

Die Kraftwerkgruppe Valle di Lei - Hinterrhein

Autor(en): **Kalt, L.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Schweizerische Bauzeitung**

Band (Jahr): **75 (1957)**

Heft 5

PDF erstellt am: **04.05.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-63304>

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.

Die Kraftwerkgruppe Valle di Lei—Hinterrhein

DK 621.29

Von Dipl. Ing. L. Kalt, Motor-Columbus AG., Baden

I. Entstehungsgeschichte

Mit der Gründung der Kraftwerke Hinterrhein AG. (KHR) am 10. Dezember 1956 als Rechtsnachfolgerin des Konsortiums Kraftwerke Hinterrhein sind nahezu vierzigjährige Bemühungen zur Nutzung der Wasserkräfte des Averser- und Hinterrhains aus dem Stadium der Projektstudien und Verhandlungen in das der Verwirklichung übergegangen.

Die ersten Konzessionen waren im Jahre 1918 von der Lonza Elektrizitätswerke und Chemische Fabriken AG., Basel, erworben worden. Zwei Jahre später gingen diese Konzessionen an die Rhätischen Werke für Elektrizität in Thusis über. Diese Werke erwarben weitere Wasserrechte und setzten die Studien bis 1942 fort. Im Jahre 1942 wurde das Konsortium Kraftwerke Hinterrhein gegründet, das sich aus den folgenden Kraftwerksgesellschaften zusammensetzte:

1. Rhätische Werke für Elektrizität, Thusis
2. Stadt Zürich
3. Nordostschweizerische Kraftwerke AG., Baden
4. Bernische Kraftwerke AG., Beteiligungsgesellschaft, Bern
5. Aare-Tessin Aktiengesellschaft für Elektrizität, Olten
6. Kraftwerke Brusio AG., Poschiavo
7. Società Edison, Mailand

Ein Jahr später trat noch der Kanton Basel-Stadt dem Konsortium bei.

Die in diesem Konsortium weitergeführten Projektstudien erstreckten sich zunächst auf eine ausschliesslich auf schweizerischem Gebiet liegende Kraftwerkgruppe, für welche das sog. Dreistufenprojekt 1942 ausgearbeitet wurde (siehe SBZ Bd. 121, Nr. 17, S. 207). Dieses umfasste die beiden Stauseen Splügen und Sufers mit 280 bzw. 20 Mio m³ Nutzhalt und die drei Kraftwerkstufen Splügen-Sufers, Sufers-Andeer und Andeer-Sils. In der Folge entspann sich die Auseinandersetzung um das Kraftwerk Rheinwald. Diese wurde durch den Entscheid des Bundesrates vom 29. November 1946 beendet, welcher den Rekurs des Konsortium Kraftwerke Hinterrhein zur Erlangung der Konzessionen für den Stausee Rheinwald letztinstanzlich aus rechtlichen Gründen ablehnte.

Die Bemühungen für die Ausnützung der Wasserkräfte des Hinterrhains mussten daraufhin in eine andere Richtung geleitet werden, da das Dreistufenprojekt 1942 seines wichtigsten Bestandteiles, des Speichers Rheinwald, verlustig gegangen war. Willkommenen Ersatz dafür bot das benachbarte, nur im Sommer während der Viehhaltung besiedelte Valle di Lei, wo es möglich ist, unter geologisch und topographisch günstigen Bedingungen einen etwas kleineren, dafür höher gelegenen Speicher zu schaffen.

Das Valle di Lei ist italienisches Territorium, gehört aber zum Einzugsgebiet des Hinterrhains. Aus dem schweizerischen Dreistufenprojekt 1942 entwickelte sich eine internationale Lösung. Die technische Projektbearbeitung, die seit Anfang der zwanziger Jahre in den Händen der Motor-Columbus AG. für elektrische Unternehmungen in Baden lag, wurde 1947 zwischen dieser und der Società Edison, Mailand, aufgeteilt. Edison übernahm die Projektierung der Speicheranlage im Valle di Lei, sowie die auf italienischem Territorium zu erstellenden Stollenbauten. Die Motor-Columbus erhielt alle Anlagen auf Schweizer Gebiet zugeteilt, d. h. einen Teil der internationalen obersten Kraftwerkstufe und die beiden unteren, schweizerischen Werke.

In Zusammenarbeit der beiden Gesellschaften entstand 1948 das generelle schweizerisch-italienische Konzessionsprojekt des Kraftwerkes Valle di Lei-Ferrera und 1948/49 das schweizerische Konzessionsprojekt für die Kraftwerke Ferrera/Sufers-Bärenburg (oberhalb Andeer) und Bärenburg-Sils i. D. Es handelt sich um ein Dreistufenprojekt, das aber

lediglich den Ueberleitungsstollen Ferrera-Sufers, den Stausee Sufers und die Zentrale Sils mit dem Projekt 1942 gemeinsam hat. Sowohl die Stufeneinteilung, als auch die Stollenführung sind von diesem verschieden.

Die Verhandlungen, die 1948 mit Italien aufgenommen wurden, erstreckten sich über 7 Jahre und fanden im Dezember 1955 ihren Abschluss mit der Erteilung der Verleihungen für die Wasserkraftnutzung der internationalen Stufe Valle di Lei-Ferrera. Der Schweizerische Bundesrat und die Italienische Regierung setzten diese Verleihung auf den 1. Februar 1956 in Kraft. Am 5. November 1955 waren ebenfalls die von den 16 Gemeinden am Averser- und Hinterrhein bereits erteilten Konzessionen für die beiden schweizerischen Stufen durch den Kleinen Rat des Kantons Graubünden genehmigt worden, wobei sich dieser eine Beteiligung des Kantons und der Gemeinden an der zu gründenden Aktiengesellschaft vorbehielt. Diese auf 15 % des Aktienkapitals festgesetzte Beteiligung wurde vom Bündnervolk in der Abstimmung vom 29. April 1956 gutgeheissen. Es ergab sich deshalb noch eine Verschiebung der Beteiligungsverhältnisse gemäss folgender Zusammenstellung:

Schweiz:

Stadt Zürich	19,5	%
Nordostschweizerische Kraftwerke AG., Baden	19,5	%
Kanton Graubünden und Gemeinden	15,0	%
Aare-Tessin AG. für Elektrizität, Olten	9,28125	%
Bernische Kraftwerke AG., Bern	7,71875	%
Kraftwerke Brusio AG., Poschiavo	4,0625	%
Kanton Basel-Stadt	2,50	%
Rhätische Werke für Elektrizität AG., Thusis	2,4375	%

Italien:

Società Edison, Mailand	20,0	%
-----------------------------------	------	---

Das Konsortium Kraftwerke Hinterrhein hat am 28. März 1956 die Annahme der Konzession beschlossen. Die Vorarbeiten für die Verwirklichung des grossen Bauvorhabens, wie Sondierungen, Baustromversorgung und Strassenbauten wurden sofort in Angriff genommen, so dass im Frühjahr 1957 mit den Stollenbauten der Stufe Bärenburg-Sils und 1958 mit dem Bau der Staumauer im Valle di Lei begonnen werden kann.

II. Allgemeine Projekt-Disposition

Das Kernstück des Projektes für die Nutzung der Wasserkräfte des Averser- und Hinterrhains bildet der rund 200 Mio m³ fassende Stausee im Valle di Lei. Er wird zu einem Drittel durch die natürlichen Zuflüsse aus dem eigenen, italienischen Einzugsgebiet und zu zwei Dritteln durch künstliche Zuleitung aus den schweizerischen Tälern Avers, Madris und Niemet, sowie durch gepumpte Wassermengen von Innerferrera aus dem Averserrhein gefüllt. Die Ausnützung des Wassers erfolgt in den drei Kraftwerkstufen

- I. Valle di Lei-Ferrera
- II. Ferrera/Sufers-Bärenburg und
- III. Bärenburg-Sils.

Die oberste, internationale Stufe erfasst bis zur Pumpstation Ferrera ein Einzugsgebiet von 220,2 km². Das Wasser des Stausees Valle di Lei gelangt durch einen Druckstollen ins Wasserschloss im westlichen Hang des Ferreratales und durch einen Druckschacht in die Maschinenkaverne Ferrera, die rund 1,8 km talauswärts von Innerferrera gelegen ist. In dieser Zentrale sind neben den stromerzeugenden Maschinen auch die Pumpen untergebracht, denen das Wasser aus dem Ausgleichweiher Innerferrera zugeleitet wird.

In der mittleren Stufe werden die Abflüsse des Averserrheins von 220,2 km² Einzugsgebiet, des Hinterrheins mit 193,7 km², sowie der zwei Seitenbäche Fundogn (21,4 km²) und Valtischiel (12,3 km²) des Schams, somit zusammen 461,8 km² ausgenützt. Das Wasser des Averserrheins fliesst

Tabelle 1. Charakteristische Daten der Kraftwerkstufen

	Ausbau Wassermenge m ³ /s	Mittleres brutto m	Gefälle netto m	Installierte Leistung kW
I. Ferrera	45	491	477	185 000
II. Bärenburg	80	326	319	215 000
III. Sils	70	408	392	230 000
		1225	1188	630 000
Ferrera Pumpen	8			48 000

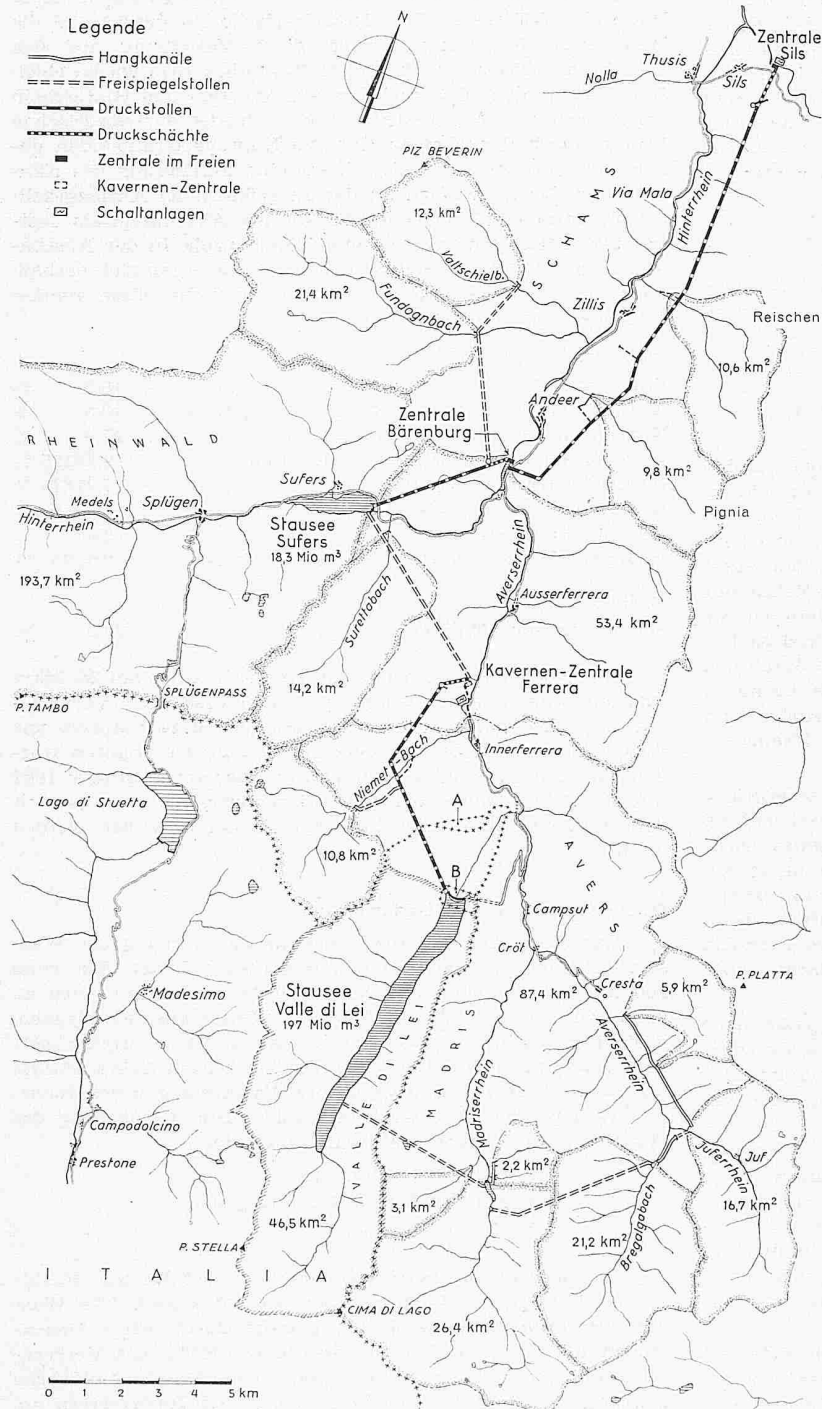


Bild 1. Übersichtsplan, Masstab 1 : 200 000

A Von der Schweiz an Italien abzutretendes Gebiet
B Von Italien an die Schweiz abzutretendes Gebiet

von der Zentrale Ferrera durch einen Freispiegelstollen in den Stausee Sufers, der 18,3 Mio m³ Nutzinhalt aufweist, und von diesem durch einen Druckstollen und zwei Druckschächte in die Staumauer-Zentrale Bärenburg. Das Wasser der beiden genannten Seitenbäche des Schams gelangt durch einen Freispiegelstollen ins Wasserschloss Bärenburg.

Die unterste Stufe sammelt die Nutzwassermengen des obliegenden Werkes und die Abflüsse des Zwischeneinzugsgebietes im Ausgleichbecken Bärenburg mit einem Nutzinhalt von 1 Mio m³. Zusammen mit den Bächen Pignia und Reischen, die in den Druckstollen eingeleitet werden, weist das erfasste Einzugsgebiet eine Oberfläche von 535,6 km² auf. Der Druckstollen liegt im rechten Talhang des Schams. Vom Wasserschloss Viaplana führen zwei Druckschächte zum Maschinenhaus, das im Freien am linken Ufer der Albula bei Sils i. D., gegenüber der Zentrale des Kraftwerkes Albula des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich, errichtet wird. Die Hauptdaten der drei Kraftwerke sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Für das Durchschnittsjahr wurde eine Netto-Energieproduktion von 1325 Mio kWh errechnet, wovon 57 % auf das Winterhalbjahr entfallen.

III. Geologische Uebersicht

Das gesamte Gebiet der projektierten Werkanlagen, von den Wasserfassungen im hinteren Avers bis zur Zentrale Sils im Domleschg, liegt in den Decken des *Mittel- und Unterpenninikums*. Die Grenze zwischen diesen penninischen Einheiten befindet sich unmittelbar südlich Reischen im Schams.

Als höchste Einheit treffen wir im Mittelpenninikum die *Suretta-Decke*, deren Gesteine im Raume Avers-Valle di Lei-Niemet-Sufers liegen und nach Norden bis knapp über den Pigniabach hinausreichen. Der mächtige kristalline Kern der Suretta-Decke besteht aus altkristallinen Paraschiefern und Paragneisen im Südosten und Rofnaporphyr in Nordwesten und Norden. Er liegt westlich der Linie Madris-Starlera-Piz Curschus-Piz la Tschèra-Pignia. In diesem Kristallin sind zum Teil keilförmig eingelagert die Trias, zum Teil als mächtige randliche Sedimenthülle im Avers und Madris die Bündnerschiefer.

Der Wasserzuleitungsstollen vom Avers ins Valle di Lei quert zuerst den mächtigen Bündnerschieferkomplex in westlicher Richtung, um kurz vor der Ausmündung in den Stausee die altkristallinen Paragneise zu durchfahren. Der Stausee Valle di Lei und die Sperrstelle liegen ganz im Altkristallin.

Die Stollenanlage Valle di Lei-Ferrera, die Kavernenzentrale Ferrera und der Ueberleitungsstollen nach Sufers liegen ganz im Kristallingebirge der Suretta-Decke, das von drei grossen und zwei kleinen Triaskeilen durchzogen wird.

Während die Sperrstelle Sufers, Druckstollen, Druckschacht, Mauer und Becken Bärenburg vollständig im Rofnaporphyr liegen, reicht der mittlere und südliche Teil des Staubeckens Sufers bis in die steilstehenden Trias- und Bündnerschiefer der Kristallinhülle hinein.

Von Bärenburg abwärts ist der Stollen bis über den Pigniabach hinaus im Rofnaporphyr vorzutreiben. Nach kurzer Querung der Rofnatrias folgen die Elemente der tieferen Einheit des Mittelpenninikums, der *Tambo-Decke*. Diese setzt sich zusammen aus der Marmorzone unten und Surcrunaszone oben, zum Teil in verkehrter Lagerung. Es sind stark verfaltete und verschuppte Schichtserien mit Marmoren, Kalken, Quarziten, Schiefern, Breccien und Kristallinscherben.

Unmittelbar südlich Reischen gelangt dann der Druckstollen in den Bereich des Unter-

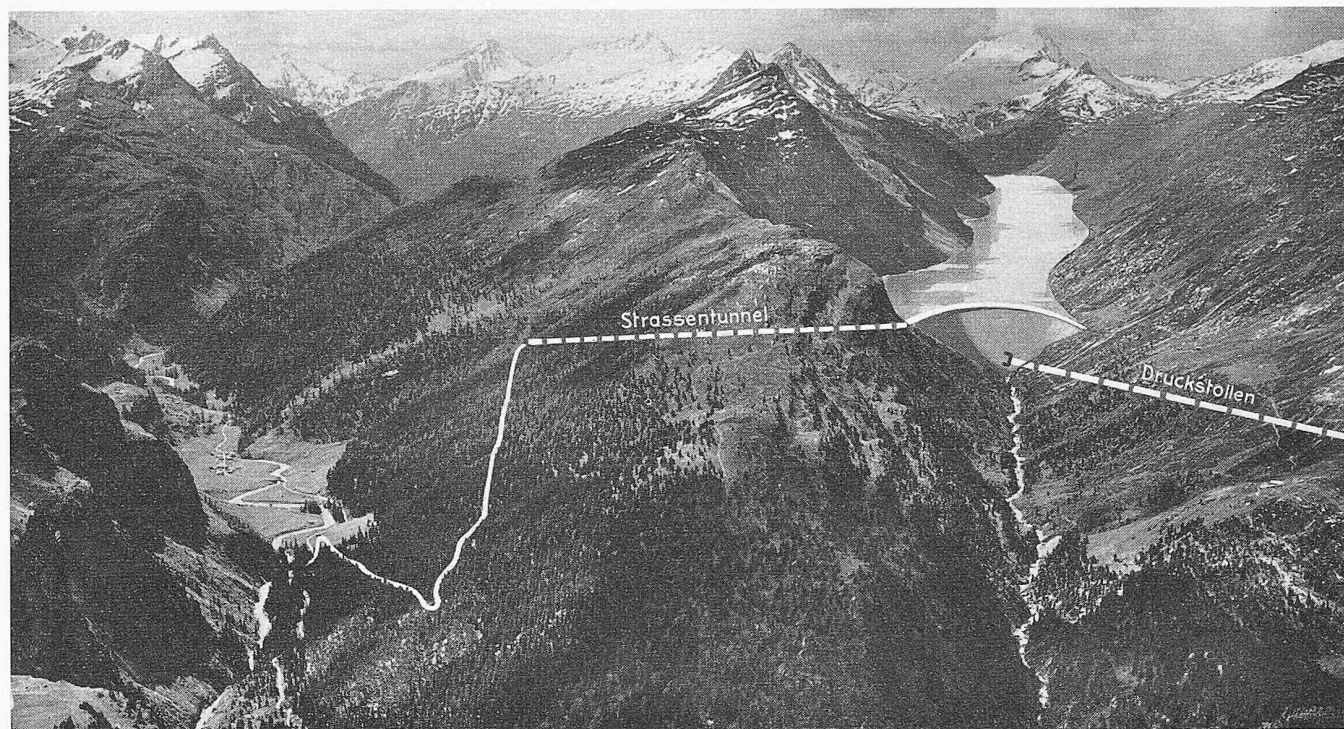


Bild 2. Blick ins Madris und Valle di Lei mit dem projektierten Stausee

penninikums, den Elementen der *Adula-Decke*. In Richtung Wasserschloss Sils durchfährt er zuerst den Tomülflysch, eine Serie von Schiefern mit Einlagerungen von Sandsteinen und Breccien. Nördlich anschliessend liegt die mächtige Schichtserie der Viamala. Druckstollen, Wasserschloss und Druckschacht Sils werden in diesen Gesteinen angelegt. Sie bestehen aus Tonschiefern, Kalken und Sandkalken, teils in Wechselagerung, teils als mächtige Schichtglieder auftretend.

Bei den gegebenen Verhältnissen sind beim Bau der Stollen keine besonderen Schwierigkeiten zu erwarten. Von den total 57 km Stollen, welche die Kraftwerkgruppe umfassen wird, entfallen die in Tabelle 2 angegebenen Längen auf die verschiedenen Gesteinsarten. Die Stollen können praktisch durchgehend im Fels ausgebrochen werden. Eine Ausnahme bilden lediglich zwei Stollenfenster und die Zuleitung von der Wasserfassung Innerferrera zur Maschinenkaverne, welche kurze Schuttstrecken aufweisen.

IV. Hydrologische Verhältnisse

Die Niederschläge und Abflussmengen des vom Hinterrhein und Averserrhein durchflossenen Alpengebietes sind durch zahlreiche Beobachtungsstationen schon seit Jahrzehnten ermittelt und weitgehend abgeklärt worden. Ueber die für die Wasserkraftnutzung grundlegenden Abflussverhältnisse geben im besonderen die in den Jahren 1918 bis 1921 errichteten und seither von den Rhätischen Werken für Elektrizität betriebenen Abflussmengenstationen Aufschluss.

Als Durchschnitt der langjährigen Beobachtung ergeben sich für die verschiedenen Stationen die spezifischen Abflüsse gemäss Tabelle 3.

Wie ein Vergleich zwischen den Stationen Innerferrera und Sufers mit angenähert gleich grossen Einzugsgebieten zeigt, weist das Rheinwald im Jahresdurchschnitt eine 17 % grössere Wasserspende auf als das Avers. Im Winter liegt der Abfluss sogar 34 % höher, und zwischen Sommer und Winter ist der Ausgleich infolgedessen etwas besser. Trotzdem erreicht die Winter-Wasserspende auch im Hinterrheingebiet nur 18 % des Jahresabflusses, woraus die Wichtigkeit eines Jahresspeichers deutlich hervorgeht.

Die Messungen der fünf Stationen geben auch wertvolle Anhaltspunkte für die Dimensionierung der hochwasserabführenden Bauwerke. Es zeigt sich auch hier ein Unterschied zwischen den beiden Tälern, jedoch im umgekehrten Sinne. Währenddem in der 37jährigen Beobachtungsperiode die höchste Hochwasserspitze im Avers bei Innerferrera auf etwa 2,4 m³/skm² stieg, erreichte diese bei Sufers nur 1,7 m³/skm². Bei Andeer wurden etwa 1,4 m³/skm² gemessen.

Die Berechnung der Nutzwassermengen für die drei Kraftwerkstufen gründet sich auf den Beobachtungen der fünf genannten Messtationen. Während die Winterabflüsse, abgesehen von dem in den Wasserläufen allenfalls zu belastenden Dotierwasser, ganz ausgenützt werden können, erfahren die Sommerabflüsse eine Abminderung, die durch die Ausbaugrösse der Wasserfassungen und das Schluckvermö-

Tabelle 2. Geologie der Stollen

	Fenster- stollen, Strassen- tunnel km	Frei- spiegel- stollen km	Druck- stollen km	Druck- schächte km	Zu- sammen km
Paragneis und Glimmerschiefer	3,1	7,2	5,5	0,2	16,0
Rofnagneis Rofnaporphyr	2,0	6,9	9,7	2,3	20,9
Bündnerschiefer	0,7	7,0	6,5	2,1	16,3
Trias Jura, Kreide	0,6	0,9	2,3		3,8 ¹⁾
Schuttstrecken	0,2	—	—	—	0,2
	6,6	22,0	24,0	4,6	57,2

1) Davon Anteil Trias 0,9 km Freispiegelstollen und rd. 0,5 km Druckstollen

Tabelle 3. Abflüsse

	Einzugs- gebiet km ²	Sommer IV.—IX. l/s.km ²	Winter X.—III. l/s.km ²	Spezifische Abflüsse Jahr l/s.km ²	Abflüsse Jahr cm	Fluss- gebiet
Campsut	123,1	75,8	15,2	45,6	144	Averser- rhein
Inner- ferrera	222,8	80,1	15,1	47,7	150	Averser- rhein
Sufers	194,0	90,9	20,2	55,6	175	Hinterrhein
Andeer	503,0	81,9	17,7	49,9	157	Averser- und Hinterrhein
Donath	24,4	69,1	17,3	43,3	136	Fundogn- bach

gen der Stollen und Turbinen bedingt ist. Eine Ausnahme davon machen lediglich die natürlichen Zuflüsse zum Speicher im Valle di Lei. Bei den Hinterrhein-Kraftwerken sind sowohl die Zuleitungsstollen zum Hauptspeicher, als auch die drei Kraftwerkstufen relativ hoch ausgebaut. So wurden die Zuleitungsstollen zum Hauptspeicher für einen Durchfluss dimensioniert, der dem 2,5-fachen mittleren Sommerabfluss (April-September) der erfassten Einzugsgebiete entspricht, was sich als wirtschaftlich erwiesen hat. Bei den Kraftwerken waren für die Wahl der Ausbaugrösse Gründe massgebend, die im folgenden Kapitel behandelt werden. Der verhältnismässig hohe Ausbau der Anlagen gestattet eine weitgehende Ausnützung der verfügbaren Wassermengen. Im Durchschnittsjahr kann mit den in Tabelle 4 angegebenen nutzbaren Wassermengen gerechnet werden.

V. Ausbaugrösse der Kraftwerke

Bei den Kraftwerken Valle di Lei-Hinterrhein sind die Voraussetzungen für eine Konzentration der Energieerzeugung auf die Stunden der Spitzenproduktion günstig. Die beiden oberen Stufen beziehen das Wasser aus grossen Speichersseen, und dem untersten Kraftwerk ist ein Ausgleichbecken vorgelagert, das ebenfalls eine starke Konzentration der Zuflüsse zulässt. Zudem sind die Distanzen in die Hauptkonsumgebiete von einem Ausmass, das die ökonomische Uebertragung von hochwertiger Spitzenenergie zulässt.

Der Bestimmung der wirtschaftlichsten Ausbaugrösse der Anlagen wurde deshalb von Seiten des Projektverfassers die grösste Aufmerksamkeit geschenkt. Dabei waren zwei Gesichtspunkte zu berücksichtigen, nämlich einerseits die Ergebnisse der rechnerischen Ermittlung der günstigsten Ausbaugrösse der Werke und andererseits die verschiedenen Be-

Tabelle 4. Nutzwassermengen

	Einzugs- gebiet km ²	Nutzwassermengen Sommer Mio m ³	Winter Mio m ³	Jahr Mio m ³	Nutzwasser in % des Abflusses
Zuleitungen zum Stausee Valle di Lei	86,3	97,8	19,6	117,4	93,5
Valle di Lei-Ferrera (Valle di Lei und Zuleitungen)	132,8	160,7	30,4	191,1	95,7
Fassung Ferrera (Ueberleitung nach Sufers)	220,2	71,0	241,2	312,2	94,2
Ferrera-Sufers-Bärenburg	461,8	370,0	329,0	699,0	94,2
Bärenburg-Sils	535,6	449,0	354,0	803,0	95,4

konnte aber durch Abmachungen der Partner unter sich ausgeglichen werden.

Die rechnerische Ermittlung der wirtschaftlichsten Ausbaugrösse erfolgte auf Grund der «Richtlinien für die vergleichende Beurteilung der relativen Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen» des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes sowie der von der Motor-Columbus AG. in Ergänzung der «Richtlinien» ausgearbeiteten «verfeinerten Bewertung». Die Richtlinien des Wasserwirtschaftsverbandes unterscheiden zwei Energiekategorien, die Werktag-Tagesenergie und die Nacht- und Wochenendenergie, und geben deren Wert für die verschiedenen Monate des Jahres an. Die im Hinblick auf die hochausgebauten Kraftwerke entwickelte «ver-

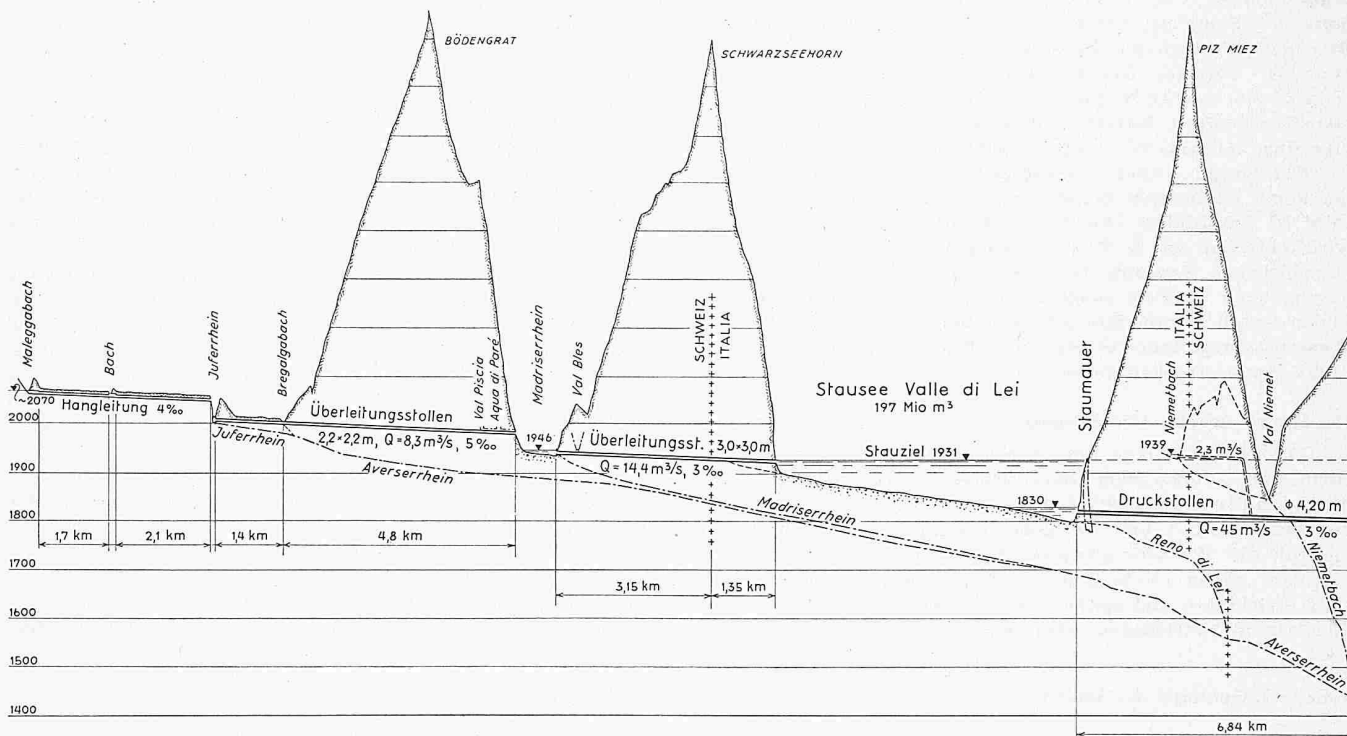


Bild 3. Uebersichtslängenprofil, Längen 1 : 150 000, Höhen 1 : 15 000

Fortsetzung siehe nächste Seite

dürfnisse der Partner. Die ersteren beruhen auf umfangreichen Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen; die letzteren wurden auf Grund einer Umfrage bei den beteiligten Gesellschaften ermittelt. Dabei kamen weit auseinandergehende Bedürfnisse zum Ausdruck. Währenddem einige Partner grossen Wert auf eine starke Konzentration der Energie auf die Tagesspitzen, d. h. auf einen grossen Ausbau mit einer idealen Benützungsdauer im Winter-Halbjahr von nur 1200 bis 1000 Stunden legten, begnügten sich andere Partner mit einer Ausbaugrösse entsprechend einer Benützungsdauer von 1800 bis 2000 Stunden. Diese Verschiedenartigkeit der Ansprüche

feinerte Bewertung» berücksichtigt die — mit Hilfe der «Richtlinien» nicht erfassbaren — Energiewerterhöhungen, die durch die Konzentration der Energieabgabe auf weniger als 1860 Stunden erzielt wird. Sie ist dadurch gekennzeichnet, dass die Energiemarktwerte für die Werktag-Tageserzeugung im wasserarmen Jahr gemäss Tabelle 5 unterteilt werden.

Die Differenzierung der Energiepreise ist so gewählt, dass für das wasserarme Winterhalbjahr die Werktag-Tagesenergie bei einer Benützungsdauer von 1860 Stunden etwa dem gleichen Marktwert wie nach den «Richtlinien» entspricht. Die Preise für die übrigen Energiekategorien (Nacht- und Wo-

Tabelle 5. Marktpreis der Energie nach der verfeinerten Bewertung

Winter				Sommer			
Monat	Spitzen- belastung 5 h/Tag 120 h/Mon.	weitere Erzeugung 4 h/Tag 95 h/Mon.	übrige Erzeugung 4 h/Tag 95 h/Mon.	Monat	Spitzen- belastung 2½ h/Tag 65 h/Mon.	weitere Erzeugung 3½ h/Tag 85 h/Mon.	übrige Erzeugung 4 h/Tag 90 h/Mon.
Oktober	4,4	3,8	3,2	April	4,3	3,6	3,1
November	4,9	4,2	3,5	Mai	3,2	2,5	2,0
Dezember	5,4	4,6	3,8	Juni	2,6	1,9	1,4
Januar	5,5	4,7	3,9	Juli	2,6	1,9	1,4
Februar	5,4	4,6	3,8	August	3,1	2,4	1,9
März	5,0	4,3	3,6	September	3,7	3,0	2,5

Diese Marktpreise verstehen sich in Rp/kWh im wasserarmen Jahr loco Hauptkonsumgebiet

chenendenergie) bleiben gegenüber den «Richtlinien» unverändert.

Bei der Berechnung der Anlagekosten wurden die Aufwendungen für die Speichereinrichtungen im Verhältnis der Gefälle auf die unterliegenden Stufen verteilt. Die Ausbaugrösse des obersten Werkes beeinflusst auch das Schluckvermögen des Ueberleitungsstollens Ferrera-Sufers, der zur zweiten Stufe gehört. Dies wurde in den Berechnungen entsprechend berücksichtigt.

Als Ergebnis dieser Untersuchungen zeigte es sich, dass bei allen drei Stufen die Kurve des Bewertungsquotienten im Bereiche des Maximums sehr flach verläuft, so dass hier ein relativ grosser Spielraum für die Berücksichtigung der Bedürfnisse der Partner offen ist. Die gewählten Ausbaugrössen sind aus Tabelle 6 ersichtlich.

ist in der Lage, die Betriebswassermengen zwischen den beiden Werken und die Zuflüsse aus dem Zwischeneinzugsgebiet auszugleichen. Es wäre sogar noch eine Vergrösserung des Werkes Sufers-Bärenburg möglich, welches sich wegen des stark konzentrierten Gefälles für die Installation hoher Leistungen besonders gut eignet. Die spezifischen Kosten pro kW zusätzlich installierter Leistung erreichen hier nur etwa 190 Fr., während sie bei der untersten Stufe 280 Fr. und in Ferrera 270 Fr. betragen.

VI. Beschreibung der Anlagen

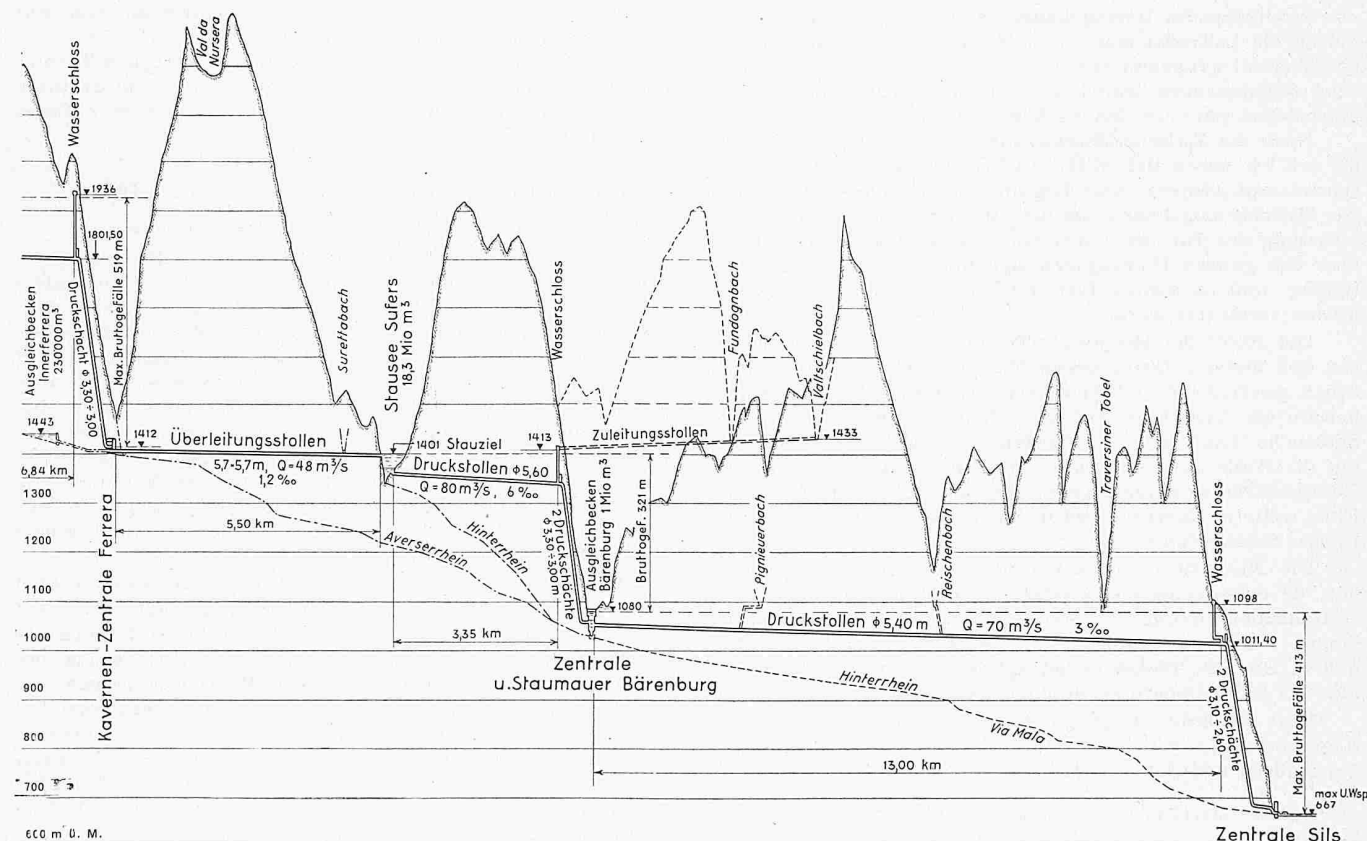
Die allgemeine Anordnung der Kraftwerke ist aus den Bildern 1 und 2 ersichtlich. Eingehende technische und wirtschaftliche Vergleichsstudien der unteren beiden Stufen und geologische Ueberlegungen führten dazu, das Maschinenhaus der mittleren Stufe in Abänderung des Dreistufenprojektes aus dem Jahre 1942 talaufwärts von Andeer nach der Bärenburgschlucht zu verlegen. Dadurch wird im Schams eine durchgehend rechtsseitige Druckstollenführung ermöglicht und die Kreuzung der Viamalaschlucht fällt dahin.

1. Strassenbauten

Die Baustellen der beiden unteren Stufen sind durch die Zufahrtstrasse zum Splügen- und Bernhardinpass weitgehend erschlossen. Es sind hier lediglich einige kurze Anschlusswege zu den Stollenfenstern Bärenburg-Sils sowie zum Wasserschloss Viaplana oberhalb Sils zu erstellen. Der Bau des

Tabelle 6. Ausbaugrösse und ideale Benützungsdauer

Stufe	Ausbau- wasser- menge m ³ /s	Install. Leistung kW	Ideelle Benützungsdauer im Winterhalbjahr h
Valle di Lei-Ferrera	45	185 000	1380
Sufers-Bärenburg	80	215 000	1140
Bärenburg-Sils	70	230 000	1400
Ganze Werkgruppe		630 000	1290 (Mittel)



Weges nach Viaplana erfolgt zusammen mit der Gemeinde Sils, die ihn für die Bewirtschaftung des Waldes benötigt.

Bei der obersten Stufe Valle di Lei-Ferrera sind umfangreiche Strassenbauten durchzuführen. Zwar ist auch das Avers von der Rofla bis Cresta durch die in den Jahren 1889 bis 1895 gebaute Strasse erschlossen. Doch weist diese eine mittlere Breite von nur 3 m und Steigungen bis zu 18 % auf, so dass sich ein Ausbau aufdrängt. Nach eingehender Abklärung der verschiedenen Gesichtspunkte mit dem Kantonalen Bau- und Forstdepartement in Chur wird der Ausbau der Strasse in grosszügiger Weise durchgeführt, indem die 15 km lange Strecke von der Rofla bis Campsut durchgehend auf 5,2 m verbreitert und zum Teil neu, mit maximalen Steigungen von 10 % angelegt wird. An diesen Ausbau, der der ganzen Talschaft von bleibendem Nutzen sein wird, leistet der Kanton einen Kostenbeitrag von 30 %.

Von Campsut an aufwärts erfolgt der Ausbau der Wege durch das obere Avers und Madris nach Massgabe der Be-

dürfnisse der wenigen in diesen Tälern zu eröffnenden Baustellen. Das Valle di Lei wird durch eine unterhalb Campsut abzweigende Strasse von 2,4 km und einen Tunnel von 0,95 km Länge erschlossen. Das Westportal des Tunnels liegt unmittelbar bei der Staumauer und mündet auf der Höhe der Krone aus.

Ein weiterer wichtiger Strassenneubau ist bei Sufers durchzuführen, wo die Kantonsstrasse durch die Schaffung des Stausees auf eine Länge von 1,6 km unter Wasser gesetzt wird. Die neue, 7 m breite Strasse wird längs des Stausees voraussichtlich auf der linken Talseite liegen und in der Nähe des Dorfes Sufers vorbeiführen.

Im Gesamten sind 4,2 km Strassen und Tunnel von 7,00 m Breite, 15 km von 5,20 m, 3,5 km von 4,20 m und rund 15 km von 2,50 bis 3,50 m Breite neu anzulegen oder auszubauen. Im Zuge dieses Ausbaues sind sechs neue Eisenbetonbrücken von durchschnittlich 100 m Länge zu erstellen.

Schluss folgt.

Ueber die Weiterentwicklung der Escher Wyss-Dampfturbinen

Schluss von Seite 52

Nach Mitteilungen der Firma Escher Wyss AG., Zürich

Hierzu Tafeln 5/6

C. Der konstruktive Aufbau der Turbine für Betrieb mit Zwischenüberhitzung

Der konstruktive Aufbau von Escher Wyss-Dampfturbinen für Leistungen im Gebiete von 60 000 kW geht aus den Bildern 12 und 13 hervor. Die Turbinen sind dreigehäusig mit zweiflutigem Niederdruckteil. Im Hochdruckteil wird der Frischdampf bis zum Druck der Zwischenüberhitzung entspannt. Die Frischdampfabsperrentile sind auf beiden Seiten liegend neben der Hochdruckturbine angeordnet (Bild 12 *). Die sechs Frischdampfreguliertile wurden in zwei Gruppen von je drei Stück im Hochdruckgehäuse eingebaut, die eine Gruppe oben, die andere unten. Dadurch ergibt sich eine symmetrische Temperaturverteilung im Gehäuse. Um das Turbinengehäuse vor ungleichmässiger und unsymmetrischer Erwärmung zu schützen, sind die Dampfeintritteile von ihm getrennt. Sie bestehen aus sechs einzelnen Düsenkästen, die frei dehnbar im Gehäuse aufgehängt und zentriert sind. Dank dieser Konstruktion konnte trotz der hohen Temperatur auf ein durchgehendes Innengehäuse verzichtet werden. Man hat jedoch die Leiträder sowohl im Hochdruck- als auch im Niederdruckteil gruppenweise in axialer und tangentialer Richtung zusammengeschraubt, so dass sie jeweils über drei Turbinenstufen partielle Innengehäuse bilden.

Nach der Zwischenüberhitzung gelangt der Dampf durch die seitlich neben der Mitteldruckturbine angeordneten Zwischendampf-Absper- und Reguliertile (nach Bild 10) in das Mitteldruckgehäuse. Da der Mitteldruckteil auch bei Teilbelastung der Turbine immer voll beaufschlagt ist, ergibt sich über den ganzen Umfang eine symmetrische Temperaturverteilung, und es konnte hier auf die Anordnung der Düsenkästen verzichtet werden.

Der Rotor der Hochdruck-Turbine mit den Laufradscheiben von kleinem Durchmesser sind mit der Welle aus einem Stück geschmiedet, mit Ausnahme des ersten Rades, das nach bewährtem Verfahren auf die Welle aufgeschweisst wird. Sämtliche Laufräder des Mitteldruck-Rotors sind ebenfalls auf die Welle aufgeschweisst. Die Schweissungen werden mit Röntgenstrahlen durchleuchtet, um innere Fehler festzustellen. Eine weitere Kontrolle wird nach dem Magnet-Pulververfahren durchgeführt.

Die Niederdruckturbinen sind im übrigen gleich gebaut wie die entsprechenden Ausführungen für Maschinen ohne Zwischenüberhitzung. Es wurde also an der verhältnismässig langen Ausführung mit gegossenen Abdampfstützen festgehalten, Bild 13. Trotzdem beträgt die Gesamtlänge der Turbine bis Mitte Generatorkupplung nur 16,5 m.

Eine Neuerung zeigt der Antrieb der Ölpumpe und des Regulators. Das äusserste Stück der Turbinenwelle mit den Zahnradern und Schneckenrädern für den Antrieb dieser Or-

gane kann nämlich von der Welle der Hochdruckturbine abgekuppelt werden. Dies ermöglicht während einer Turbinenrevision den Regulator und den Schnellschluss bei stillstehender Turbine zu prüfen und neu einzustellen. Damit lässt sich die Ueberholungszeit abkürzen. Neu sind auch die Geräte zur Messung von Rotordehnungen und Rotorexzentritäten, die auf Bild 13 jeweils links an den beiden Niederdruckkupplungen und links vom regulierbockseitigen Hochdrucklager deutlich zu erkennen sind.

Der auf den Bildern 12 und 13 dargestellte Turbinentyp ist bei niedriger Kühlwassertemperatur bis zu einer ökonomischen Leistung von etwa 60 bis 75 MW verwendbar. Bei Kühlturbetrieb kann der gleiche Typ für 100 bis 120 MW ausgelegt werden.

Für grössere Abdampfvolumina, d. h. für Turbinen über 100 MW Leistung werden dreiflutige Turbinen angewandt, wobei gemäss Bild 14 ein Niederdruckteil mit den Mittelstufen in einem Gehäuse vereinigt, während zwei Niederdruckteile in einem zweiflutigen Niederdruck-Gehäuse eingebaut sind. Für Turbinen mit sehr hoher Zwischenüberhitzung (z. B. 565° C — Zentrale Baudour) wird eine dreiflutige Niederdruck-Turbine angewendet (Bild 6), so dass das mit hohen Temperaturen arbeitende Mitteldruck-Gehäuse von den Niederdruck-Teilen völlig abgetrennt ist.

D. Industriedampfturbinen für Temperaturen bis 600° C

1. Wirtschaftliche Schaltungen für Heizkraftanlagen

Die weitere Steigerung der Frischdampf Temperatur von 510 bis 540° C auf 600° C und mehr stellt zunächst metallurgische Probleme. Für die erstgenannte Temperaturstufe werden hauptsächlich mit Molybdän legierte Stähle verwendet, sowie solche, die mit Chrom, Molybdän und Vanadium legiert sind, jedoch ferritisches Gefüge aufweisen. Nun verlangte aber der Gasturbinenbau Stähle von höherer Warmfestigkeit. Hierfür eignen sich austenitische Stähle mit beispielsweise 18 % Chrom und 8 % Nickel. Diese Beimischungen erhöhen nicht nur die Warmfestigkeit, sie verhindern auch eine Verzunderung der Oberfläche bis über 600° C hinaus. Bild 15 zeigt die Zeitstandfestigkeit einiger warmfester Stähle mit ferritischem und austenitischem Gefüge.

Der Verwendung von austenitischen Stählen werden durch die hohen Kosten gewisse Grenzen gesetzt. Es stellt sich daher die Frage, ob die durch höhere Ueberhitzung erzielte Brennstoffersparnis nicht durch die Verteuerung der Anlage aufgehoben wird. Bei reinen Kraftwerkenanlagen, bei denen der Dampf bis auf hohes Vakuum entspannt wird, ergibt die Steigerung der Ueberhitzung, wie aus Bild 4 ersichtlich, eine Brennstoffersparnis von etwa 5 %. Dies bedeutet bei einer Anlage von 100 000 kW eine Verminderung des jährlichen Kohlenverbrauchs um etwa 50 000 t (Heizwert 7000 kcal/kg), wofür man bereit ist, einen Anlagemehrwert von

*) Siehe Tafeln 5 und 6, wo sich auch die Bilder 13, 14, 21, 22, 23 und 24 befinden.