

Die bündnerischen Wasserkräfte

Autor(en): **[s.n.]**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie**

Band (Jahr): **38 (1946)**

Heft 7-8

PDF erstellt am: **09.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-921369>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

türlicher Kühlung, von dem aus die Verteilung einerseits mit 25 kV an die Stammleitung des kantonalen EW. Nidwalden und andererseits mit 50 kV an die Leitung des Elektrizitätswerkes Luzern-Engelberg erfolgt.

Mit den Bauarbeiten des Werkes wurde Anfang Juni 1944 begonnen und die Arbeiten trotz der Schwierigkeiten in der Materialbeschaffung so gefördert, dass die Zentrale am 6. September 1945 den

Probetrieb aufnehmen konnte. Die definitive Inbetriebnahme erfolgte am 31. Oktober 1945. Im Winterhalbjahr Okt. 45—März 46 lieferte sie trotz einem Betriebsunterbruch von acht Tagen eine Energiemenge von 5,5 Mio kWh.

Die Baukosten einschliesslich der im Jahre 1946 noch vorgenommenen Aufräum- und Ergänzungsarbeiten belaufen sich auf rund 1,46 Mio Fr. gegenüber einem Voranschlag von 2,0 Mio Fr.

Die bündnerischen Wasserkräfte

Vortrag von Regierungspräsident *W. Liesch*, Chur, Dienstag, den 18. Dezember 1945, 15.30 Uhr, im Restaurant «Du Pont», Zürich 1, an der gemeinsamen Versammlung des Schweiz. Wasserwirtschaftsverbandes und des Linth-Limmatverbandes.

Allgemeines

Graubünden gehört zum Quellgebiet grosser Ströme, die sich in verschiedenen Himmelsrichtungen in die Meere ergiessen. Unser Kanton kann infolgedessen mit Recht ein «Wasserschloss» genannt werden. Aber auch vom schweizerischen Standpunkt aus beurteilt — und hier insbesondere in den Energieerzeugungsmöglichkeiten und der Schaffung von Elektrizitätswerken —, verdient Graubünden diesen Namen.

Unser Kanton umfasst rund einen Sechstel des gesamtschweizerischen Gebietes; er hat daher einen wesentlichen Einfluss auf die Sammel- und Abflussverhältnisse der jahreszeitlichen Niederschläge. Ein weiterer Vorzug für den Ausbau der Wasserkräfte unseres Kantons sind die grossen Höhendifferenzen. Graubünden weist eine mittlere Höhe von 2030 m über Meer auf, gegenüber einer durchschnittlichen Meereshöhe der Schweiz von 1200 m. Die Meereshöhe der verschiedenen Wasserläufe an den Punkten, wo sie unseren Kanton verlassen, beträgt im Mittel 650 m. Schon aus diesen wenigen Zahlen geht hervor, dass unser Kanton sehr grosse Gefälle besitzt, die für die Ausnützung des Wassers von wesentlicher Bedeutung sind. Daneben hat Graubünden grosse Schneefelder und Gletscher, die mit ihrer Ausgleichsmöglichkeit zwischen trockenen warmen und nassen kühlen Sommern bei der Verwandlung des Wassers in elektrische Energie ebenfalls wertvoll sind. Die geologischen Verhältnisse sind im allgemeinen günstig. Dann besitzen wir in den Höhenlagen des Kantons eine Anzahl von grösseren Talmulden, die sich als Sammelbecken ausgezeichnet eignen. Am Rande dieser Staubecken finden wir oft schmale Stellen oder Schluchten, die es ermöglichen, Staumauern mit wirtschaftlich tragbaren Kosten und mit guter Verankerung zu erstellen.

Die Niederschlagsverhältnisse sind in Graubünden recht verschieden. Grosse Gebiete weisen reichliche Niederschlagsmengen auf. Die mittlere Niederschlagshöhe kann zu 1,40 m im Jahr und die mittlere Abflusshöhe zu rund 1 m angegeben werden. Dass im Winter wesentlich weniger Wasser abfließt als im Sommer, hängt davon ab, dass der Winter in unserem Alpengebiet weniger Niederschläge aufweist als der Sommer und diese zudem überwiegend in Form von Schnee fallen. So fließt in den sieben Wintermonaten Oktober bis April ungefähr ein Fünftel der im Jahr verfügbaren Wassermenge ab, wobei noch zu erwähnen ist, dass die Monate Januar, Februar und März am ungünstigsten sind. Die übrigen vier Fünftel entfallen auf die fünf Sommermonate. Aufgabe der Staubecken ist, in dieser Hinsicht einen gewissen Ausgleich zu schaffen. Für die Erstellung von grossen Staubecken ist die Beschaffung des Baumaterials wie Steine, Kies, Sand, Holz usw. wichtig. Graubünden besitzt diese Baustoffe in grossen Mengen und vielfach in der Nähe der zu erstellenden Werke.

Berechnungsgrundlagen

Für die Beurteilung der verschiedenen Wasserkraftprojekte ist eine gemeinsame Vergleichsgrundlage notwendig. Für zahlreiche Werke bestehen bereits Studien, so für das bündnerische Rheingebiet ein umfangreicher Bericht des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (veröffentlicht im Jahre 1920). Für die in diesem Bericht dargestellten Projekte sind zur Ermittlung der technischen Daten und der Kosten möglichst einheitliche Grundlagen verwendet worden. Auch das eidgenössische Amt für Wasserwirtschaft hat sich bemüht, für seine verdienstlichen Untersuchungen der noch möglichen Akkumulierwerke der

Schweiz Grundlagen zur Berechnung der verschiedenen Kraftwerke zu schaffen. Ich verweise hier auf die Publikationen Nrn. 25—30, die in den Jahren 1930 bis 1945 herausgegeben worden sind. Darauf aufgebaut, jedoch in verschiedener Hinsicht abgeändert, sind die Berechnungsgrundlagen der Expertenkommission, die 1941/42 für die bündnerische Regierung einen eingehenden Bericht bearbeitet hat. Daneben haben wir Berechnungsgrundlagen von privaten Ingenieurbüros, die verschiedene Werke und Werkgruppen projektiert und berechnet haben. Ich nenne hier: Motor-Columbus, Dr. h. c. Gruner, Hausammann & Kälin, Dr. Büchi (Hydraulik AG.), Dr. h. c. Kaech, Elektrobank, Studiensyndikat Urseren usw.

Der Kanton Graubünden ist bei den Berechnungsgrundlagen seiner Experten nicht stehengeblieben, sondern wir haben im Zusammenhang mit der Absicht, ein Ausbauprogramm für die Wasserkraften unseres Kantons aufzustellen, die Grundlagen den neuen technischen Fortschritten und wirtschaftlichen Gegebenheiten angepasst. Wir sind uns dabei bewusst, dass es sich um eine Annahme handelt, die jederzeit und von jedermann angefochten werden kann. Wir mussten uns aber auf eine bestimmte Grundlage festlegen, die zur Anwendung kommen soll, die aber in späteren Zeiten, wenn sich die Verhältnisse ändern, auch wieder anders gestaltet werden kann. Bei der Berechnung der verschiedenen Ausbaumöglichkeiten haben wir uns nicht an die kleinen und kleinsten Unternehmungen gehalten, sondern wir haben nur jene Werke und Projekte herausgegriffen, die nach unserer Auffassung nicht nur von lokalem oder regionalem Interesse sind, sondern denen gesamtschweizerische Bedeutung beigemessen werden muss.

Im weiteren haben wir uns Rechenschaft darüber gegeben, dass die *Energieproduktion* eines Werkes viel leichter angegeben werden kann als der Preis der Energie, weil bei der Energieproduktion die wesentlichsten Faktoren annähernd bekannt sind; ich meine hier die Abflussmengen, welche wir ja aus dem Durchschnitt einer grossen Reihe von Jahren errechnen, und die Gefälle, die sich ohnehin bis auf wenige Meter bestimmen lassen. Die Berechnung der *Energiekosten* ist viel schwieriger, weil hier die Meinungen stark auseinandergehen; so wählen die einen für die Bestimmung der Winterenergiemenge sieben, die andern sechs Wintermonate. Auch hier beginnen die einen um einen Monat früher, die andern um einen Monat später. Dann kann man sich fragen: Ist der tägliche Winterbetrieb mit 11 Stunden, mit 9 Stunden, mit 8 Stunden, mit 14 Stunden oder mit einer andern Stundenzahl richtig angenommen? Wir haben uns auch hier

auf eine uns richtig scheinende mittlere Linie festgelegt. In der Anrechnung des Preises der Sommerenergie bestehen ebenfalls grosse Meinungsverschiedenheiten. Die einen sind der Auffassung, man dürfe hier bis zur Höhe des Winterstromes Sommerenergie zu einem Rappen pro kWh anrechnen; andere Fachleute vertreten die Ansicht, man dürfe darüber hinaus noch einen bestimmten Anteil Sommerenergie zu einem halben Rappen rechnen. Weitere Fachleute sind der Auffassung, man dürfe sogar noch weiter gehen und auch die überschüssige Sommerenergie bis zur Höhe der Winterenergie zu einem Rappen anrechnen. Eine weitere Frage, die ebenfalls immer wieder aufgeworfen wird, ist die, ob man die Werke individuell berechnen will, ob man dort, wo eine Bogenmauer oder eine aufgelöste Mauer genügt, trotzdem zum Vergleiche eine Schwergewichtsmauer wählen müsse. Wir haben für unsere Berechnungen überall Schwergewichtsmauern angenommen. Ueber die Jahreskosten bestehen ebenfalls Meinungsverschiedenheiten. Zu erwähnen ist auch die Frage des Stromverlustes bei der Uebertragung, die Frage der Konstruktion der Uebertragungsleitungen usw., also eine Reihe von Fragen, die offen stehen und bei denen man in guten Treuen getrennter Meinung sein kann. Wir haben uns auch hier auf einheitliche Voraussetzungen festgelegt. Bevor ich zur Erläuterung der einzelnen Projekte übergehe, möchte ich Ihnen von dieser Grundlage Kenntnis geben.

Wir haben neue allgemeine Grundlagen 1945 aufgestellt und sie in Vergleich gesetzt mit den früher bereits aufgestellten Grundlagen des eidg. Amtes für Wasserwirtschaft aus dem Jahre 1930 und jenen unserer Experten aus den Jahren 1941/42. Für die *verfügbare Wassermenge* wurde ein Durchschnittsjahr aus einer möglichst langen Reihe von Jahren angenommen. Hinsichtlich der *Winter-* und der *Sommerperiode* hatte das eidg. Amt sieben Monate, Oktober bis April gewählt, während die Experten des Kleinen Rates sechs Monate annahmen, Oktober bis März. Wir haben in unsern neuen Berechnungen die Grundlagen des eidg. Amtes aus dem Jahre 1930 mit sieben Wintermonaten vom Oktober bis April übernommen. Hinsichtlich der mittleren Benützungsdauer der installierten Leistung, also der *Ausbaugrösse*, hatte das Amt 1930 für die Mehrzahl der untersuchten Kraftwerkprojekte 1500 Stunden oder sieben Stunden im Tag angenommen. Unsere Experten waren auf 2000 Stunden bei sechs Monaten oder elf Stunden im Tag übergegangen. Wir haben in unsern neuesten Berechnungen bei sieben Wintermonaten die 2000 Stunden der Bündner Experten übernommen und kommen infolgedessen auf neuneinhalb Tagesstunden bei der

Erzeugung der Winterenergie. Bei den *Talsperren* haben wir durchwegs Schwergewichtsmauern angenommen mit dem Verhältnis von 100:80. Nur bei den Vorderrhein- und Unterengadiner-Projekten haben wir zu Vergleichszwecken auch noch mit reduzierten Mauerquerschnitten gerechnet. Für Druckleitungen und Zentralen hatten das eidg. Amt für Wasserwirtschaft im Jahre 1930 und unsere Experten 1941/42 eiserne Rohrleitungen und freistehende Maschinenhäuser vorgesehen. Wir haben in unsern Berechnungen 1945 auch Druckschächte und Maschinenhauskavernen in Aussicht genommen. Für das *Brutto-Gefälle* gingen wir aus vom Schwerpunkt des nutzbaren Speichereinhaltes bis zum Unterwasser der Zentrale. Für die *Gefällsverluste* sind folgende Annahmen gemacht worden:

- a) Für die Ausbaugrösse (max. Maschinenleistung) haben das eidg. Amt 1930 die Konzentration der verfügbaren Winterwassermenge auf sieben Stunden, die bündnerischen Experten 1941 auf elf Stunden und wir eine solche auf neunehnhalb Stunden pro Wintertag angenommen.
- b) In der Berechnung der Energieproduktion und deren Kosten sind die Gefällsverluste bestimmt worden für eine gleichmässige Abgabe der verfügbaren Winterwassermenge während 24 Stunden (eidg. Amt 1930), elf Stunden (bündn. Experten 1941) und neunzehn Stunden (durch uns 1945).

Auch für die mittleren Maschinennutzeffekte haben wir uns teilweise an die inzwischen eingetretenen Verbesserungen auf dem Gebiete der Technik angelehnt. Für die Energieabgabe ab Werk hatte das eidg. Amt seinerzeit 72 % gewählt, unsere bündnerischen Experten 78 % ab Generator. Wir haben diese Zahl ebenfalls übernommen. Für Pumpen inkl. Energieerzeugung und Transport ging das eidg. Amt 1930 von 50 % aus, während die bündnerischen Experten und unser Amt für Wasserwirtschaft mit 55 % rechnen. Die *Betriebskosten* haben wir mit 8½ % der Bausumme wie die Bündner Experten und das eidg. Amt 1930 für die Speicherwerke angenommen. Seinerzeit hatte das eidg. Amt für Laufwerke mit 10 % gerechnet. Bei den *Baukosten* sind wir von den Preisen der Jahre 1930/32 ausgegangen. Die *Unkostenzuschläge* zu den eigentlichen Baukosten sind gleich wie vom eidg. Amt 1930 berechnet worden: für Bauleitung 5 %, Bauzins für die halbe Bauzeit pro Jahr 5½ % und Unvorhergesehenes 10 %. Die *Kosten der Winterenergie ab Werk* sind für zwei Varianten bestimmt worden:

- a) mit Erlös aus Sommerenergie bis maximal 5/7 der Winterenergiemenge zu 1 Rp./kWh,
- b) mit Erlös aus Sommerenergie bis 10/7 der Winter-

energiemenge zu 1 Rp./kWh, soweit solche verfügbar ist.

Zur Bestimmung der *Kosten der Jahreskonstantenergie* wurde Zukauf fehlender Sommerenergie zu 1 Rp./kWh angenommen. Die Kosten der Winterenergie nach unserer Variante a decken sich mit der Berechnungsweise des eidg. Amtes 1930. In der Variante b haben wir vorausgesetzt, dass durch die vielen Elektrokessel und Austausch von Sommerenergie im Ausland gegen Kohle die Verwertung von Sommerenergieüberschüssen zu 1 Rp./kWh möglich ist.

Wasserkraftprojekte in Graubünden

Es kann sich selbstverständlich im Rahmen eines Vortrages nicht darum handeln, Einzelheiten über die verschiedenen Projekte von Werken oder Werkkombinationen zu geben, ich muss mich auf allgemeine Hinweise beschränken.

Wir haben unsere Ausbaumöglichkeiten in drei verschiedene Gruppen eingeteilt und zwar:

1. Wasserkraftnutzung nur in den eigenen Einzugsgebieten der betreffenden Wasserläufe,
2. mit teilweiser Ueberleitung von einem Fluss- oder Bachlauf in einen andern, aber innerhalb des betreffenden Einzugsgebietes, in diesem Falle im Rheingebiet, und
3. mit Ueberleitung von Wasser aus einem Flussgebiet in ein anderes, und zwar aus dem Rheingebiet in das Einzugsgebiet der Moesa und weiterhin des Po.

1. Mit Ausnutzung im eigenen Flussgebiet

In der ersten Kategorie haben wir die Werkkombination am *Hinterrhein* mit dem Stausee Rheinwald vorgesehen. Wir haben den Stausee Rheinwald etwas anders dargestellt, weil bekanntlich hierüber Rekurse beim Bundesrat und beim Bundesgericht anhängig sind. Wir wissen heute noch nicht, wie der Entscheid schliesslich fallen wird. Bei diesem Stausee handelt es sich um einen See von 280 Mio m³ auf einer Meereshöhe von 1560 m. Die erste Zentrale käme bei Sufers zu liegen und hätte nach unsern Grundlagen eine installierte Leistung von 60 000 PS. Die zweite Zentrale wäre bei Andeer mit 256 000 PS und die dritte in Sils bei Thusis mit 210 000 PS vorgesehen. Auf Grund unserer neuen Berechnungsgrundlagen sind wir zu etwas andern Mengen von Winter- und Sommerenergie gekommen als unsere Experten. Wir haben 755 Mio kWh Winterenergie und 327 Mio kWh Sommerstrom errechnet. Die Kosten des Werkes auf der Preisbasis 1930/32 würden 213 Mio Fr. ausmachen. Wir hätten es mit einem Strompreis der

Winterenergie von 2 Rp. und mit einem Jahreskonstant-Energiepreis von 1,6 Rp. zu tun.

Ein Projekt, das wir in dieser Gruppe untersucht haben, befindet sich im obersten Teil des *Vorderrheins* mit einem Stausee am Lukmanierpass bei Sta. Maria, der 47 Mio m³ Inhalt bei einer Meereshöhe von max. 1890 m aufweist und noch ergänzt wird durch einen Stausee von 25 Mio m³ in Val Nalps. Es besteht die Möglichkeit, in Val Cornera noch einen weiteren Stausee anzuschliessen. Die erste Zentrale bei Curaglia würde mit 85 000 PS installiert. Einem kleineren Stausee, der auch als Ausgleichsweicher dienen kann, würde Wasser vom Vorderrhein bei Sedrun durch einen Stollen zugeleitet, um dann mit dem Abfluss der Zentrale Curaglia in einer zweiten Zentrale bei Somvix ausgenutzt zu werden. Dieser würde auch noch Wasser vom Somvixerrhein zugeleitet. Die Zentrale Somvix hätte ein Leistungsvermögen von 85 000 PS. Von dort aus gelangt das Wasser in einem Stollen bis Ilanz, wo eine dritte Zentrale vorgesehen ist mit einer Leistung von 50 000 PS. Dieses Projekt ist noch im Studium. So bedürfen beispielsweise die geologischen Verhältnisse noch weiterer Abklärung. Wir haben die Bau- und Energiekosten berechnet und zwar unter Annahme von vollen Schwergewichtsmauern und von reduzierten Mauern. Dabei sind wir zu Ergebnissen gekommen, die zur Weiterverfolgung des Projektes ermuntern. Beim gegenwärtigen Stand der Studien können jedoch nähere Angaben noch nicht gemacht werden.

Eine weitere Möglichkeit der Kraftnutzung, die ebenfalls im Vorderrheintal und dessen Nebenflüssen liegt, ist das Projekt *Greina-Zervreila-Versam*. Hier ist ein Stausee vorgesehen auf der Greina mit 2272 m max. Stauhöhe und mit einem Inhalt von 80 Mio m³, die Herüberleitung dieses Wassers nach Zervreila im Valsertal zu einer Zentrale mit 52 000 PS, dann ein Stausee in Zervreila auf einer Meereshöhe von 1810 m mit 37 Mio m³ und eine Zentrale bei Vals mit einem Leistungsvermögen von 110 000 PS. Von dort würde das Wasser auf der rechten Talseite hinausgeleitet bis Tersnaus, wo sich eine weitere Zentrale mit 81 000 PS befinden würde, um hernach von dort in die Nähe von Versam hinausgeführt zu werden, unter gleichzeitiger Einführung der Rabiusa aus dem Safiertal, um dort gemeinsam in einer Zentrale von 92 000 PS ausgenutzt zu werden. Möglicherweise könnte auch noch ein Stausee bei Silgin in der Nähe von Vrin angeschlossen werden; die geologischen Untersuchungen sind hier aber noch nicht abgeschlossen.

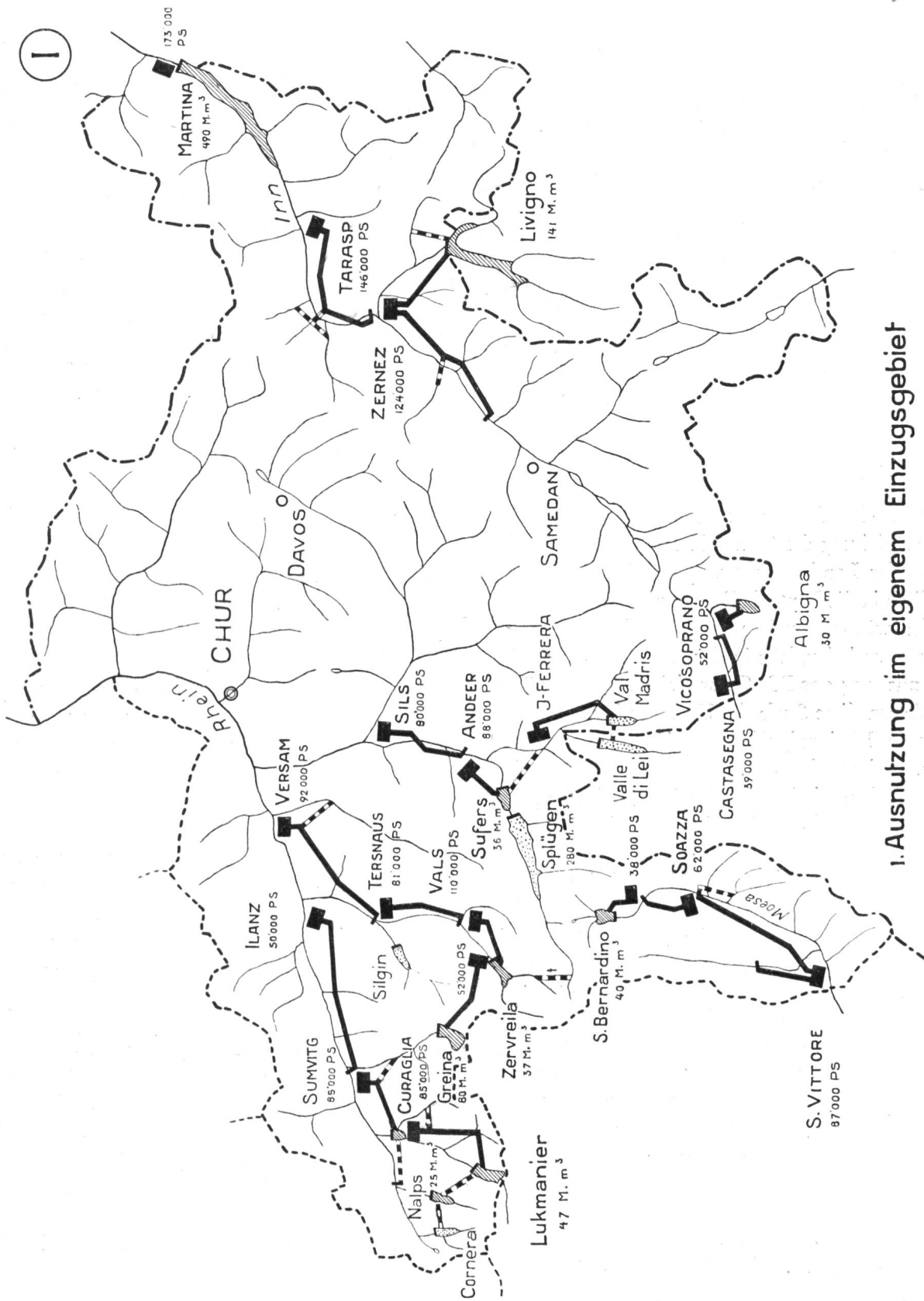
Wir haben mit dieser Werkgruppe zusammen auch noch die Werkgruppe *Sufers-Sils* untersucht. Es würde sich nach unserer Annahme um einen Stausee

bei Sufers von 36 Mio m³ handeln, im Gegensatz zum Projekt des Konsortiums mit 20 Mio m³. Dies würde ermöglichen, in der Zentrale Andeer 85 000 PS zu erzielen und in Thusis nochmals 80 000 PS.

Diese Werkgruppen Greina-Zervreila-Versam und Sufers-Sils würden zusammen eine Leistung von 727 Mio kWh Winterenergie und eine Sommererzeugung von 569 Mio kWh gestatten. Der Energiepreis würde nur wenig höher als derjenige des Dreistufenprojektes des Konsortiums des Kraftwerkes Hinterrhein sein. Die geologischen Verhältnisse für den Stausee Zervreila sind günstig, und es stehen voraussichtlich der Errichtung dieses Stausees keine grundsätzlichen Schwierigkeiten entgegen. Für den Stausee auf der Greina ist die Konzession schon seit vielen Jahren erteilt. Inhaber der Konzession sind die Rhätischen Werke für Elektrizität in Thusis. Allerdings läuft die Konzession demnächst ab.

Ein Projekt mit Ausnutzung im eigenen Einzugsgebiet ist auch *San Bernardino-San Vittore* an der Moesa. Hier ist ein Stausee von 40 Mio m³ in San Bernardino auf einer Höhe von 1660 m vorgesehen. Der Kurort käme dabei unter Wasser. Wir glauben, dass trotzdem eine Konzession für diesen Stausee erteilt würde. Die erste Zentrale bei S. Giacomo würde 38 000 PS aufweisen, die zweite Zentrale bei Soazza unterhalb Misox 62 000 PS und die dritte Zentrale bei S. Vittore auf der rechten Seite der Moesa unmittelbar vor der Kantonsgrenze könnte mit 87 000 PS installiert werden. Es ist vorgesehen, aus dem Calancatal die Calancasca zuzuleiten. Wir hätten bei dieser Art der Ausnutzung der Misoxer Wasserkräfte ein Gefälle von über 1300 m mit einer Maschinenleistung von im ganzen 187 000 PS, die an Winterenergie 276 Mio und an Sommerenergie 254 Mio kWh ergeben würde bei von uns generell errechneten Kosten der Winterenergie von 2,2 Rp. und der Jahreskonstantenergie von 1,7 Rp. per kWh.

Ein weiteres Projekt, das sich ebenfalls in seinem eigenen Einzugsgebiet realisieren liesse, sind die *Bergeller Werke*. Hier liegen die Konzessionen bereits seit längerem vor und harren der Ausführung. Es ist ein Stausee vorgesehen im Einzugsgebiet der Albigna in einer Meereshöhe von 2121 m. Der Stausee wurde von uns zu 30 Mio m³ angenommen. Die geologischen Untersuchungen und die Wassermessungen haben aber gezeigt, dass auch ein Stausee von 40 Mio m³ errichtet und gefüllt werden könnte. Wir haben aber vorläufig in Uebereinstimmung mit bestehenden Projekten nur mit 30 Mio m³ gerechnet. Das Wasser würde über rund 1000 m Gefälle ausgenutzt in einer Zentrale in Vicosoprano mit 52 000 PS. Von dort würde es mit demjenigen der Maira auf der linken



1. Ausnutzung im eigenem Einzugsgebiet

Abb. 1 Neuere Wasserkraftprojekte in Graubünden, Uebersicht, Maßstab 1:700.000.

Talseite hinausgeleitet bis Castasegna und in einer zweiten Zentrale von 39 000 PS auf Schweizer Boden unweit der Landesgrenze mit einem Gefälle von weiteren rund 400 m ausgenützt. Die Energieproduktionsmöglichkeit beträgt im Winter 137 Mio kWh, im Sommer 143 Mio kWh; es besteht also ein gewisser Ueberschuss an Sommerenergie. Die Baukosten auf der Basis 1930/32 würden 47 Mio Fr. betragen. Nach unserer Berechnung käme auch dieser Strom wie bei den Werken in Misox für die Winterenergie auf 2,2 Rp/kWh zu stehen.

Ein anderes grösseres Projekt mit Ausnutzung des Wassers im eigenen Flussgebiet ist das Projekt der *Unterengadiner Kraftwerke* mit einer Zwillingszentrale in Zernez, einem zweiten Kraftwerk oberhalb Tarasp und einer dritten Kraftzentrale an der schweizerischen Landesgrenze bei Martina-Martinsbruck. Voraussetzung für dieses Werk wäre die Errichtung eines grossen Stausees am Spöl im Livignotal auf italienischem Boden in einer Meereshöhe von 1797 m und einem Inhalt von 141 Mio m³. Die Staumauer käme auf die Landesgrenze zu liegen. Vorgesehen ist auch die Zuleitung der Ova del Fuorn in einem Stollen. Von der Landesgrenze weg würde das Wasser unterirdisch in die Zentrale Zernez geführt. Ein zweiter Stollen würde vom Inn gespiesen, der bei Madulein gefasst und ebenfalls in der Zwillingszentrale in Zernez mit 124 000 PS Gesamtleistung ausgenützt würde. Gegen diese Stufe der Unterengadiner Werke sind von der Nationalpark-Kommission und von der Schweiz. Heimatschutz- und Naturschutz-Kommission Einsprachen erhoben worden. Der Kleine Rat des Kantons Graubünden hat, nach gründlicher Prüfung dieser Einwände und nachdem er das Projekt studiert hatte, beschlossen, diesem Unternehmen keine Opposition zu machen. Wir sind der Auffassung, dass die geltend gemachten Schäden sehr gering wären und in kurzer Zeit vollständig verschwinden würden, und dass infolgedessen diesem Werk keine Hindernisse bereitet werden sollten. Gegen diesen grossen Stausee, dessen Staumauer auf die Grenze zu liegen kommt, wurden auch militärische Befürchtungen geltend gemacht. Diesem Umstand trugen die Projektverfasser in dem Sinne Rechnung, dass sie Grundablässe vorsahen, die es ermöglichen, im Falle eines Krieges den See derart abzulassen, dass die Unterlieger nicht zu Schaden kommen.

Die zweite Zentrale wäre bei Tarasp mit 146 000 PS vorgesehen. Hier wird das Wasser dem Inn zurückgegeben, bevor es das Kurortsgebiet erreicht. Die Strecke von Tarasp bis unterhalb Scuol-Schuls darf besonders wegen der dortigen berühmten Mineralquellen durch die Kraftnutzung in keiner Weise ge-

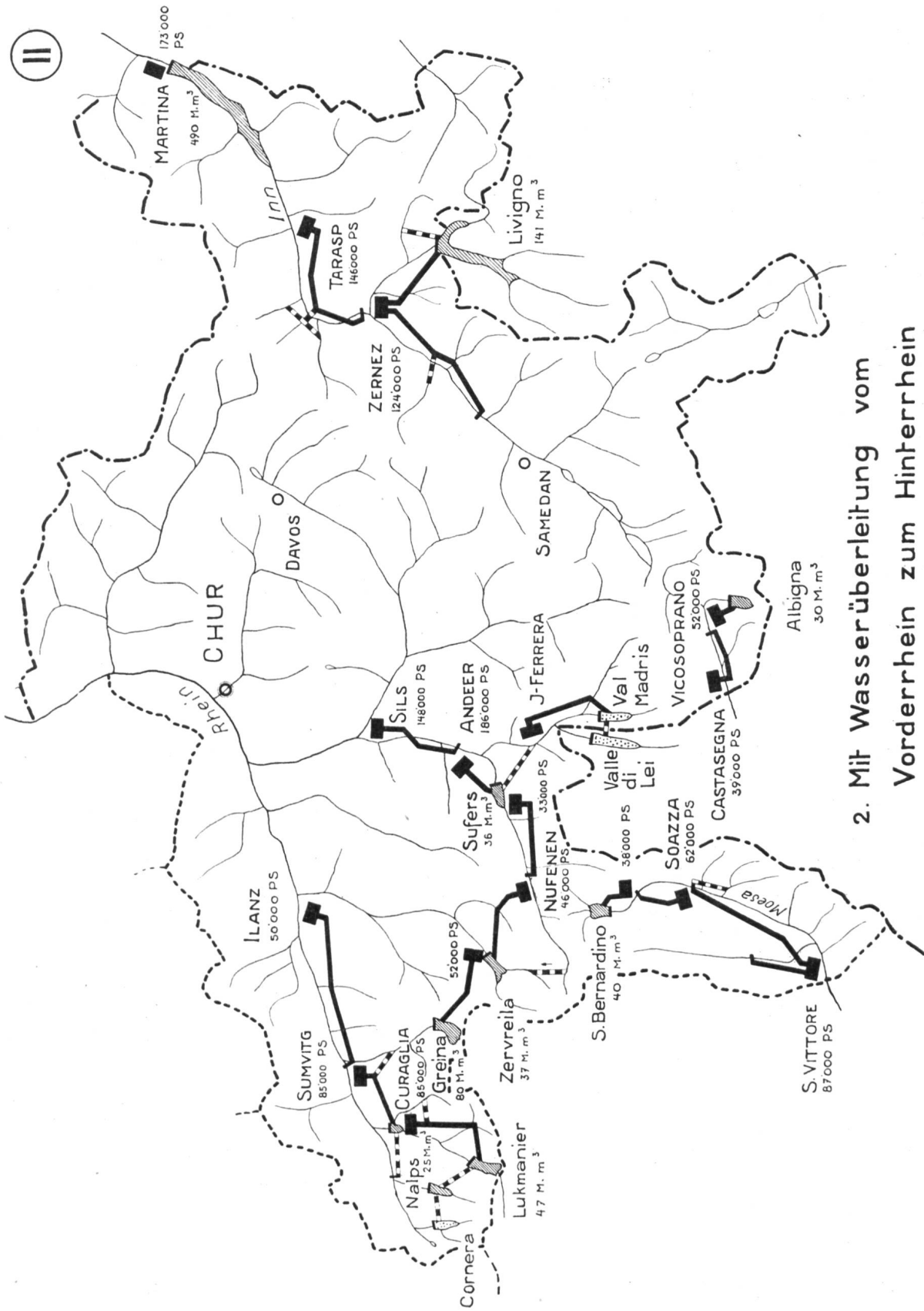
stört werden. Unterhalb Scuol bis hinab nach Martina wäre ein grosser Stausee mit einem Inhalt von 490 Mio m³ in einer Meereshöhe von 1150 m zu errichten. Die grosse Staumauer und die Zentrale kämen an die Landesgrenze bei Martina zu liegen, wo sich eine ausgezeichnete Sperrstelle vorfindet. Die Leistung dieser Zentrale wäre 173 000 PS. Für diese unterste Stufe des Projektes bestehen noch keinerlei Verhandlungen mit den zuständigen Gemeinden; für die oberen Teile hingegen haben die Gemeinden ein Konsortium gebildet und unterhandeln mit den Konzessionsbewerbern. Zernez hat sich bereits durch Gemeindebeschluss für die Erteilung der Konzession ausgesprochen. Es würde sich um eine Gesamtleistung von 443 000 PS mit der grossen Energieerzeugung von 674 Mio kWh Winterenergie und 702 Mio kWh Sommerenergie handeln. Die von uns errechneten Energiekosten sind etwas höher als diejenigen des Hinterrheinkraftwerkes und der Wasserkräfte im Bergell und im Misox. Sie sind von uns auch unter Annahme reduzierter Staumauerquerschnitte untersucht worden.

Die Werke, die in ihrem eigenen Einzugsgebiet erstellt werden können, sind dargestellt in der Uebersichtskarte Nr I.

2. Kraftnutzung mit Wasserüberleitung, jedoch im gleichen Hauptstromgebiet

In der Uebersichtskarte Nr. II ist eine andere Art der Kraftnutzung dargestellt: Es wird dabei Wasser aus dem Vorderrheingebiet in dasjenige des Hinterrheingebietes übergeleitet und dort ausgenützt. Das Wasser bleibt jedoch im Rheingebiet. Es betrifft dies eine Werkgruppe *Greina-Zervreila-Sufers-Sils*, abgekürzt genannt *Greina-Hinterrheinwerke*. Die übrigen schon besprochenen Projekte am oberen Vorderrhein, im Misox und im Bergell und die Unterengadinerwerke werden davon nicht berührt. Sie sind deshalb unverändert in die Uebersichtskarte Nr. II übernommen worden.

Die Werkgruppe *Greina-Hinterrhein* geht aus vom Stausee Greina auf 2272 m Meereshöhe mit 80 Mio m³ Inhalt wie das Projekt Greina-Versam (Karte Nr. I). Die erste Zentrale liegt in Zervreila mit 52 000 PS. Vom Stausee Zervreila mit 37 Mio m³ wird nun aber das Wasser, statt nach Vals-Tersnaus-Versam, nach dem Hinterrheintal übergeleitet und bei Nufenen eine zweite Zentrale mit 46 000 PS erstellt. Dann würde das Wasser im Stollen hinausgeleitet bis Splügen und in einer weiteren Zentrale von 33 000 PS ausgenützt, hernach in den Stausee Sufers geleitet, in einer Zentrale Andeer ausgenützt und weitergeleitet bis hinunter nach Sils i. D., wohin die letzte Zentrale zu stehen käme. Diese Kombination mit drei Stau-



2. Mit Wasserüberleitung vom Vorderrhein zum Hinterrhein

Abb. 2 Neuere Wasserkraftprojekte in Graubünden, Uebersicht, Maßstab 1:700.000.

anlagen: Greina, Zervreila und Sufers würde auf einem nutzbaren Gefälle von 1507 m 465 000 PS mit 664 Mio kWh Winter- und 600 Mio kWh Sommerenergie erzeugen. Die Baukosten beliefen sich nach unseren Berechnungen auf 233 Mio Fr. Der Preis der Winterenergie käme bei Schwergewichtsmauern auf 2,3 Rp./kWh zu stehen. Die Jahreskonstantenergie würde 1,7 Rp./kWh, also etwas mehr als beim Hinterrhein-Dreistufenprojekt, kosten. Daran könnte noch die Ausnützung des Wassers aus dem Averserrhein mit eigenen Stauräumen angeschlossen werden, indem im Val Madris und im Valle di Lei auf italienischem Boden je ein Stausee errichtet würde. Wir haben diese Kombination in der Uebersichtskarte Nr. II angedeutet, aber nicht durchgerechnet, weil für den Stausee im Valle di Lei auf italienischem Boden die nötigen Erhebungen vorläufig nicht gemacht werden können.

3. Kraftnutzung mit Ueberleitung von Wasser aus dem Rheingebiet ins Pogegebiet

Diese Möglichkeit ist eingetragen in der Uebersichtskarte Nr. III. Die Projekte am oberen Vorderrhein, im Bergell und im Unterengadin bleiben unverändert wie in Uebersicht Nrn. I und II und sollen darum nicht weiter besprochen werden.

Die Stauseen Greina und Zervreila und ein Teil des obersten Gebietes des Hinterrheins können über das Misox in einer Werkgruppe *Greina-Misox* nach Süden ausgenützt werden.

Im Hinterrheingebiet kommt daneben noch eine günstige Werkgruppe *Sufers-Andeer-Sils* in Frage, mit Anlage eines Stausees Sufers von 36 Mio m³ und mit Kraftwerken bei Andeer von 80 000 PS und bei Sils von 72 000 PS Maschinenleistung und einer Erzeugung von zusammen 213 Mio kWh Winter- und 335 Mio kWh Sommerenergie. Die Gesteungskosten der Winterenergie errechneten sich zu 1,7 Rp./kWh, diejenige der Jahreskonstantenergie zu 1,4 Rp./kWh. Hierbei ist der Sommerenergieüberschuss *nicht* bewertet worden.

Für die Werkgruppe *Greina-Misox* sind wir wie bei Greina-Versam (Karte I) und Greina-Hinterrhein (Karte II) von einem Stausee Greina auf 2272 m Meereshöhe mit 80 Mio m³ Inhalt ausgegangen. Die Zentrale Zervreila mit 52 000 PS und der Stausee Zervreila mit 37 Mio m³ sind ebenfalls gleich gross wie bei den genannten Projekten in Karte I und II. Die Ueberleitung ins Hinterrheintal erfolgt jedoch etwas weiter westlich in einem rund 7 km langen Stollen zur Zentrale Hinterrhein mit 31 000 PS. Dort würde auch der Hinterrhein gefasst und das Wasser

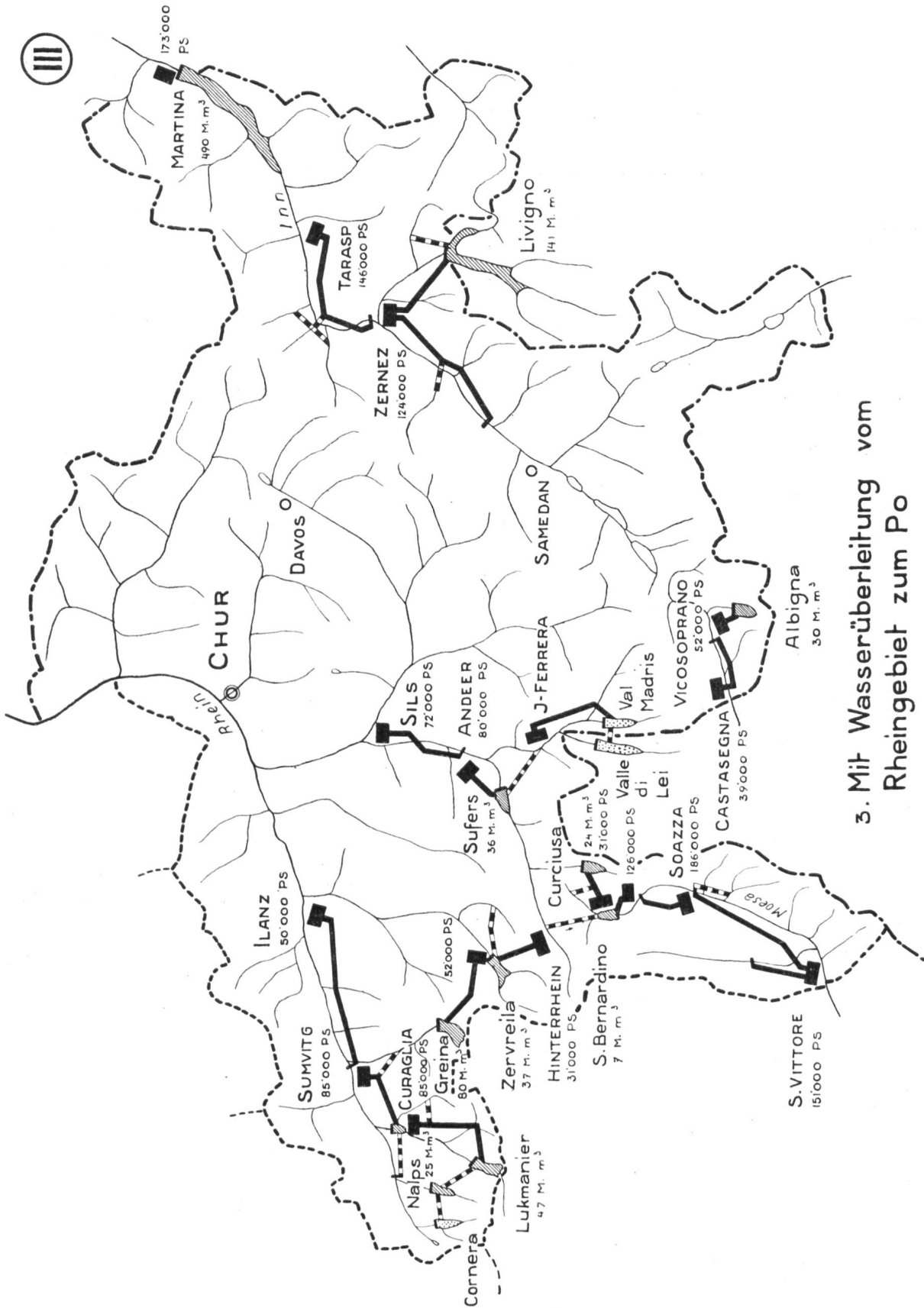
in einem Freilaufstollen von etwas über 6 km Länge nach San Bernardino geleitet, und zwar hätte man hier die Möglichkeit, mit diesem Stollen den schon seit längerem erstrebten Strassentunnel zu verbinden. Die angegebenen Stollenlängen geben einen Maßstab für die übrigen in den drei Karten dargestellten Projekte.

Im Projekt San Bernardino-San Vittore (Karte I und II) für Ausnützung der Misoxer Wasserkräfte *allein* ist in San Bernardino ein grosser Stausee von 40 Mio m³ vorgesehen, der den Kurort in seiner heutigen Lage überstauen würde. In das Projekt Greina-Misox haben wir eine wirtschaftlich ungefähr gleichwertige Lösung aufgenommen, zur Schonung des Kurortes, mit einem kleineren Stausee unterhalb von 7 Mio m³ Inhalt und Staumauer bei Isola. Den Ausfall an Winterenergie gegenüber dem grösseren Stausee San Bernardino würde ein Kraftwerk Curciosa-San Bernardino mit einem Stausee von 24 Mio m³ auf 2157 m Höhe in dem der Gemeinde Mesocco gehörenden Val Curciosa und mit Zentrale von 31 000 PS bei San Bernardino ersetzen.

Von San Bernardino folgen sich in kurzem Abstand, dem Steilabfall des Tales entsprechend, eine Zentrale bei San Giacomo oberhalb Misox mit 126 000 PS und eine solche bei Soazza von 186 000 PS. Von dort wird dann das Wasser in einem längeren Stollen unter Zuleitung von Seitenbächen der Moesa nach San Vittore hinausgeführt. Dort wird es gemeinsam mit dem zugeleiteten Wasser der Calanca in der Zentrale San Vittore mit 151 000 PS ausgenützt.

Die Werkgruppe Greina-Zervreila-San Bernardino-San Vittore würde auf einem nutzbaren Gefälle von 1884 m eine Gesamtleistung von 569 000 PS ergeben. An Winterenergie könnten 854 Mio kWh und an Sommerenergie 444 Mio kWh produziert werden. Es ist also wie beim Hinterrheinprojekt mit Stausee Rheinwald ein ansehnlicher Winterenergieüberschuss vorhanden. Die Baukosten berechnen wir mit 264 Mio Fr. Die Winterenergie käme auf 2,1 Rp./kWh zu stehen, also nur ganz wenig höher als beim Dreistufenprojekt Hinterrhein; bei der Jahreskonstantenergie kämen wir auf 1,6 Rp./kWh, auf denselben Preis wie beim Hinterrheinwerk. Dieses Projekt scheint also interessant zu sein.

In der Projektierung vorgeschritten und vorteilhaft in den Energiekosten sind die Kraftwerkprojekte für das Bergell sowie die Werkstufe Sufers-Andeer am Hinterrhein und am Averserrhein. Für das Bergell sind die Konzessionen erteilt; dem Baubeginn steht nichts im Wege. Das Werk Sufers-Andeer, für das die Konzession schon seit 26 Jahren besteht, wird



3. Mit Wasserüberleitung vom Rheingebiet zum Po

Abb. 3 Neuere Wasserkraftprojekte in Graubünden, Uebersicht, Maßstab 1:700 000.

ebenfalls als baureif bezeichnet. Materialbedarf und Baukosten sind ganz besonders günstig. Die baulichen Anlagen, Stollen und Druckschächte, können von Anfang an so gross angelegt werden, dass das Werk später ergänzt werden kann durch Stauseen im Aversertal, im Valle di Lei, im Rheinwald oder Zervreila. Auch eine spätere Erweiterung durch Verdoppelung des ganzen Werkes erscheint als wirtschaftlich.

Bei Betrachtung der drei Uebersichtskarten erkennt man *Sufers-Andeer* überall im Mittelpunkt. Es handelt sich hier um die Drehscheibe. *Sufers-Andeer* tritt bei allen Werkkombinationen in Erscheinung, und es

wäre wohl jene Stufe, die, unbekümmert, was nachher kommt, ohne weiteres in Angriff genommen werden könnte, dies um so mehr, als ja die Energiekosten für diese Werkstufe nach unsern Berechnungen sehr günstig sind. Gegenwärtig ist allerdings die Konzession für den Stausee *Sufers* noch nicht erneuert; sie ist abgelaufen. *Sufers* hat noch nicht eingewilligt; aber wir hoffen, dass es in absehbarer Zeit gelingen werde, die Erneuerung dieser Konzession zu erhalten.

Aus diesen Erwägungen ist zu hoffen, dass der grosszügige Ausbau der Wasserkräfte von Graubünden im Interesse des ganzen Landes recht bald einsetzen werde.

Die Gesetzgebung über den Trolleybus

Von Dr. B. Wettstein, Zürich

Die rechtliche Behandlung des Trolleybusses, dieses modernen, elektrisch betriebenen, schienenlosen Verkehrsmittels, hat von jeher Schwierigkeiten bereitet und zu umfangreichen Kontroversen geführt. Die Hauptfrage ist die: hat man den Trolleybus als Eisenbahn oder als Motorfahrzeug zu betrachten und gelten dafür, je nach der Beantwortung dieser Frage, die Vorschriften der Eisenbahngesetzgebung oder diejenigen über den Motorfahrzeugverkehr? Die Tatsache, dass über diese wichtige Frage bis heute keine klare Antwort zu finden war, hat die Entwicklung des Trolleybusses gehemmt und damit die Verbreitung eines für unsere Verhältnisse idealen Verkehrsmittels gehindert. Seit längerer Zeit besteht daher das Bedürfnis nach einer eidgenössischen Regelung, doch blieb die Behandlung dieser Materie wegen des Kriegsausbruches längere Zeit liegen.¹ Das Eidgenössische Post- und Eisenbahndepartement hat nun den *Vorentwurf* zu einem Bundesgesetz über die Trolleybus-Betriebe, datiert vom 20. Mai 1946, verfasst, der allen Interessenten zugestellt wurde. Wir wollen hier kurz auf den Inhalt dieses Entwurfes eintreten.

Zunächst ist die Kürze des Gesetzes lobend hervorzuheben. Es besteht aus 23 Artikeln, gegenüber deren 52 anderer Vorentwürfe. Alle Einzelheiten sind weggelassen und auf den Verordnungsweg verwiesen worden. In Anlehnung an die Eisenbahngesetzgebung werden in den Art. 1—6 die wichtigsten Grundsätze über die Konzessionserteilung und den Inhalt der Verleihung festgelegt. Es dürfte kein Zweifel darüber bestehen, dass den Bundesbehörden

das Recht zur Erteilung einer Trolleybuskonzession zukommt. Das ergibt sich aus der Bundesverfassung, Art. 26 und Art. 36 (Eisenbahnmonopol und Postregal). Soweit die Strassenhoheit der Kantone berührt wird, ist eine Bewilligungspflicht für die Erstellung fester Anlagen vorgeschrieben (Art. 7). Die Oberaufsicht über die Trolleybusbetriebe wird dem Eidgenössischen Amt für Verkehr übertragen.

Zur oben schon erwähnten Frage, ob der Trolleybus rechtlich als eine Bahn oder als ein Motorfahrzeug zu betrachten sei, nimmt der Entwurf vernünftigerweise keine grundsätzliche Stellung ein. Die Anwendbarkeit der Vorschriften des Eisenbahngesetzes, des Elektrizitätsgesetzes und des Motorfahrzeuggesetzes wird von Fall zu Fall geregelt. Der Trolleybus ist eben ein neuartiges Verkehrsmittel, das teilweise die Merkmale der Eisenbahn und teilweise die Merkmale des Motorfahrzeuges aufweist. Für die Erstellung, den Betrieb und den Unterhalt der elektrischen Einrichtungen gilt die Elektrizitätsgesetzgebung (Art. 13). Das Gesetz über die Nebenbahnen findet Anwendung unter anderem für die Auflagen im Interesse der Landesverteidigung, für den Gerichtsstand, die Leistung gegenüber der Post- und Telegraphenverwaltung, die Aufstellung und Genehmigung von Fahrplänen und Tarifen, die Arbeits- und Ruhezeit des Personals, das Rechnungswesen etc. (Art. 14). Schliesslich untersteht der Trolleybusbetrieb auch noch dem Motorfahrzeuggesetz und zwar für die Verkehrsregeln und die Haftpflicht (Art. 15). Dabei ist der Bundesrat befugt, abweichende Vorschriften zu erlassen, namentlich für die Grösse der Fahrzeuge, die Fahrgeschwindigkeit, die Ausbildung der Fahrzeugführer, den Transport von Gütern und Tieren und das Verhalten bei Unfäl-

¹ Wir haben diese Verhältnisse in der Sondernummer Mai/Juni 1940 ausführlich behandelt und verweisen auch auf den grundlegenden Aufsatz von Dr. Pfister im Zentralblatt für Staats- und Gemeindeverwaltung (Nr. 17 und 18 vom 1. und 15. September 1939).