

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 59 (1968)
Heft: 12

Artikel: Bemerkenswerte Kraftwerksbauten in Österreich
Autor: Kralupper, K.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1057403>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 25.12.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Bemerkenswerte Kraftwerksbauten in Österreich

Von K. Kralupper, Wien

621.311.21 (436)

In einem früheren Heft des Bulletin des SEV¹⁾ wurde über die damals in Österreich getätigten Energiebauten berichtet. Die dort aufgezählten Bauten wurden zwischenzeitlich fertiggestellt und weitere, das Interesse beanspruchende Anlagen in Angriff genommen. Nachfolgend sei über die wichtigsten in Durchführung befindlichen Bauten berichtet.

1. Neue Anlagen der Vorarlberger Illwerke AG

Die Vorarlberger Illwerke AG erstellte im Jahre 1960 ein Bauprogramm, welches die Beileitung weiterer Bäche und die Errichtung eines Großspeicherwerkes vorsah. Dieses Bauprogramm umfasste im wesentlichen folgende Anlagen (Fig. 1):

a) *Bachbeileitungen.* Als solche seien die Beileitungen der im Horizont der Stauhöhe des bestehenden Vermuntbeckens (Stauziel 1743 m ü. M.) und des Kopspeichers (Stauziel 1809 m ü. M.) noch nutzbaren Gewässer erwähnt. Es sind dies drei linksufrige Illzubringer, ferner aus Tirol der Id- und der Kleinvermuntbach sowie die obere Rosanna und der Fasulbach. Hievon ist die Überleitung der drei linksufrigen Illzubringer seit Herbst 1964 in Betrieb; die obere Rosanna und der Fasulbach werden ab Dezember 1967 übergeleitet und das Bauvorhaben des Kleinvermuntbaches, welcher mit Hilfe eines Pumpwerkes in die bestehende Bachüberleitung nach Kops eingeleitet wird, wird im Frühjahr 1968 beendet sein. Diese Bachüberleitungen werden mit einem Wasserdarbot von rund $125 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ jährlich rund 260 GWh ergeben.

b) Im weiteren müssen der Speicher Kops zur besseren Bewirtschaftung des bisherigen und des neu erfassten zusätzlichen Wasserdarbotes und die Einleitung des Kopsbaches ausgebaut werden. Der Speicher Kops mit einem Nutzinhalt von $44 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ entsprechend einem Arbeitsvermögen von 107 GWh ist fertiggestellt und steht seit 1965 für die Bewirtschaftung zur Verfügung. Der erste Vollstau wurde im Herbst 1967 erreicht.

c) Der Bau eines zweiten Kraftwerkes — das Kopswerk — in Partenen mit einer installierten Leistung von 246 MW, einer Nutzfallhöhe von 743 m und einer Schluckfähigkeit der Turbinen von insgesamt $36,7 \text{ m}^3/\text{s}$ wurde in Angriff genommen. Das Jahres-Regelarbeitsvermögen dieses Kraftwerkes wird 392 GWh betragen. Die Inbetriebnahme mit vorerst zwei Maschinengruppen wird Ende 1968 erfolgen.

¹⁾ Bull. SEV 55(1964)5, S. 217...222.

Im folgenden seien einige interessante Einzelheiten der Bauten erwähnt:

Der Speicher «Kops» (Fig. 2) wurde im Becken gleichen Namens, eine von eiszeitlichen Gletschern geformte Mulde, errichtet, die im Zuge des bestehenden Stollensystems der Tiroler Bachüberleitungen nach Vermunt liegt. Vor der Errichtung des Speichers stand eine im Boden verlegte Stahlrohrleitung in Benützung, welche den Zulauf der Tiroler Bäche mit dem Druckstollen zum Vermuntstausee verband. Der Speicherraum wurde durch die Erstellung einer Stau-mauer geschaffen. Die Hauptmauer, als Gewölbesperre ausgeführt, hat eine grösste Höhe von 122 m, eine Kronenlänge von 432 m und eine Kronenstärke von 6 m; grösste Mauerstärke am Fuss 30 m. Während an einer Talseite günstige Gegebenheiten für die Abstützung der Gewölbemauer vorlagen, musste links ein künstliches Widerlager von 60 m Länge und daran anschliessend eine Seitensperre als Gewichtsmauer gebaut werden. (Daten der Gewichtsmauer: Kronenlänge 214 m, grösste Höhe 43 m.) In der gesamten Sperre von 614 m Länge wurden $663\,000 \text{ m}^3$ Beton eingebracht. Die Hauptmauer wurde in Blöcken von rund 16 m Breite gebaut. Kunststoffbänder schliessen die verzahnten seitlichen Fugenflächen wasser- und luftseitig ab. Die Fugen wurden durch Injektionen abgedichtet. Bei der Seitenmauer erfolgte die Dichtung der Blockfugen an der Wasserseite durch Kupferbleche und einen Bitumenstab; an der Luftseite wurde ein Kunststoffband eingelegt. Die Gewölbemauer hat vier Kontrollgänge, die Seitenmauer einen. Zur laufenden Kontrolle der Verformungen dienen mehrere Lotanlagen in der Hauptmauer, im künstlichen Widerlager, in der Seitenmauer und in den beiden Felswiderlagern. Demselben Zwecke dienen die geodätischen Messeinrichtungen. Zur Überwachung der Betontemperatur wurden zahlreiche Thermometer eingebaut. Die Spannungen in der Hauptmauer und dem künstlichen Widerlager werden durch Druckdosen gemessen. Die Anzeigewerte der Thermometer und Druckdosen können in der Messzentrale des Wärterhauses abgelesen werden.

Zwischen dem Speicher «Kops» (Stauziel 1809 m ü. M.) und dem Vermuntstausee (Stauziel 1743 m ü. M., Absenkziel 1719 m ü. M.) besteht eine Wasserspiegeldifferenz, die durch eine Druckminderungsanlage abgebaut wird.

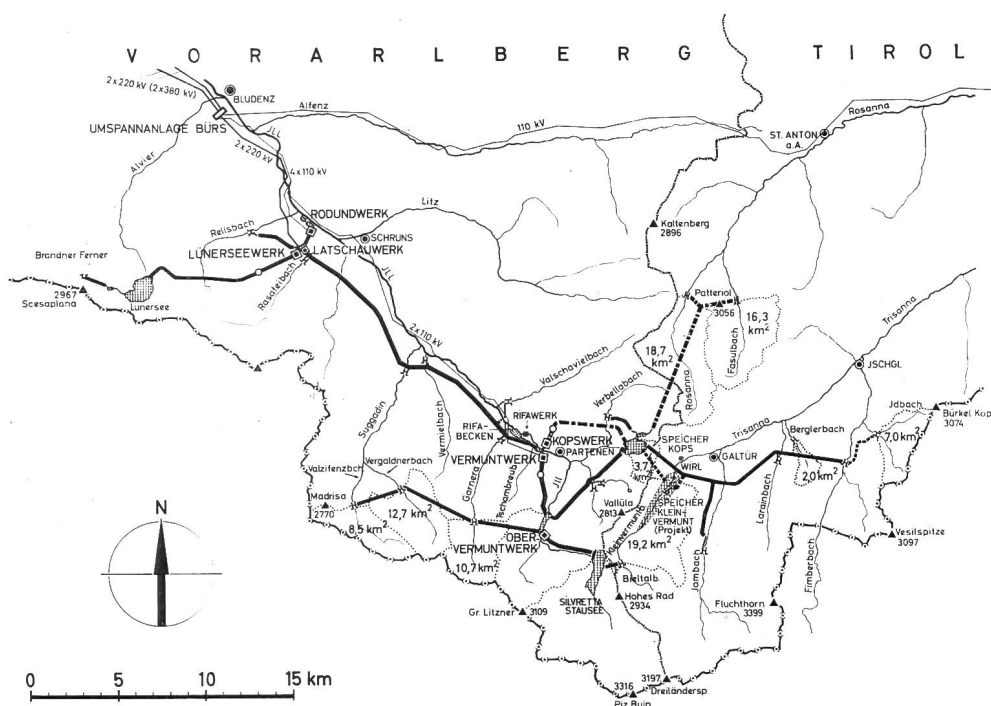


Fig. 1
Die Anlagen der Vorarlberger Illwerke AG
— bestehend;
- - - - - geplant
· · · · · im Bau;

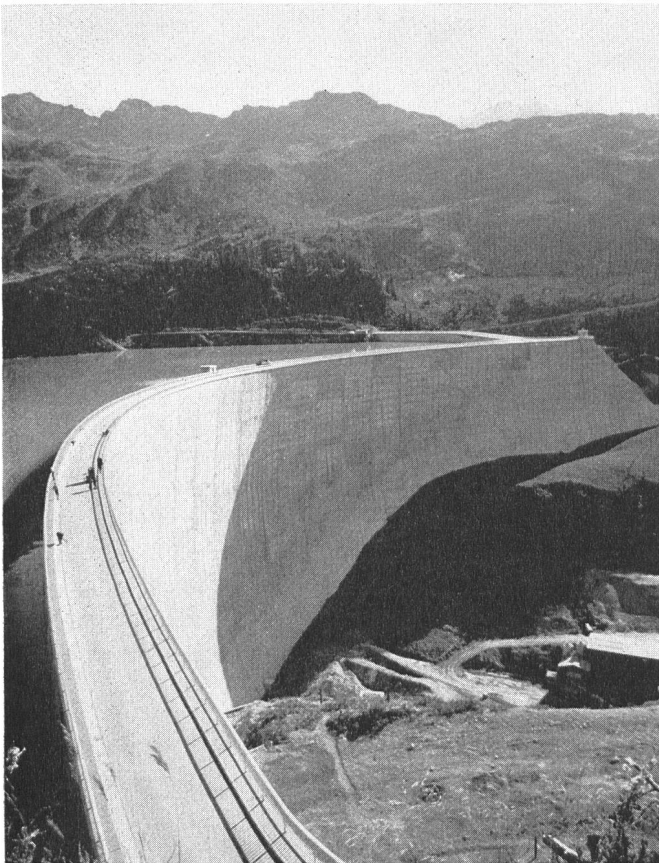


Fig. 2
Die Staumauer «Kops»

Die gespeicherten $44 \cdot 10^6$ m³ Wasser nehmen die überstaute Fläche von 1 km² in Anspruch. Ausgehoben wurden 125 000 m³ Überlagerungsmaterial und 200 000 m³ Fels. Mit der Baustellenerschließung wurde 1961 begonnen und im Oktober 1965 der letzte Massenbeton eingebracht. Gestaut wird etappenweise ab September 1965. Der erstmalige Vollstau wurde im Herbst 1967 erzielt. Der Speicher verlagert rund 107 GWh Sommerenergie in die Winterspitzenzeit.

Die Triebwasserentnahme erfolgt über ein nahe des Staumauerfusses angeordnetes Entnahmebauwerk. Der 4,8 km lange Triebwasserstollen hat einen kreisförmigen Querschnitt von 3,25 m Durchmesser und ist zum überwiegenden Teil mit einer längsfugfreien Betonauskleidung von 20 cm Mindeststärke versehen. Die Schliessung des Schwindspaltes zwischen Auskleidungsbeton und Fels und die mögliche Rückführung der Auflockerungszone in den ursprünglichen Zustand wird mit Hilfe von Manschettenrohrinjektionen bewerkstelligt. In Stollenabschnitten mit schlechter Gebirgsbeschaffenheit oder hoher Klüftigkeit und in oberflächennahen Zonen ist eine Kernringauskleidung nach dem Konstruktionsprinzip von *Kieser* vorgesehen. Der Hinterpressraum wird hier durch eine Kunststoff-Noppenfolie gebildet. Vor Inbetriebnahme des Stollens wird eine Abpressprobe vorgenommen.

Das Wasserschloss besteht aus der unteren Kammer von 130 m Länge und rund 2400 m³ Inhalt, dem lotrechten Steigschacht von 116 m Höhe und rund 2000 m³ Inhalt und der oberen Kammer von 155 m Länge und rund 2900 m³ Inhalt. Die Drosselung erfolgt durch eine an Modellversuchen entwickelte Verengung von 2,2 m Durchmesser im Verbindungschacht Druckstollen—untere Kammer.

Der Druckschacht hat durchgehend den Durchmesser von 2,6 m, das Gefälle ist im oberen Teil 51 %, im unteren 75 %, die Gesamtlänge beträgt 1227 m, der Höhenunterschied der Endpunkte 667 m. Auf seiner ganzen Länge erhielt er eine hinterbetonierte Stahlpanzerung; die Hinterbetonierung erfolgte mit Gussbeton, der durch Zusätze so geschmeidig gemacht wurde, dass er trotz relativ niedrigem Wasserbindemittelwert über Förderrinnen transportiert und ohne Verdichtung eingebaut werden konnte. Die Kontaktfläche zwischen Stahl und Beton wurde mit Zementsuspensionen ausinjiziert. Zur Vermeidung von Hohlräumen bei der Druckschachtröhre wurde keine im Betrieb wirkende Drainageleitung vorgesehen. Die Wirkung der Injektionen blieb bei den Festigkeitsrechnungen unberücksichtigt.

Das als Kavernenkraftwerk auszubildende Maschinenhaus (Fig. 3) liegt 215 m im Berginnern, in Höhe der Talsohle in unmittelbarer Nähe des Vermuntwerkes an der gegenüberliegenden Seite des engen Montafonertales. Der Abstand zwischen Maschinenkaverne und Transformator-kaverne beträgt 25 m. Der Zugangstunnel ist in der Höhe des Maschinenhauptbodens angelegt. Ein zweiter Stollen in Höhe der Maschinenkavernenkalotte dient Belüftungszwecken und der Aufnahme der 220-kV-Ölkabel. Die Maschinenkaverne des Kopswerkes ist die grösste Kraftwerk-kaverne Österreichs. Ihre Abmessungen sind: 70×26×29 m. Die Sicherung des gesamten Ausbruchhohlraumes erfolgte durch Felsanker aus Rippentorsteel und eine 10 cm starke Spritzbetonauskleidung. Die Kalotte erhielt zusätzlich ein dünnes bewehrtes Betongewölbe. 68 Messanker lassen die Formänderungen des Felsgewölbes überwachen. Die Sicherung des Ausbruchhohlraumes für die Transformator-kaverne mit

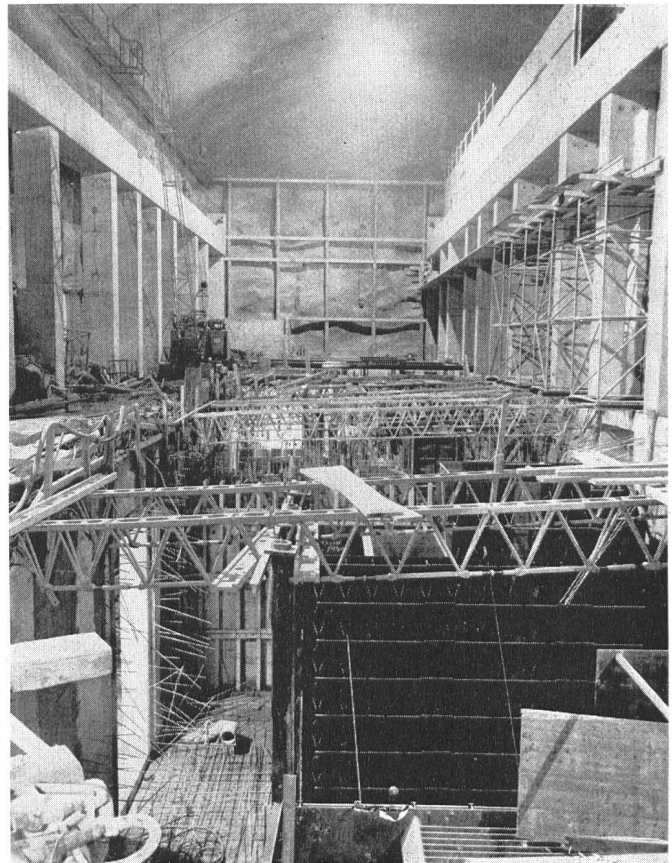
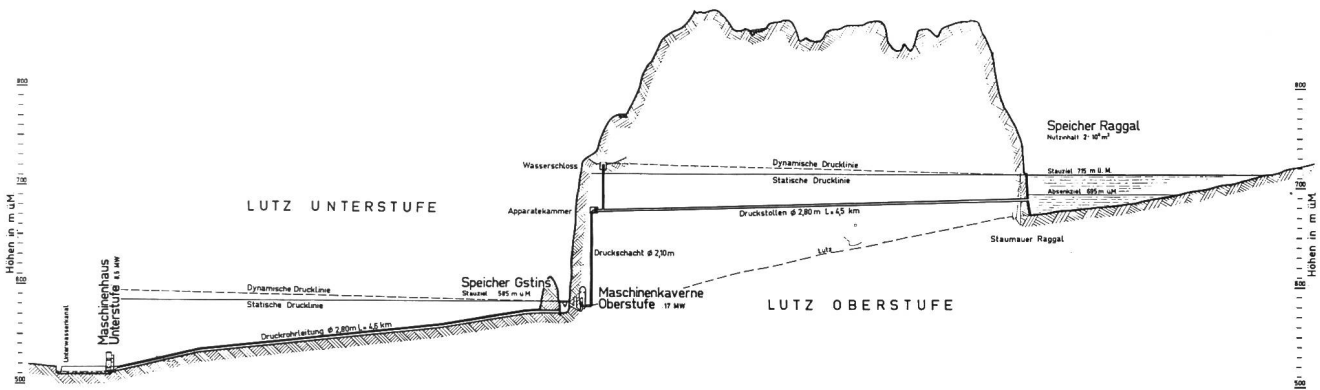


Fig. 3
Kaverne des Kopswerkes



Lageplan

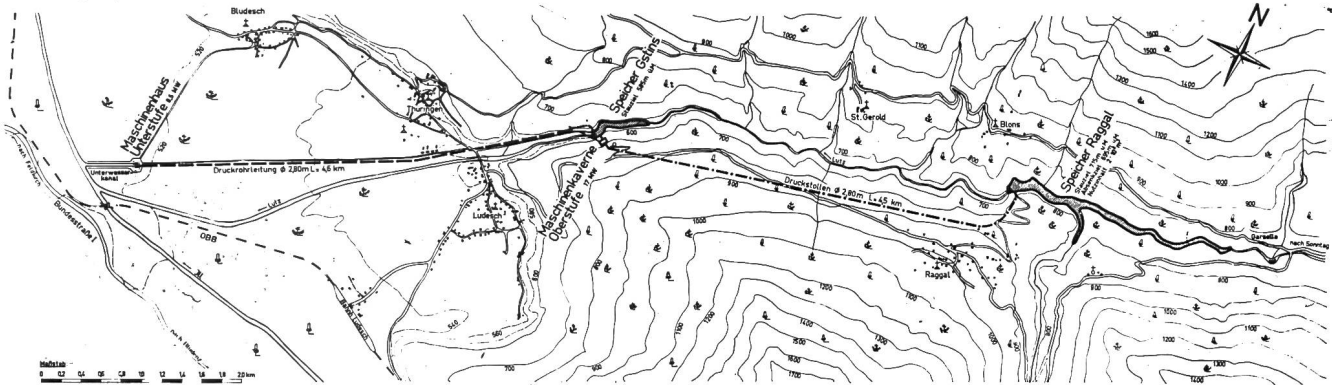


Fig. 4
Lageplan der Kraftwerkgruppe Lutz
Längenschnitt 10fach überhöht

den Ausmassen 52×12×13 m wurde ähnlich wie bei der Maschinenkaverne ausgeführt. Auf ein Beton-Schutzgewölbe wurde verzichtet.

Die installierte Leistung von 246 MW ist in drei horizontale Generatorgruppen (von je 102 MVA, 12,5 kV) aufgeteilt. Jeder Generator wird von zwei zweidüsigen Freistrahlturbinen, deren Laufräder beiderseits an der Generatorwelle angeflanscht werden, angetrieben. Die Doppelturbinen haben bei 12,5 m³/s Schluckfähigkeit und 776 m Fallhöhe eine Leistung von je 84 MW. Die Drehzahl beträgt 500 U./min. Die Generatoren werden mit einer wasserregulierten Kreislaufkühlung versehen. Stromschienen verbinden die Generatoren in Blockschaltung mit den Transformatoren. Eine Klimaanlage sorgt unter Verwertung der Verlustleistung der Transformatoren für Belüftung und schützt gegen Feuchtigkeit und hohe Temperaturen.

Die Freiluftschaltanlage des Kopswerkes wurde in der Nähe jener des Vermuntwerkes errichtet. An die 220-kV-Sammelschienen der Schaltanlage sind die drei Maschinengruppen und die nach Bürs bei Bludenz führende Freileitung angeschlossen. Sie ist als Zweiseilbündel-Doppelleitung vorerst einsystemig belegt.

Das im Kopswerk verwendete Wasser wird in das Ausgleichsbecken des Vermuntwerkes und von dort durch einen 18 km langen Freispiegelstollen in das Oberbecken (Latschau) des Rodundwerkes geleitet. Für den gleichzeitigen Betrieb des Vermunt- und des Kopswerkes musste weiterer ausreichender Zwischenstauraum geschaffen werden. Es wurde daher das Ausgleichsbecken Rifa mit 680 000 m³ Nutzinhalt gebaut. Zur Ausnützung des bestehenden Gefälles von rund 25 m zwischen den Ausgleichsbecken Rifa und Partenen wird das Rifawerk errichtet. In diesem werden zwei vertikale Maschinensätze von je einer halbaxialen Pumpenturbine

aufgestellt. Die Leistung beider Maschinengruppen zusammen beträgt im Turbinen- und Pumpbetrieb jeweils rund 9 MW. Das von den zwei Werken dem Ausgleichsbecken Partenen zufließende Unterwasser wird, soweit es die Schluckfähigkeit des Stollens zulässt, in das Latschaubecken geführt. Der darüber hinaus gehende Anteil wird über eine eigene Rohrleitung dem Ausgleichsbecken Rifa (über das Rifawerk) zugeführt und zur Schwachlastzeit zurück in das Ausgleichsbecken Partenen gefördert.

Die gesamte Engpassleistung der Illwerke wird nach Inbetriebnahme des Kopswerkes 831 MW betragen, die Leistungsaufnahmen bei Pumpbetrieb 254 MW. Die entsprechende Leistungsspanne für die Netzregelung ist dann rund 1060 MW; das Jahresregelarbeitsvermögen erreicht bis zu 1,63 TWh²⁾.

2. Die Kraftwerkgruppe Lutz der Vorarlberger Kraftwerke AG

Die Lutz mündet in die Ill in etwa 20 km Entfernung von deren Einmündung in den Rhein. Sie fließt durch das Grosse Walsertal und gelangt hierauf in das Illtal. Die Landesgesellschaft Vorarlbergs, die Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW), hat die Lutz in zwei Stufen ausgebaut. Wie Fig. 4 zeigt, umfasst die Oberstufe die Schluchtenstrecke im Grossen Walsertal, während die Unterstufe im nur wenig abfallenden Illtal angeordnet ist.

Die Oberstufe besteht aus dem Speicher Raggal, dem 4,5 km langen Druckstollen mit anschliessendem Druckschacht und der Maschinenkaverne. Die Unterstufe setzt sich aus dem Speicher Gstins, der 4,6 km langen Druckrohrleitung und dem Maschinenhaus zusammen.

²⁾ 1 TWh (Terawattstunde) = 10¹² Wh = 10⁹ kWh.

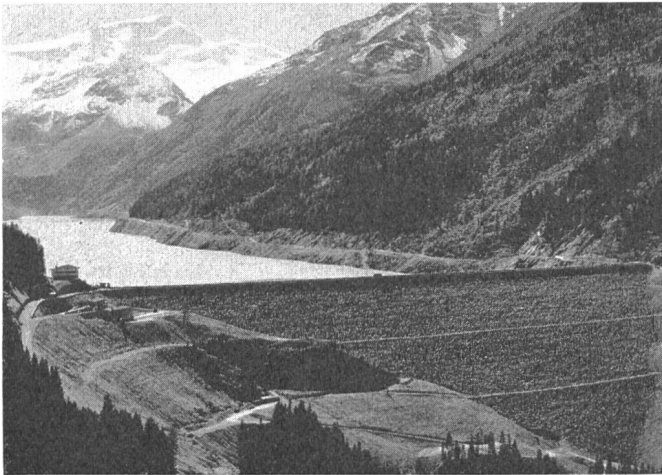


Fig. 5
Das Kaunertalwerk

Der Speicher Raggal mit dem Stauziel 715 und dem Absenksziel 695 m weist den Nutzinhalt von $2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ auf. Die grösste Höhe der Gewichtsmauer über Fundament beträgt 48 m, die Kronenlänge 90 m. Der Durchmesser des Druckstollens beträgt 2,8 m, er ist für die Ausbauwassermenge von $17 \text{ m}^3/\text{s}$ ausgelegt. Der Druckschacht ist 95 m hoch, die Rohfallhöhe schwankt zwischen 110 und 132 m. Die Leistung der Francis-Spiralturbine beträgt 25 000 PS; der mit ihr gekuppelte Generator leistet 23,5 MVA. Die mit 10,5 kV gewonnene Leistung wird auf 45 kV, auf die Spannung des Hochspannungsnetzes der VKW, transformiert. Das Arbeitsvermögen der Oberstufe beträgt 70 GWh, hievon 20 GWh im Winter.

Der Kurzspeicher der Unterstufe weist den Inhalt von $0,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ auf. Der Durchmesser der für die Ausbauwassermenge von $16,5 \text{ m}^3/\text{s}$ ausgelegten Druckrohrleitung beträgt 2,8 m. Ausgenützt wird die Rohfallhöhe von 61...74 m. Aufgestellt sind im Maschinenhaus der Unterstufe zwei Francis-turbinen von je 6750 PS, ausgelegt für das Konstruktionsgefälle von 68,5 m und die Schluckfähigkeit von $7,5 \text{ m}^3/\text{s}$ und gekuppelt mit Generatoren für je 5,6 MVA. Auch hier wird die Generatorspannung von 6,4 kV auf 45 kV transformiert. Das Arbeitsvermögen der Unterstufe beträgt im Jahresmittel 40 GWh, hievon 13 GWh im Winter.

Die Kraftwerkgruppe ist seit 1967 in Betrieb.

3. Das Kaunertalkraftwerk der Tiroler Wasserkraftwerke AG

Über das von der Tiroler Wasserkraftwerke AG unter Ausnützung der Wasserkräfte des Kaunertales errichtete, derzeit leistungsstärkste Speicherkraftwerk Österreichs wurde bereits im Bulletin des SEV berichtet ¹⁾. Das Werk hat inzwischen den uneingeschränkten Vollbetrieb aufgenommen, nachdem die bei der ersten Speicherfüllung im Herbst 1964 aufgetretenen Hangbewegungen in den beiden folgenden Stauperioden vollständig zur Ruhe gekommen sind (Fig. 5).

4. Jahresspeicher des Gerloskraftwerkes der Tauernkraftwerke AG fertiggestellt

Die Tauernkraftwerke AG hat das im Zweiten Weltkrieg in Angriff genommene und seither in Betrieb stehende Kraftwerk Gerlos in Zell am Ziller mit der Errichtung des Staudammes Durlassboden (Länge des Staudammes 475 m, Höhe 70 m, grösste Basisbreite 350 m) ergänzt (Fig. 6). Vor dieser

¹⁾ Bull. SEV 55(1964)5, S. 217...222.

Ergänzung wurde das im Kraftwerk Gerlos verarbeitete Wasser im engen Wochenspeicher Gmünd von nur $0,68 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ Inhalt gesammelt und hierauf der Druckrohrleitung von rund 600 m Gefälle zugeführt. Die Errichtung des Speichers Durlassboden war seit jeher geplant. Damit hätte das Kraftwerk Gerlos in den dort aufgestellten vier Maschinensätzen von je 15 MW Spitzenstrom liefern sollen.

An die Errichtung des Staudammes Durlassboden konnte früher nicht geschritten werden, da sich hier die Bodenverhältnisse als besonders ungünstig erwiesen haben, und die Technik vorerst über kein ausreichend verlässliches Dichtungsverfahren verfügte, das sich hier mit Erfolg anwenden lassen hätte. Erst nachträglich wurde ein Verfahren entwickelt, das Dichtungsschürzen aus Injektionen herstellen lässt, die den geforderten Bedingungen entsprechen. Dieses Verfahren hat sich wiederholt bewährt, und zwar bei den Staudämmen Serre-Ponçon und Notre Dame de Commiers in Frankreich, Bridge River in Kanada, Sylvenstein in der Bundesrepublik Deutschland und in Mattmark in der Schweiz.

Durch die Errichtung des Staudammes wurde ein Speicherinhalt von $52 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ in einer Höhe von 1405 m ü. M. geschaffen.

Es wurde auch eine Bachüberleitung angelegt. Zwischen den Stauzielen des neuen Speichers Durlassboden und dem alten Speicher Gmünd besteht ein Höhenunterschied von 215 m. In den ersten 2,5 km Entfernung zwischen den zwei Speichern tritt ein Höhenunterschied von 120 m geballt auf. Es war daher verlockend, am Ende eines 2,5 km langen Druckstollens eine neue Stufe auszubauen — die Stufe Fünssingau. Der hier aufzustellende Generator vermag bei 120 m Gefälle 25 MW zu erzeugen. Hierauf fliesst das Wasser im natürlichen Flussbett der Gerlos dem Wochenspeicher Gmünd zu.

Nach der Erhöhung der installierten Leistung von 60 auf 85 MW wird die zu gewinnende Energie wohl eine Steigerung von nur 60 GWh (von rd. 233 auf rd. 297 GWh) erfahren, doch es wird sich die Winterenergie verdreifachen (von 50 auf 145 GWh), während sich die Sommerenergie nur um 31 GWh verringern wird.

5. Das Diessbachwerk der Salzburger AG für Elektrizitätswirtschaft

Die Salzburger AG für Elektrizitätswirtschaft (SAFE), die Landesgesellschaft Salzburgs, hat ein Wasserkraftwerk am



Fig. 6
Staumauer Durlassboden



Fig. 7
Das Diessbachwerk
mit vorerst einer Druckrohrleitung

Diessbach, einem Nebenfluss der Saalach, errichtet, das vorerst eine installierte Leistung von 12 MW hatte. Im Jahresmittel konnte das Kraftwerk 25,8 GWh erzeugen. Nach Realisierung der möglichen Bachbeileitung und dem Ausbau der zweiten Druckrohrleitung wird sich die Leistung auf 24 MW, die Energie auf 40 GWh erhöhen.

Den Stauraum von $4,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ schliesst ein Steinbrockendamm mit der Dammkrone in einer Höhe von 1417,4 m

ü. M. ab. Das Stauziel liegt in 1415 m, das Absenksziel in 1390 m Höhe. Das Druckrohr von 1 km Länge besteht aus einer Rohrleitung von 800...900 mm Durchmesser mit der steilsten in Mitteleuropa anzutreffenden Neigung von stellenweise 65 %.

An der angedeuteten Erweiterung wird gegenwärtig gearbeitet. Fig. 7 zeigt das fertiggestellte Kraftwerk mit vorerst einer Druckrohrleitung.

6. Die Zemmkraftwerkgruppe der Tauernkraftwerke AG

Die Tauernkraftwerke AG hat die Errichtung einer Kraftwerkgruppe mit Pumpspeicherung in zwei Bauetappen in Angriff genommen, die an Wichtigkeit, technischem Interesse und energiewirtschaftlicher Bedeutung der von ihr betriebenen Kraftwerkgruppe Glockner-Kaprun nicht zurücksteht. Fig. 8 zeigt das gesamte Einzugsgebiet der Anlage im Vollausbau und die Einrichtungen, die in der ersten Bauetappe errichtet werden. Ausgenützt wird der Nebenfluss des Inn, die Ziller mit ihrem Zubringer, der Zemme und deren Nebenbächen.

Die Einrichtungen der ersten Bauetappe sind: der Speicher Schlegeis im Laufe der Zams bei der Einmündung des Schlegeisbaches. Dem Speicher Schlegeis wird der obere Zembach und der Alelebach, zu einem späteren Zeitpunkt auch der Tuxbach beigeleitet. In den Druckstollen zum Kraftwerk Rosshag werden mehrere Bäche beigeleitet.

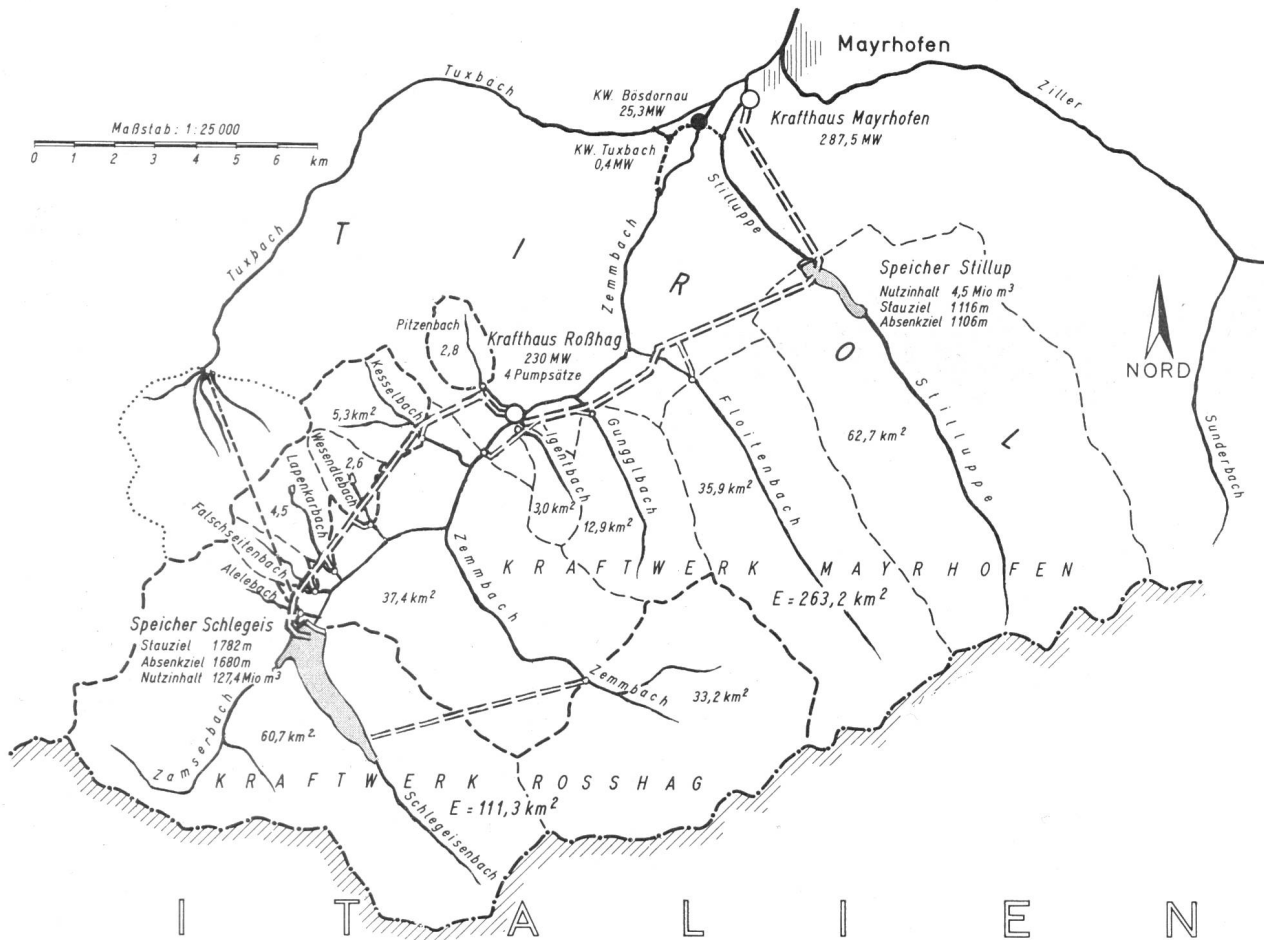


Fig. 8
Lageplan der Zemmkraftwerke

▨ Staatsgrenze; - - - natürliches Einzugsgebiet; - - - Einzugsgebiet des KW. Rosshag; = = = Triebwasserführung; \ominus Bach-Beileitung; \circ - - - Bach-Beileitung projektiert; \bigcirc Kraftwerk im Bau; \bullet Kraftwerk bestehend

Die erste Bauetappe sieht zwei Gefällsstufen vor, die Oberstufe Rosshag mit dem Pumpspeicherwerk in rd. 1050 m ü. M. Das hier ausgenützte Wasser wird dem Speicher Stillup zugeführt. Dem Druckstollen zu diesem Speicher werden mehrere Bäche zugeführt. In der zweiten Gefällsstufe wird das Wasser des Speichers Stillup im Kraftwerk Mayrhofen in rd. 650 m ü. M. ausgenützt.

Die zweite Bauetappe sieht die Errichtung des Speichers Zillergründl im Laufe der Ziller vor, etwa in gleicher Meereshöhe wie der Speicher Schlegeis. Nach Zuleitung mehrerer Bäche wird das Wasser des Speichers Zillergründl im Kraftwerk Häusling ausgenützt. Der Wochenspeicher Stillup nimmt auch das im Kraftwerk Häusling verwendete Wasser auf und führt es dem gemeinsamen Kraftwerk Mayrhofen zu.

Das Bauprogramm sieht die Errichtung der Sperre Schlegeis bis 1971 (mit Teilstauungen ab 1969), die Teilbetriebnahme der Kraftwerke Mayrhofen und Rosshag bis 1970, die Vollbetriebnahme bis 1971 vor.

Nachfolgend seien einige Daten der ersten Bauetappe erwähnt:

Der Speicher Schlegeis wird den Inhalt von $127,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ aufweisen, sein Stauziel wird auf 1782, sein Absenkziel auf 1680 m ü. M. liegen. Die Bogengewichtsmauer wird 131 m hoch sein, mit einer Kronenlänge von 722 m und einer Kronenstärke von 9 m. Ihre maximale Basisbreite wird 34 m, die Betonkubatur $960\,000 \text{ m}^3$ betragen.

Die Wasserführung zum Kraftwerk Rosshag wird 7,7 km lang und fensterlos sein. Der Durchmesser des Stollens wird 3,9 m betragen. Wie bereits erwähnt, werden ihm mehrere Bäche zugeleitet. Der 845 m lange Druckschacht wird 84 % geneigt sein, ihm folgt ein 370 m langer gepanzerter Horizontalstollen von 3,1...2,9 m Durchmesser.

Im Kraftwerk Rosshag werden vier Maschinengruppen mit vertikaler Welle, bestehend aus je einer einstufigen Francis-Turbine, einem Generator von 57,5 MW, einer zwei-stufigen einflutigen Pumpe von 60 MW, somit insgesamt 230 MW Leistung aufgestellt. Die Turbinen nützen das Gefälle von 636,5 m aus.

Die Wasserführung vom Kraftwerk Rosshag zum Speicher Stillup hat eine Länge von 8,5 km. Es werden in sie vier Bäche zugeleitet. Der Wochenspeicher Stillup wird mit einem geschütteten Damm mit Asphaltbetonkern in 1124 m Höhe ü. M. abgeschlossen. Der Nutzinhalt wird $4,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ betragen. Das Stauziel ist 1120 m, das Absenkziel 1106 m, die Kronenbreite beträgt 6 m, die Kronenlänge 480 m.

Die Wasserführung vom Speicher Stillup zum Kraftwerk Mayrhofen erfolgt in einem 3,3 km langen Stollen, an den sich der 57,2 % geneigte und 844 m lange Druckschacht von 3,9...3,7 m Durchmesser anschliesst.

Im Kraftwerk Mayrhofen werden vorerst fünf Maschinensätze für zusammen 287,5 MW installiert, deren Leistung

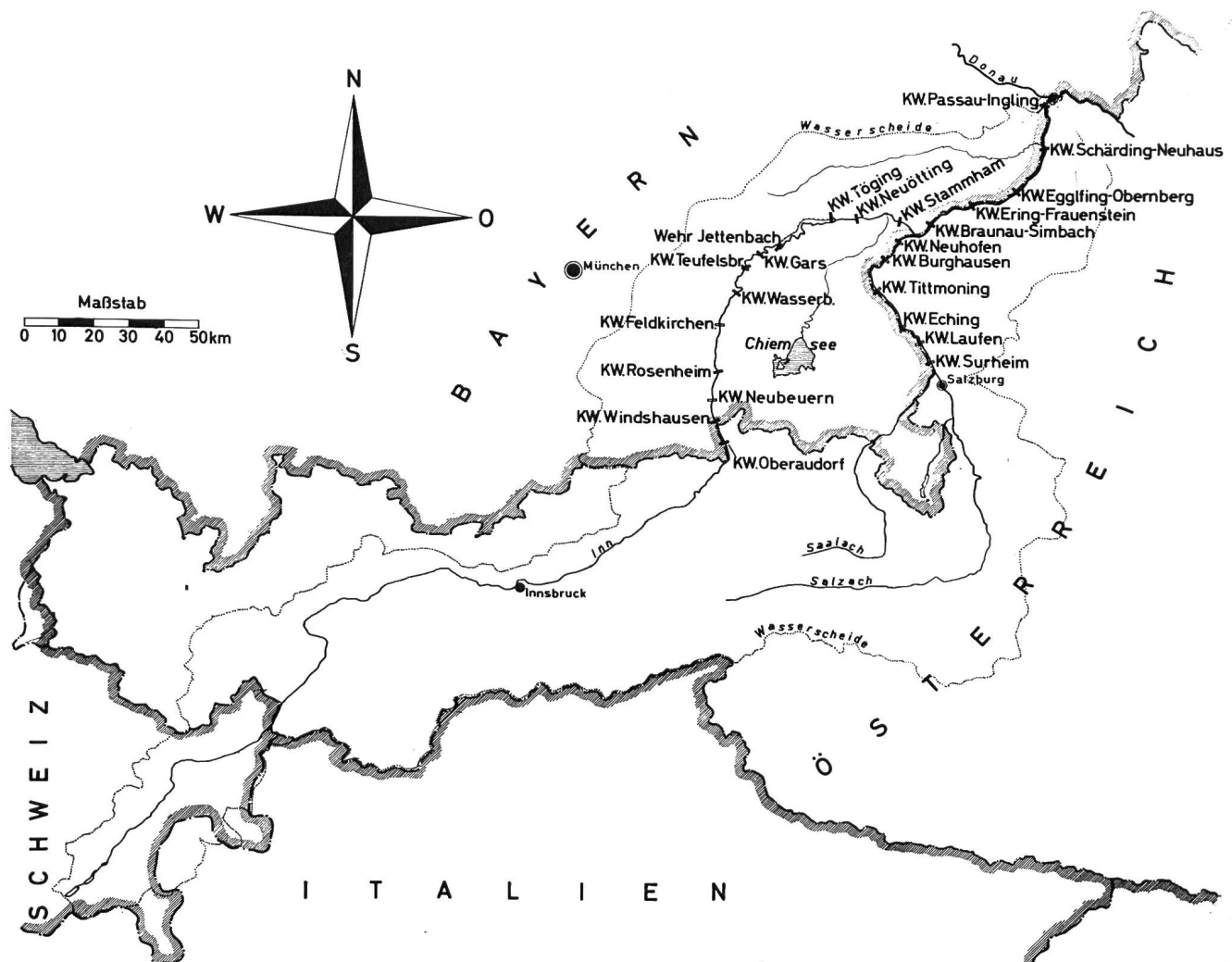


Fig. 9
Lauf der Flüsse Inn und Salzach
 - fertiges Kraftwerk; - geplantes Kraftwerk

zu einem späteren Zeitpunkt auf 345 MW erhöht wird. Das ausgenützte Gefälle beträgt 467 m. Jeder Maschinensatz wird aus zwei zweidüsigen Pelton-turbinen und einem Generator für 57,5 MW bestehen. Im Anschluss an das Krafthaus wird ein Ausgleichsbecken von 35 000 m³ Inhalt errichtet.

Die Erzeugung von elektrischer Energie mit einer installierten Leistung von 230 MW im Kraftwerk Rosshag und 287,5 MW im Kraftwerk Mayrhofen und der Pumpenleistung von 240 MW im Kraftwerk Rosshag wurde mit rund 800 GWh ermittelt.

7. Kraftwerk-kette Unterer Inn der Österreichisch-Bayerischen Kraftwerke AG

Mit der Fertigstellung des Innkraftwerkes Passau wurde eine fünfgliedrige Kette am Unteren Inn geschlossen. Die Kette wurde nach einem Rahmenplan errichtet, der das Maximum der Leistung an der gesamten Flußstrecke von 60 km Länge und 58 m Gefälle gewinnen lässt (Fig. 9).

Die Entstehungsgeschichte widerspiegelt Ereignisse, die sich im Donaauraum abspielten. Während der kurzen Zeit, in der Österreich als Bestandteil des Deutschen Reiches galt, wurden die Stufen Ering (72,5 MW, 427 GWh) und Obernberg (84 MW, 495 GWh) errichtet. Als nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges die Energienot unerträglich wurde und die internationalen Gremien eine internationale Kooperation empfahlen, gründeten Österreich und Bayern am 16. Oktober 1950 die Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG (ÖBK). Sie errichtete das Kraftwerk Braunau am Inn, das 1954 in Betrieb gesetzt wurde. Installiert wurden 96 MW, die im Regeljahr 534 GWh erzeugen. Nach einigen Jahren nahm die ÖBK den Ausbau der Stufe Schärding in Angriff, die 1962 beendet wurde. Hier wurden 96 MW installiert, die im Regeljahr 556 GWh liefern.

Im gleichen Jahre 1962 wurde die letzte und unterste Stufe der Kette, Passau, in Angriff genommen und 1966 fertiggestellt. Hier sind 80 MW installiert, die 432 GWh pro Jahr erzeugen können.

Die Glieder der Kraftwerk-kette am Unteren Inn sind einheitlich als Flußstauwerke in Flachbauweise gestaltet. Von der Anordnung einer Schleusenanlage wurde abgesehen, da die Innschiffahrt seit 1879 wegen Unrentabilität vollkommen ruht. Es besteht jedoch die Möglichkeit, nachträglich eine Schleuse zu bauen.

Die Fallhöhen und Ausbauwassermengen der von der ÖBK ausgebauten Stufen sind: Braunau 11,5 m, 1100 m³/s, Schärding 11 m, 1100 m³/s und Passau 9,8 m, 1140 m³/s. Es wurden einheitlich Kaplan-turbinen mit senkrechten Drehstromgeneratoren aufgestellt. Die Wehranlage sieht Öffnungen von einheitlich 23 m Breite vor, die dazwischen liegenden Wehrpfeiler sind 6 m breit. Die Werktransformatoren transformieren die Energie auf 110 kV, in Schärding auf 220 kV. Die gewonnene Energie wird je zur Hälfte ins bayerische bzw. ins österreichische Verbundnetz geliefert.

Mit dem Schliessen der Kette am Unteren Inn sind die Aufgaben der ÖBK nicht erfüllt. Der Gesellschaft obliegt die Aufgabe, den Fluss Salzach (Fig. 9), der die Grenze zwischen Österreich und Bayern bildet, auszubauen. Es stehen die Stufen Surheim, Laufen, Eching, Tittmoning, Burghausen und Neuhofen zur Diskussion. Der Ausbau bleibt einem späteren Zeitpunkt vorbehalten.

8. Das Donaukraftwerk Wallsee

Der bereits erwähnte Bericht des Jahres 1964¹⁾ behandelte nur das inzwischen fertiggestellte Kraftwerk Aschach (282 MW, 1680 GWh), das grösste der vierzehn Glieder der Kraftwerk-kette der österreichischen Donau. Seither gehören der Kette als fertiggestellte Werke Jochenstein (130 MW, 824 GWh) und nach weiteren drei geplanten Stufen das Werk Ybbs-Persenbeug (200 MW, 1250 GWh) an.

1965 wurde die stromaufwärts von Ybbs-Persenbeug gelegene Stufe Wallsee in Angriff genommen. Das Kraftwerk befindet sich in zügigem Ausbau³⁾. Es bietet dem Fachmann interessante Ausführungs-details: Unweit des Schlosses Wallsee bildet die Donau eine scharfe, durchwegs in Augebiet verlaufende Kurve. Für die Schifffahrt bildet diese Krümmung seit jeher ein grosses Hindernis. Es wurde daher zur ungewöhnlichen Lösung gegriffen, entlang der Sehne des Flussbogens der Donau ein neues Flussbett zu bauen und somit die Donau zu verlegen. Damit konnte auch ein grosser Vorteil für die Baudurchführung erzwungen werden: Maschinenhaus, Wehr und Schleusenanlage errichtete man auf trockenem Boden. Die Baugrube hatte eine Fläche von 36 ha und eine Umschliessungslänge von 2,62 km. Es ergab sich dadurch ein gedrängter und kontinuierlicher Arbeitseinsatz ohne Baugrubenwechsel. Mit einer Arbeitsmaschinen- und Kraftwagenleistung von 50 000 PS wurde ein zehn Millionen m³ betragender Erdaushub getätigt.

Die Jahre 1965 und 1966 waren solche der Überschwemmungen. Die Baustelle wurde dann auch in beiden Jahren überschwemmt, so dass zwei längere Perioden der zwangsweisen Arbeitseinstellung auftraten. Wie zügig der Bau trotzdem durchgeführt wurde beweist die Tatsache, dass die Umleitung der Donau in ihr neues, geradliniges Bett schon anfangs November 1967 mit einem Zeitvorsprung von sechs Wochen erfolgen konnte. Das bisherige Donaube-tt wurde zu einem unbedeutenden Donauarm.

Gegenwärtig werden am Kraftwerk Wallsee Maschinen-gruppen für insgesamt 205 MW installiert, die im Normal-jahr 1290 GWh erzeugen. Fig. 10 zeigt das Kraftwerk Wallsee nach der Flusskorrektur.

Das weitere Programm der Österreichischen Donaukraftwerke AG sieht die Fertigstellung der Teilstrecke Jochenstein—Ybbs-Persenbeug vor.

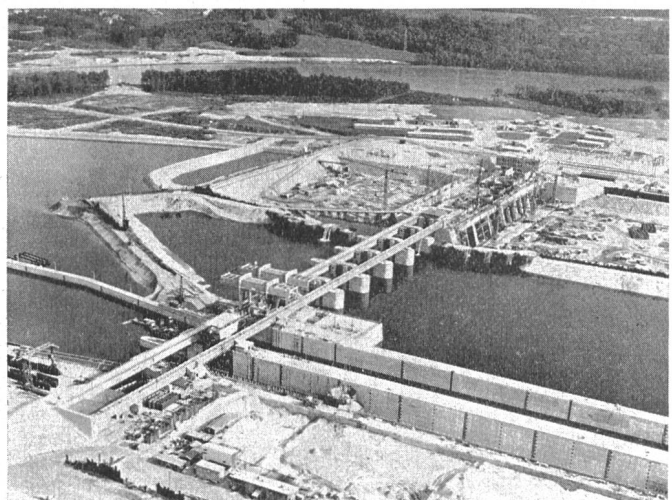


Fig. 10

Das Donaukraftwerk Wallsee

³⁾ Eine Teilbetriebnahme fand bereits statt.

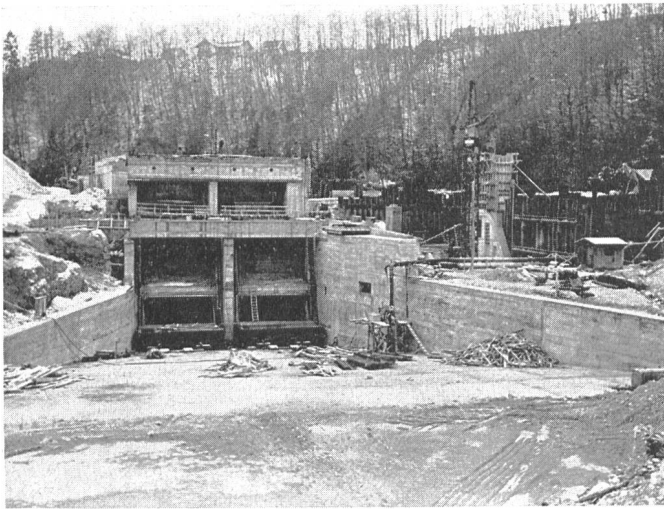


Fig. 11
Eine Bauphase des Traunkraftwerkes Gmunden

9. Neubauten der Oberösterreichischen Kraftwerke AG

Der etwa 180 km lange Nebenfluss der Donau, die Traun, fließt fast zur Gänze durch oberösterreichisches Gebiet. Die Landesgesellschaft für Oberösterreich (OKA) beabsichtigt den Unterlauf der Traun in der Welser Heide (nach dem Durchfließen des malerischen Gmundner Sees) in einer mehrstufigen Kraftwerkette optimal auszunützen. Sie hat vorerst eine Stufe ihres Rahmenplanes, das Traunwerk Gmunden, in Angriff genommen. Es erweckt besonderes Interesse, dass hier ein Unterwasserkraftwerk mit zwei Rohrturbinen zur Errichtung gelangt. Somit wird eine Bauweise realisiert — sie wurde bald nach Kriegsende für das Donaukraftwerk Ybbs-Persenbeug, aber ohne Erfolg, in Vorschlag gebracht —, für die der österreichische Energiewirtschaftler nur zögernd gewonnen werden konnte. Fig. 11 zeigt eine Bauphase dieses nach dem Austritt der Traun aus dem Gmundner See angeordneten Kraftwerkes, dessen Leistung 11,6 MW und dessen Energie 48 GWh im Jahresmittel betragen wird.

Mitte 1967 hat die OKA den Bau des Dampfkraftwerkes Trimmelkam-Riedersbach in Angriff genommen. Die hier zu installierende Leistung wird 50 MW betragen. Es ist beabsichtigt, mit ihr jährlich 150 GWh zu erzeugen. Entscheidend für die Errichtung dieses Kraftwerkes war, einen Beitrag zur Lösung der österreichischen Kohlenkrise zu leisten. Frühere Beiträge zu dem gleichen Zweck bestanden in der zweimaligen

Erweiterung des seit längerer Zeit bestehenden Dampfkraftwerkes Timelkam mit je einem 60-MW-Maschinensatz.

10. Bemerkenswerte Energiebauten an der Enns

Die Enns, ein Nebenfluss der Donau, entspringt im Bundesland Salzburg. Der grösste Teil seines etwa 260 km betragenden Laufes verläuft in der Steiermark; nach einer kurzen Strecke auf oberösterreichischem Boden wird die Enns Grenzfluss zwischen Ober- und Niederösterreich. In Ihrem Oberlauf ist die Enns Domäne der Steweg (Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG, Graz), mit dem Ausbau des Unterlaufes ist die Ennskraftwerke AG, eine Sondergesellschaft des Verbundkonzerns, betraut. Beide Gesellschaften haben bemerkenswerte Bauten errichtet.

Die Steweg betreibt seit 1956 das Kraftwerk Hieflau, ursprünglich ein Laufkraftwerk, in dem zwei Maschinensätze für je 20 MW aufgestellt waren. Das Werk erzeugte bei der vorgesehenen Wasserzufuhr von 60 m³/s im Regeljahr 268 GWh. Eine 6,6 km lange Oberwasserzuführung — im letzten Teil offenes Gerinne — führte das Betriebswasser dem Kraftabstieg zu, in dem 86 m Rohgefälle ausgenützt wurden.

Inzwischen wurde unweit des Kraftwerkes auf einem Plateau neben dem offenen Gerinne der Oberwasserzuführung ein Speicher für 1,7 · 10⁶ m³ Inhalt errichtet, im Kraftwerk wurde eine dritte Generatorgruppe für ebenfalls 20 MW aufgestellt. Je eine der drei Antriebsturbinen ist ausschliesslich an das offene Gerinne bzw. an den Speicher angeschlossen, der dritten Antriebsturbine kann das Wasser auf jedem dieser zwei Wege zugeführt werden. Zwischen offenem Gerinne und Speicher wurde ein Pumpwerk mit zwei Pumpen für je 30 m³/s errichtet, das den gewünschten Ausgleich zwischen Speicherinhalt und Gerinne herbeiführen lässt, soweit dieser Ausgleich nicht mit der Schwerkraft erzielt wird. Damit ergibt sich ein sehr elastischer Betrieb mit maximalem Wirkungsgrad.

Entlang der Enns unterhalb Hieflau errichtete die Steweg die drei Kraftwerke Landl, Krippau und Altenmarkt. Da die Wasserzufuhr zu diesen Werken durch den Speicher des Werkes Hieflau bestimmt wird, erhalten sie den Charakter von Speicherwerken.

In letzter Zeit stellte die Ennskraftwerke AG am Unterlauf das letzte Kraftwerk St. Pantaleon fertig. Es ist das einzige Umleitungskraftwerk der Kette. Ein sieben km langer Oberwasserkanal leitet das Triebwasser zum Maschinenhaus. Die Stufe St. Pantaleon ist die leistungsstärkste der Kette, sie dient als Ausgleichswerk für die Wasserabgabe an die Donau und ist für den Ausbaudurchfluss von 300 m³/s ausgelegt. Die Fallhöhe beträgt 20,8 m. Aufgestellt sind zwei Kaplansturbinen für je 25 MW, von welchen die eine einen Drehstromgenerator für 50 Hz zur Energielieferung an das öffentliche Netz, die zweite einen Einphasengenerator für 16⅔ Hz zur Belieferung des Bahnstromnetzes antreibt. Im Regeljahr lässt sich eine Energie von insgesamt 290 GWh gewinnen.

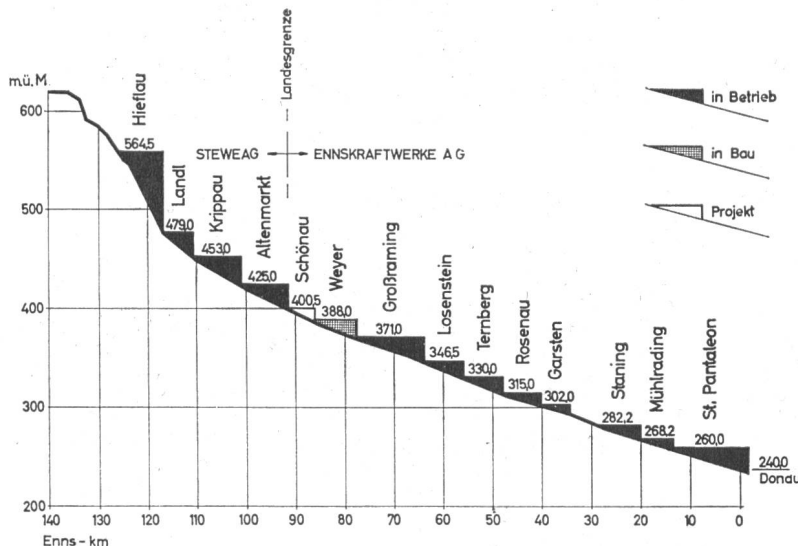


Fig. 12
Stufenplan der Enns

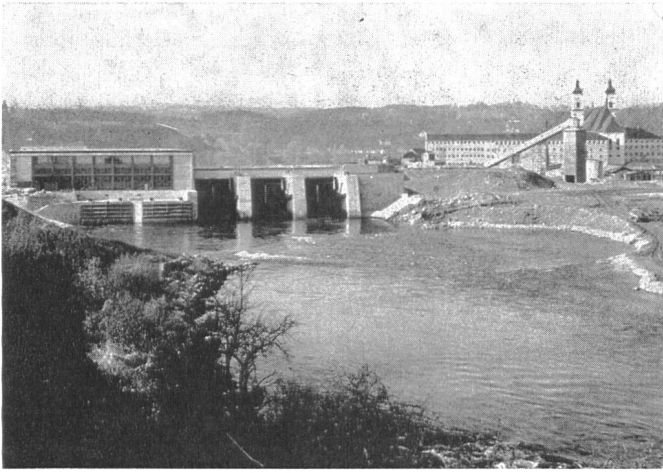


Fig. 13
Ennskraftwerk Garsten

Vor der Fertigstellung befindet sich die Stufe Garsten, die, ebenso wie die Donaustufe Wallsee, im Trockenbau in der Sehne einer Flußschlinge errichtet wurde. Das Flußstauwerk Garsten ist für 280 m³/s Wassermenge ausgelegt; es wird zwei gleiche Maschinensätze für insgesamt 29 MW umfassen. Die Fallhöhe von 12,5 m lässt den Energiegewinn von 146 GWh im Normaljahr gewärtigen. Eine Teilinbetriebnahme ist bereits erfolgt.

Die Kraftwerke an der Enns nützen insgesamt über 300 m Fallhöhe aus.

Fig. 12 zeigt den Stufenplan, Fig. 13 das Kraftwerk Garsten.

11. Bautätigkeit der Newag

Die Niederösterreichische Elektrizitätswerke Aktiengesellschaft (Newag), die Landesgesellschaft Niederösterreichs, errichtete Anlagen auf hydraulischer und auf thermischer Grundlage. Sie hat einen Rahmenplan zum Ausbau des Kamp — ein Nebenfluss der Donau — zum Teil verwirklicht. Drei Stufen leisten 58,7 MW und erzeugen 135,5 GWh im Normaljahr. Weitere rund 75 MW und 180 GWh sieht der Rahmenplan vor.

Die Newag hat auch das Dampfkraftwerk im niederösterreichischen Industrieraum südlich von Wien errichtet. Eine dreihäufige Kondensationsturbine für 64 MW und eine Gasturbine für 10,3 MW wurden aufgestellt. Zweck der Errichtung dieses Werkes war, den steigenden Bedarf an Grundlast im Versorgungsbereich der Newag zu decken. Fig. 14 zeigt die Ansicht des Kraftwerkes Hohe Wand.

12. Neue Dampfturbinenblöcke der Stadt Wien

Die gegen zwei Millionen Einwohner zählende Stadt Wien wird traditionsgemäss aus thermischen Kraftwerken mit elektrischer Energie versorgt. Im grössten der Kraftwerke, im Werk Simmering, wurden weitere Turbinenblöcke aufgestellt. Zuletzt wurde ein solcher, für 110 MW, Anfang November 1967 in Betrieb genommen. Bemerkenswert ist die geschaffene Elastizität in der Brennstoffnutzung: die neuen Kesselanlagen lassen Gas-, Öl- und Kohlenverbrennung zu.

Die Aufstellung eines weiteren Blockes im Werk Simmering wird vorbereitet. Damit wird die Erweiterung dieses mächtigen Kraftwerkes abgeschlossen sein, denn es besteht keine Möglichkeit mehr, Kühlwasser zu beschaffen. Nach Aufstellung der letzten Turbinengruppe wird die Stadt Wien neue Wege in der Elektrizitätsversorgung einschlagen müssen.

13. Das Dampfkraftwerk Neudorf-Werndorf der Stewag

Die Landesgesellschaft der Steiermark, die Stewag, verfügt ausser über eine ansehnliche hydraulische Kapazität von rd. 400 MW auch über bemerkenswerte thermische Anlagen, die durch ein Kraftwerk für 125 MW erweitert werden sollen. Im Dampfkraftwerk Neudorf-Werndorf, 25 km südlich von Graz, wird ein Dampfturbinensatz für 125 MW aufgestellt. Massgebend für die Ortsbestimmung des neu zu errichtenden Kraftwerkes war die Nähe zu der geplanten steirischen Grossraffinerie. Das Dampfkraftwerk Neudorf-Werndorf soll noch 1968 den Betrieb aufnehmen.

14. Fortschritte an der Drau

Den interessantesten Beitrag zur Geschichte des österreichischen Flusskraftwerkbaues liefert die Drau. Im Süden wurde das Draukraftwerk Faal errichtet und 1918 in Betrieb genommen. Eine 13,8 m betragende Stauhöhe schuf den 10 km langen Stauraum, die aufgestellten sechs Turbinen erzeugten 39 000 PS, eine Grossleistung für die damalige Zeit. Seither weckt die Drau zunehmend das Interesse des Kraftwerkbauers, dank der Gegensätzlichkeit der Zuflüsse in ihrem Einzugsgebiet. Es sind die Abflussverhältnisse der rechten und linken Zubringer phasenverschoben, die linken Zubringer haben das Minimum im Februar, das Maximum im Juni, die rechten stehen unter mediterranem Einfluss und haben Maxima im Mai und November. Die österreichische Drau weist die erste Spitze im Mai, die zweite im November auf.

Erst im Zweiten Weltkrieg wurde der Ausbau der Drau ernstlich in Angriff genommen, es entstanden die Kraftwerke Schwabeck und Lavamünd (letzteres wurde jedoch nur zum Teil fertiggestellt). Die stromabwärts begonnenen und fertiggestellten Kraftwerke fielen nach den Grenzbestimmungen des Jahres 1945 an Jugoslawien. Mit grossen Anstrengungen konnte die von der zweiten Österreichischen Republik ins Leben gerufene Österreichische Draukraftwerke AG das Werk Lavamünd ergänzen. Bei der damals herrschenden Energienot leisteten die zwei Draukraftwerke wertvolle Dienste. Die neugegründeten Österreichischen Draukraftwerke

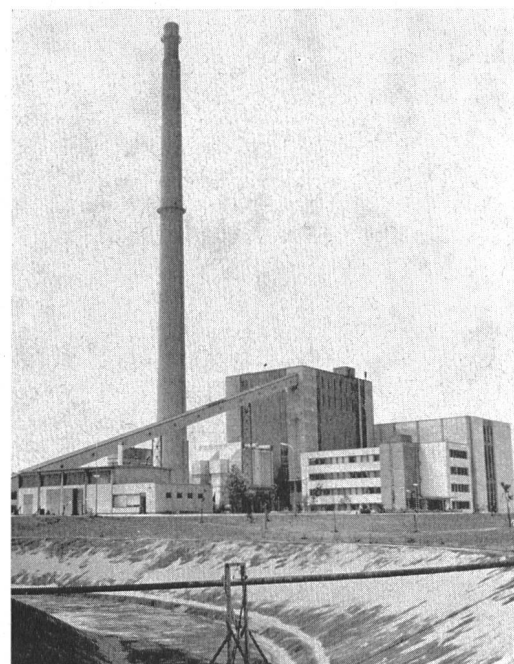


Fig. 14
Dampfkraftwerk Hohe Wand

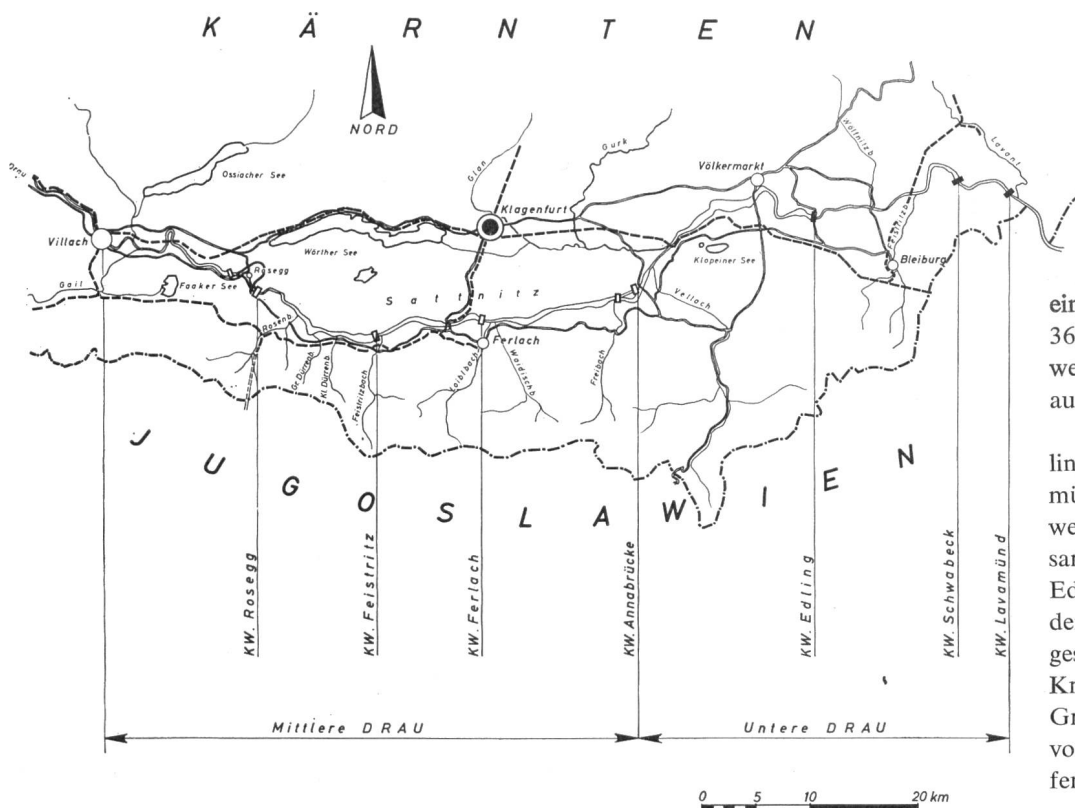


Fig. 15
Rahmenplan der österreichischen Draukraftwerke AG
 ■ Kraftwerk in Betrieb;
 ▣ Kraftwerk im Bau;
 □ Kraftwerk geplant

eine Jahresproduktion von 365 GWh. Der Stauraum weist eine Länge von 15 km auf.

Die drei Kraftwerke Edling, Schwabeck und Lavamünd wurden zur Kraftwerkgruppe Untere Drau zusammengefasst. Die Werke Edling und Lavamünd werden von Schwabeck aus ferngesteuert. Die weiteren vier Kraftwerke ergeben die Gruppe Mittlere Drau, die vom Kraftwerk Feistritz aus ferngesteuert werden.

AG wurde mit dem weiteren Ausbau der Drau betraut. Sie arbeitete einen optimalen Rahmenplan aus, den die Fig. 15 und Tabelle I erkennen lassen.

Draukraftwerke nach dem Rahmenplan der Österreichischen Draukraftwerke AG

Tabelle I

Kraftwerk	Rohfallhöhe m	Ausbau- durchfluss m ³ /s	Max. Leistung MW	Jahresenergie GWh
Rosegg	23,50	390	78	345
Feistritz	23,70	390	80	365
Ferlach	21,40	390	70	325
Annabrücke	25,60	390	82	390
Edling	21,78	390	70	375
Schwabeck	20,38	360	60	340
Lavamünd	9,20	360	24	140
Total	145,56		464	2280

In den Jahren 1959 bis 1962 wurde die Stufe Edling von der Österreichischen Draukraftwerke AG ausgebaut und wird seither von ihr betrieben (Fig. 16). Hier setzt, in Erfüllung des Grundsatzes der Rahmenplanung, die Stauwurzel des stromabwärts gelegenen Kraftwerkes Schwabeck an. Die technischen Daten des Werkes Edling gehen aus Tabelle I hervor: Fallhöhe 21,78 m, Ausbaudurchfluss 390 m³/s, Leistung 70 MW, Jahreserzeugung 375 GWh. Der Rückstau von 21 km Länge fasst 80 · 10⁶ m³ Inhalt. Diese Wassermenge ermöglicht den Durchlaufspeicherbetrieb in den Kraftwerken Edling, Schwabeck, Lavamünd, der sich auf die stromabwärtsliegenden Stufen Jugoslawiens auswirkt. Der künstlich geschaffene Stausee ist der drittgrößte See Kärntens und verstärkt den seit Jherer vom Bundesland Kärnten angezogenen Besucherstrom.

Seit 1965 ist die Stufe Feistritz in Bau (Fig. 17). Ihre Fertigstellung wird im Jahr 1968 erfolgen. Sie ist für den Ausbaudurchfluss von 390 m³/s ausgelegt, bei der Rohfallhöhe von 23,70 m ergibt sich die Leistung von 80 MW und

15. Neubauten der Kelag

Die Kärntner Elektrizitäts AG (Kelag), Landesgesellschaft des Bundeslandes Kärnten, hat eine interessante Pumpspeichieranlage in Bau, die so gut wie alle wichtigen Elemente des Hochgebirgsanlagenbaues heranzieht und in einem engen Raum das Gefälle von rd. 1700 m beherrscht. Zwischen dem höchstgelegenen Punkt der Anlage und dem Unterwasserkanal der untersten Stufe ist eine Horizontalentfernung von nur rd. 5,5 km.

Fig. 18 lässt die drei Stufen der Anlage erkennen. Drei in rd. 2400 m Meereshöhe befindliche Seen (Großsee, Weisssee und Schwarzsee) werden zu Speichern ausgebaut (Gesamtinhalt 4,5 · 10⁶ m³) und nach Zuleitung eines Baches im Kraftwerk Schwarzsee (in 1715 m Meereshöhe) mit dem Gefälle von rd. 600 m ausgenützt. Das verwendete Wasser fließt dem Speicher Wurtenalm zu, dessen Inhalt 7 · 10⁶ m³

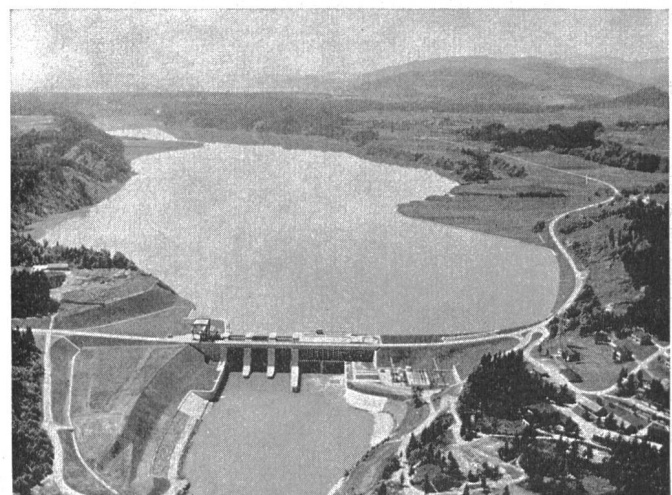


Fig. 16
 Draustufe Edling

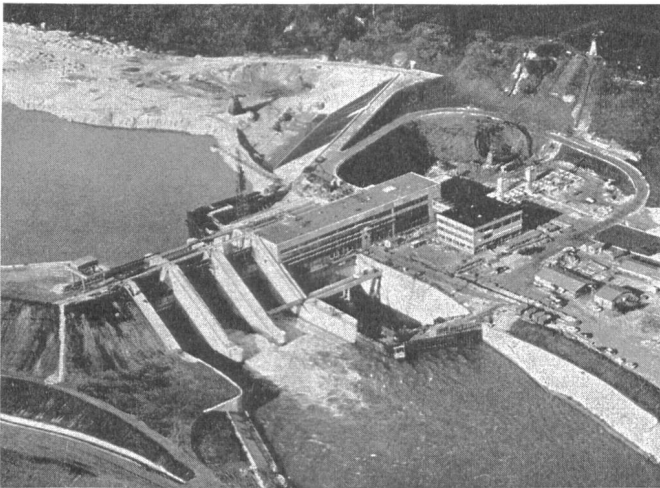


Fig. 17
Draustufe Feistritz

betragen wird. Die Kronenlänge des Steinbrockendamms beträgt 300 m, Stau- und Absenziel liegen mit 1710 und 1675 m ü. M. fest. Wie Fig. 18 ferner zeigt, werden diesem Speicher im Vollausbau drei Gebirgsbäche in 12 750 m langen Spiegelstollen und 400 m Betonrohrleitung zugeleitet. Unter Ausnützung des Gefälles von 505 m wird das dort gespeicherte Wasser im Kraftwerk Innerfragant ausgenützt. Von diesem Kraftwerk aus wird das Kraftwerk Schwarzsee ferngesteuert.

Im Kraftwerk Innerfragant wird auch das Wasser des Speichers Oscheniksee und das des Vorspeichers Haselstein abgearbeitet. Der Oscheniksee stellt energiewirtschaftlich ein ideales Speicherbecken dar. Er zog seit jeher das Interesse des Energiewirtschafters an. Durch die Errichtung eines Steinbrockendamms wird sein Inhalt von 10,5 auf $30 \cdot 10^6$ m³

Ausbau und Energieproduktion

Tabelle II

Kraftwerke	Ausbau- fallhöhe m	Ausbau- wasser- menge m ³ /s	Ausbau- Leistung MW	Jährliches Energiedargebot ¹⁾ (GWh)		
				Winter	Sommer	Jahr
KW Ausserfragant	488	21	84	66	58	124
KW Innerfragant						
Oschenikstufe	1188	9,3	88	90	19	109 ²⁾
Wurtenstufe	505	14	56	27	39	66
KW Schwarzsee	665	1,5	8	9	12	21
KW Gössnitz	36,7	28	8	9	23	32
KW Flattach	21	49	8	8	15	23
Total			252	209	166	375

¹⁾ ohne zusätzliche Überleitungen
²⁾ davon 24 GWh aus Wälzbetrieb

erhöht. Das gespeicherte Wasser wird mit einem Gefälle von 1188 m im Kraftwerk Innerfragant ausgenützt. Das Wasser vom 3,3 km langen Oscheniksee besteht aus 1,7 km langen Druckschächten, 1,4 km Druckstollen und 0,2 km Stahl-druckrohr.

Die Nebenstufe Haselstein besteht aus dem in Meereshöhe zu schaffenden Kunstspeicher von 39 000 m³ Inhalt. Über diese Nebenstufe wird der erste Oschenik-Pumpsatz gespeist. Sie erhält daher zur Überwasserabarbeitung sowie zur zusätzlichen Speicherfüllung ab dem Ausgleichsbecken Innerfragant eine Pumpturbine für 4 MW im Generator-

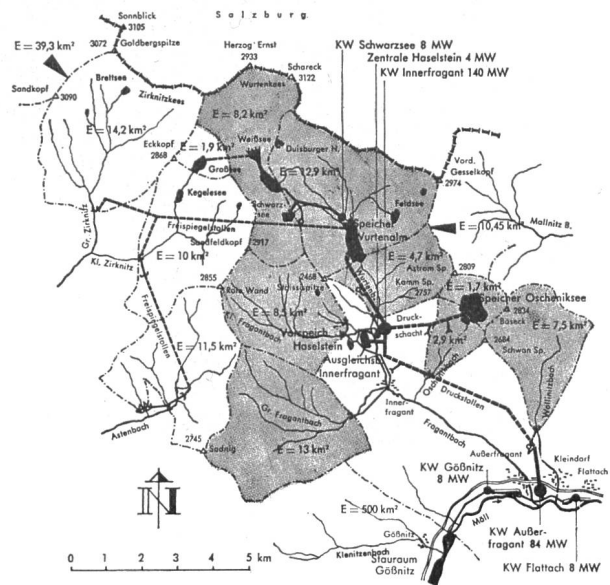
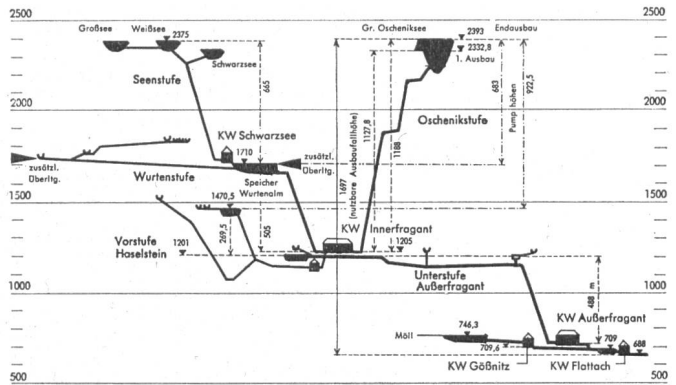


Fig. 18
Lageplan der Stufe Fragant

bzw. 5 MW im Motorbetrieb zugeschaltet. Hierbei erfolgt eine weitere Bachzuleitung. Zusätzlich wird der Oscheniksee mit Pumpwasser aus dem Horizont Wurtenalm in Kote 1710 aufgefüllt werden.

Das im Kraftwerk Innerfragant verwendete Wasser wird entweder dem Tagesspeicher Innerfragant zugeführt oder es wird in die Zuleitung zum Kraftwerk Ausserfragant geleitet, um dort mit dem Gefälle von 488 m verwendet zu werden. Wie Fig. 18 zeigt werden der Zuleitung mehrere Bäche im Vollausbau zugeleitet werden. Das Unterwasser dieser untersten Kraftwerkstufe fließt der Möll, einem Nebenfluss der Drau, zu. In unmittelbarer Nähe des Kraftwerkes Ausserfragant befinden sich die zwei Möllkraftwerke Gössnitz und Flattach.

Die Leistungen und die Energien der Werke zeigt Tabelle II.

Nach Realisierung weiterer möglicher Bachüberleitungen wird sich die Jahresenergie von 375 auf 491 GWh erhöhen. Der Baubeginn erfolgte 1963. Gössnitz ging 1965 in Betrieb, Ausserfragant wurde zwei Jahre später in Betrieb genommen. Seit Anfang 1966 wird an der Pumpspeicherstufe Oscheniksee, an der Vorstufe Haselstein, seit 1967 an der Wurtenstufe gearbeitet.

Adresse des Autors:

Dipl.-Ing. K. Kralupper, Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft, Postfach 67, A-1011 Wien.