davon, also rund 2,25 Milliarden Franken.

a) Arten von Heimfällen

Die mittels Konzession verliehenen Wasserrechte sind zeitlich beschränkt. Gemäss Art. 58 WRG kann eine Konzession für höchstens 80 Jahre erteilt werden. Das BWRG sieht für erstmalige Konzessionen im Normalfall eine Dauer von 60 Jahren ab Inbetriebnahme eines Werks vor (Art. 24 Abs. 1 BWRG). Die Regierung kann in begründeten Fällen eine abweichende Dauer genehmigen (Art. 24 Abs. 3 BWRG). Eine Konzession erlischt durch Eintreten eines der folgenden Fälle:

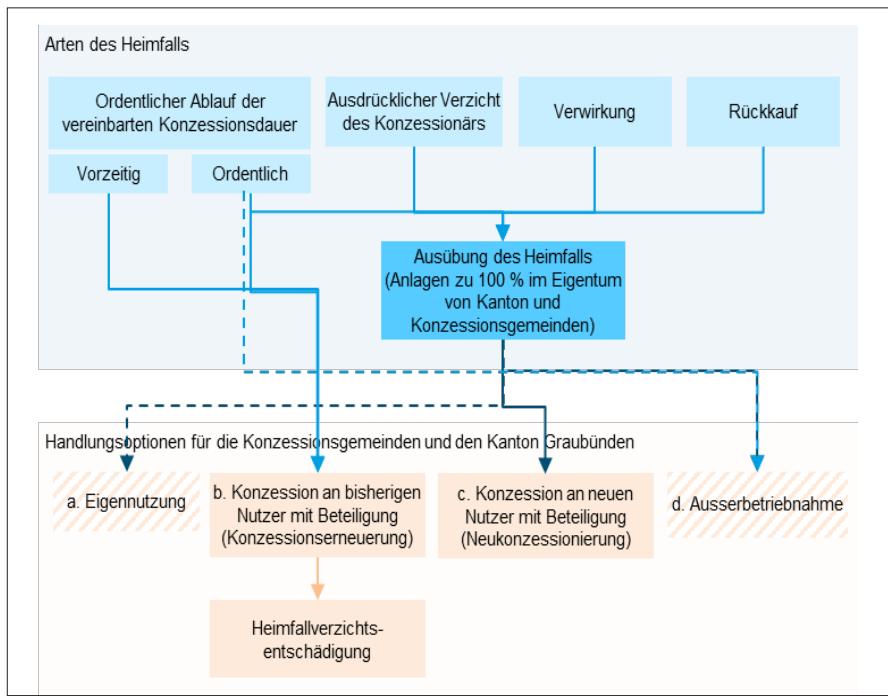


Abbildung 4: Arten des Heimfalls und Handlungsoptionen der Konzessionsgemeinden und des Kantons Graubünden, Schnyder Ingenieure, 2020. Die Eigennutzung birgt zu hohe Risiken, die Ausserbetriebnahme trägt nicht zur Wertschöpfung bei, darum sind diese Optionen schraffiert dargestellt.

• **Ordentlicher Ablauf der vereinbarten Konzessionsdauer**

Bei Ablauf der vereinbarten Konzessionsdauer kommt es zum sogenannten Heimfall (Art. 67 f. WRG; Art. 42 f. BWRG) und zur Erneuerung der Konzession (Art. 58a WRG; Art. 48 BWRG) oder zur Ausserbetriebnahme der Anlagen mit den erforderlichen Sicherungs- und Wiederherstellungsarbeiten (Art. 66 WRG; Art. 42 Abs. 5 BWRG). Der Heimfall von Kraftwerksanlagen findet in der Regel zeitgleich mit dem Ablauf der vereinbarten Konzessionsdauer statt («ordentlicher Heimfall»). Mit dem Ende der vereinbarten Konzessionsdauer erlischt das Nutzungsrecht der Konzessionärin (Art. 64 lit. a WRG; Art. 38 BWRG). Gemäss Art. 58a Abs. 2 WRG ist das Gesuch um Erneuerung einer bestehenden Konzession mindestens 15 Jahre vor deren Ablauf zu stellen und die zuständigen Behörden müssen mindestens 10 Jahre vor Ablauf entscheiden, ob sie grundsätzlich zu einer Erneuerung bereit sind. Der Kanton Graubünden sieht diesbezüglich kürzere Fristen von 10 respektive 8 Jahren vor (Art. 48 Abs. 2 und Abs. 3 BWRG).

• Vorzeitiger Heimfall

Der Heimfall kann auch vorzeitig erfolgen («vorzeitiger Heimfall»; Art. 58a Abs. 1 WRG, Art. 48 Abs. 1 BWRG) und es ist eine Neuregelung der Konzession erforderlich. Mit einem vorzeitigen Heimfall kann eine zeitliche Glättung der anstehenden Heimfälle erreicht werden. Die vorzeitige Neuregelung einer Konzession und der damit verbundene vorzeitige Heimfall setzen voraus, dass sich die bisherige Konzessionärin und das verleihungsberechtigte Gemeinwesen über alle Punkte des neuen Konzessionsverhältnisses frühzeitig einigen. Die Möglichkeit der Berücksichtigung einer Drittpartei bei der Neuregelung des Verleihungsverhältnisses wird damit faktisch ausgeschlossen.

• Ausdrücklicher Verzicht

Die Konzessionärin kann durch ausdrücklichen Verzicht die Konzession und damit das Nutzungsrecht beenden (Art. 64 lit. b WRG; Art. 40 Abs. 1 BWRG).

• Verwirkung

Zur Verwirkung der Konzession kann es kommen (Art. 65 WRG; Art. 39 Abs. 1 BWRG), wenn die Konzessionärin die ihr durch die Konzession aufgerlegten Fristen – namentlich für den Finanzausweis, den Versicherungsausweis oder den Bau und die Inbetriebnahme des Werkes – versäumt, den Betrieb zwei Jahre unterbricht und binnen angemessener Frist nicht wieder aufnimmt oder wichtige Pflichten trotz Mahnung grob verletzt. In diesen Fällen kann die Konzession durch die Regierung im Einvernehmen mit den Konzessionsgemeinden als verwirkt erklärt werden.

• Rückkauf

Die Konzessionsgemeinden können mit der Konzessionärin ein Recht auf Rückkauf vereinbaren (Art. 41 Abs. 1 BWRG). Dieser darf gemäss Art. 63 Abs. 2 WRG erst nach Ablauf des zweiten Drittels der Konzessionsdauer erfolgen und bedarf einer Ankündigungsfrist von mindestens fünf Jahren und ist in der Regel verbunden mit einer Entschädigung an die Konzessionärin auf der Basis der wirtschaftlichen Ertragskraft während der Restlaufzeit der Konzession.

b) Handlungsoptionen

Die für den Kanton Graubünden relevanten Handlungsoptionen sind gemäss vorstehender Abbildung 4 eine Konzessionserneuerung oder eine Neukonzessionierung. In beiden Fällen sind Lösungen möglich, welche es dem Kanton gestatten, aus dem Heimfall einen höheren Nutzen zu ziehen, ohne ein allfälliges Risiko eines Eigenbetriebs übernehmen zu müssen. Als Miteigentümer ist das unternehmerische Risiko reduziert, es wird mit den anderen Partnern geteilt. Das betriebliche Risiko liegt bei der Betreiberin der Anlage.

Vor der Wahl der Handlungsoption müssen der Kanton und die Konzessionsgemeinden sich auf folgendes Vorgehen verständigen:

- Jeder Heimfall wird separat betrachtet und situativ verhandelt;
- Die Konzessionsgemeinden haben bei der Ausübung des Heimfalles frei zu entscheiden, welche der ihnen zustehenden Kraftwerksanlagen sie für sich beanspruchen, mit welchen Partnern sie zusammenarbeiten und zu welchen Konditionen sie eine Neukonzessionierung akzeptieren möchten.

Für die Veräusserung von Beteiligungen an Partnerwerken werden folgende Grundsätze mit den Konzessionsgemeinden diskutiert:

- Die Konzessionsgemeinden üben grundsätzlich den Heimfall gemeinsam mit dem Kanton aus. Ein Verzicht auf die Ausübung soll nur erfolgen, wenn das Kraftwerk offensichtlich nach der Ausübung des Heimfalls aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht mehr an einen Dritten übergeben werden könnte;
- Der Kanton und die Konzessionsgemeinden verpflichten sich, die Auswahl von neuen Partnern an der neuen Kraftwerksgesellschaft gemeinsam vorzunehmen;
- Der Kanton behält sich ein Vorkaufsrecht des Gemeindeanteils vor.

Der Heimfall im Einzelfall gestaltet sich – wie vorstehend erklärt – wie folgt:

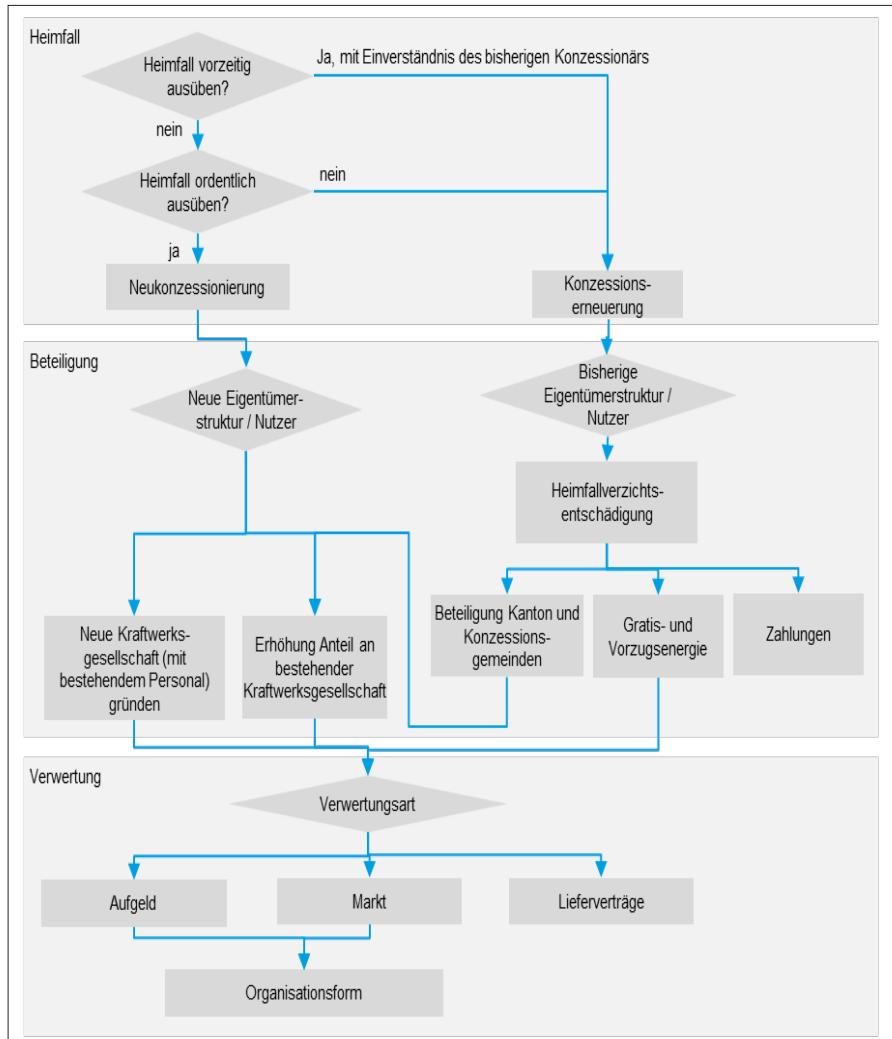


Abbildung 5: Schematischer Prozess bei Heimfall im Einzelfall, Amstein und Walther, 2021.

c) Bewertung des Kraftwerks

Die nachstehende Abbildung zeigt die Beurteilungskriterien zur Bewertung eines Kraftwerks (blau) auf und unterstützt die öffentliche Hand mit Hinweisen auf Aspekte bei der Gesamtbeurteilung des Kraftwerks (grün):

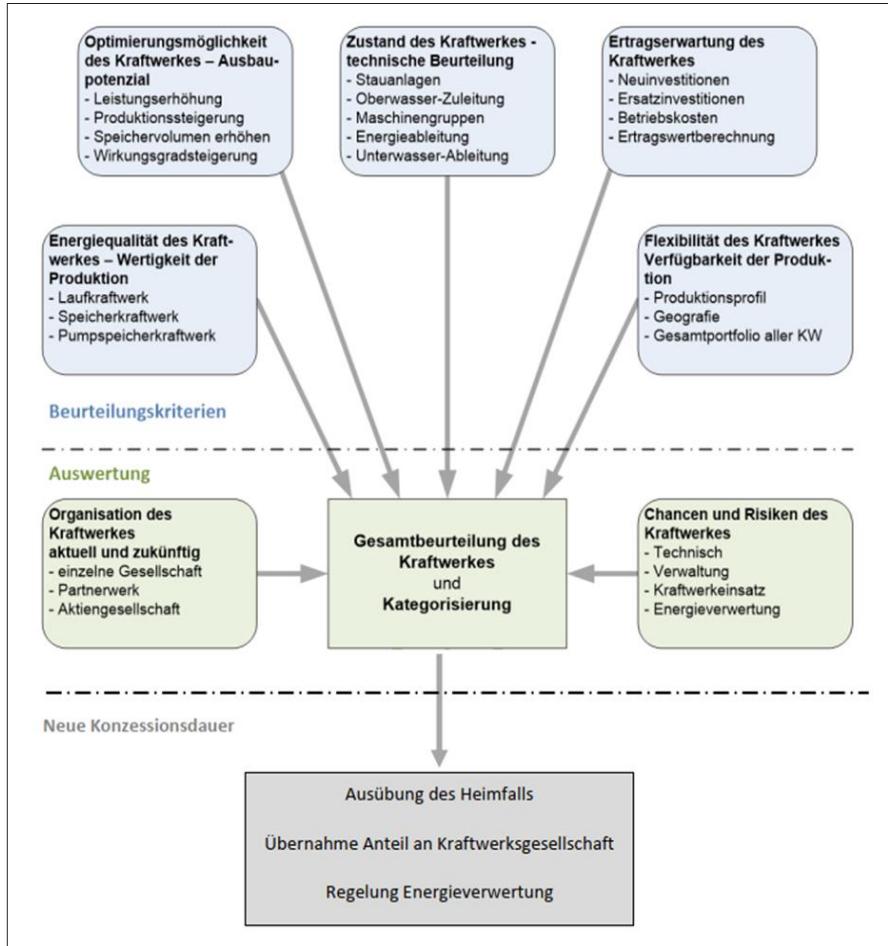


Abbildung 6: Beurteilung und Kategorisierung von Kraftwerken zur Festlegung der Handlungsoptionen, Schnyder Ingenieure, 2020.

Bei einer Konzessionserneuerung oder Neukonzessionierung eines Kraftwerkes muss sich der Kanton (und die Konzessionsgemeinden) entscheiden, wie weit er sich im Rahmen der neuen Konzession in die Kraftwerksgesellschaft einbringen will. Dabei sind mehrere Kriterien technischer, finanzieller und organisatorischer Art zu prüfen. Diese Kriterien, die darüber entscheiden, ob das entsprechende Kraftwerk eine gute Bewertung gemäss obiger Abbildung aufweist, werden nachfolgend aufgeführt und erläutert.

• **Zustand des Kraftwerks – technische Beurteilung**

Der Zustand des einzelnen Kraftwerks wird basierend auf dem Alter der Komponenten, dem visuellen Eindruck und den Wartungsdokumenten beurteilt. Die Beurteilung des Zustands dient zur Abschätzung der zukünftig erforderlichen Ersatzinvestitionen. Eine Grundlage für die Beurteilung der Kraftwerke bildet das Heimfallinventar.

• **Ertragserwartung des Kraftwerks**

Die wirtschaftliche Beurteilung eines Kraftwerks erfolgt mittels Berechnung des Ertragswerts über die Dauer der zukünftigen Konzession. Dabei werden die Rahmenbedingungen – wie die zu erwartenden Investitionen für Erneuerungen oder Erweiterungen, die Betriebskosten und die Erträge aus der Stromabgabe – berücksichtigt. Die Betrachtung erfolgt in verschiedenen Szenarien, namentlich beim Strompreis, welcher sehr sensitiv ist. Als Plausibilisierung dienen die Erträge der letzten Betriebsjahre vor der Neukonzessionierung beziehungsweise Konzessionserneuerung.

• **Optimierungsmöglichkeit des Kraftwerks – Ausbaupotenzial**

Bei jeder Neukonzessionierung beziehungsweise Konzessionserneuerung sollte geprüft werden, ob durch Optimierungen die Leistung und/oder die Produktion gesteigert werden kann. Die entsprechenden Werte sind in der neuen Konzession festzuhalten. Falls eine Erhöhung der Talsperre möglich ist, wird dadurch zusätzliches Speichervolumen gewonnen, welches sich in einer höheren Flexibilität der Produktion niederschlägt. Beim Ersatz von Turbinen und Generatoren soll die Möglichkeit einer Wirkungsgradsteigerung geprüft und genutzt werden, um die Leistung des Kraftwerks zu erhöhen.

• **Energiequalität des Kraftwerks – Wertigkeit der Produktion**

Die unterschiedlichen Kraftwerke – wie Laufkraftwerke, Speicherkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke – weisen verschiedene Qualitäten der Stromproduktion auf. Bei einem Laufkraftwerk muss die Energie dann produziert werden, wenn das Wasser vorhanden ist, unabhängig vom Niveau der Strompreise zum jeweiligen Zeitpunkt. Speicherkraftwerke weisen hingegen

mehr Flexibilität auf. Ihre Produktion kann abhängig vom Speichervolumen und der Verteilung der Zuflüsse optimiert werden. Die Anzahl der Vollaststunden (Jahresenergiemenge dividiert durch die installierte Leistung) gibt einen Hinweis auf das Verhältnis zwischen Speicherinhalt und produzierbarer Energiemenge. Bei einem Pumpspeicherkraftwerk kann der Speicher zusätzlich bewirtschaftet werden, indem Zeiten mit tiefen Strompreisen genutzt werden, um Wasser in den Speicher zu pumpen. Dieses kann bei höheren Strompreisen wieder turbiniert werden.

- ***Flexibilität der Kraftwerke – Verfügbarkeit der Produktion***

Das Produktionsprofil eines Kraftwerks zeigt an, wie sich die Produktion über das Jahr verteilt. Im Allgemeinen ist die Stromproduktion in den Wintermonaten wertvoller als die Produktion in den Sommermonaten. Der Betrieb mehrerer Kraftwerke mit unterschiedlichen Produktionsprofilen führt zu einer gleichmässigeren Verteilung der Produktion. Da der Kanton Graubünden sowohl auf der Alpennord- als auch auf der Alpensüdseite über Einzugsgebiete verfügt, kann durch das unterschiedliche Wasserdargebot ein Ausgleich von Produktionsunterschieden auch auf diesem Weg stattfinden.

Die Aufbereitung der notwendigen Informationen zur Anlage bedingt die Zusammenarbeit mit dem aktuellen Kraftwerksbetreibenden.

d) Gesamtbeurteilung

Fallen die vorstehend erwähnten Kriterien in Bezug auf die Bewertung des Kraftwerks insgesamt gut aus, führt dies in einem ersten Schritt zu einer ersten positiven Bewertung. In einem zweiten Schritt gilt es, diese Beurteilung mittels der angestrebten neuen Organisation sowie die damit zusammenhängenden Chancen und Risiken auszuwerten (Gesamtbeurteilung).

- ***Organisation des Kraftwerks***

Partnerschaften sind auch künftig angezeigt, um die finanziellen und betrieblichen Risiken zu teilen. Als Grundsatz dabei gilt, dass für die einzelnen Funktionen auf der jeweiligen Ebene «Partnerschaften auf äquivalenter Stufe» eingegangen werden. Der verbleibende Prozentsatz zwischen dem Anteil von Kanton und Konzessionsgemeinden und 100 Prozent steht für weitere Aktionäre zur Verfügung. Mit diesen können entsprechende tragfähige Partnerschaften weiter gepflegt beziehungsweise neu aufgebaut werden. Möglichkeiten für strategische Partnerschaften bezüglich des Kraftwerkeigentums und des Kraftwerkbetriebs aus der Sicht des Kantons Graubünden ergeben sich dabei mit EVU sowie anderen Kantonen und Städten als weitere Aktionäre. Als dritte Kategorie kommen weitere Partnerschaf-

ten, insbesondere mit Dritten wie andere Unternehmen aus der Wasserkraft, Pensionskassen, Industrie oder Städte, infrage. Die konkrete Ausgestaltung der Partnerschaft ist jeweils im Einzelfall zu klären. Wie bereits ausgeführt, soll der Kanton sich weiterhin auf den Betrieb der Kraftwerkanlagen durch Dritte fokussieren.

- ***Chancen und Risiken des Heimfalls***

Die vorliegende Wasserkraftstrategie beinhaltet Chancen und Risiken, welche mit entsprechenden Massnahmen erreicht beziehungsweise verhindert werden können.

Es stellen sich namentlich folgende Risiken:

Risiko	Eintritts-wahr-scheinlichkeit	Schadens-ausmass	Massnahmen
Tiefere Strommarktpreise als Gestehungskosten	Mittel	Mittel	Risiko liegt bei der Verwertungsgesellschaft. Risiko kann durch konsequentes Kostenmanagement in den einzelnen Kraftwerksgesellschaften, Risikosplitting und der Nutzung von Marktinstrumenten minimiert werden.
Stark schwankende Strommarktpreise	Gross	Mittel	Rückstellungen in der Verwertungsgesellschaft zum Ausgleich von Preisschwankungen schaffen.
Währungsschwankungen	Mittel	Gering	Anwendung der Kapitalmarktinstrumente zum Ausgleich von negativen Auswirkungen von Währungsschwankungen (Hedging).
Klimawandel	Gross	Mittel	Aufgrund von Gletscherschmelze reduzieren sich natürliche Wasserspeicher, die für die Produktion von Wasserkraft notwendig sind. Kapazitätszubau (sofern realisierbar) von bestehenden Speicheranlagen hilft, die Wasserspeicher langfristig zu sichern.
Sicherheitsrisiken	Tief	Hoch	Kompromissloses Risikomanagement weiterführen und stetiger Unterhalt der Anlagen, um guten und betriebsfähigen Zustand stets zu gewährleisten.
Investitionsrisiken	Mittel	Mittel	Risiko aufgrund der anstehenden Heimfälle, dass aktuell Betreibende aufgrund von ungenügenden Renditen Ersatzinvestitionen nicht mehr tätigen. Aktives Einfordern von Ersatzinvestitionen vor dem Heimfall. Dies erfordert eine entsprechende Kontrolle. Langfristige Planungs- und Investitionssicherheit sind erforderlich.

Risiko	Eintritts-wahr-scheinlichkeit	Schadens-ausmass	Massnahmen
Politische Risiken	Mittel	Mittel	Zielkonflikte mit Mittellandkantonen aufgrund anderer Nutzung der Wasserkraft im Kanton. Mögliche Einbindung in Betriebs- und Beteiligungsstrukturen.
Umweltgesetzgebung	Gross	Gross	Zielkonflikt zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen wird weiterhin nicht gelöst. Außerdem bringt das neue Umweltrecht (Natur- und Heimatschutzgesetz, Umweltschutzgesetz) erschwerende Anforderungen an den Neubau von Kraftwerksanlagen mit sich. Massnahmen beschränken sich auf die Einbringung im politischen Prozess.
Gewässerschutzgesetz	Hoch	Mittel	Aufgrund des revidierten Gewässerschutzgesetzes sind neue (Art. 31 des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer [Gewässerschutzgesetz, GSchG; SR 814.20]) und bestehende Wasserkraftwerkanlagen (Art. 81 GschG) in Bezug auf das Restwasser zu sanieren. Für die Investitionskosten der Sanierungsfälle reichen die durch den Bund bereitgestellten finanziellen Mittel aktuell bei weitem nicht. Auch verlangt das revidierte Gewässerschutzgesetz, dass die Fischgängigkeit in den Schweizer Gewässerstrecken durch die Kraftwerksbetreibenden wiederherzustellen ist. Hindernisse, die diese wesentlich beeinträchtigen, müssen saniert werden. Dafür werden sie durch den Bund «voll» entschädigt. Ob die zur Verfügung stehenden finanziellen Bundesmittel ausreichen, ist fraglich. Beim Bund sollen mehr finanzielle Mittel zur Erfüllung der bundesgesetzlich vorgeschriebenen Verpflichtungen beantragt werden.
Partnervertrag	Hoch	Mittel	Verpflichtung zur Bezahlung des Anteils an den Jahreskosten zu Lasten der beteiligten Partner. Mit erhöhten Beteiligungen steigt dieses Risiko. Das Risiko wird aufgrund der Partnerwerkstruktur auf alle beteiligten Partner verteilt.

Tabelle 1: Risiken der Wasserkraftstrategie, AEV, 2021.

Es besteht im Allgemeinen eine gegenseitige Beziehung zwischen der Höhe der Beteiligung an Kraftwerksgesellschaften und dem finanziellen Risiko aus dieser Beteiligung. Je höher die Beteiligungen an Kraftwerksgesellschaften ausfallen, desto höher ist generell auch das finanzielle Risiko,

das im Bereich der Stromversorgung eingegangen wird. Zudem streuen die Risiken unter den einzelnen Gesellschaften aufgrund der unterschiedlichen Gestaltungskosten und Wertigkeiten. Bei erhöhten Beteiligungen entsteht ein Klumpenrisiko, das durch Mechanismen in der Energieverwertung angemessen zu reduzieren ist. Die Erhöhung der Beteiligung des Kantons kann überdies Zielkonflikte mit anderen Kantonen (insb. Mittellandkantonen) entstehen lassen, die derzeit im Kanton Graubünden an den Kraftwerksgesellschaften vermehrt beteiligt sind.

Ist der Kanton an den Kraftwerksgesellschaften erhöht beteiligt, steigt sein Anteil an den Jahreskosten (Art. 36 BWRG i.V.m. Art. 18 BWRV). Entsprechend ist bei der Ausübung des Heimfalls im Rahmen der Gesamtbewertung zu prüfen, wie wirtschaftlich ein Werk in Zukunft sein kann und ob und wie es letztlich zielführend ist, einen Partnervertrag mit allen Rechten (Beteiligungsenergie, Dividenden, erhöhte Mitbestimmung u.a.) und Pflichten (Tragung der Jahreskosten u.a.) einzugehen. Das Risiko der kantonalen Beteiligung an einem einzelnen Werk kann reduziert werden, indem über die Stromverwertung aus dem Portfolio der Kraftwerksbeteiligungen allfällig eintretende Verluste aus einzelnen Werken im Einzelfall gegenseitig wieder ausgeglichen werden. Dafür sind Kapitalmarktinstrumente (flexibles Verwertungsmodell) einzusetzen, sie sollen das Risiko diversifizieren und so insgesamt reduzieren.

Im Rahmen der Energiepolitik bestehen Zielkonflikte in Bezug auf Schutz- und Nutzungsinteressen. Die in den letzten Jahren geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen (insb. Gewässerschutzgesetz, Natur- und Heimatschutzgesetz, Umweltschutzgesetz) erschweren die Wasserkraftnutzung, indem bei neuen und bestehenden Wasserkraftanlagen Produktionseinbussen unter Umständen durch den Betreiber entschädigungslos hinzunehmen sind (Art. 80 Abs. 1 GschG) und neue Anlagen noch strengerer Anforderungen zu genügen haben (Art. 31 GschG). Überdies sind neue Vorhaben an gewissen Standorten aufgrund neuer umweltrechtlicher Bestimmungen nur noch schwer realisierbar.

Ebenso beschränkt beeinflussbar ist der Klimawandel, der verschiedene Veränderungen bei den Niederschlägen verursacht. Entsprechend sollen (bauliche) Massnahmen ergriffen werden können, damit die für die Stromproduktion aus Wasserkraft erforderliche natürliche Ressource Wasser durch zusätzliches Speichervolumen besser gespeichert werden kann (bspw. Erhöhung Staumauern). Die neuen Kapazitäten sollen vor allem eine teilweise Umlagerung der Produktion vom Sommer in den Winter ermöglichen und dürften sich schneller realisieren lassen als neue Stauseen im Umfeld von Gletscher, die sich zurückbilden.

In Bezug auf die Anlagen der Kraftwerksgesellschaften ist der Betreibende verpflichtet, die Substanz in einem guten und betriebsfähigen Zustand

während der Konzessionsdauer zu wahren (Art. 29 Abs. 1 BWRG). Gemäss Art. 29 Abs. 2 BWRG kann die Regierung, im Einvernehmen mit den Konzessionsgemeinden und nach Anhörung des Betreibenden, jederzeit eine Überprüfung der Anlagen anordnen und die zur Herstellung und Erhaltung des vorgeschriebenen Zustands erforderlichen Massnahmen und allenfalls auch Ersatzmassnahmen auf Kosten der Konzessionärin anordnen. Dies erfordert in erster Linie ein kompromissloses Risikomanagement durch den Kraftwerksbetreibenden selber. Durch die Gründung einer spezialisierten Betriebsgesellschaft sollen die Kraftwerksgesellschaften auf dem Kantonsgebiet bei anspruchsvolleren Instandhaltungsarbeiten der Anlagen unterstützt werden. Dadurch soll ein in professioneller Art und Weise getätigter Unterhalt gewährleistet und das Fachwissen langfristig im Kanton gebündelt werden.

Demgegenüber bieten sich auch einige Chancen:

Chancen	Eintrittswahrscheinlichkeit	Nutzen	Massnahmen
Erhöhung der Versorgungssicherheit	Hoch	Hoch	Umsetzung der Beteiligungs- und Verwertungsstrategie.
Erhöhung Wert schöpfung	Mittel	Hoch	Übernahme von abgesicherten Risiken.
Erhalt von Arbeitsplätzen	Mittel	Mittel	Aufbau einer privatwirtschaftlich getragenen Betriebsgesellschaft durch Dritte.
Beitrag an die Klima- und an die Energiepolitik (ES 2050) des Bundes	Mittel	Tief	Erhalt einer nachhaltigen Energieversorgung.
Umsetzung einer guten Public Corporate Governance	Hoch	Mittel	Interessenvertretung nach klaren Grundsätzen zu Gunsten der bündnerischen Allgemeinheit bzw. des Kantons.
Reduktion der Abhängigkeit von Dritten	Hoch	Hoch	Erhöhung der Beteiligungen.
Bündelung von Fachwissen und Stärkung von Kompetenzen im Bereich Wasserkraft	Mittel	Mittel	Aufbau einer privatwirtschaftlich getragenen Betriebsgesellschaft durch Dritte.

Tabelle 2: Chancen der Wasserkraftstrategie, AEV, 2021.

Indem sich der Kanton im Bereich der Wasserkraft an den Kraftwerksgesellschaften stärker beteiligen will, erhöht er die Versorgungssicherheit mit Strom zugunsten der Gesellschaft und Wirtschaft im Kanton und reduziert er im Gegenzug die Abhängigkeit von Dritten. Zugleich wird die Wertschöpfung (Rohstoffentgelt, Dividenden, Beteiligungsenergie, Arbeitsplätze im Kanton, Gesellschaften mit Sitz im Kanton für Unterhalt und Instandhaltung) erhöht. Durch die Wasserkraftstrategie leistet der Kanton (gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) außerdem einen wesentlichen Beitrag an die Klima- und an die Energiestrategie 2050 des Bundes, indem gezielt und verstärkt auf erneuerbare Energien gesetzt wird.

Die Errichtung einer spezialisierten Betriebsgesellschaft für die anspruchsvolleren Unterhalts- und Instandhaltungsarbeiten eines Kraftwerksbetriebs kann Arbeitsplätze in Graubünden schaffen und soll zugleich Fachwissen langfristig im Kanton behalten und ausbauen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die technischen, kommerziellen, ökologischen und regulatorischen Entwicklungen sehr dynamisch sind und den Energiesektor stark prägen, was mit Unsicherheiten verbunden ist. Die abgebildeten Chancen und Risiken sind generell und bei jeder Heimfallverhandlung zu berücksichtigen und sind vom Kanton (wie von den Konzessionsgemeinden) im jeweiligen Einzelfall und unter den dannzumal gegebenen, aktuellen Rahmenbedingungen sorgfältig abzuwägen. Ergibt die Gesamtbeurteilung (Beurteilung der Anlageteile, neue Organisation, Chancen und Risiken) ein für den Kanton (und die Konzessionsgemeinden) positives Ergebnis, wird der Heimfall ausgeübt.

Nach der Ausübung des Heimfalls ist in einem zweiten und dritten Schritt zu klären, wie der Kanton (gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) sich an einer neuen Partnergesellschaft beteiligen will (vgl. Kapitel VIII. Abschnitt 3; Beteiligungsstrategie) und wie er die durch die Beteiligung neu gewonnene Energiemenge verwerten will (vgl. Kapitel VIII. Abschnitt 4; Verwertungsstrategie).

3. Beteiligungsstrategie

Die Beteiligungsstrategie bildet einen weiteren Bestandteil der kantonalen Wasserkraftstrategie. Sie hängt zu grossen Teilen von der Heimfallstrategie ab. Im Rahmen der Beteiligungsstrategie stellt sich die Frage, bei welchen Werken und in welcher Höhe der Kanton sich künftig an Kraftwerksgesellschaften beteiligt.

a) Aktuelle Beteiligungen

Wasserkraftwerke im Kanton Graubünden werden aktuell grundsätzlich in fünf unterschiedlichen Modellen betrieben. Entsprechend gestaltet sich die Partizipationsmöglichkeit des Kantons – je nach Betrieb respektive Modell des jeweiligen Kraftwerks – unterschiedlich:

- Modell 1: Partnerwerke (noch) ohne Beteiligung von Kanton und Konzessionsgemeinden.
Beispiel: Kraftwerk Sasselio der Calancasca AG
- Modell 2: Partnerwerke mit Beteiligung von Kanton und/oder Gemeinden.
Beispiel: Kraftwerke Zervreila AG
- Modell 3: Eigene Kraftwerke von Repower (bzw. der Repartner Produktions AG).
Beispiel: Puschlaver Kraftwerke
- Modell 4: Eigene Kraftwerke von ewz (Abteilung der Stadtverwaltung der Stadt Zürich).
Beispiel: Kraftwerk Tinizong von ewz
- Modell 5: Eigene Kraftwerke einer oder mehrerer Konzessionsgemeinden
Beispiel: Elektrizitätswerk Davos

Der Anteil des Kantons an der Produktionsmenge der grössten zehn Wasserkraftanlagen im Kanton beträgt aktuell rund 10 Prozent, weitere 5 Prozent befinden sich in der Hand von Konzessionsgemeinden:

Kraftwerksgesellschaft	Installierte Leistung an Turbine [MW]	mittlere erwartete Produktion [GWh]	Beteiligung Kanton [%]	Beteiligung Gemeinden [%]
RE-Pu (Repower-Puschlav)	95	338	22.0	ev. div.
KWZ (Kraftwerke Zervreila AG)	273	558	12.6	15.4
OIM (Modoxer Kraftwerke AG)	108	318	10.0	2.0
KHR (Kraftwerke Hinterrhein AG)	604	1383	12.0	3.0
KWR (Kraftwerke Reichenau AG)	20	106	15.0	0

Kraftwerksgesellschaft	Installierte Leistung an Turbine [MW]	mittlere erwartete Produktion [GWh]	Beteiligung Kanton [%]	Beteiligung Gemeinden [%]
ALK (Albula-Landwasser Kraftwerke AG)	89	394	5.0	4.3
KVR (Kraftwerke Vorderrhein AG)	331	828	10.0	8.5
EKW (Engadiner Kraftwerke AG)	442	1416	14.0	4.0
KWI (Kraftwerke Ilanz AG)	84	277	10.0	5.0
RE-Pr (Repartner Produktions AG)	79	279	22.0 (indirekt über Beteiligung an Repower AG)	ev. div.
KRU (Kraftwerke Russein AG, ehem. PKW)	25	67	10.0	30.0
KWTs (Kraftwerke Tschar AG, ehem. PKW)	14	35	15.0	34.0

Tabelle 3: Kraftwerke mit Beteiligung des Kantons Graubünden (Stand Frühjahr 2021).

Die Beteiligungen des Kantons am Gesellschaftskapital der verschiedenen Kraftwerksgesellschaften sind unterschiedlich hoch. Der Bilanzwert der vom Kanton gehaltenen Beteiligungen präsentiert sich gemäss der Botschaft zur Jahresrechnung 2020 wie folgt:

Franken	Gesellschaftskapital	Kapitalanteil	Bestand 31.12.2020
		Prozent	
Anteil Aktien aus übergeordnet politischem Interesse gehalten			
Repower AG	7 390 968	22,0	125 123 493
Albula-Landwasser Kraftwerke AG	22 000 000	5,0	1 100 000
Engadiner Kraftwerke AG	140 000 000	14,1	19 693 800
Kraftwerke Hinterrhein AG	100 000 000	12,0	12 000 000
Kraftwerke Ilanz AG	50 000 000	10,0	5 000 000
Kraftwerke Reichenau AG	4 500 000	15,0	675 000
Kraftwerke Vorderrhein AG	80 000 000	10,0	8 000 000
Misoxer Kraftwerke AG	24 000 000	10,0	2 400 000
Kraftwerke Zervreila AG	50 000 000	12,6	6 300 000

	Gesellschaftskapital	Kapitalanteil	Bestand 31.12.2020
Franken		Prozent	
Kraftwerk Russein AG	20 000 000	10,0	2 000 000
Kraftwerk Tschar AG	9 240 000	15,0	1 386 000
Anteil Aktien und Anteilscheine im politischen Vollzugsinteresse gehalten			
Grischelectra AG (Aktienkapital zu 20 Prozent liberiert)	1 000 000	54,3	1 000

Tabelle 4: Auszug aus der Jahresrechnung 2020 des Kantons Graubünden, S. 348.

Der Kanton ist im Weiteren an der GEAG mit 54,3 Prozent beteiligt (sog. Aktien im politischen Vollzugsinteresse). Die GEAG ist eine rechtlich selbstständige Aktiengesellschaft, in welche der Kanton und teilweise auch die Konzessionsgemeinden ihre Beteiligungsenergie zur Verwertung einbringen.

Der Kanton ist an kommunalen Kraftwerken mit einer Stromerzeugung unter rund 30 GWh pro Jahr heute nicht beteiligt. Dies aus dem Grund, weil gemäss BWRG die vorwiegend zur lokalen Versorgung betriebenen Werke den von den Gemeinden festzusetzenden Heimfallbestimmungen unterstehen.

b) Künftige Beteiligungen

Gemäss Art. 22 Abs. 1 BWRG sind der Kanton und die Konzessionsgemeinden berechtigt, sich an Kraftwerksunternehmen zu beteiligen. Dies gilt sowohl im Rahmen des Heimfalls als auch im Rahmen einer davon losgelösten Neukonzessionierung oder einer Konzessionsänderung (Art. 22 Abs. 2 BWRG). Eine Gesamtbeurteilung gemäss Kapitel VIII. Abschnitt 2c und d ist demnach nicht nur bei den Heimfällen sondern auch bei den Konzessionsänderungen und Neukonzessionierungen vorzunehmen.

Auf der Basis der Marktszenarien und der anzustrebenden Rolle in diesen Szenarien («Produzierender Marktauktor») soll die Beteiligungsstrategie dahingehend entwickelt werden, dass der Kanton (gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) den Heimfall ausübt, um sich so Handlungsspielraum und Entscheidungsfreiheit zu sichern. Mit dieser Entscheidungsfreiheit kann in Abhängigkeit der ökonomischen Attraktivität der jeweiligen Anlagen und in Abwägung aller Chancen und Risiken die jeweilige Beteiligungshöhe festgelegt werden. Mit einer höheren Beteiligungsquote kann bei attraktiven Anlagen von einer Stromvermarktung profitiert werden und die Abhängigkeit von den Wasserzinsen wird reduziert.

Das Umfeld für Kraftwerksbeteiligungen hat sich in den vergangenen Jahren wesentlich weiterentwickelt. Insbesondere mit der Teilliberalisierung des Strommarkts ab dem Jahr 2008 und dem Inkrafttreten des StromVG GR auf den 1. Januar 2009 haben sich die regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen im Stromversorgungsbereich stark verändert. Die Kraftwerksbeteiligungen des Kantons Graubünden gelten seither nicht mehr als unmittelbare Folge der Wasserrechtsgesetzgebung und dienen deshalb nicht mehr der unmittelbaren Erfüllung einer öffentlichen Aufgabe. Sie sind entsprechend dem Finanzvermögen zugeordnet (siehe bereits im Strombericht 2012, S. 289 ff., S. 320); sie gehören zu den Anlagen des Finanzvermögens, die vom Kanton aus «übergeordnet politischem Interesse» gehalten werden. Davon ausgenommen ist die Beteiligung an der GEAG, die im «Vollzugsinteresse» gehalten wird.

Um das erklärte Ziel – die Optimierung der Wertschöpfung in Graubünden mit kontrollierbaren Risiken – zu erreichen, soll der Kanton anhand folgender Kriterien vorgehen:

Anlagen zur Beteiligung: Der Kanton orientiert sich an den Kraftwerksanlagen mit einer minimalen Leistung und/oder Stromproduktion als Richtwerte. Die untere Grenze für eine kantonale Beteiligung an Kraftwerken soll üblicherweise bei einer jährlichen Stromproduktion von 30 GWh beziehungsweise bei einer installierten Leistung von rund 10 MW liegen. An Kraftwerken dieser Grössenordnung mit positiver Gesamtbeurteilung wird sich der Kanton beteiligen.

Höhe der Beteiligung: Als massgeblicher Hebel für die Erhöhung der Wertschöpfung bietet sich die Erhöhung der Beteiligungen an den Kraftwerksgesellschaften an. Die Beteiligungen des Kantons sollen im Verlauf der Zeit im Vergleich zu heute daher relevant erhöht werden. Die Erhöhung der jeweiligen Beteiligung des Kantons ist koordiniert und – nach Möglichkeit – gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden festzulegen. Unter der Annahme, dass sich der Kanton bis ins Jahr 2050 an den heimfallenden grösseren Kraftwerken mit einer installierten Leistung von über 10 MW mit rund 30 Prozent beteiligt (und mit einer erhöhten oder neuen Beteiligung durch die Konzessionsgemeinden über die aktienrechtliche Mehrheit verfügt), wird sich der Bestandswert des Kantons für diese Beteiligungen von heute rund 50 Millionen Franken schätzungsweise um rund 114 Millionen Franken auf neu rund 164 Millionen Franken erhöhen. Im Falle einer Beteiligung des Kantons von 40 Prozent würde sich der Bestandswert des Kantons geschätzt um rund 143 Millionen Franken auf neu rund 193 Millionen Franken erhöhen.

Beteiligungsstruktur: Vor der Erteilung der neuen Konzession an eine allfällige Nachfolgegesellschaft ist das Aktionariat dieser neuen Kraftwerksgesellschaft zu klären. Die Höhe der Beteiligung des Kantons, der Konzessionsgemeinden, der strategischen Partner sowie weiterer Investoren ist im

konkreten Einzelfall zu definieren. Zur Wahrnehmung der Bündner Interessen kommt der Vertretung im Verwaltungsrat der einzelnen Kraftwerksgesellschaften eine hohe Bedeutung zu. Die entsprechenden Mandatsträgerinnen und Mandatsträger sind kompetent zu besetzen und ihre Aufgaben über die einzelnen Gesellschaften hinaus zu koordinieren. Über diesen Weg kann auch Einfluss darauf genommen werden, dass der Betrieb der einzelnen Anlagen aus einer ganzheitlichen Sicht optimal gestaltet wird. Notwendig sind dafür Personen, welche einerseits die Interessen des Kantons vertreten, andererseits aber über das notwendige Fachwissen verfügen und bei denen keine Interessenkonflikte aufgrund anderer Mandate bestehen.

Beteiligungsgesellschaft: Die Beteiligungen des Kantons an sämtlichen (neu organisierten) Kraftwerksgesellschaften sollen neu in einer neuen Beteiligungsgesellschaft zusammengefasst werden, welche auch die einheitliche und professionelle Steuerung der Beteiligungen im Sinne einer modernen Public Corporate Governance sicherstellt. Des Weiteren kann dank einer Beteiligungsgesellschaft eine Portfoliosicht über die Beteiligungen am Wasserkraftwerkspark eingenommen werden. Es ergeben sich dadurch Möglichkeiten, den Betrieb und die Stromproduktion optimal auszurichten. Dies lässt die Ausnutzung von Synergien in einer neuen Grössenordnung zu. Die Beteiligungsgesellschaft soll die Beteiligungen des Kantons gesamthaft koordiniert, spezialisiert und fokussiert auf die Optimierung der Wertschöpfung verwalten. Die Gründung einer Beteiligungsgesellschaft macht aus diesem Grund Sinn.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Ziel, die Wertschöpfung an der Bündner Wasserkraft auf dem Kantonsgebiet im Interesse der bündnerischen Allgemeinheit zu erhöhen, nur erreicht werden kann, wenn der Kanton (und die Konzessionsgemeinden) im Rahmen der anstehenden Heimfälle auch die entsprechenden Möglichkeiten und Mittel dafür in die Hand bekommt. In der Vergangenheit konnte der Kanton aufgrund der vorbestandenen Kräfteverhältnisse und der Ausgestaltung der Konzessionen von seiner Beteiligungsmöglichkeit nur bedingt Gebrauch machen. Mit dem Eintritt der Heimfälle in den kommenden Jahren und Jahrzehnten sind die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen hierfür neu und günstig.

4. Verwertungsstrategie

Die Verwertungsstrategie bildet den dritten Bestandteil der kantonalen Wasserkraftstrategie. Sie hängt zu grossen Teilen von der Heimfallstrategie und der Beteiligungsstrategie ab. Bei der Verwertungsstrategie geht es darum, sich in Bezug auf die Verwertung des Stroms strategisch optimal aufzu-

stellen. Dem Kanton und den Konzessionsgemeinden steht Energie aus der entsprechenden Wasserkraftproduktion zu. Die Energiemenge setzt sich je nach Konstellation aus unterschiedlichen Anteilen an Beteiligungsenergie, Gratisenergie, Vorzugsenergie und Jahreskostenenergie zusammen. Diese Energie muss verwertet, das heißt umgesetzt und verkauft werden.

Es gibt mehrere Arten, wie Energie verwertet werden kann. Dazu gehören die Optionen eines fixen, marktunabhängigen Aufgelds, der Absatz zu aktuell gültigen Marktpreisen, Lieferverträge zu fixen Konditionen über mehrere Jahre, die Vermarktung von Herkunftsachweisen, das Angebot von Systemdienstleistungen (SDL) zur Netzstabilisation (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) und, zukünftig, die Teilnahme am Markt für Flexibilität.

a) Aktuelle Verwertungsmöglichkeiten

aa) Fixes Aufgeld

Bei diesem Modell übernimmt der energieverwertende Partner die dem Kanton (beziehungsweise den Konzessionsgemeinden) zustehenden Energiemengen und kann diese verwerten. Dabei hat der energieverwertende Partner die Jahreskosten der eingebrachten Energie zu übernehmen und dem Kanton (sowie den Konzessionsgemeinden) für jede in die Gesellschaft eingebrachte Kilowattstunde (kWh) ein Aufgeld zu entrichten. Dieser Ansatz kommt bei der GEAG zur Anwendung und wurde bei der KWZ zwischen 2008 und 2018 praktiziert. Die Vorteile liegen darin, dass die Verwertungsrisiken beim energieverwertenden Partner liegen und dieser die Kosten der eingebrachten Energiemengen zu tragen hat. Der Kanton (und die Konzessionsgemeinden) erhält zudem gesicherte und planbare Einnahmen, im Falle der GEAG mindestens 0,4 Rp./kWh. Nachteilig ist bei dieser Verwertungsmöglichkeit, dass die Verwertungschancen beim energieverwertenden Partner liegen und dass sich damit die Marktpreisentwicklung nur bedingt auf die Einnahmen des Kantons (und der Konzessionsgemeinden) auswirkt, weil das Aufgeld nur periodisch an die Marktsituation angepasst wird.

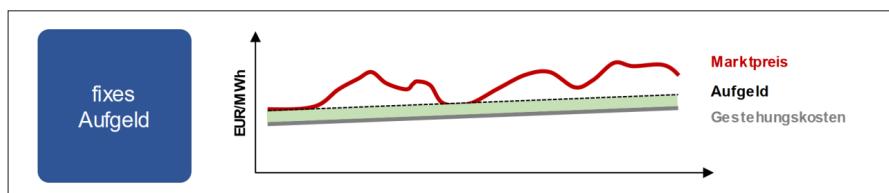


Abbildung 7: Schematische Darstellung fixes Aufgeld, Schnyder Ingenieure, 2020.

bb) Absatz zu Marktpreisen

Bei diesem Modell hat der Kanton (und gegebenenfalls die Konzessionsgemeinden) die Jahreskosten der ihm zustehenden Energie dem Partnerwerk zu bezahlen und die Energie (bspw. mittels Dienstleistungsvertrag mit einem Branchenpartner) zu vermarkten. Die Einnahmen des Kantons (und gegebenenfalls der Konzessionsgemeinden) entsprechen der grünen Fläche in der Abbildung 8. Sie fallen je nach Marktpreisentwicklung unterschiedlich hoch aus. Diesen Ansatz praktiziert der Kanton seit Oktober 2018 bei der KWZ. Die Vorteile liegen darin, dass die Verwertungschancen beim Kanton (und den Konzessionsgemeinden) liegen. Bei steigenden Strommarktpreisen wird direkt von höheren Einnahmen profitiert. Nachteilig ist bei dieser Verwertungsvariante, dass die Verwertungsrisiken ebenso beim Kanton (und gegebenenfalls den Konzessionsgemeinden) liegen und dieser mit keinen garantierten und planbaren Einnahmen rechnen kann. Die Kosten der eingebrachten Energie müssen durch die öffentliche Hand getragen werden. Die Verwertung kann aufgrund der Marktpreisschwankungen zu gewissen Zeiten (ohne weitere Absicherung) mit Verlusten verbunden sein. Das Verlustrisiko lässt sich mit Absicherungsinstrumenten – entgeltlich – einschränken.

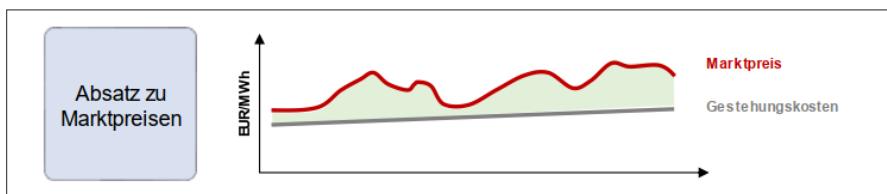


Abbildung 8: Schematische Darstellung Absatz zu Marktpreisen, Schnyder Ingenieure, 2020.

cc) Langfristiger Abnahmeevertrag

Lieferverträge zu fixen Konditionen über mehrere Jahre ermöglichen eine Entkopplung des Ertrags von der Marktpreisentwicklung. Der Abschluss langfristiger Abnahmeverträge (bspw. auf 10 Jahre) kann für kleinere und mittlere EVU (Stadt- und Gemeindewerke) interessant sein, die über keine eigenen Produktionsanlagen verfügen, aber dennoch einen Teil ihres Stromabsatzes über eine längere Periode sichern möchten. Die Konzessionsgemeinden der KWZ verwerten ihre Energieansprüche seit 2018 für fünf Jahre nach diesem Modell. Die Vorteile liegen darin, dass die Marktschwankungen und die damit verbundenen Risiken geglättet werden und der Vertragspreis über die vereinbarte Periode bekannt ist. Die Kosten der ein-

gebrachten Energie müssen zwar auch durch die öffentliche Hand getragen werden, aber deren Schwankungen sind begrenzt und somit lässt sich das Risiko entsprechend eingrenzen. Nachteile sind die langfristige Bindung, wodurch allfällige Marktchancen nicht genutzt werden können.

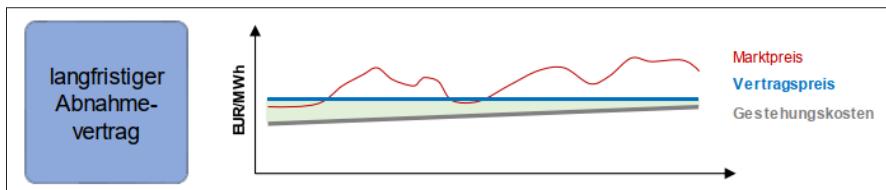


Abbildung 9: Schematische Darstellung langfristiger Abnahmevertrag, Schnyder Ingenieure, 2020.

b) Künftige strategische Verwertungsoptionen

Dem Kanton und den Konzessionsgemeinden stehen unterschiedliche strategische Optionen zur Verwertung ihrer Energieanteile zur Verfügung. Um die Optimierung der Wertschöpfung für den Kanton zu gewährleisten, soll eine Bündelung der Verwertung mit den Konzessionsgemeinden erfolgen. So kann darauf Einfluss genommen werden, dass die Verwertung durch ein professionelles Unternehmen erfolgt. Anzumerken ist, dass die Konzessionsgemeinden ebenfalls von einer Bündelung profitieren werden. Dies indem sich die Konzessionsgemeinden in die vom Kanton geschaffenen Strukturen zur Verwertung einbinden lassen können, beispielsweise über transaktionale Beziehungen wie Verwertungsverträge. Dadurch profitieren die Konzessionsgemeinden vom aufgebauten Fachwissen sowie vom Kraftwerksportfolio des Kantons.

Dem Kanton stehen Beteiligungs- und Jahreskostenenergie zu. Die Energieanteile des Kantons werden bisher hauptsächlich über die GEAG mit dem Modell eines fixen Aufgelds verwertet. Der Partnervertrag mit der GEAG läuft noch bis ins Jahr 2055. Dadurch sind die Einnahmen des Kantons über längere Zeit ziemlich konstant und gut planbar. Dank eines minimalen Aufgelds von 0,4 Rp./kWh erhält der Kanton praktisch risikolose Einnahmen. Mit diesem Modell profitiert der Kanton jedoch nur begrenzt von vorteilhaften Marktpreisen.

Durch die Umsetzung der Heimfall- und Beteiligungsstrategie steigen die Mengen an Beteiligungsenergien für den Kanton (und für die Konzessionsgemeinden) stark an. Für die Vermarktung braucht es deshalb neue Instrumente und neue Strukturen. Zu diesem Zweck soll eine neue Verwertungsgesellschaft gegründet werden, die risikobasiert diese grösseren Strommengen

für den Kanton und allenfalls für die Konzessionsgemeinden an den verschiedenen Märkten absetzt. Sie soll als Plattform dienen, welche die Energie mit verschiedenen Vertragsmodellen über verschiedene Energiehandelsunternehmen absetzt. Eine eigenständige Handelstätigkeit der öffentlichen Hand steht dabei nicht im Vordergrund; die Gesellschaft wäre ansonsten (zu) stark den Marktrisiken ausgesetzt. Die neue Gesellschaft soll die Energieverwertung aber durch verschiedene Instrumente und Zusammenarbeitsformen mit Handelsunternehmen optimaler managen können. Die Verwertung soll deshalb und aus Gründen der Risikoverteilung in Zukunft stärker diversifiziert stattfinden. Es wird ein ausgewogenes Verhältnis von sicheren Einnahmen und marktnäheren Modellen angestrebt. Da bisher vor allem das Aufgeld-Modell mit der GEAG ausgeübt wurde, sollten das marktisierte Modell oder eine Mischform – zum Beispiel ein Aufgeld mit einem automatisierten Anpassungsmechanismus, der sich am Marktpreis orientiert – vermehrt zum Zuge kommen. Bei günstigen Marktkonditionen können auch langfristige Abnahmeverträge sinnvoll sein. Falls die künftig höheren Mengen an Strom von Kanton und Konzessionsgemeinden gemeinsam vermarktet werden, ergibt sich zudem die Chance, Skaleneffekte zu erzielen. Entsprechend können die Fixkosten der Verwertung auf eine grössere Strommenge verteilt werden, wodurch die Kosten pro eingebrachte Energiemenge mit deren Zunahme sinken. Um die Risiken (vgl. Kapitel VIII. Abschnitt 2d) für den Kanton (und die Konzessionsgemeinden) abzusichern und zu beherrschen, ist ein Ausbau der verschiedenen Vermarktungsinstrumente erforderlich. Die Gründung einer neuen Verwertungsgesellschaft als Plattform für die Energieverwertung des Kantons (und gegebenenfalls der Konzessionsgemeinden) macht aus diesen Gründen Sinn.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Ziel, die Wertschöpfung an der Bündner Wasserkraft auf dem Kantonsgebiet im Interesse der bündnerischen Allgemeinheit zu erhöhen, erheblich besser erreicht werden kann, wenn der Kanton (gegebenenfalls gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) die Verwertung der Energie strukturell und organisatorisch neu ausrichtet und wenn die Verwertung der Energie des Kantons (und gegebenenfalls der Konzessionsgemeinden) gebündelt erfolgen kann. Die Umsetzung der Heimfall- und Beteiligungsstrategie bietet dafür günstige Voraussetzungen und Rahmenbedingungen.

5. Strategie in Bezug auf den Betrieb der Anlagen

Die Betriebsstrategie bildet einen vierten, zur Heimfall-, Beteiligungs- und Verwertungsstrategie ergänzenden Bestandteil der kantonalen Wasserkraftstrategie. Sie hängt von den erstgenannten Strategien nicht gleich stark ab, wie diese untereinander je gegenseitig voneinander abhängig sind. Bei der Betriebsstrategie geht es primär darum, sich in Bezug auf den Betrieb der Anlagen und auf den Erhalt und die Förderung der damit verbundenen Arbeitsplätze strategisch optimal aufzustellen. Hinzu kommt, dass damit auch die Basis für Aufträge an das einheimische Gewerbe verbessert werden kann.

Die Bündner Elektrizitätswirtschaft bietet direkt rund 500 Vollzeit-Arbeitsstellen im Kanton an. In den vergangenen Jahrzehnten nahm diese Anzahl schleichend ab, indem die Erfüllung einzelner Aufgaben bei Branchenpartnern ausserkantonal rationalisiert wurden und namentlich qualifiziertere Aufgaben zunehmend ausserkantonal erledigt werden. Die mit dem Betrieb der Anlagen verbundenen Arbeitsstellen ermöglichen, Fachwissen im Kanton zu bewahren und Kompetenzen zum Betrieb und zur Planung von Wasserkraftwerksanlagen aufzubauen oder in den Kanton zurückzuholen.

Die Eigentümer von Kraftwerkanlagen haben diese gemäss Art. 29 Abs. 1 BWRG jederzeit (gemeint bis zum Konzessionsablauf) in einem guten und betriebsfähigen Zustand zu erhalten. Alle Anlagen haben im Rahmen der Konzession eine rationelle Nutzung der Gewässer zu gewährleisten. Die Regierung ist im Einvernehmen mit den Konzessionsgemeinden und nach Anhören der Konzessionärin jederzeit befugt, eine Überprüfung der Anlagen anzuordnen (Art. 29 Abs. 2 lit. a BWRG) und die zur Herstellung und Erhaltung des vorgeschriebenen Zustands erforderlichen Massnahmen und allenfalls auch Ersatzmassnahmen auf Kosten der Konzessionärin anzuordnen (Art. 29 Abs. 2 lit. b BWRG). Wie unlängst bereits in der Antwort der Regierung auf die Anfrage Müller (Susch) ausgeführt, geht der Kanton davon aus, dass diese Substanzerhaltungspflicht durch die Kraftwerkseigentümer aktuell eingehalten wird. In Bezug auf die bei den Anlagen anfallenden Unterhalts- und Instandhaltungsarbeiten sind strategische Überlegungen zur Sicherstellung und Optimierung der Situation auch für die Zukunft anzustellen.

Der Betrieb der Kraftwerksanlagen ist mit Aufgaben und Tätigkeiten verbunden, bei welchen der Kanton keine vergleichbare Rolle wie bei den erstgenannten Bestandteilen der kantonalen Wasserkraftstrategie (Heimfall-, Beteiligungs- und Verwertungsstrategie; «Produzierender Marktakteur») einnehmen kann. Sie sind vorteilhafterweise den Branchenpartnern aus der Privatwirtschaft zu übertragen, aus der Interessen- und Betroffenheitslage

des Kantons und der Konzessionsgemeinden aber mit zu verfolgen und wo erforderlich zu beaufsichtigen (z.B. Anlagenzustand als Heimfallsubstrat) bzw. wo dienlich zu unterstützen (z.B. Aufbau eines auf das Ingenieurwesen gerichteten, spezialisierten Unternehmens).

Der Kraftwerksbetrieb ist grundsätzlich demnach auf der Ebene der Kraftwerksgesellschaften sicherzustellen und zu regeln. In Bezug auf die Kraftwerksanlagen und deren Betrieb sind die nachfolgend genannten Tätigkeiten und strategischen Aspekte zu unterscheiden:

1. Der Betrieb der Kraftwerksanlage und einfache Instandhaltungsaufgaben werden vor Ort von kraftwerkseigenem Personal ausgeführt. Diese Tätigkeiten sind, über den gesamten Kraftwerkspark im Kantonsgebiet betrachtet, heute unterschiedlich organisiert. Eine strukturelle Optimierung durch gezielte Zusammenführungen ist möglich. Es sind demnach eine oder mehrere überregionale Betriebsgesellschaften anzustreben, in denen die lokalen Fachkräfte der bisherigen Kraftwerksbetreiber, aber auch bisher kantonsexterne Fachkräfte bei den Branchenpartnern, zusammengefasst werden.

Die Betriebsgesellschaften sollen von Branchenpartnern privatwirtschaftlich aufgebaut, getragen und organisiert werden. Der Kanton soll bloss unterstützend mitwirken.

2. Für anspruchsvollere Instandhaltungsarbeiten und Tätigkeiten, welche je Anlage lediglich wenige Male in mehreren Jahren ausgeführt werden, ist das Dienstleistungsangebot im Kantonsgebiet nur eingeschränkt vorhanden. Es soll daher eine spezialisierte Betriebsgesellschaft (bzw. ein Ingenieurunternehmen) neu gegründet werden, welche ihren Sitz in Graubünden hat und über die notwendigen Fachkompetenzen sowie die Instrumente verfügt. Der Fächer an Qualifikationen der Berufsleute ist zeitgemäß und auf die künftigen Anforderungen auszurichten. Die Anzahl der in diesem Bereich beschäftigten Personen in Graubünden soll zumindest gehalten oder nach Möglichkeit sogar erhöht werden. Die Vorteile einer solchen spezialisierten, auf das Ingenieurwesen gerichteten Betriebsgesellschaft sind die Bündelung von Fachwissen im Kanton und damit die Ansiedlung von qualifizierten Arbeitsplätzen. Gegebenenfalls können diese Arbeitskräfte an der ansässigen Fachhochschule ausgebildet werden. In jedem Fall ergeben sich durch die überregionale Tätigkeit dieses Unternehmens Synergieeffekte. Es kann seine Dienstleistungen auch ausserkantonal anbieten.

Die auf das Ingenieurwesen gerichtete, spezialisierte Betriebsgesellschaft (Ingenieurunternehmen) soll von Branchenpartnern privatwirtschaftlich aufgebaut, getragen und organisiert werden. Der Kanton soll die Gründung und Ausgestaltung der Gesellschaft aktiv unterstützen.

Die Umsetzung der Betriebsstrategie ist in zeitlicher Hinsicht von der Umsetzung der übrigen Bestandteile der kantonalen Wasserkraftstrategie (Heimfall-, Beteiligungs- und Verwertungsstrategie) weitgehend unabhängig. Sie kann zudem nach unterschiedlichen Kriterien in Teilschritten vollzogen werden. Auf die im konkreten Fall vorherrschenden Verhältnisse und Bedürfnisse kann sachgerecht Bezug genommen werden.

Neben der Versorgungssicherheit verfolgt die kantonale Wasserkraftstrategie das Ziel, die Wertschöpfung aus der Bündner Wasserkraft auf dem Kantonsgebiet im Interesse der bündnerischen Allgemeinheit zu erhöhen. In Bezug auf die Anlagen und deren Betrieb ist zusammenfassend daher festzuhalten, dass die Erreichung dieses Ziels erheblich unterstützt werden kann, wenn der Kanton (gegebenenfalls gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) den Betrieb der Kraftwerksanlagen den Branchenpartnern aus der Privatwirtschaft überlässt und dabei die Schaffung einer oder mehrerer überregionaler Betriebsgesellschaften (Betrieb, einfache Instandhaltungsaufgaben) unterstützt und die Gründung und den Aufbau einer spezialisierten, auf das Ingenieurwesen gerichteten Betriebsgesellschaft (Ingenieurunternehmen) aktiv fördert. Die Umsetzung der Betriebsstrategie steht im Kontext der gesamthaft umzusetzenden Wasserkraftstrategie und deren weiteren drei Teilstrategien (Heimfall-, Beteiligungs- und Verwertungsstrategie), sie kann aber in Teilschritten vollzogen werden und unterschiedlichen Verhältnissen und Bedürfnissen Rechnung tragen.

6. Fazit

Die kantonale Wasserkraftstrategie besteht aus vier Teilstrategien, die stark voneinander abhängig sind. Je nachdem welche Heimfallstrategie der Kanton verfolgt, ergeben sich Fragen zu den Beteiligungen an den Kraftwerksgesellschaften (Beteiligungsstrategie), die wiederum die Mengen der Beteiligungsenergie und damit die Verwertungsstrategie beeinflussen. Je nach Struktur und Ausgestaltung der Gesellschaft, in der die Beteiligungen zusammengeführt werden, verändern sich die Aufgaben der Betriebsgesellschaften (Betriebsstrategie). Die vier Teilstrategien und die Ausgestaltung der jeweiligen Schnittstellen tragen deshalb zu einer konsistenten Gesamtstrategie des Kantons im Verbund mit den Konzessionsgemeinden bei. Strategisch gesehen, soll der Kanton künftig konsequent nach erfolgter positiver Gesamtbeurteilung das Heimfallrecht ausüben und sich erhöht in Bezug auf die Wasserkraftproduktion beteiligen. Im Verbund mit den Konzessionsgemeinden und gestützt auf ein gemeinsames Vorgehen und Entscheiden im Einzelfall strebt der Kanton dabei im Grundsatz Mehrheitsbeteiligungen für die Bündner öffentliche Hand an. Zur Risikoabfederung sollen die Be-

teiligungen an den Kraftwerksgesellschaften und die Verwertung der Beteiligungsenergie getrennt, diversifiziert und in einem Portfolio erfolgen und das allfällige Wertberichtigungs- und Verlustrisiko dadurch (flexibel) wettgemacht werden.

IX. Finanzrechtliche und finanzrelevante Rahmenbedingungen

1. Für den Kanton

a) Allgemeines

Die Produktion von Strom aus Wasserkraft und deren Verteilung erfolgen in Graubünden seit Jahrzehnten vorwiegend durch privatrechtlich organisierte Unternehmen der Stromwirtschaft. Der Kanton nimmt diesbezüglich keine öffentliche Aufgabe wahr. Nebst dem Bund sorgt er vielmehr mit geeigneten Rahmenbedingungen dafür, dass die Kraftwerksgesellschaften die Stromversorgung für das Kantonsgebiet optimal erfüllen können. Er beteiligt sich an den Kraftwerksgesellschaften, um Einfluss auf die Produktion von Strom zu nehmen und gleichzeitig einen wirtschaftlichen Nutzen daraus zu ziehen.

b) Bezuglich Heimfall- und Beteiligungsstrategie

Die Heimfallstrategie bildet die Basis für die kantonale Wasserkraftstrategie. Bei Ausübung des Heimfalls nach Ablauf der bestehenden Konzession kann der Kanton (und die Konzessionsgemeinden) unentgeltlich Eigentümer der nassen Anlageteile der Kraftwerke werden und die jeweiligen trockenen Anlageteile gegen eine angemessene Entschädigung übernehmen. Wird auf die Ausübung des Heimfalls verzichtet, so hätte die bisherige Konzessionärin eine Heimfallverzichtentschädigung an den Kanton (und an die Konzessionsgemeinden) zu leisten.

Gemäss vorliegender Wasserkraftstrategie ist der Weiterbetrieb der Anlagen in Eigenregie (zumindest seitens des Kantons) nicht vorgesehen. Die neuen Konzessionen zur Nutzung der Wasserkraft sollen an die bisherige Konzessionärin (Konzessionserneuerung) erteilt oder an einen Dritten (Neukonzessionierung) neu erteilt werden. Wird der Heimfall ausgeübt, hat der Kanton zu entscheiden, inwieweit er sich an den neu konzessionierten Kraftwerksgesellschaften beteiligen will. Der «reale» Gegenwert zu den jeweiligen Beteiligungen bilden die trockenen und nassen Anlageteile (sog. Sacheinlagen) der heimfallenden Kraftwerke. Zumindest soll der Kanton je-

den Heimfall möglichst so nutzen, dass er sich unter Berücksichtigung einer positiven Gesamtbeurteilung des jeweiligen Kraftwerks neu beteiligt oder seine bisherige Beteiligung anteilmässig erhöht. Die restlichen Beteiligungsanteile an der Gesellschaft können zu Marktkonditionen an Dritte verkauft werden. Entsprechend ihres Beteiligungsanteils werden sie am gesamten Aktienkapital auch Mitinhaber der neuen Kraftwerksgesellschaft.

Als Basis für die Festlegung des Verkaufspreises der Beteiligungen werden die potentiellen Ertragswerte der jeweiligen Wasserkraftwerke betreffend die neue Konzessionsdauer herangezogen. Im Verkaufspreis können auch die mit der angemessenen Entschädigung für die trockenen Anlagenanteile verbundenen Kosten (bspw. in Form einer einmaligen und/oder wiederkehrenden Entschädigung) enthalten sein. Dem Kanton fliessen durch den Verkauf der neuen Beteiligungen an Drittpartner finanzielle Mittel zu. Diese sollten ausreichen, um damit das gesamte Aktienkapital der betriebsführenden Kraftwerksgesellschaft und die mit der angemessenen Entschädigung verbundenen Kosten vollständig abzudecken.

Aus der Sicht des Kantons (und der Konzessionsgemeinden) stellt sich bei jedem Vermögenserwerb jeweils die finanzrechtliche Frage, ob eine (Investitions-)Ausgabe im Sinne des Verwaltungsvermögens oder eine Anlage des Finanzvermögens vorliegt. Rechtsgrundlage hierfür bildet das Gesetz über den Finanzaushalt des Kantons Graubünden (Finanzaushaltsgesetz, FHG; BR 710.100). Als Ausgabe ist jede Vermögenstransaktion zu verstehen, die entweder das Staatsvermögen vermindert oder frei verfügbare Vermögenswerte (in Form von Finanzvermögen) für die Erfüllung von öffentlichen Aufgaben verwendet oder bindet (Art. 3 Abs. 2 FHG). Eine Ausgabe, welche den Bestimmungen über das Finanzreferendum unterliegt, liegt somit dann vor, wenn der Staat mit einer bestimmten Geldsumme keinen gleichwertigen realisierbaren Vermögenswert erwirbt. Sowohl der Erwerb von Verwaltungsvermögen als auch die Übertragung vom Finanz- in Verwaltungsvermögen stellen eine finanzrechtliche Ausgabe dar. Nicht als Ausgabe gilt hingegen eine Anlage. Eine Anlage des Finanzvermögens ist ein Vermögenswert (Art. 3 Abs. 3 FHG), der veräussert werden kann, ohne die Erfüllung einer gesetzlichen Aufgabe zu beeinträchtigen (Art. 2 Abs. 1 FHG). Er führt in der Regel zu einer Umschichtung innerhalb des Finanzvermögens, ohne dessen Höhe zu verändern. Die Bestimmungen über das Finanzreferendum kommen damit nicht zum Tragen. Der Entscheid über die Anlagen des Finanzvermögens und deren Veräußerung steht in der Kompetenz der Regierung (Art. 34 FHG).

Mit der Umsetzung der Heimfall- und Beteiligungsstrategien entsteht für den Kanton Graubünden keine neue öffentliche Aufgabe. Diese Strategien bilden vielmehr die Grundlage dafür, dass der Kanton (gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden) als «Produzierender Marktakteur» im Stromversor-

gungsbereich auftreten und im Rahmen der Heimfälle durch seine Beteiligung an Kraftwerksgesellschaften von der entsprechenden Wertschöpfung profitieren kann. Die Kraftwerksbeteiligungen des Kantons werden deshalb als «aus übergeordnet politischem Interesse gehaltene Anlagen» qualifiziert und entsprechend im Finanzvermögen bilanziert. Dies gilt sodann auch für den entschädigungspflichtigen Erwerb von neuen Anlageteilen der heimfallenden Kraftwerke beziehungsweise für neue Beteiligungen im Rahmen von Heimfällen. Ihnen steht ein gleichwertiger realisierbarer Wert gegenüber. Die Heimfall- und Beteiligungsstrategien können deshalb ohne erforderliche Kreditbeschlüsse des Grossen Rats oder des Volks in abschliessender Kompetenz der Regierung umgesetzt werden.

Um die Bewirtschaftung der Kraftwerksbeteiligungen im Sinne einer modernen Public Corporate Governance zu optimieren, kann der Kanton in einem weiteren Schritt sein Kraftwerkportfolio in eine Beteiligungsgesellschaft übertragen. Der entsprechende Entscheid steht in der Kompetenz der Regierung. Die konkreten Übertragungswege müssen jedoch noch geklärt werden. Die Übertragung des Kraftwerkportfolios auf die Beteiligungsgesellschaft soll dabei zu einer Umschichtung innerhalb des Finanzvermögens führen, ohne dessen Höhe in der Bilanz des Kantons grundsätzlich zu verändern.

Sowohl die Heimfall- als auch die Beteiligungsstrategie werden im Kern über Umschichtungen im Finanzvermögen und damit über die Bilanz des Kantons umgesetzt. Sie benötigen grundsätzlich keine budgetrelevanten Kredite, sodass deren Umsetzung keine direkten finanziellen Folgen für den Kantonshaushalt auslöst. Einzig die Gründung der Beteiligungsgesellschaft wird voraussichtlich Kosten – vor allem im Bereich Dienstleistungen und Honorare – nach sich ziehen. Diese Kosten lassen sich derzeit noch nicht abschätzen, werden aber soweit wie möglich vom DIEM und AEV über verfügbare Kredite im Rahmen der ordentlichen Budgets finanziert. Die später anfallenden Vollzugskosten (bspw. die Gesamtvergütung an den Verwaltungsrat und jene an die Geschäftsleitung) können hingegen von der Beteiligungsgesellschaft selbst über die Erträge aus der laufenden Geschäftstätigkeit finanziert werden.

Mittel- und langfristig können infolge der Umsetzung der Heimfall- und Beteiligungsstrategien die Kosten in den Bereichen Personal, Dienstleistungen und Honorare noch schrittweise ansteigen. Dies insbesondere dann, wenn es gelingt, Heimfälle von grösseren Wasserkraftwerken einzuleiten, detaillierte Abklärungen bei komplexen Beteiligungen vorzunehmen beziehungsweise bei der Führung der Beteiligungsgesellschaft unterstützend mitzuwirken. Die jeweiligen Mehrkosten, die der Beteiligungsgesellschaft nicht in Rechnung gestellt werden können, werden soweit wie möglich vom DIEM und AEV über verfügbare Kredite im Rahmen der ordentlichen Budgets finanziert.

c) Bezuglich Verwertungsstrategie

Die Verwertungsstrategie betrifft die Gründung einer neuen Verwertungsgesellschaft, die dann Strom zu Marktpreisen verwerten soll. Dabei sollen Rückstellungen direkt in der Verwertungsgesellschaft gebildet werden, um finanzielle Sicherheit zur Deckung der Gestehungskosten zu schaffen, wenn diese über den Marktpreisen liegen. Da die Rückstellungen intern aus Erträgen der laufenden Geschäftstätigkeit gebildet werden können, wird die Verwertung von Strom keine direkten finanziellen Auswirkungen auf den Kantonshaushalt haben. Ob die jeweilige Vorgehensweise betrieblich und rechtlich möglich ist, muss noch einer vertieften Prüfung unterzogen werden.

Einzig für die Gründung der Verwertungsgesellschaft werden voraussichtlich Kosten – vor allem im Bereich Dienstleistungen und Honorare – anfallen, welche sich derzeit nicht abschätzen lassen, aber soweit wie möglich vom DIEM und AEV über verfügbare Kredite im Rahmen der ordentlichen Budgets finanziert werden. Die später anfallenden Vollzugskosten (bspw. die Gesamtvergütung an den Verwaltungsrat und jene an die Geschäftsleitung) können hingegen von der Verwertungsgesellschaft selbst über die Erträge aus der laufenden Geschäftstätigkeit finanziert werden.

d) Bezuglich Betriebsstrategie

Die Betriebsstrategie ergänzt die kantonale Wasserkraftstrategie. Durch die Gründung einer spezialisierten Betriebsgesellschaft (Ingenieurunternehmen) sollen die unterschiedlichen Kraftwerksgesellschaften bei anspruchsvoller Instandhaltungsarbeiten der Anlagen unterstützt werden. Damit soll sichergestellt werden, dass die Instandhaltung professionell durchgeführt und das Fachwissen langfristig in Graubünden gebündelt wird. Zudem können Arbeitsplätze in Graubünden geschaffen werden, die mit dem Know-how in Bezug auf die Wasserkraft zusammenhängen.

Die beabsichtigte Führung dieser Betriebsgesellschaft mit Sitz in Graubünden wird keine direkten finanziellen Folgen für den Kantonshaushalt nach sich ziehen, zumal diese durch die Privatwirtschaft betrieben werden soll. Der Kanton kann einzig bei der Gründung und Ausgestaltung dieser Betriebsgesellschaft unterstützend mitwirken, wofür voraussichtlich Kosten – vor allem im Bereich Dienstleistungen und Honorare – anfallen werden. Diese Kosten lassen sich derzeit noch nicht abschätzen, werden aber soweit wie möglich vom DIEM und AEV über verfügbare Kredite im Rahmen der ordentlichen Budgets finanziert werden.

e) Fondslösung

Mehrere Kantone (und Gemeinden) haben zur Umsetzung ihrer Energie- und Wasserkraftpolitik «Fonds» eingerichtet. In Graubünden steht die Frage zur Bildung eines kantonalen Fonds ebenfalls im Raum. Nach eingehender Prüfung der Vor- und Nachteile eines solchen Instruments ist die Bündner Regierung zum Schluss gelangt, dass auf eine Fondsregelung zu verzichten ist.

Die Bildung eines Fonds oder einer Spezialfinanzierung wäre für die Umsetzung der kantonalen Wasserkraftstrategie kaum dienlich. Mit einem Fonds würden Sondermittel gebildet, welche den ordentlichen Staatshaushalt ergänzen. Die Heimfall- und Beteiligungsstrategien werden im Kern über Umschichtungen im Finanzvermögen und damit über die Bilanz des Kantons umgesetzt. Es fallen keine direkten budgetrelevanten Ausgaben und Einnahmen an. Ein Fonds hätte dafür keine Funktion. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass bei einem Fonds neben den finanziellen Fragen bezüglich Rechtsnatur, Art und Zweck des Fonds auch die Zuständigkeitsfragen vor allem betreffend Kompetenzen für Fondeinlagen und -entnahmen gelöst werden müssten. Fonds sollen nur gebildet werden, wenn dem Kanton zweckgebundene Einnahmen zufließen, um die Erfüllung bestimmter öffentlicher Aufgaben zu finanzieren. Andernfalls würden dem allgemeinen Staatshaushalt nötige Mittel zur Wahrnehmung anderer Aufgaben entzogen, mit unerwünschten Folgen in Bezug auf Effizienz und Transparenz. Dadurch könnten auch Ausgabenanreize geschaffen werden, da infolge des zugesicherten Mittelflusses die angeforderten Leistungen nicht nach wirtschaftlichen Kriterien erbracht werden könnten. Zudem würde der bedarfsorientierte Mitteleinsatz auf die Notwendigkeit und Dringlichkeit der Aufgabenerfüllung erheblich erschwert, was auch den finanziellen Rahmen für die Festlegung von politischen Prioritäten über sämtliche Aufgabenbereiche einschränken würde.

f) Fazit

Die vorliegende Wasserkraftstrategie legt die Grundlage dafür, dass der Kanton (zusammen mit den Konzessionsgemeinden) als «Produzierender Marktakteur» im Stromversorgungsbereich auftreten und im Rahmen der Heimfälle durch seine Beteiligung an Kraftwerksgesellschaften von der entsprechenden Wertschöpfung profitieren kann. Die Heimfall- und Beteiligungsstrategien werden im Kern über Umschichtungen im Finanzvermögen und damit über die Bilanz des Kantons umgesetzt. Die Verwertungs- und Betriebsstrategien hingegen werden soweit wie möglich im Rahmen der or-

dentlichen Budgets umgesetzt. Bei der Umsetzung der kantonalen Wasserkraftstrategie hätte ein Fonds daher keine Funktion.

Weitere finanzielle Herausforderungen sind nicht a priori auszuschliessen. Mittel- und langfristig können die Kosten in den Bereichen Personal, Dienstleistungen und Honorare schrittweise ansteigen. Dies insbesondere dann, wenn es gelingt, Heimfälle von grossen Wasserkraftwerken einzuleiten, detaillierte Abklärungen bei komplexen Beteiligungen vorzunehmen beziehungsweise bei der Führung unterschiedlicher Beteiligungs-, Verwertungs- und Betriebsgesellschaften unterstützend mitzuwirken. Die Mehrkosten, die den jeweiligen Gesellschaften nicht in Rechnung gestellt werden können, werden soweit wie möglich über verfügbare Kredite im Rahmen der ordentlichen Budgets finanziert.

2. Für die Konzessionsgemeinden

Die bisherigen Überlegungen zu den finanzrechtlichen und finanzrelevanten Rahmenbedingungen bezüglich der vorliegenden Wasserkraftstrategie betreffen hauptsächlich den Kanton und seine Kernverwaltung. Für die Konzessionsgemeinden gelten ebenfalls die Bestimmungen des Finanzhaushaltsgesetzes (vgl. Art. 1 Abs. 3 FHG), aber die jeweilige Anwendung unterscheidet sich aufgrund der verschiedenen Konstellationen. Da zum Beispiel die entsprechenden Kraftwerksbeteiligungen in den meisten Konzessionsgemeinden als Verwaltungsvermögen bilanziert werden, werden sich die Umsetzungsmodalitäten der vorliegenden Wasserkraftstrategie von denen des Kantons unterscheiden und andere finanzielle Konsequenzen nach sich ziehen.

X. Schlussfolgerungen

Die Wasserkraftwerke in Graubünden werden auch in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung in der Schweiz leisten. Die bedarfsgerecht produzierenden Wasserkraftwerke leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Strom in Graubünden, in der Schweiz und in Europa. Ein Teil der Wertschöpfung aus bestehenden Wasserkraftwerken und Konzessionen für die Nutzung von Wasserkraft fliesst in die Finanzausgaben des Kantons und der Konzessionsgemeinden.

Mit dem politischen Druck auf das Rohstoffentgelt sowie der bestehenden Situation im Zusammenhang mit der Partnerwerkbesteuerung steht die Wertschöpfung aus der Wasserkraft in Graubünden aber auch unter Druck. Wenn der Kanton und die Konzessionsgemeinden an Wasserkraftwerken

höher beteiligt sind, sinkt die Bedeutung der Wasserzinsdiskussionen und jene der Partnerwerkbesteuerung. Seine Beteiligungsenergie kann der Kanton (und bei Bedarf auch die Konzessionsgemeinden) über in Graubünden domizilierte Gesellschaften verwerten lassen. Die Gewinne aus der Verwertung fallen so vermehrt in Graubünden an und werden somit im Kanton Graubünden besteuert, was wiederum zur Wertschöpfung beiträgt. Mit den anstehenden Heimfällen kann der Kanton in Kooperation mit den jeweiligen Konzessionsgemeinden durch das Recht auf Ausübung des Heimfalls und konsequente Erhöhung der Beteiligung an den Kraftwerksgesellschaften Eigentümer eines bedeutenden Kraftwerkportfolios werden und die Wertschöpfung auf dem Kantonsgebiet erhöhen.

Insgesamt werden aufgrund der bevorstehenden Heimfälle bei deren Geltendmachung im Verbund zwischen dem Kanton und den Konzessionsgemeinden die finanziellen Vorteile deutlich grösser sein als die jeweiligen Kosten für den Kanton und die Konzessionsgemeinden. Es darf angenommen werden, dass der Kanton und die Konzessionsgemeinden zu einem bestimmten Zeitpunkt wesentlich mehr Energie als heute zu Jahreskosten beziehen und diese Energie gewinnbringend weiterveräussern können. Werden auch Investitionen für Modernisierungen und Erweiterungen mit einem Heimfall gekoppelt, führt dies zu erwünschten regional- und volkswirtschaftlichen Effekten beziehungsweise Beschäftigungseffekten von erheblichem Ausmass. Können die Modernisierungs- und Erweiterungsarbeiten im ganzen Kanton koordiniert werden, ergibt dies außerdem eine erwünschte Verstärigung der Investitionen. Schliesslich können auf dem Kantonsgebiet durch erfolgreiche Heimfallverhandlungen allenfalls weitere Arbeitsplätze für die Vermarktung des Stroms erhalten beziehungsweise neu geschaffen werden, was wiederum dem Kanton und den Konzessionsgemeinden insbesondere im steuerlichen Bereich zusätzliche Erträge bringen wird.

Verglichen mit den Strategien in anderen Kantonen (bzw. mit dem Kanton Wallis als grösster und dem Kanton Tessin als drittgrösster Wasserkraftkanton) macht diese Vorgehensweise für den Kanton Graubünden als zweitgrösster Wasserkraftkanton in der Schweiz Sinn. Einerseits kann der Kanton sich durch erhöhte Beteiligung in Bezug auf die Versorgungssicherheit unabhängiger (von den Mittellandkantonen und deren Konzernen) machen, im Bereich der Versorgung mit Strom zugunsten der Bündner Gesellschaft und Wirtschaft mehr mitbestimmen und aus Gründen des Wettbewerbs möglicherweise neue Partner verpflichten. Andererseits kann der Kanton den Arbeitsmarkt regional und lokal in Graubünden stärken, indem Arbeitsplätze in Graubünden erhalten und ausgebaut werden. Weil der Kanton die Kraftwerke künftig weiterhin nicht selber betreibt und mit erheblich neu gestalteten Partnerschaften an der Zusammenarbeit mit Branchenpartnern interessiert bleibt, wird die Risikoverteilung unter verschiedenen Parteien auf-

geteilt. Das Risiko wird sich aufgrund der höheren finanziellen Beteiligung am Bündner Kraftwerkspark erhöhen. Durch die vorgesehenen Mechanismen zur Reduktion des Risikos (diversifizierte Beteiligung und Energieverwertung auf der Basis eines breiten Portfolios) wird diese Strategie für den Kanton tragbar gemacht.

XI. Grundsatzfragen

Der vorliegende Bericht dient der Diskussion über die Stossrichtungen im Zusammenhang mit der Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden. Anhand der nachfolgenden Fragen soll der Grosse Rat seine grundsätzliche Haltung diesbezüglich diskutieren. Die fünf Grundsatzfragen lauten wie folgt:

Teilt der Grosse Rat die Auffassung der Regierung, dass

1. der Kanton im Zuge der Heimfälle die Chance nutzen soll, um die Stromversorgungssicherheit für das Kantonsgebiet zu erhöhen und die Wert schöpfung aus der Wasserkraft in Graubünden zu steigern?
2. der Kanton mittels Ausübung der Heimfälle seine Beteiligungen am Wasserkraftwerkspark konsequent erhöhen und diese in eine Beteiligungs gesellschaft einbringen soll?
3. der Kanton für die marktgerechte und risikobasierte Verwertung der Be teiligungsenergie eine neue Verwertungsgesellschaft gründen soll, welche marktnah und flexibel ausgestaltet ist?
4. die Gründung einer spezialisierten Betriebsgesellschaft (Ingenieurunter nehmen) zielführend sein kann, um qualifizierte Arbeitsplätze in Graubünden zu halten und anzusiedeln, und deren Gründung und Ausgestal tung unterstützen soll?
5. der Kanton im Rahmen der Umsetzung der Wasserkraftstrategie unter Beachtung der Gewässerhoheit mit den Konzessionsgemeinden kooperieren und die Koordination sicherstellen soll?

XII. Anträge

Gestützt auf die vorangehenden Ausführungen beantragen wir Ihnen, folgende Beschlüsse zu fassen:

1. Auf die Vorlage einzutreten;
2. Vom vorliegenden Bericht Kenntnis zu nehmen;
3. Die Grundsatzfragen betreffend die Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden zu beantworten.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Standespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, den Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.

Namens der Regierung
Der Präsident: *Cavigelli*
Der Kanzleidirektor: *Spadin*

XIII. Anhang

Übersicht «grössere» Heimfälle im Kanton Graubünden bis 2050

Gesell-schaft	Werk/Anlage	Konzessions-Ende (Jahr)	Ø Produktion GWh
EWZN	Tiefencastel West	2022	66.5
AHS	Pirtrun	2024	30.8
CAL	Sassello Roveredo	2028	89.4
EWZN	Tinizong, Nandrò	2035	197.0
KWZ	Zervreila, Safien, Rothenbrunnen, Realtta	2037	557.5
ELIN	Lostallo	2038	71.7
EWZS	Lizun, Löbbia I & II, Bondo, Castasegna, Plancanin	2039	436.8
KWF	Mutteins (Tavanasa, Frisal)	2040	54.3
OIM/MKW	Soazza	2041	245.1
KHR	Ferrera I & II, Bärenburg, Sils, Thusis	2042	1'383.3
KWR	Reichenau (Domat/Ems)	2042	106.3
OIM/MKW	Isola	2042	62.8
OIM/MKW	Valbella	2043	9.9
ELIN	Grono	2044	94.0
ALK	Filisur	2046	289.8
KVR	Sedrun I & II, Tavanasa	2048	827.7
EKW	Ova Spin, Pradella	2050	1'114.4
EWZN	Tiefencastel Ost	2050	157.1

Übersicht «grössere» Heimfälle im Kanton Graubünden bis 2050, AEV, 2020.

Begriffsdefinitionen

Aufgeld	Entschädigung pro Kilowattstunde für die in die Grisch-electra AG eingebrachte Energie.
Beteiligungsenergie	Bei einer Beteiligung an einem Kraftwerk haben der Kanton und die Konzessionsgemeinden Anspruch auf den Anteil der produzierten Energie und Leistung, welche dem Anteil der Beteiligung entspricht. Diese ist gegen Entschädigung des Jahreskostenanteils zu übernehmen. Auf den Bezug der Beteiligungsenergie kann verzichtet werden.
Eigennutzung	Die Kraftwerksanlage wird im Rahmen des Heimfalls von der öffentlichen Hand übernommen und selber betrieben. Damit werden auch die finanziellen und technischen Risiken übernommen.
Ertragswert	Der Ertragswert entspricht den erwarteten, zukünftigen Erträgen des Kraftwerks auf den Bewertungszeitpunkt bezogen.
Energieversorgungsunternehmen	Ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) liefert Energie an Endkunden und betreibt oder verfügt über ein Energieversorgungsnetz.
Gratisenergie	In der Konzession können Leistungen der Konzessionärin vereinbart werden, wie die Lieferung von Gratisenergie oder Vorzugsenergie. Eine Heimfallverzichtsentschädigung kann als einmalige Zahlung oder als wiederkehrende Leistung (bspw. Vorzugsenergie) abgegolten werden.
Heimfall	Endet die Konzession durch Ablauf ihrer Dauer, Verwirkung oder Verzicht, so fallen die Anlagen des Kraftwerks heim, die nassen Anlageteile unentgeltlich und lastenfrei sowie die trockenen Anlageteile gegen angemessene Entschädigung je zur Hälfte an den Kanton und die Konzessionsgemeinden.
Heimfallverzichtsentschädigung	Monetäre Leistung der bisherigen Konzessionärin an den Kanton und die Konzessionsgemeinden bei Verzicht des heimfallberechtigten Gemeinwesens auf die unentgeltliche Übernahme der bestehenden Kraftwerksanlagen.
Herkunfts nachweis	Für jede Kilowattstunde produzierten Strom wird ein Herkunfts nachweis ausgestellt.
Jahreskostenenergie	Bezeichnet eine Leistungspflicht der Konzessionärin gegenüber dem Kanton. Ein Prozent der Leistung und Energieerzeugung des entsprechenden Werks ist dem Kanton gegen Bezahlung eines entsprechenden Jahreskostenanteils zur Verfügung zu stellen.

Konzidentin	Wasserrechtsverleihungsberechtigtes Gemeinwesen (Konzessionsgemeinden in Graubünden).
Konzession	Nutzungsrecht über eine bestimmte Dauer. Bei Wasserkraftwerken: Sondernutzung einer öffentlichen Sache.
Konzessionärin	Die Konzession wird einer natürlichen oder juristischen Person, Personengemeinschaft oder Körperschaft des öffentlichen Rechts erteilt.
Konzessionserneuerung	Konzessionserteilung an die bisherige Konzessionärin.
Nasse Anlageteile	Bezeichnet die baulichen und hydraulischen Anlagen- teile des Kraftwerks (bspw. Staumauer, Triebwasserwege, Druckleitungen, Turbinen) mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden, der Zugehör, den zum Betrieb des Werkes dienenden Grundstücken und den Rechten an fremden Grundstücken.
Neukonzessionierung	Konzessionserteilung an eine neue Konzessionärin.
Ordentlicher Heimfall	Ablauf der Konzession auf den in der Konzession vorgesehenen Zeitpunkt.
Partnerwerk	Ein Partnerwerk ist meist als Aktiengesellschaft ausgestaltet, an welchem zwei oder mehrere Partner (in der Regel Energieversorgungsunternehmen) beteiligt sind. Die Partner haben Anspruch auf ihren Anteil an der Stromproduktion und tragen anteilig die Jahreskosten des Partnerwerks. Im Laufe der Zeit haben sich auch der Kanton und Konzessionsgemeinden an den Partnerwerken beteiligen können.
Rohstoffentgelt	Für die Nutzung der Wasserkraft haben die Werkbetreiber den Konzessionsgemeinden einen Wasserzins und dem Kanton eine Wasserwerksteuer zu entrichten.
Trockene Anlageteile	Bezeichnet die zum Erzeugen und Fortleiten elektrischer Energie bestimmten Anlagen (insb. Generatoren, Transformatoren und Leitungen) sowie die Diensthäuser und Verwaltungsgebäude, die bei Ausübung des Heimfalls gegen angemessene Entschädigung übernommen werden können. Angemessene Entschädigung: Im ehemals geltenden Wasserrechtsgesetz des Kantons Graubünden war vorgesehen, dass anstelle der «angemessenen Entschädigung» eine «billige Entschädigung» für die Übernahme der entgeltlichen Anlageteile geschuldet ist. Das geltende eidgenössische Wasserrechtsgesetz (WRG) verwendet immer noch die Bezeichnung «billige Entschädigung». Im konkreten Einzelfall gilt es unter Berücksichtigung der Anschaffungswerte und den mit den einzelnen Anlageteilen verbundenen Ab-

	<p>schreibungsdauern eine «angemessene» beziehungsweise «billige» Entschädigung zu ermitteln. Hierzu erarbeitet der Kanton mit weiteren Kantonen eine Direktive.</p>
Verwertung	Im Rahmen der Konzession zur Nutzung der Wasserkraft und der Beteiligung an Werken stehen dem Kanton (und den Konzessionsgemeinden) Energieanteile zu. Um mit diesen Energieanteilen zur Wertschöpfung beizutragen, sind diese zu vermarkten.
Vorzeitiger Heimfall	Ein vorzeitiger Heimfall liegt vor, wenn der ordentliche Ablauf der Konzession nicht abgewartet und eine Neuverleihung der Konzession zeitlich vorgelagert wird. Ein vorzeitiger Heimfall stellt dabei den Verzicht der Konzessionärin auf das verliehene Nutzungsrecht bei gleichzeitiger Neuverleihung an dieselbe dar.
Vorzugsenergie	In der Konzession können Leistungen der Konzessionärin vereinbart werden (bspw. Lieferung von Gratisenergie oder Vorzugsgesnergie an den Kanton und/oder die Konzessionsgemeinden).
Wasserwerksteuer	Die von der Konzessionärin dem Kanton jährlich geschuldeten Abgabe für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer. Diese beträgt die Hälfte des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums.
Wasserzins	Abgabe an die Konzessionsgemeinde für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer. Diese beträgt maximal die Hälfte des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums.
Wertschöpfung	Mehrwert, der durch die Stromerzeugung aus Wasserkraft generiert und im Rahmen finanzieller Zahlungen an die beteiligten Akteure verteilt wird (u.a. öffentliche Hand, Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer, Kapitalgeberinnen und Kapitalgeber).

