Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 45 (1953)
Heft: 7

Artikel: Österreichische und bayerisch-österreichische Kraftwerke
Autor: Töndury, G.A.
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-921653

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 15.10.2025

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

Österreichische und bayerisch-österreichische Kraftwerke

G. A. Töndury, dipl. Ing., Baden

DK 621.29 (436+433)

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband wird auf einer Exkursion durch Österreich in der Zeit vom 6. bis 12. September 1953 einige der interessantesten im Bau und im Betrieb stehenden österreichischen Wasserkraftanlagen, große österreichisch-bayerische Grenzkraftwerke und andere technische Anlagen besichtigen, die in der nachfolgenden Zusammenfassung kurz beschrieben sind. Nach einer ganztägigen kunsthistorischen Besichtigung der schönen Stadt Salzburg und Umgebung führt die Reise der Salzach und dem unteren Inn entlang nach der mittelalterlichen deutschen Stadt Passau, wo der wilde und wasserreiche Inn in die kleinere Donau mündet. Von da an folgt man vorerst der tiefeingeschnittenen Donau bis Jochenstein, wo vor kurzem mit dem Bau eines großen Flußkraftwerkes begonnen wurde. Kurz vor Linz wird Gelegenheit geboten, das an der Donau liegende Stift Wilhering zu besuchen, während eine andere Gruppe einige der modernsten Anlagen der Vereinigten Österreichischen Eisen- und Stahlwerke (VÖEST) besichtigt. Es folgt ein Besuch des berühmten Stiftes St. Florian und die Fahrt der Enns entlang über Steyr-Hieflau und die Eisenerzeralpen in das Tal der Mur und flußabwärts nach Graz. Von der steyrischen Hauptstadt führt die Reise über die neue Packstraße mit kurzem Abstecher zur Hierzmannsperre in das Lavanttal und zur österreichisch-jugoslawischen Grenze, wo eine besonders interessante Wasserkraftanlage, das Pfeilerkraftwerk Lavamünd an der Drau, besichtigt wird. Die Reiseroute folgt streckenweise der Drau flußaufwärts über Klagenfurt und dem lieblichen Wörthersee entlang nach Velden und weiter bis fast Linz im Osttirol, über den Iselsberg und die Großglockner-Hochalpenstraße nach Zell am See. Ein ganzer Tag gilt der Besichtigung der Kraftwerkgruppe Glockner-Kaprun mit den hochgelegenen Speicherseen. Die letzte Etappe führt von Zell am See auf einer kurzen Strecke der oberen Salzach entlang und über den Thurnpaß nach Kitzbühel und südlich am Wilden Kaiser vorbei in das fruchtbare und breite Inntal von Kufstein bis Innsbruck, der Hauptstadt Tirols, wo die Reise ihren Abschluß findet.

Saalachkraftwerk der Stadt Salzburg[1]

Am nordöstlichen Stadtrand von Salzburg, unweit der Einmündung der Saalach in die Salzach, befindet sich an der Saalach das bayerisch-österreichische Grenzkraftwerk *Rott-Freilassing* des Salzburger Städtischen Elektrizitätswerkes. Es handelt sich um ein überflutbares Bauwerk mit durchströmter Rohrturbine, einer im Verlaufe der letzten 15 Jahre in Fachkreisen eingehend besprochenen und von vielen Seiten stark umstrittenen Bauweise (ehemalige Bauart Unterwasserkraftwerk System Arno Fischer), die besonders beim Ausbau von Lech und Iller in Deutschland zur Anwendung kam. Im Frühjahr 1951 konnte nach etwa 10jähriger, mit Unterbrüchen und unter denkbar schwierigsten Umständen vor sich gegangener Bauzeit das Saalachwerk mit allen drei Maschineneinheiten dem Betrieb übergeben werden. Den Verfechtern der gewählten Bauweise, welche als wesentlichste Vorteile das vorzügliche Einfügen in die Landschaft, den Gefällsrückgewinn, die krümmungsarme Triebwasserführung, die Überflutbarkeit des gemeinsamen Wehrkörpers, geringe Spaltwasserverluste, das Vermeiden einseitiger Wasserführung im Fluß, sowie die tiefe Lage der Turbineneinläufe ins Treffen führen, stehen gewichtige Argumente bezüglich des Turbinenwirkungsgrades, des Reparaturaufwandes, der zahlreicheren Betriebsunfälle und des größeren Bauaufwandes der ablehnenden Kreise gegenüber. Die Zukunft wird dem Ingenieur und Betriebsfachmann die Diskussionsgrundlage für die Zweckmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit dieser Bauweise geben können.

Das Einzugsgebiet der Wasserkraftanlage mißt 1135 km², die Abflußmengen mit alpinem Charakter schwankten in der Beobachtungsperiode 1901—1930 zwischen 7,3 und 770 m³/s, als Ausbauwassermenge wurden 60 m³/s gewählt, die im Mittel an 90 Tagen im Jahr vorhanden sind. Das Wehr wurde für die schadlose Abführung eines Katastrophenhochwassers von 1000 m³/s bemessen. Die Fundierungsverhältnisse waren nicht besonders günstig, da im Untergrund nach einer relativ geringen Kiesschicht schon Schwemmsand angetroffen wurde, so daß besondere Sicherungsmaßnahmen vorgekehrt werden mußten.

Der charakteristische Querschnitt der Anlage ist aus Abb. 1 ersichtlich, der Innenraum der Zentrale aus Abb. 2; die völlige Trockenheit der Innenräume des überfluteten Werkes wird durch Porösbetonschichten erreicht, die auf allen Innenflächen des Bauwerkes angebracht wurden. Auf die im Beton haftenden Porösplatten wurde in drei Lagen eine Spritzputzschicht aufgetragen, die dann normal verputzt wurde. Entsprechend einer Ausbauwassermenge von 60 m³/s gelangten drei Maschinengruppen in Schräglage (Neigung 1:2) zur Aufstellung. Diese besondere Turbinenart wurde von Escher-Wyß Ravensburg entwickelt. Zwei Rohrturbinen mit je 20 m³/s Schluckfähigkeit leisten bei einem Bruttogefälle von 8,45 m und der Nenndrehzahl von 214,3 U/min je 1855 PS; sie sind mit festem Laufrad und beweglichem Leitrad versehen und mit je einem Drehstromsynchrongenerator von 1750 kVA gekuppelt.

[1] Die nachfolgenden Angaben wurden auszugsweise der Veröffentlichung «Das Saalachkraftwerk der Stadt Salzburg» von dipl. Ing. *H. Lechner*, Salzburg und *H. Rotter-Woletz*, Wien, in «Elektrotechnik und Maschinenbau», Heft 19, 1951 (Springer-Verlag in Wien) entnommen.

Die dritte Turbine ist mit Doppelregulierung versehen. Um jedoch die Betriebserfahrungen mit dieser Erstlingskonstruktion abzuwarten und um noch allfällige Verbesserungen durchführen zu können, wurde zunächst ein festes Laufrad für 15 m^3/s eingebaut, das später nach vollendeter Entwicklung gegen ein solches mit verstellbaren Schaufeln vertauscht werden soll. Der Generator für die doppeltregulierte Turbine wurde für 2000 kVA ausgelegt, so daß das Werk eine installierte Generatorscheinleistung von 5500 kVA erhielt.

Es darf als bekannt vorausgesetzt werden, daß das Charakteristikum der Rohrturbine der ohne Umlenkung durchflossene Generator ist, das heißt über den axial angeströmten Leitapparat wird das Laufrad getrieben, auf dessen äußerem Kranz der Rotor des Generators aufgeschrumpft ist. Das auf der Turbinenwelle fest aufgekeilte fünfflügelige Laufrad ist in einem vorderen und einem rückwärtigen Armstern in zwei Führungslagern gelagert, wobei das rückwärtige Führungslager mit dem Spurlager zusammengebaut ist.

Die ursprünglich an der Turbine aufgetretenen Schwierigkeiten bei der Beherrschung des Spaltwassers wurden an Hand der am Lech und an der Iller gewonnenen Erfahrungen vollends durch Spezialgummidichtungen im Laufradspalt des oberwasserseitigen und unterwasserseitigen Turbinengehäuses behoben. Man ist heute damit einwandfrei in die Lage versetzt, den Spaltwasserverlust auf jenes Minimum herabzudrücken, das zur Schmierung und Kühlung der Gummidichtungen nötig ist. Es wird das an den Laufraddichtungen auftretende Wasser, ebenso wie das am Turbinengehäuse allenfalls auftretende Kondenswasser, in Fanggehäusen und Fangschalen gesammelt und dem Leckwasserkanal zugeleitet.

Vielfach mit Skepsis beurteilt wurde bisher nicht nur der Verlauf der Turbinenwirkungsgradkurve, sondern auch der optimale Wirkungsgrad, woran auch die während des Krieges verfügte Geheimhaltung schuldtragend war. Jedenfalls wurden an der Lechstufe 10 unter der objektiven Leitung von Professor R. Dubs der Eidgenössischen Technischen Hochschule in Zürich im Beisein von Geheimrat Dr. Ossanna der Technischen Hochschule München, Abnahmeversuche mit einer Rohrturbine gleicher Konstruktion, jedoch horizontaler Achslage vorgenommen, über deren Ergebnisse in der Fachliteratur berichtet werden soll. Ohne diesen Mitteilungen vorzugreifen, kann jedoch heute aus den Schlußfolgerungen der hydraulischen Sachverständigen gesagt werden, daß die von der Herstellerfirma garantierten Leistungen nicht nur erreicht, sondern sogar um 14 % überschritten wurden und daß die Wirkungsgrade speziell bei höheren Belastungen ebenfalls wesentlich besser sind als garan-

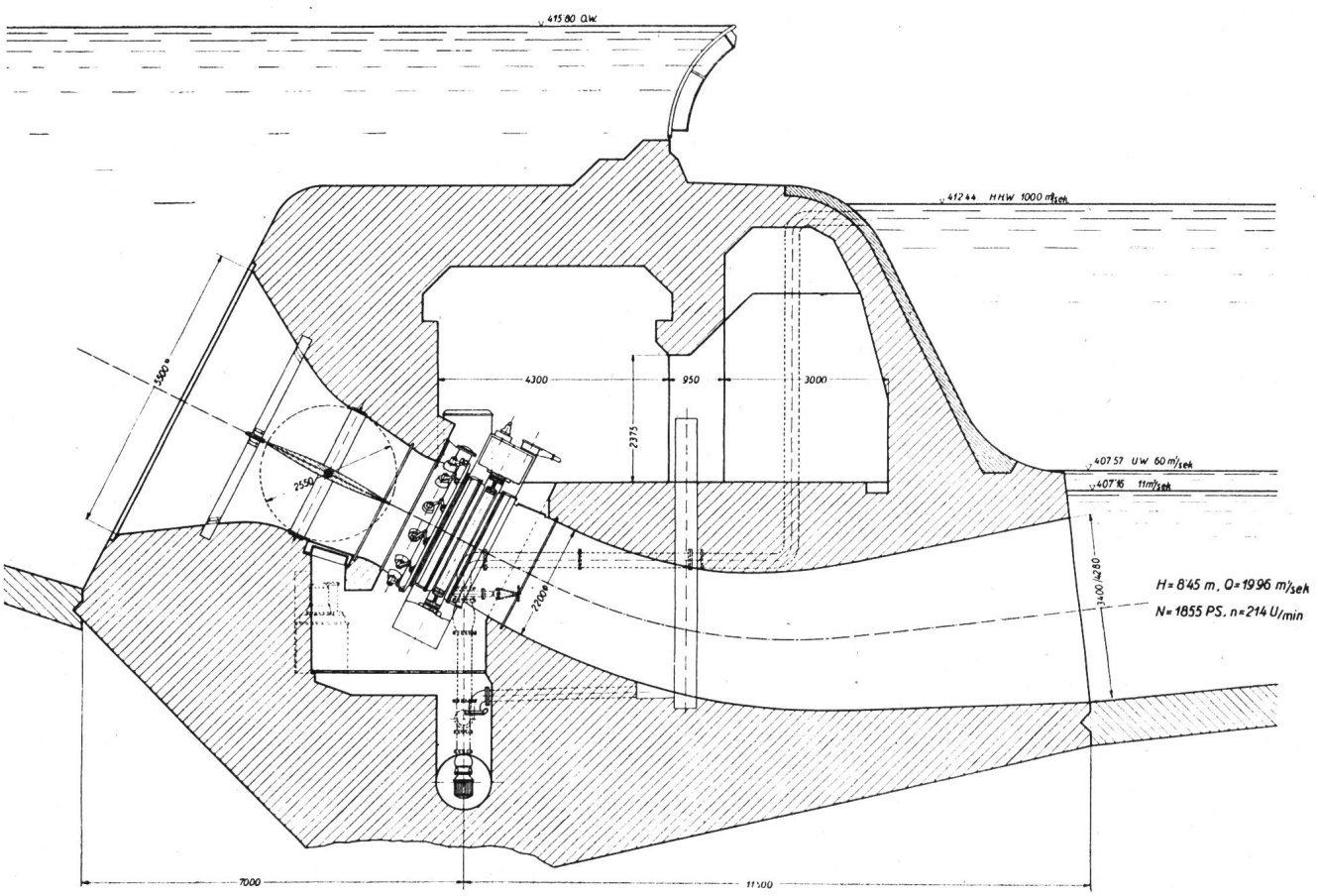


Abb. 1 Querschnitt durch das Saalachkraftwerk Rott-Freilassing mit Rohrturbine

tiert wurde und optimale Werte von über 90 % erreichen, welche bei Schräglage und Anwendung einer niedrigeren Drehzahl von 187 U/min sowie Vorverlegung der Drosselklappe zur Erreichung einer noch günstigeren Anströmung nicht unerheblich überschritten werden.

Der Ständer der 3150 Volt erzeugenden Generatoren (Herstellerfirma Brown, Boveri & Cie. Mannheim) ist jeweils axial fast um seine ganze Breite verschiebbar, so daß rasche Kontrollen und Reparaturen an den Wicklungen sowie am Laufrad vorgenommen werden können.

Alle Generatoren besitzen Fremderregung und Schnellregelung. Die Erregerumformer sind mit Schwungmassen versehen, um bei Sammelschienen- oder Leitungskurzschlüssen die Kurzschlußerregung liefern zu können.

Die Rohrturbinenaggregate sind mit allen notwendigen Sicherheitseinrichtungen, welche auf Schnellschuß arbeiten, versehen. Zu ihnen gehören: Kritische Lagertemperatur, Überdrehzahl, Mindestöldruck am Windkessel, axiale Laufradverschiebung, Ausfall der Steuerspannung sowie ein vollständiger Generatorschutz.

Als Turbinenabschlußorgane sind oberwasserseitig hydraulisch angetriebene Drosselklappen, unterwasserseitig von Hand zu betätigende Stahlblechschieber verwendet. Die Praxis zeigt, daß Notverschlüsse, wenn schon nicht unbedingt notwendig, so doch sehr zweckmäßig sind. Entgegen der ursprünglichen Konstruktion wurde deshalb noch nachträglich eine Wehrrückenverlängerung ausgeführt, in welcher die unterwasserseitigen Dammbalken im Turbinenauslauf mittels eines Schwenkmastes eingesetzt werden können, oberwasserseitig werden die am linken Ufer betriebsbereit gelagerten Dammbalken von einem Versetzwagen, der zugleich die Rechenreinigungsmaschine trägt, ohne Spiegelabsenkung eingebracht.

Die Unterbringung der gesamten Schaltanlage für die 3 kV-, als auch für die 30 kV-Seite einschließlich des Transformatorenraumes, geschah im Wehrkörper und in dem am rechten Ufer gelegenen Eingangsbauwerk, so daß außer den Betriebswohngebäuden keine weiteren Nebengebäude zu erstellen waren. Sowohl die Disposition, als auch die Gesamtlieferung der Anlage erfolgte durch die Firma Österreichische Brown Boveri Werke AG, Wien.

Die Bauart eines Unterwasserkraftwerkes weist, sowohl hinsichtlich der elektrischen Einrichtungen, als auch deren Unterbringung einige Besonderheiten auf. So ist zum Beispiel die Anordnung von direkt getriebenen Erregermaschinen und Spurlager-Ölpumpen nicht möglich. Auch der Turbinenregler hat gewisse besondere Merkmale, die durch das Fehlen der Pendeldynamo und des Sicherheitspendels gegeben sind. Damit ergeben sich für die Projektierung gewisse Bedingungen, wobei hier noch die zusätzlichen Forderungen nach vollautomatischem Betrieb und Fernsteuerung zu erfüllen waren.

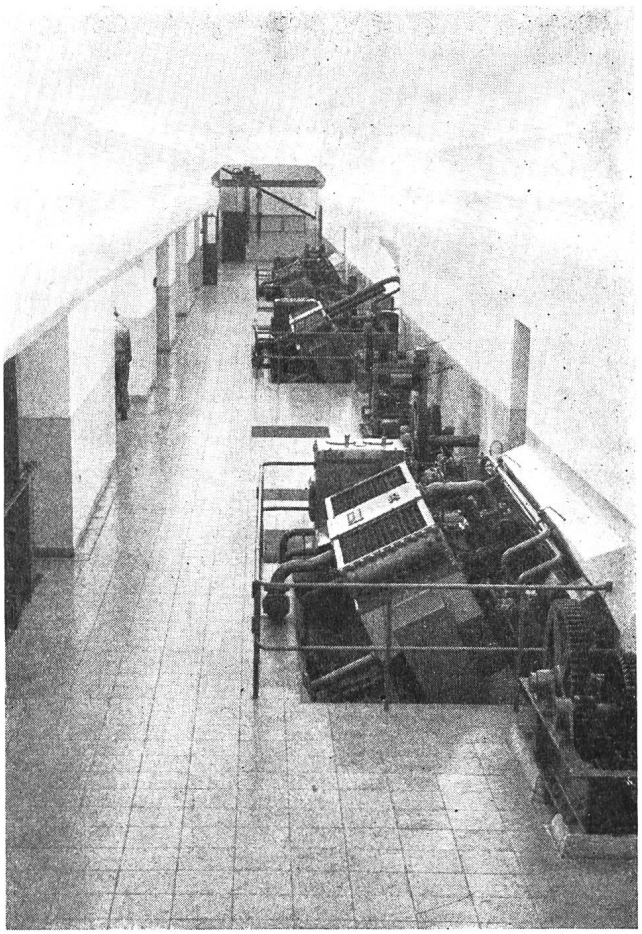


Abb. 2 Zentrale Rott-Freilassing

Nicht zuletzt mußte darauf geachtet werden, daß die Anlage trotz der räumlichen Beengtheit möglichst betriebssicher und gefällig ausgebildet werde.

Die mittlere Jahresproduktion beträgt 22,3 Mio kWh, die fast vollständig im eigenen Netz untergebracht werden kann und vor allem deshalb in ihrer Wertigkeit gewinnt, weil die bereits früher bestehenden Wasserkraftwerke der Stadt Salzburg Mitteldruck-Speicherwerke sind und nun unter Berücksichtigung des stetig steigenden Stromabsatzes rationeller eingesetzt werden können.

Innkraftwerke

Der untere Inn bildet von der Salzachmündung abwärts auf einer Strecke von etwa 70 km bis kurz vor seiner Einmündung in die Donau bei Passau die Grenze zwischen Österreich und dem deutschen Lande Bayern. Das auf dieser Grenzstrecke verfügbare Gefälle von nicht ganz 50 m soll in fünf Kraftwerkstufen genutzt werden (Abb. 3). Die Stufen Ering-Frauenstein und Egglfing-Obernberg wurden in den Jahren 1939—1945 von der Innwerk AG, Töging, gebaut, die Stufe Simbach-Braunau steht im Bau und geplant ist der Ausbau der Stufen Schärding und Passau.

Einige charakteristische Angaben dieser fünf Kraftwerke sind aus Tabelle 1 ersichtlich. Die drei im Betrieb und im Bau stehenden Grenzkraftwerke am untersten

Inn haben demnach eine mittlere jährliche Produktionskapazität von rund 1,4 Mrd kWh, wovon nur rund 34 % auf das Winterhalbjahr Oktober—März entfallen.

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, daß die Innwerk Aktiengesellschaft, München, mit Sitz in Töging am Inn im Jahre 1950 eine Denkschrift herausgegeben hat, in der die Gesamtplanung am Inn von Kufstein bis Passau dargelegt ist. Gesamthaft sind 17 Innkraftwerkstufen vorgesehen mit einem nutzbaren Gefälle von 159,45 m, einer maximalen Ausbauleistung von 740 000 kW und einem mittleren jährlichen Arbeitsvermögen von 4421 Mio kWh.

Innkraftwerk Simbach-Braunau[2]

Auf Grund eines Vertrages zwischen der Bundesregierung der Republik Österreich und der Staatsregierung des Freistaates Bayern wurde am 16. Oktober 1950 die

[2] Nach Mitteilungen der Österreichisch-Bayerischen Kraftwerke AG, Töging.

Bayerisch-österreichische Innkraftwerke Tabelle 1

Innstufe	Flußkilometer der Kraftwerke[1]	Einzugsgebiet in km²	Stauziel m ü. M.	Ausbauwassermenge m³/s (an Tagen pro Jahr)	Gefälle bei MQ m	Max. Ausbauleistung in MW	Mittl. Jahresarbeit Mio kWh	Bauzeit
Simbach-Braunau	61,1	22 700	348,5	1000(83)	11,50	90,0	509	im Bau
Ering-Frauenstein	48,0	23 390	336,2	1020(82)	9,65	72,5	427	1939/42
Egglfing-Obernberg	35,3	23 740	325,9	990(89)	10,22	80,0	468	1941/44
Schärding	17,7	24 360	314,5	1015(88)	10,95	85,0	504	Projekt
Passau	4,2	26 070	302,5	1020(88)	10,04[2]	76,0[2]	469[2]	Projekt
Zusammen					52,36	403,5	2377	

[1] Vom Zusammenfluß mit der Donau flußaufwärts gemessen [2] Ohne Einstau im Unterwasser

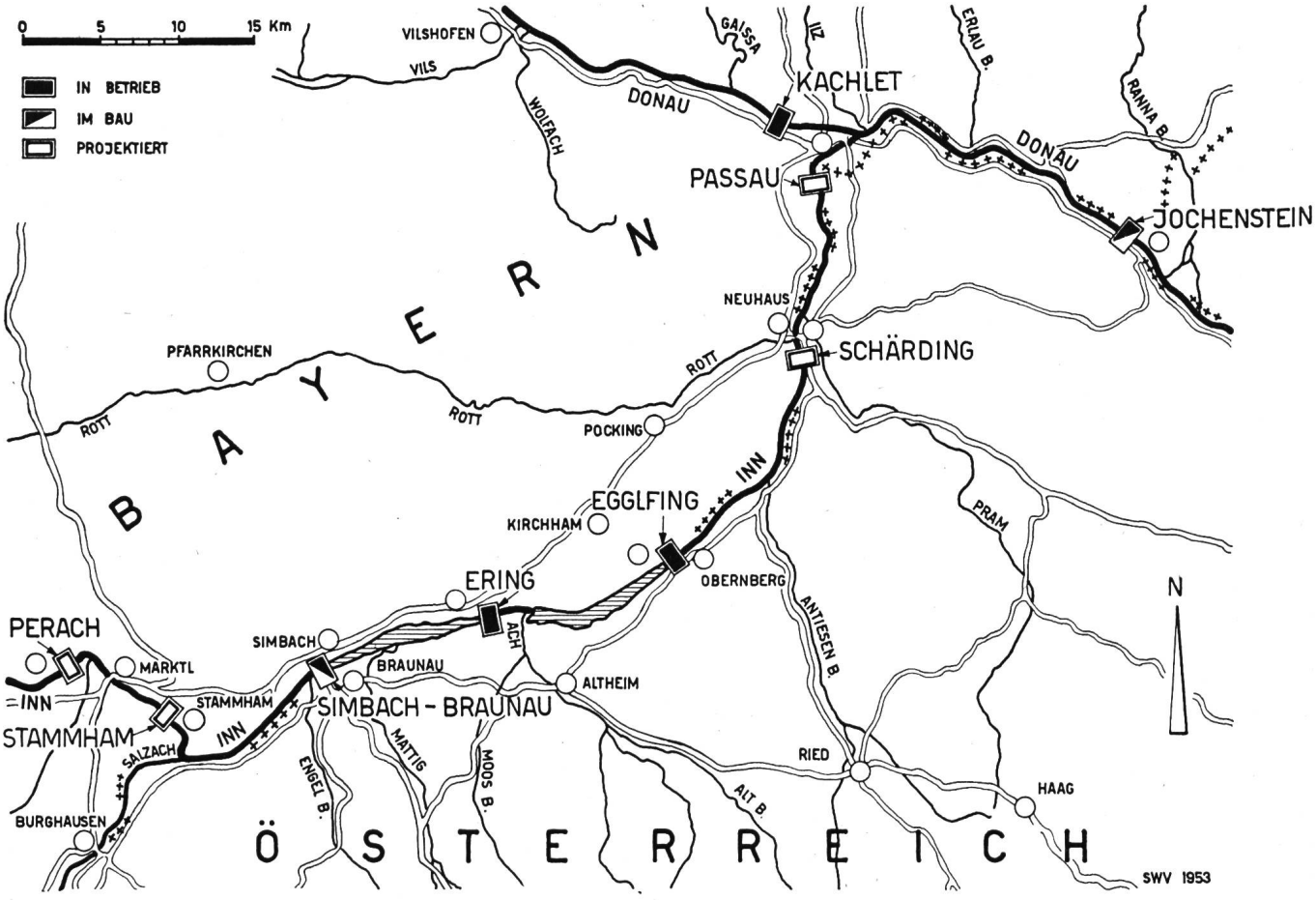


Abb. 3 Lageplan 1:500 000 der Kraftwerke am unteren Inn und an der Donau zwischen Vilshofen und Jochenstein

Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG zu dem Zweck gegründet, den Ausbau und die Nutzung von Wasserkräften an österreichisch-bayerischen Grenzflüssen, insbesonders an Inn und Salzach, jedoch mit Ausnahme der Donau, zur Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie durchzuführen. Hierdurch wurden die Voraussetzungen geschaffen, die Arbeiten am Flußkraftwerk Simbach-Braunau wieder in Angriff zu nehmen, die 1942 begonnen, durch Abzug der Arbeitskräfte auf andere kriegswichtige Baustellen aber bereits im Jahre 1943 unterbrochen wurden.

Die Auswertung der Ablesungen des Pegels Simbach ergibt bei einer Größe des Einzugsgebietes des Inns von 22 896 km² für den 40jährigen Zeitraum von 1901 bis 1940 folgende charakteristischen Abflußmengen:

Niedrigstes Niederwasser	174 m³/s
Mittleres Niederwasser	248 m³/s
Mittelwasser	703 m³/s
Mittleres Hochwasser	2728 m³/s
Höchstes Hochwasser	5200 m³/s

Das größte bisher beobachtete Hochwasser seit 1826 trat im Jahre 1899 mit 5700 m³/s ein; den Hochwasserabflußberechnungen wurde jedoch eine Hochwassermenge von 6200 m³/s zu Grunde gelegt. Die Ausbauwassermenge beträgt 1000 m³/s und ist im Mittel an 83 Tagen des Jahres vorhanden.

Aus der Wasserdarbietung für den Zeitraum 1901 bis 1940 errechnet sich eine mittlere Jahresarbeit von 509 Mio kWh, die sich auf die einzelnen Monate wie folgt verteilt:

April	41,6 Mio kWh
Mai	57,7 Mio kWh
Juni	60,4 Mio kWh
Juli	62,7 Mio kWh
August	60,7 Mio kWh
September	51,0 Mio kWh
Sommer:	334,1 Mio kWh = 65,60 %
Oktober	39,7 Mio kWh
November	30,5 Mio kWh
Dezember	27,5 Mio kWh
Januar	25,6 Mio kWh
Februar	22,0 Mio kWh
März	30,2 Mio kWh
Winter:	175,5 Mio kWh = 34,40 %

Die Untergrundverhältnisse wurden sowohl im Bereich der eigentlichen Staustufe wie auch längs der Dämme durch zahlreiche Bohrungen ermittelt. Im gesamten Gebiet liegen unter einer Schotterdecke von wechselnder Stärke in großer Mächtigkeit die tertiären Ablagerungen des ehemaligen Schliermeeres. Diese Ablagerungen bestehen aus mehr oder weniger feinsandigem Mergel und werden mit Schlier oder Flinz bezeichnet. Sie bilden infolge ihrer geringen Wasserdurchlässigkeit und ihrer festen Lagerung einen sehr guten Baugrund für die Gründung von Wasserkraftanlagen. Die bis zu einer Tiefe von 40 m in den Schlier hinein getriebenen Bohrungen ergaben an keiner Stelle artesisches Wasser. Die auf dem Schlier liegenden Schotterterrassen bestehen aus Grob- und Mittelkiesen, die vor allem am rechten Inn- und Salzach-Ufer mit Nagelfluhbänken durchsetzt sind.

Wehr und Krafthaus sind ungefähr senkrecht zur Flußachse in einer Flucht angeordnet. Das Wehr lehnt sich mit seinem Widerlager an das linke Flußufer an und füllt $^3/_4$ des etwa 200 m breiten Flußschlauches aus. Zur Aufnahme des anschließenden Krafthauses ist es notwendig, dem rechten Ufer eine flache Flußverbreiterung auszubaggern. Die Anströmungsverhältnisse im Oberwasser sowie die Kolkbildung im Unterwasser des Wehres bei den verschiedenen Wasserführungen wurden in einem Vollmodell im Maßstab 1:100 im Wasserbaulaboratorium der Innwerk AG Töging eingehend untersucht. In Verlängerung des Krafthauses sind am rechten

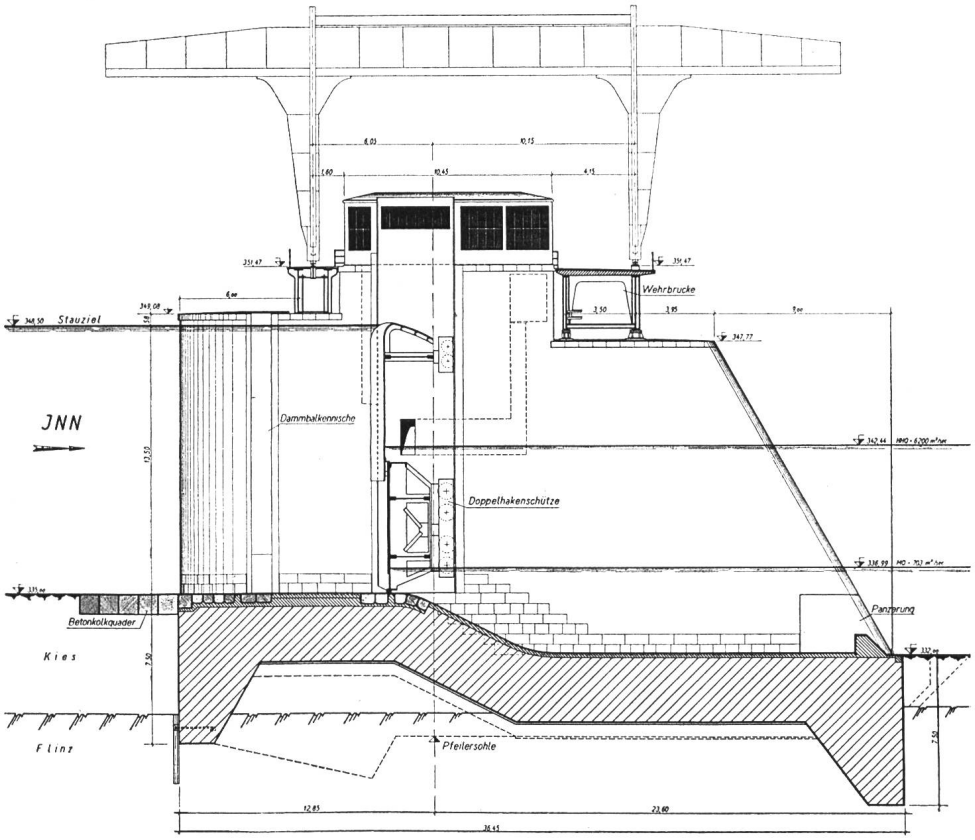


Abb. 4 Querschnitt durch das Wehr des Werkes Simbach-Braunau am Inn

Ufer in Anbauten Montageraum, Werkstätten, Büroräume und sanitäre Anlagen untergebracht. Rechtwinkelig dazu schließen das Schalthaus mit Warte sowie die Freiluftschaltanlage an. Durch die Stauanlage wird das Mittelwasser des Flusses um rund 11,50 m auf Höhe 348,50 über NN gestaut.

Vom Bahnhof Simbach führt ein normalspuriges Anschlußgleis zur Staustufe. Sowohl auf bayerischer wie österreichischer Seite wird die Anlage durch Zufahrtsstraßen mit dem öffentlichen Straßennetz verbunden.

Das Wehr (Abb. 4) besteht aus fünf Öffnungen von je 23 m Lichtweite mit zwischenliegenden Pfeilern von 6,0 m Stärke, bei einer Schützenhöhe von 13,5 m. Die größte Hochwassermenge von 6200 m³/s kann bei Blokkierung einer Öffnung durch die restlichen vier Öffnungen ohne Überstau abgeführt werden. Das gesamte Bauwerk ist im festen Schlier gegründet. Ober- und unterwasserseitig greifen Betonsporne tief in den Schlier ein. Eine Stahlspundwand im oberwasserseitigen Sporn sichert das Bauwerk außerdem noch gegen Unterläufigkeit. Am unterstromigen Ende des Wehrbodens ist eine 1,0 m hohe stahlgepanzerte Schwelle angeordnet. Im allgemeinen erhält die Wehrsohle eine Verschleißbetonschicht aus Hartsteinzuschlagstoffen in einer Stärke von 0,30 m, die nur an später unzugänglichen oder besonders beanspruchten Stellen durch eine Verkleidung aus Granitquadern ersetzt wird. Die Wehrpfeiler enden unterstrom rechtwinkelig und erhalten am unteren Ende und in den Schützen- und Dammbalkennischen eine Stahlpanzerung, dazwischen eine Granitsteinverkleidung. Die Form des Wehrbodens und der Pfeiler wurde durch Modellversuche untersucht und festgelegt.

Über die gesamte Wehranlage führen Stahlbrücken, welche die Fahrschienen der zwei Portalkrane mit je 50 t Tragkraft aufnehmen.

Für den Abschluß der Wehröffnungen dienen Doppelhakenschützen von 13,50 m Höhe. Auf den Pfeilern angeordnete Windwerke, die mit elektrischer Welle verbunden sind, gestatten ein Absenken der Oberschütze oder ein Heben der Unterschütze sowie das Herausheben des ineinander gefahrenen Schützenpaketes bis zur vollkommenen Freigabe der Öffnungen. Die Windwerke sind in Häuschen aus Stahl und Glas untergebracht.

Zur Trockenlegung der Wehrböden können durch die beiden Portalkrane im Oberwasser senkrechte und im Unterwasser schräge Dammbalken eingesetzt werden.

Das Krafthaus (Abb. 5) besteht aus vier durch Bewegungsfugen von einander getrennten Maschinenblökken. Von der Ausbildung eines eigenen Hochbaues wurde abgesehen. Dadurch wird erreicht, daß sich die Anlage gut in die verhältnismäßig flache Flußlandschaft einpaßt. Die Maschinenschächte werden mit niederen,

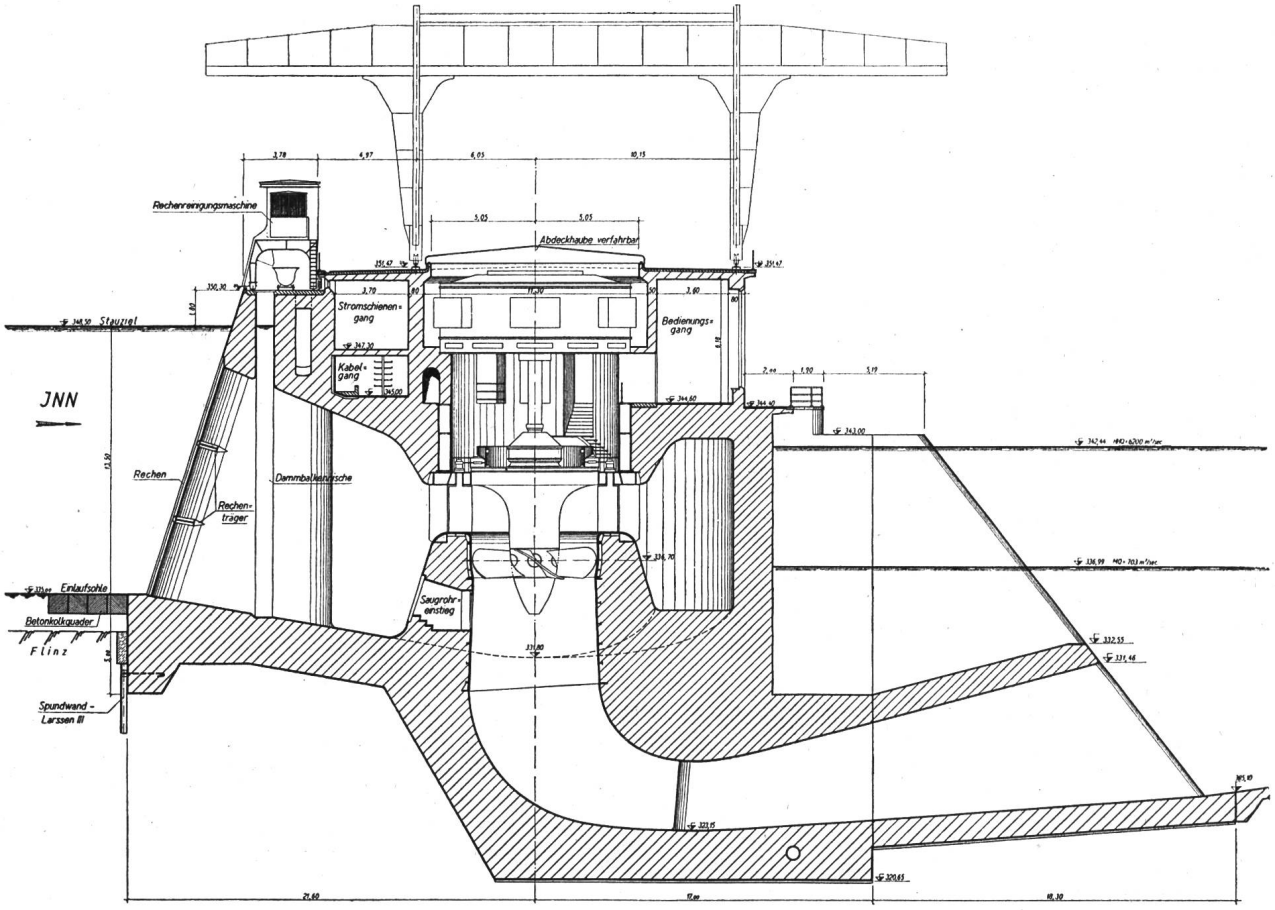


Abb. 5 Querschnitt durch die Zentrale Simbach-Braunau

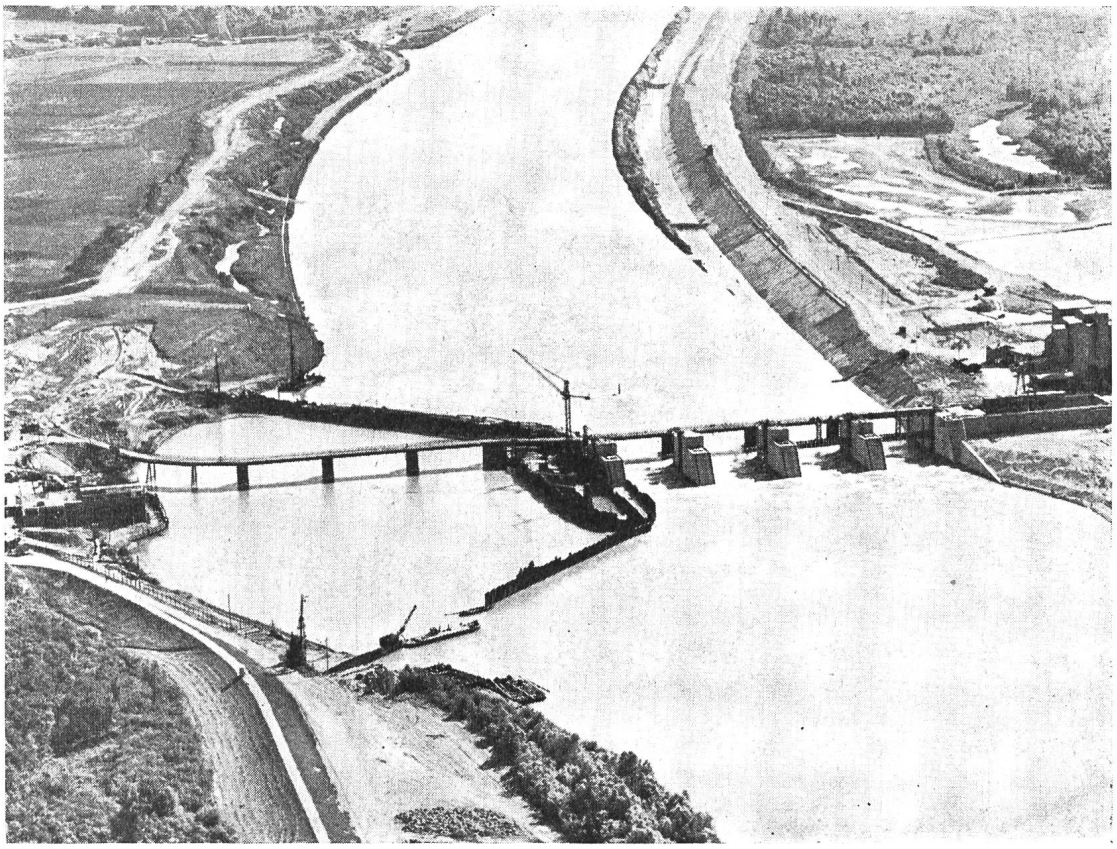


Abb. 6 Baustelle Simbach-Braunau, Fliegerbild vom 31. Mai 1952

verschiebbaren Stahlhauben überdeckt. Die beiden obengenannten Portalkrane bestreichen auch das ganze Krafthaus. Mit ihnen können die gesamten Montagen durchgeführt werden. Außerdem dienen sie wie beim Wehr zum Einsetzen der Dammbalken. Auch hier werden die Unterwasserabschlüsse als Schrägdammbalken ausgebildet, so daß dadurch der Saugschlauch auf seine ganze Länge trockengelegt werden kann.

Das Krafthaus ist tief in den Schlier gegründet. Der über der Spiralendecke liegende Bedienungsgang befindet sich an der Unterwasserseite, der Stromschienen- und Kabelgang an der Oberwasserseite des Krafthauses. Zur Reinigung des vor den Einlaufspiralen angeordneten Grobrechens dienen zwei Rechenreinigungsmaschinen. Das Rechengut wird in Muldenkippern zum Geschwemmsellagerplatz am rechten Ufer abgefahren.

Die zum Einbau vorgesehenen vier Maschinensätze bestehen aus Kaplanturbinen mit senkrechten Wellen und aufgesetzten Drehstrom-Synchron-Generatoren. Die Kaplanturbinen haben bei einem maximalen Schluckvermögen von 255 m^3/s eine Leistung von 32 650 PS. Die Drehzahl beträgt 83,4 U/min. Die Generatoren werden für eine Leistung von 32 MVA bei $\cos \psi$ 0,75 ausgelegt. Die Gesamtleistung der Hauptmaschinensätze beträgt bei der Ausbauwassermenge von 1000 m^3/s rund 90 000 KW an der Generatorklemme.

Die Energie der vier Generatoren wird über Stromschienen mit 10,5 kV Spannung vier 32 MVA-Transformatoren zugeführt und dort auf 100 kV hochgespannt. Der Eigenbedarf des Kraftwerkes wird den Generatorschienen mit einer Spannung von 10,5 kV entnommen und über Transformatoren auf 380 V abgespannt. Der zur Versorgung der Pumpstationen hinter den Staudämmen notwendige Strom wird in zwei Transformatoren von 10,5 auf 20 kV hochgespannt und über 20 kV-Freileitungen den Pumpstationen zugeleitet. Die Bedienung der gesamten elektrischen Anlagen erfolgt zentral von der Warte aus, desgleichen die Steuerung der Turbinen und der Wehrschützen.

Die Oberfläche des Staubeckens beträgt bei Mittelwasser rund 7,35 km^2.

Der Rückstau der Anlage reicht im Inn bis zum Unterwasser der bei Fluß-km 75,4 geplanten Staustufe Stammham und in der Salzach bis zum Unterwasserkanal des Kraftwerkes der Alzwerke GmbH bei Burghausen. Das Staugebiet wird an beiden Ufern des Inns und der Salzach zum Teil durch Staudämme, zum Teil durch natürliche Steilhänge begrenzt. Insgesamt sind Dämme von rund 23,6 km Länge erforderlich, die bis 11 m hoch sind. Die Dichtung der Dämme erfolgt durch eine 20 cm starke Betonplatte und eine bis zum Schlier reichende Stahlspundwand. Die Betonplatte endet oben in

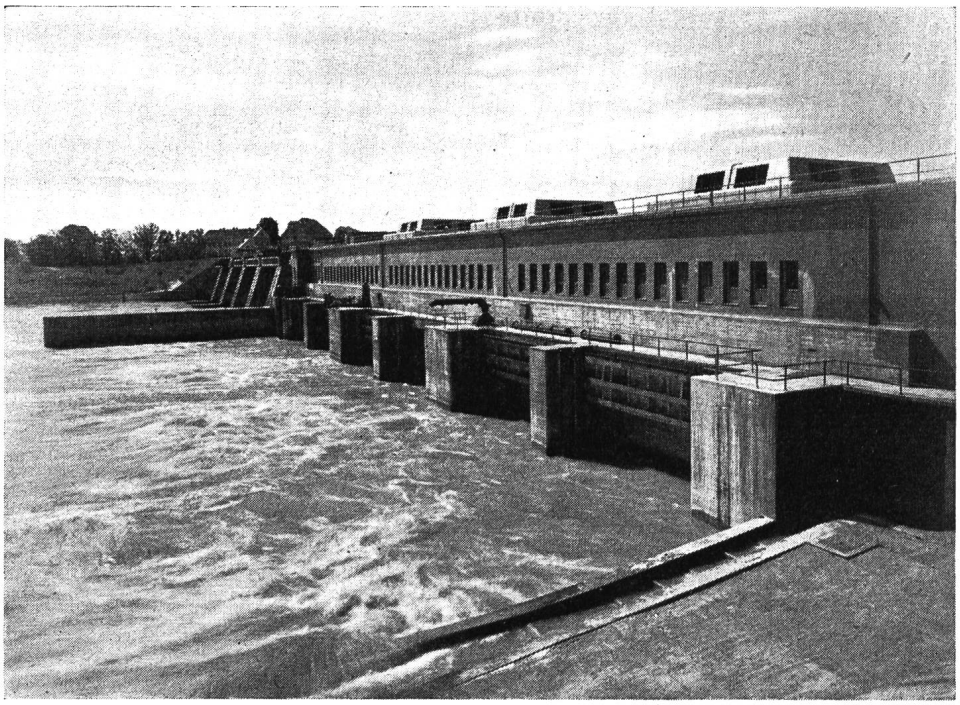


Abb. 7 Unterwasseransicht des Innkraftwerkes Ering

einen Wellenbrecher. Bei niederen Dämmen im oberen Teil des Staugebietes entfällt die Stahlspundwand.

Die Linienführung der Staudämme wurde weitgehend durch die Geschiebe- und Schwebstofführung der beiden Flüsse bestimmt. Das längs der Flußsohle bewegte Geschiebe setzt sich am oberen Ende des Stauraumes ab. Es ist beabsichtigt, diese Geschiebemengen durch Baggerung aufzunehmen und in Toträumen des Staugebietes zu verklappen. Sobald im Inn und in der Salzach die oberhalb Braunau geplanten Staustufen zur Ausführung gelangen, hört der Zutransport von Geschiebe auf und die Baggerung kommt in Wegfall.

Ein weit schwierigeres Problem stellt bei Inn und Salzach die Schwebstofführung dar. Im Mittel der Jahre 1930—1939 führte der Inn bei Braunau jährlich 5 244 000 t Schwebstoffe mit. Infolge der geringen Wassergeschwindigkeit im Stauraum setzt sich ein beträchtlicher Teil dieser Schwebstoffe dort ab. Dadurch werden die Flußquerschnitte eingeengt und die Wassergeschwindigkeit erhöht. Die jährlichen Auflandungen nehmen daher immer mehr ab, bis eine Sohlenlage erreicht ist, bei der alle in den Stauraum eingeführten Schwebstoffe diesen wieder verlassen ohne sich abzusetzen.

Durch Auswertung der Auflandungen in Staugebieten, die bereits seit längerer Zeit in Betrieb sind, wurde eine Methode zur Berechnung der voraussichtlichen mittleren Auflandungssohle gefunden. Trotzdem die Staudämme im unteren Bereich des Staugebietes nur einen Abstand von 300 m haben, erreichen die Auflandungen dort eine Höhe bis zu 6 m. Mit dieser Auflandungssohle wurde dann die Staukurve für das Katastrophenhochwasser errechnet. Die Dammkronen der Staudämme verlaufen 1,20 m über der so gerechneten Wasserspiegellinie des Katastrophenhochwassers.

Der zwischen der Bundesregierung der Republik Österreich und der Staatsregierung des Freistaates Bayern über die Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG abgeschlossene Vertrag sieht vor, daß die zum Gebrauch oder Verbrauch der Gesellschaft bestimmten Waren im Verkehr zwischen den beiden Staaten von Zöllen freigestellt werden.

Außerdem sollen bei der Einstellung der Arbeitnehmer, bei der Vergebung von Aufträgen und ähnlichem die Interessen beider Staaten möglichst gleichmäßig berücksichtigt werden.

Um diese Bedingungen erfüllen zu können, müssen beim Bau der Kraftstufe sowohl österreichische wie bayerische Arbeitskräfte eingesetzt werden. Aus diesem Grunde wurde für den Bau von Wehr und Krafthaus eine Arbeitsgemeinschaft aus österreichischen und deutschen Baufirmen vorgesehen. Die österreichischen und deutschen Arbeitskräfte werden jeweils nach den in ihren Ländern gültigen Tarifverträgen bezahlt.

Infolge der Lage der Innstufe Braunau an einem Grenzfluß ist es notwendig, zur Abwicklung aller aus- und einfuhrmäßigen zollrechtlichen und paßpolizeilichen Aufgaben für die Dauer der Bauarbeiten eine «Bauzone» zu schaffen, die sowohl von den österreichischen als auch von den deutschen Verwaltungen als «Inland» angesehen wird. Diese Bauzone, welche auf beiden Ufern des Inns die gesamte Baustelleneinrichtung einschließt,

ist mit einem Zaun zu umgeben. In diese Bauzone eingeführte, für den Bau bestimmte Waren werden lediglich mengenmäßig festgelegt, sie sind jedoch von Zöllen und sonstigen Abgaben befreit. Die zollmäßige Behandlung aller beim Bau vorübergehend gebrauchten Maschinen und Gerätschaften erfolgt im Wege der Vormerkung.

In der Bauzone ist ein österreichisches und deutsches Zollamt zur Überwachung untergebracht.

Trotz der großen Schüttmassen von rund 3 000 000 m^3 für die Staudämme sind die Arbeiten für Wehr und Krafthaus für den Gesamtfertigstellungstermin der Anlage bestimmend. Durch die rechtzeitige Ausbaggerung der Flußverbreiterung auf der rechten Seite war es möglich, die Arbeiten für Wehr und Krafthaus in zwei großen Baugruben durchzuführen. In der ersten Baugrube wurden in der Zeit von Juli 1951 bis April 1952 vier Wehröffnungen baulich fertiggestellt (Abb. 6).

Nach dem Ziehen der Umschließungsspundwand dieser Baugrube wurde im Mai 1952 mit der Rammung der Umschließung der zweiten Baugrube begonnen und diese Anfang Juni 1952 geschlossen. In dieser Baugrube erfolgt der Bau der fünften Wehröffnung und des gesamten Krafthauses. Die fünfte Wehröffnung wurde im Dezember 1952 fertiggestellt und für den Durchfluß freigegeben. Im Krafthaus waren Anfang April 1953 sämtliche Saugschläuche und die Spiralen von Turbine 1 und 4 betoniert. Die Vormontage der Turbinen war abgeschlossen. Die gesamten Bauarbeiten am Krafthaus werden bis Anfang September 1953 fertiggestellt, die Baugrube selbst wird jedoch noch nicht geflutet sein.

Im Anschluß an die Besichtigung der Bauarbeiten für das Kraftwerk Simbach-Braunau wird als Beispiel einer im Betrieb stehenden Anlage das *Innkraftwerk Ering-Frauenstein* besucht (Abb. 7), das eine ähnliche Disposition wie das Innwerk Simbach-Braunau hat.

Donaukraftwerk Jochenstein [3]

Bauherr ist die Donaukraftwerk Jochenstein AG, die am 15. Februar 1952 auf Grund eines Regierungsabkommens vom 13. Februar 1952 zwischen der Bundesrepublik Deutschland, dem Freistaat Bayern und der Republik Österreich gegründet worden ist. Der österreichische Teilhaber an diesem Unternehmen ist die Österreichische Elektrizitätswirtschafts AG («Verbundgesellschaft»), der deutsche die Rhein-Main-Donau AG, die im Zusammenhang mit ihrer Aufgabe, den Großschiffahrtsweg Rhein-Main-Donau zu bauen, Konzessionsträgerin für alle Kraftstufen an der bayerischen Donau ist.

Der Plan, am Ende der 21 km langen deutsch-österreichischen Gemeinschaftsstrecke der Donau eine Staustufe zu errichten, geht bis auf das Jahr 1918 zurück, die Verwirklichung mußte aus verschiedenen Gründen immer wieder hinausgeschoben werden. Nach dem zweiten Weltkrieg, in dessen Folge das Land Bayern von seinen mitteldeutschen Stromlieferanten gewaltsam getrennt und damit einer empfindlichen Energienot ausgesetzt war, bekam die bei Jochenstein zur Verfügung stehende Wasserkraft als eine der ergiebigsten und wirtschaftlichsten unter den unerschlossenen Energiequellen Bayerns besondere Bedeutung. Die in früheren und im Projekt von 1951 festgelegte Lage des Kraftwerkes (Abb. 3) gestattet nicht nur die bestmögliche Ausnutzung der deutsch-österreichischen Gemeinschaftsstrecke, sondern bietet neben ausgezeichneten Untergrundverhältnissen (Gneis mit wenigen Zerrüttungszonen am Südufer der Donau) auch eine ausreichende Breite des Talquerschnit-

[3] Nach persönlichen Mitteilungen von Dr. Ing. *H. Fuchs*, München, Direktor der Rhein-Main-Donau-AG und der Veröffentlichung «Donaukraftwerk Jochenstein» von dipl. Ing. *L. Steinhauser*, München, erschienen in «Energie» Nr. 5, S. 135/137.

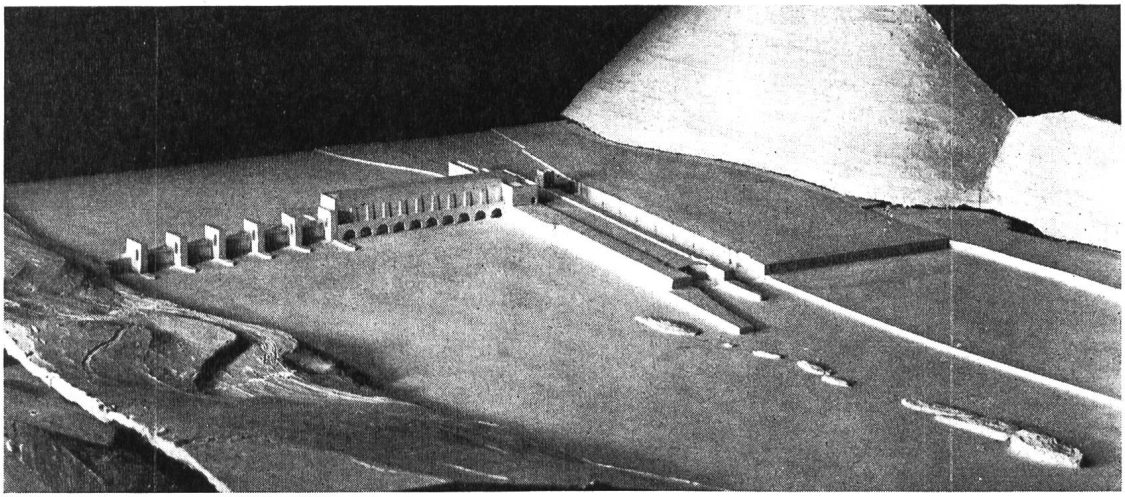


Abb. 8 Modellbild Kraftwerk Jochenstein (Photo Anton Zettler, München)

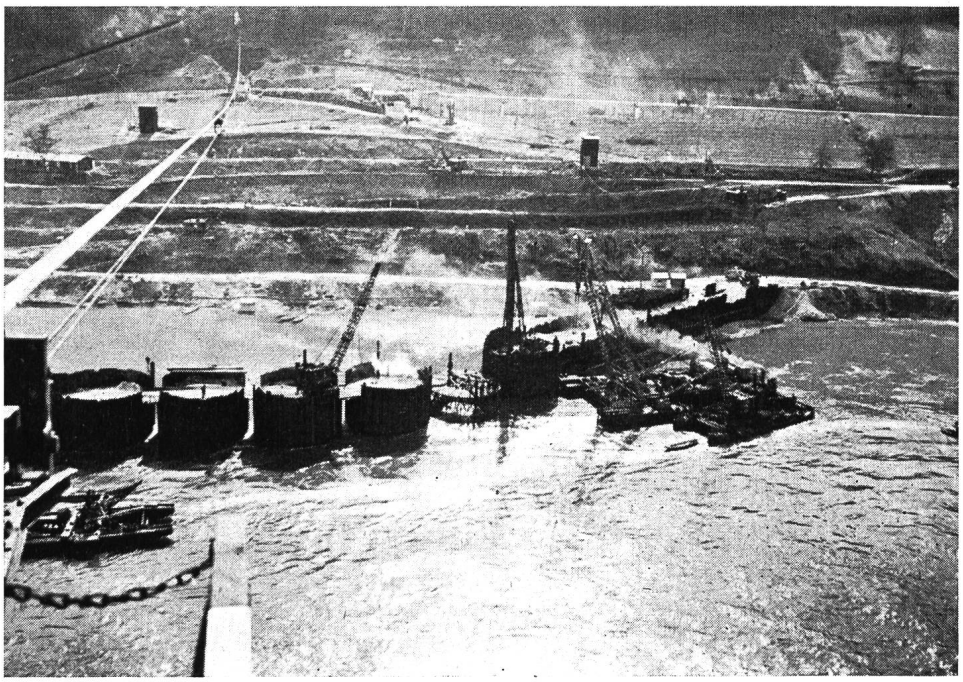


Abb. 9 Jochenstein, Baustellen der Zellenfangdämme für die rechtsufrige Wehrbaugrube (Photo: Rudolf Gutscher)

tes, die ohne Beseitigung der Ortschaft Jochenstein und ohne empfindliche Eingriffe in die besonders schutzbedürftige Landschaft, eine, für den Durchfluß der Hochwasser, für die Strömungsverhältnisse des Kraftwerks und für die Durchfahrt der Schiffahrt günstige Anordnung und Gestaltung der einzelnen Bauteile ermöglicht.

In dem wenig bekannten, landschaftlich sehr reizvollen Donautal, 25 km unterhalb Passau, wo der Strom den Bayerischen Wald durchbricht und der Jochenstein-Felsen aus dem Wasser aufragt, ist im Herbst 1952 eines der größten energiewirtschaftlichen Bauvorhaben Mitteleuropas in Angriff genommen worden. Der Fluß, der bei Passau die großen Wassermassen des Inns aufnimmt, führt hier im Durchschnitt 1430 m³/s, d. i. mehr als doppelt so viel wie bei der Kachletstufe oberhalb Passau. Diese Wassermenge stammt aus einem Einzugsgebiet von 76 000 km², das den größten Teil Bayerns, ganz Tirol sowie Teile von Württemberg und der Schweiz umfaßt. Die Größe und klimatische Verschiedenheit dieses Einzugsgebietes hat zur Folge, daß die jahreszeitlichen Schwankungen der Wasserführung wesentlich geringer sind als bei den übrigen energiewirtschaftlich genutzten Gewässern Bayerns. Das Stauziel mußte im Hinblick auf die Stadt Passau auf Kote 290 m ü. M. begrenzt werden, womit der Staubereich bei mittlerem Niederwasser (588 m³/s) bis zu dem oberhalb Passau, an der Donau gelegenen Kachletwerk reicht, bei Mittelwasser (1430 m³/s) im Bereich der Stadt Passau liegt und bei mittlerem Hochwasser (4200 m³/s) bereits unterhalb der Innmündung endet. Das am rechten Ufer anschließende Wehr, das sechs Öffnungen von je 24 m Lichtweite besitzt, ist für eine größte Wassermenge von 8400 m³/s bemessen, was dem größten bisher beobachteten Hochwasser vom Jahre 1862 entspricht. Darüber hinaus stehen als Reserve noch die beiden Schleusen zur Abfuhr von Hochwasser zur Verfügung. Im Anschluß an das Wehr folgt das Krafthaus mit fünf Maschinensätzen und am linken, bayerischen Ufer werden die beiden Schiffahrtsschleusen (je 230 × 24 m) gebaut. Das gesamte Bauwerk — Schleusen, Krafthaus und Wehr — hat eine Länge von 400 m (Abb. 8). Bemerkenswert ist, daß Krafthaus und Wehr nicht wie bei anderen Flußkraftwerken geradlinig, sondern als flacher, nach oberstrom gewölbter Bogen geformt sind. Diese Gestaltung des Bauwerks wurde gewählt, weil sich auf Grund von Modellversuchen, die an der Technischen Hochschule in Graz durchgeführt worden sind, gezeigt hat, daß bei der gegebenen Form des Flußbettes auf diese Weise die günstigsten Bedingungen für die Anströmung der Turbinen und die Abfuhr der Hochwasser geschaffen werden.

Die Entscheidung zu Gunsten dieser Anordnung fiel nicht, ohne daß vorher mehrere andere Varianten, besonders die von Dr. Grengg und Dr. Lauffer entwickelte und an der Drau angewendete Pfeilerkraftwerk-Bauweise, eingehend untersucht wurden. Für die Anordnung und Gestaltung der wasserbaulichen Anlagen wurden im Institut von Prof. Dr. Grengg an der Technischen Hochschule Graz Modellversuche durchgeführt. Die Probleme der Treibeisführung der Donau mußten bei der Projektierung besonders sorgfältig geprüft und berücksichtigt werden.

Das Kraftwerk, das eine totale Wassermenge von 1750 m³/s, die an rund 100 Tagen im Durchschnitts-

jahr zur Verfügung stehen, bei einem mittleren Gefälle von 10,15 m verarbeitet, wird fünf vertikalachsige Maschinenaggregate mit Kaplanturbinen erhalten, die bei einer gesamten Ausbauleistung von 140 000 kW im Regeljahr 920 Mio kWh, wovon 46 % im Winterhalbjahr, produzieren werden. Die Energie wird entsprechend der Beteiligung je hälftig Österreich und Bayern zukommen. Damit wird ein entscheidender Beitrag zur Überwindung der bayerischen Energieknappheit geleistet; es sind dies etwa 8,2 % der gesamten Erzeugung der EVU Bayerns oder 10,5 % der bayerischen Wasserkrafterzeugung im Jahre 1952. Um die gleiche Energiemenge in Dampfkraftwerken zu erzeugen, würden etwa 230 000 t Kohlen jährlich benötigt.

Die verständnisvolle deutsch-österreichische Zusammenarbeit, die den Bau dieses Großkraftwerkes ermöglicht hat, wird auch für den Abtransport und die Verteilung der Energie die wirtschaftlich günstige Lösung unabhängig von den Grenzen finden lassen. Voraussichtlich wird zu diesem Zweck eine etwa 60 km lange 220-kV-Leitung von Jochenstein nach St. Peter am Inn gebaut, die zum Teil auf österreichischem, zum Teil auf bayerischem Gebiet verläuft. Damit wird der Anschluß an die große 220-kV-Leitung geschaffen, die aus dem Rhein-Ruhr-Gebiet über Aschaffenburg-Nürnberg-St. Peter-Ernsthofen nach Wien geht.

Der Bau der Stufe Jochenstein bringt auch Verbesserungen für die Donauschiffahrt mit sich. Auf der 22 km langen Strecke zwischen Passau und Jochenstein sind bisher sieben Engstellen vorhanden, in denen die berg- und talfahrenden Schleppzüge nicht aneinander vorbeifahren können. Durch die Errichtung des Staus werden diese Schiffahrtshindernisse beseitigt. Außerdem wird die Fahrgeschwindigkeit bei der Bergfahrt durch die Verminderung des Fließgefälles wesentlich verbessert. Die geringen Zeitverluste bei der Schleusung in Jochenstein fallen demgegenüber nicht ins Gewicht.

Der Bau der ganzen Anlage muß in mehreren Abschnitten so durchgeführt werden, daß die Donauschiffahrt nicht unterbrochen wird und die Beherrschung von etwaigen Hochwassern jederzeit gewährleistet bleibt.

Die Gesamtkosten belaufen sich auf 223,5 Mio DM; es entfallen auf die Hoch- und Tiefbauten 58,5 %, auf die Stahlwasserbauten des Wehres 4,7 %, auf die Stahlwasserbauten der Schleusen 2,8 % und auf die maschinellen und elektrischen Einrichtungen des Kraftwerkes einschließlich Freiluftschaltanlage und Inventar 34 %. Bei durchschnittlich 12,75 % Jahreskosten errechnet sich ein mittlerer Energiepreis von 3 Pfg/kWh ab Generatorklemme.

Für die Bauarbeiten der Wehranlage im Hauptstrombett wird die Baugrubenumschließung aus sogenannten Kreiszellen gebildet, das sind zylindrische Körper von 12,8 m Durchmesser und 13 m Höhe, die aus Flachbohlen zusammengesetzt und mit Kies gefüllt werden, so daß sie durch ihr Eigengewicht die erforderliche Standfestigkeit erhalten (Abb. 9, 10). Die so entstehende Kette von Zylindern wird durch dazwischenliegende Verbindungsstücke zu einem festen Damm ergänzt. Die Bauzeit wird dadurch wesentlich kürzer als bei der Verwendung von Spundwänden, wo jede Bohle einzeln gerammt und später wieder gezogen werden muß. Diese Kreiszellenbauweise wurde verschiedentlich in Amerika, vor allem am Rio Negro, in Uruguay, angewendet. Auch beim Bau von U-Bootsbunkern an der Atlantikküste, während des zweiten Weltkrieges, bediente man sich dieses Verfahrens, im strömenden Wasser aber wird es hier in Jochenstein zum erstenmal in Europa angewendet.

Mit den Bauarbeiten wurde im November 1952 begonnen, zur Zeit sind etwa 1200 Arbeiter auf der Baustelle beschäftigt. Die ausgedehnte Baustelle einschließlich der Bauleitungsbaracken und der auf beiden Flußufern errichteten Kantinen für die Arbeiterschaft bildet eine Zollenklave zwischen Bayern und Österreich. Die Gesamtbauzeit soll rund 4 Jahre betragen, wobei man mit der Inbetriebnahme der ersten beiden Maschinensätze mit Teilstau anfangs 1955, mit Aufnahme des Vollbetriebes im September 1956 und Abschluß der Unterwasserbaggerung bis Ende 1957 rechnet.

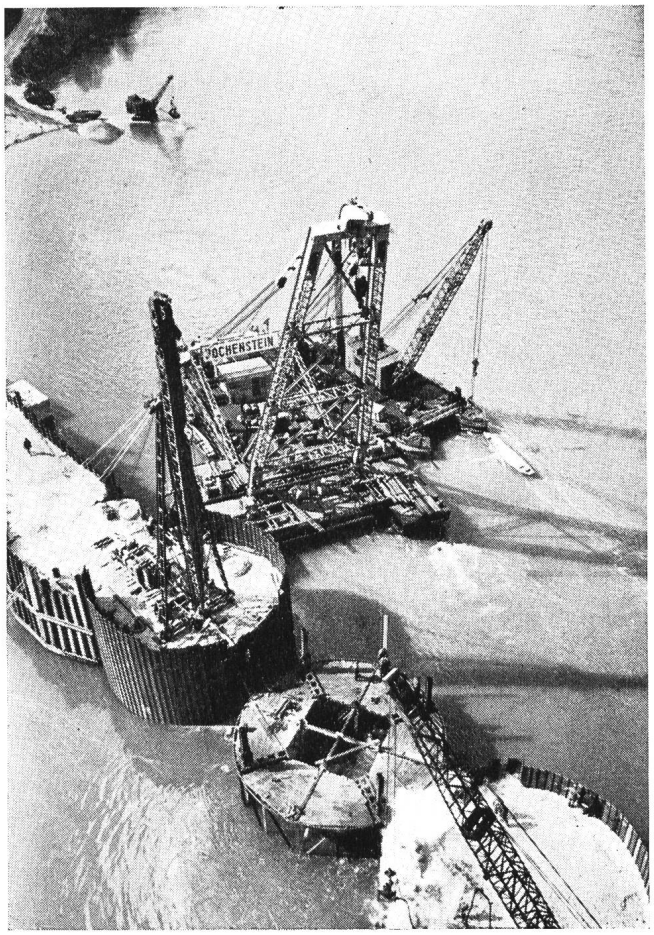


Abb. 10 Jochenstein, rechtsufrige Wehrbaugrube

Für das Bauwerk, das in einen Strom mit Wildbachcharakter und beträchtlichen Hochwassermengen hineingestellt werden muß und das eine Bewegung von 4 Millionen m³ Erdboden, darunter erhebliche Felskubaturen und den Einbau von 450 000 m³ Beton umfaßt, sind diese Termine äußerst knapp.

Ennskraftwerke [4]

Die Enns, die in den westlichsten Ausläufern der Niederen Tauern entspringt, durchbricht nach längerem östlich-nordöstlichem Kurs in enger Schlucht das berühmte Gesäuse, biegt bei Hieflau scharf nach Nordwesten und mündet nach rund 120 km etwa 15 km östlich von Linz in die Donau; sie ist nach der Donau, dem Inn, der Drau und Salzach der wasserreichste österreichische Fluß. Als Wasserweg für Flöße und Schiffszüge sowie als Triftstraße kam ihr schon von alters her eine hohe wirtschaftliche Bedeutung zu.

Projekte, die auf eine Wasserkraftnutzung der Enns abzielten, reichen in die Jahre vor dem ersten Weltkrieg zurück; im Verlaufe der Zeit wurden verschiedene Lösungen geplant, deren Verwirklichung aber am mangelnden Energiebedarf oder an der Finanzierung scheiterte. Eine völlig neue Situation entstand im Jahre 1938 nach der Besetzung Österreichs durch Deutschland. Der stark angestiegene Energiebedarf ermöglichte die Realisierung einer Reihe von Projekten, die den neuen Verhältnissen und Erfordernissen angepaßt wurden. Die Linzer Stahlwerke begannen 1939 den Bau des Kraftwerkes Ternberg (Abb. 12), während die Stufen Staning und Mühlrading 1941 und Großraming 1942 von der Österreichischen Kraftwerke Aktiengesellschaft (ÖKA) in Angriff genommen wurden. Die mit aller Energie vorwärts getriebenen Bauarbeiten kamen infolge kriegsbedingter Verhältnisse zum Erliegen und mußten — bis auf Erhaltungsarbeiten — vor Kriegsende völlig eingestellt werden. Im Zusammenhang mit dem 2. Verstaatlichungsgesetz vom 26. März 1947 gingen die fertiggestellten und im Bau stehenden vier Kraftwerke an die am 1. August 1947 neugegründete Sondergesellschaft «Ennskraftwerke AG» (EKW) über. Die Oberösterreichische Kraftwerke Aktiengesellschaft (OKA), Rechtsnachfolgerin der ÖKA ist mit 40 % am Aktienkapital der EKW beteiligt.

An der unteren Enns sind im Gebiete Oberösterreichs, auf der rund 90 km langen Strecke von Altenmarkt bis zur Mündung in die Donau, gesamthaft 12 Kraftwerkstufen geplant (Abb. 11), davon sind vier im Betrieb, eine im Bau und für die Stufe St. Pantaleon besteht ein baureifes Projekt. Einige besonders interessante Angaben über diese Kraftwerkgruppe sind aus Tabelle 2 ersichtlich.

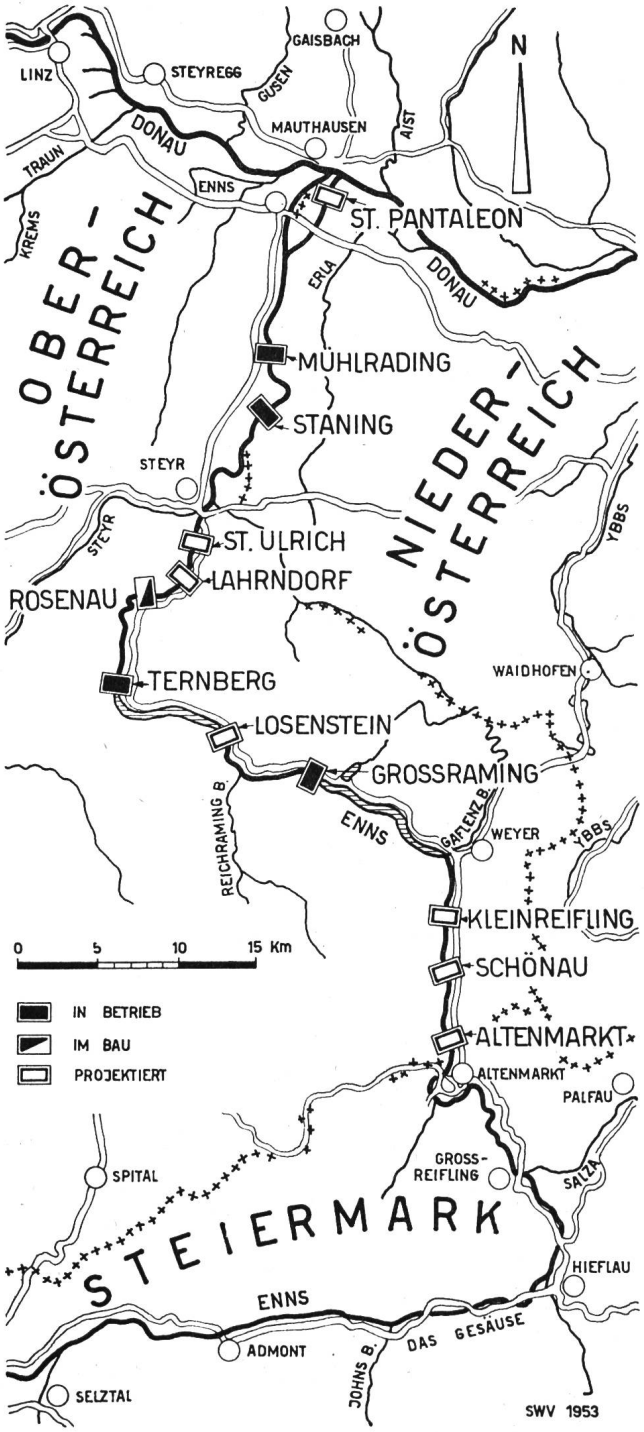


Abb. 11 Lageplan 1:500 000 der Kraftwerke an der Enns zwischen Altenmarkt und der Einmündung in die Donau

Anläßlich der Herbstreise des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes wird Gelegenheit geboten, auf der Fahrt längs der Enns verschiedene dieser Kraftwerke als Gesamtdisposition von außen zu sehen. Als Beispiel wird die neueste und größte dieser in Betrieb stehenden Anlagen besucht, das

[4] Nach Denkschrift 1950 zur Erinnerung an die Betriebseröffnung des Ennskraftwerkes Großraming und Mitteilungen der Direktion der Ennskraftwerk AG.

Ausbau der Enns von Altenmarkt bis zur Mündung in die Donau Tabelle 2

Kraftwerkstufen (kursiv = in Betrieb oder Bau)	Flußkilometer des Kraftwerks[1]	Einzugsgebiet in km²	Stauziel m ü. M.	Ausbauwassermenge m³/s	Mittl. Nutzgefälle m	Max. Ausbauleistung MW	Mittl. Jahresarbeit in Mio kWh	Bauzeit
Altenmarkt	90,0		407,5	240	11,1	21,0	95	Vorentwürfe
Schönau	85,7		396,4	240	11,1	21,0	95	
Kleinreifling	78,9		385,4	240	11,1	21,0	95	
Großraming	64,4	4644	371,0	260	24,0	54,0	241	1942–1951[2]
Losenstein	55,7		347,0	240	15,5	30,0	162	Entwurf
Ternberg	47,9	4903	330,0	240	15,5	30,0	159	1939–1950[2]
Rosenau	40,2	4932	314,0	240	12,5	25,0	134	im Bau seit 1941[2,3]
Garsten	36,7		301,0	160	6,1	7,5	51	Vorentwürfe
St. Ulrich	33,3		294,5	160	6,1	7,5	49	
Staning	20,0	6004	282,0	300	13,5	33,0	174	1941–1951[2]
Mühlrading	13,8	6070	268,0	300	9,0	24,0	102	1941–1952[2]
St. Pantaleon	8,1	6078	259,5	280	21,0	47,0	249	baureifes Proj.
Zusammen					156,5	321,0	1606	

[1] Flußaufwärts von der Mündung in die Donau gemessen
[2] Mit kriegsbedingten Unterbrüchen
[3] Betriebsbeginn des ersten Maschinensatzes: 1. Oktober 1953.

Kraftwerk Großraming

Die Anlage ist als Flußkraftwerk errichtet und besteht aus einer Wehranlage mit beiderseits angebauten Maschinenhäusern (Abb. 13). Das Kraftwerk sperrt in einer Breite von 170 m das ganze, an dieser Stelle tief eingeschnittene Flußbett. Die Enns ist an der Wehrstelle bis zu 28 m über die Flußsohle aufgestaut, das Rückstaugebiet reicht 12,6 km flußaufwärts bis Kastenreith und dringt fjordartig auch in einige Seitentäler ein. Damit wurde ein Speicherinhalt von 16 Mio m³ geschaffen mit einem nutzbaren Speicherraum von 1,22 Mio m³ bei 1,0 m Absenkung. Das Bauvorhaben erforderte den Abbruch und Neubau von 26 Wohnhäusern und die Überflutung von 122 ha Land.

An der Sperrstelle mißt das Einzugsgebiet der Enns 4644 km; die Wassermengen dieses alpinen Flusses variieren von 34 m³/s (1948) bis zu 2900 m³/s (1899). Die Ausbauwassermenge wurde auf 260 m³/s festgelegt, die im Mittel an 165 Tagen im Jahr vorhanden ist. Das Wehr ist für einen Hochwasserdurchfluß von 3500 m³/s

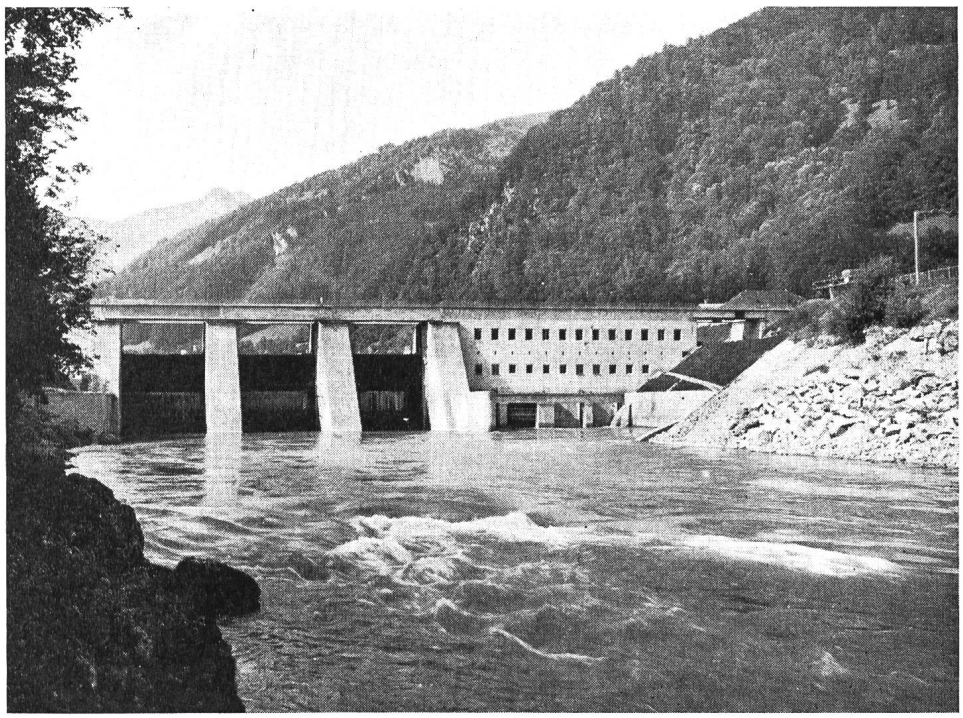


Abb. 12 Ennskraftwerk Ternberg von der Unterwasserseite aus (Aufnahme vom 14. 7. 1952, Friedrich Seids, Münichholz)

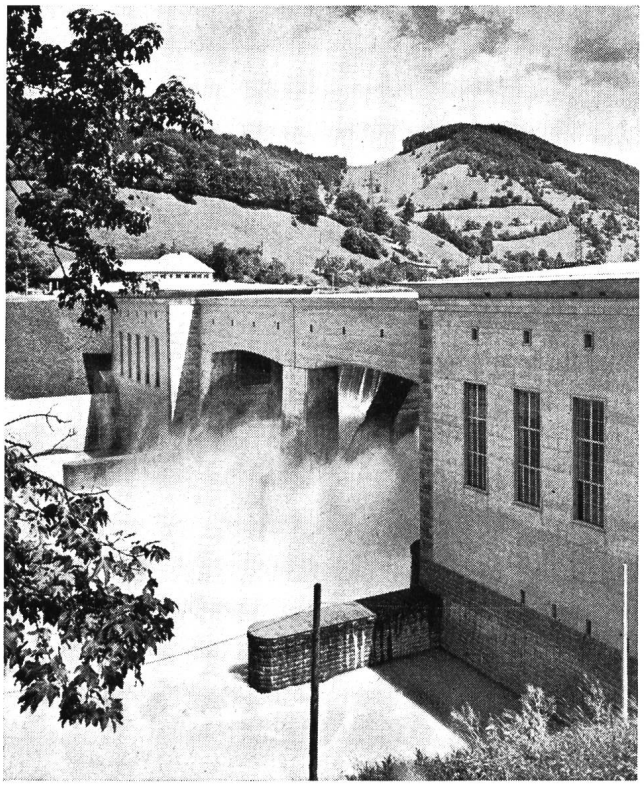


Abb. 13 Ennskraftwerk Großraming, Ansicht der Unterwasserseite vom linken Ufer aus

bemessen. Bei einer mittleren Nutzfallhöhe von 24 m wird eine Höchstleistung von 54 000 kW erzielt; die mittlere Energieproduktion erreicht 241,5 Mio kWh, wovon nur rund 35 % auf das Winterhalbjahr entfallen.

Jedes der beiden Krafthäuser hat einen vertikalachsigen Maschinensatz, bestehend aus einer 38 000 PS-Kaplanturbine und einem 25 600 kW/32 000 kVA-Drehstromgenerator für 6300 V und 136 U/min mit aufgebauter Haupt- und Hilfserregermaschine. Eine besondere Erwähnung verdienen die zwei Maschinenhäuserkrane von je 140 t Tragkraft; die Kranbahn liegt 10,4 m über dem Maschinenhausboden und verbindet über die Wehranlage hinweg die beiden Krafthäuser. In jeder Zentrale befindet sich in unmittelbarer Nähe des Generators ein ölgekühlter 31 500 kVA-Innenraum-Haupttransformator für die Umspannung auf 110 kV; dieser arbeitet über ein 110-kV-Öldruckkabel und eine Freiluftanlage am rechten Ufer auf der dort vorüberführenden 110-kV-Doppelleitung Ernsthofen-Hessenberg (Ennstalleitung).

Die Führung aller in Betrieb befindlichen und der zukünftigen Werke erfolgt durch den Lastverteiler in Steyr, der über den jeweiligen Betriebsstand der Kraftwerke, über die Wasservorräte in den Stauräumen und über den jeweiligen Wasserzufluß dauernd orientiert wird. Er ist damit in der Lage, den Anforderungen des Hauptlastverteilers entsprechend, die Abgabe der Leistung in den Werken augenblicklich auf den Bedarf des Verbundbetriebes einzustellen. Die Fernmessung und -meldung ist insbesonders für den «Schwellbetrieb», der an der Enns geführt wird, sehr wichtig. Hier wird nämlich besonders in den wasserarmen Zeiten des Jahres der Zufluß der Nachtstunden in den Stauräumen zurückgehalten und zur Zeit der Bedarfsspitze abgearbeitet. Damit wird erreicht, daß, wenn auch der Zufluß sogar weniger als die Hälfte der Wassermenge, die eine Turbine verarbeiten kann, beträgt, durch einige Stunden des Tages alle Werke mit voller Leistung fahren können. Die Enns ist durch ihre Lage zu den Schwerpunkten großindustriellen Verbrauches von überragender Bedeutung.

Im Gesäuse wird die *Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG* in Graz (STEWEAG) ein Kraftwerk an der Enns mit Zentrale in

Hieflau

nächstens in Angriff nehmen. Die Wasserkraftnutzung umfaßt die Strecke vom Wehr bei Gstatterboden im Gesäuse bis zur Erzbachmündung bei Hieflau. Das Einzugsgebiet mißt 2790 km². Bei einer im Maschinenhaus genutzten, totalen Wassermenge von 120 m³/s und einem mittleren Gefälle von 80 m weist das Werk eine Leistung von 80 000 kW mit einer mittleren jährlichen Produktionsmöglichkeit von 181 Mio kWh auf, wovon 52 % auf das Winterhalbjahr entfallen; es sind vier Maschinensätze mit Francisturbinen vorgesehen. An dieser projektierten Anlage ist besonders erwähnenswert, daß ein Ausgleichbecken von 850 000 m³ am Ende des 6 km langen Zuleitungsstollens beim Wasserschloß auf einem hochgelegenen Plateau am Ausgang der Gesäuseschlucht geschaffen wird, wodurch der Zuleitungsstollen nur für 35 m³/s bemessen werden muß.

Murkraftwerke [5]

Die Landesgesellschaft Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG in Graz (STEWEAG) besitzt an der Mur drei Niederdruck-Kraftwerke, sämtliche als Kanalwerke ausgeführt. Einige besonders interessante Angaben über diese Kraftwerkkette sind aus Tabelle 3 ersichtlich.

Auf der Fahrt von Leoben nach Graz sind einige Anlagen dieser Werke im Vorbeifahren sichtbar, ein kurzer Besuch gilt nur der unmittelbar an der Durchfahrtsstraße gelegenen Zentrale des

Kraftwerk Laufnitzdorf

Die Abflußmengen der Mur schwanken zwischen 14 m³/s und 1800 m³/s (1938); die Anlage ist für 110 m³/s ausgebaut. Das Wehr befindet sich bei Mixnitz, der Rückstau erstreckt sich auf 4 km. Der Kanal ist rund 7 km lang. In der Zentrale sind zwei vertikalachsige Maschinensätze mit Kaplanturbinen eingebaut.

[5] Nach verschiedenen Falt- und Merkblättern der STEWEAG und persönlichen Mitteilungen von Prof. Dr. *L. Musil*, Graz.

Murkraftwerke der STEWEAG Tabelle 3

Kraftwerkstufe	Fluß-kilometer [1]	Einzugs-gebiet in km²	Stau-ziel m ü. M.	Ausbau-wasser-menge m³/s	Mittl. Nutz-gefälle m	Max. Ausbau-leistung in kW	Mittl. Jahres-arbeit in Mio kWh	Inbetriebnahme
Dionysen	244,2	4600	504,3	75	16,7	11 000	75	1950
Pernegg	229,6	6250	467,3	140	17,3	18 500	111	1928
Laufnitzdorf	222,7	6350	448,3	110	19,0	16 000	108	1931
Zusammen:					53,0	45 500	294	

[1] Flußaufwärts von der Mündung in die Drau

Die mittlere jährliche Energieproduktion beträgt 108 Mio kWh, wovon 42 % auf das Winterhalbjahr entfallen. Die Energie wird in das 110-kV-Netz der Doppelleitung Graz-Bruck eingespeist.

Teigitsch Kraftwerke [6]

Diese Kraftwerkgruppe nutzt das Wasser der Teigitsch, einem Zufluß der Kainach, der östlich der Packalpe in der Weststeiermark entspringt, in den drei Stufen Pack (21 m Nutzgefälle, 600 kW; 2,3 Mio kWh), St. Martin (76 m; 8500 kW; 15,5 Mio kWh, projektiert) und Arnstein (235 m; 30 000 kW; 50 Mio kWh). Den drei Stufen ist je ein Speichersee zugeordnet:

— *Speichersee Pack* mit 5,4 Mio m³ Nutzinhalt, Stauziel 867,5 m ü. M., kurz unterhalb des Packsattels;
— *Speichersee Hierzmann* mit 7,2 Mio m³, Stauziel 708 m ü. M.;
— *Ausgleichbecken Langmann* mit 250 000 m³, Stauziel 630,5 m ü. M.

[6] Nach Faltblättern der STEWEAG und Denkschrift «25 Jahre Teigitsch Kraftwerk Arnstein» der STEWEAG 1950.

Auf der Fahrt über die Packstraße wird durch einen kurzen Abstecher von Edelschrott aus Gelegenheit geboten, die

Hierzmannsperre

zu besichtigen, die besonders durch das stark unsymmetrische Talprofil charakterisiert ist (Abb. 14). Es handelt sich um eine im Jahre 1950 erstellte 58 m hohe Bogenstaumauer (Radius 90 m, Zentriwinkel 110°, Kronenlänge 172 m) mit einer Betonkubatur von 43 000 m³. Es wurde ein Bindemittelgehalt von 250 kg je m³ Fertigbeton gewählt, wobei 20 % Traß und 200 kg Zement verwendet wurden. Die Sperre ist an der Sohle nur 17 m stark und hat auf der Krone ein Überlaufbauwerk von 56 m Breite, um ein Hochwasser von 150 m³/s abführen zu können.

Draukraftwerke [7]

Am 1. August 1947 wurde auf Grund des 2. Verstaatlichungsgesetzes vom 26. März 1947 die *Österrei-*

[7] Siehe auch Denkschrift «Österreichische Draukraftwerke AG», Klagenfurt, 1950.

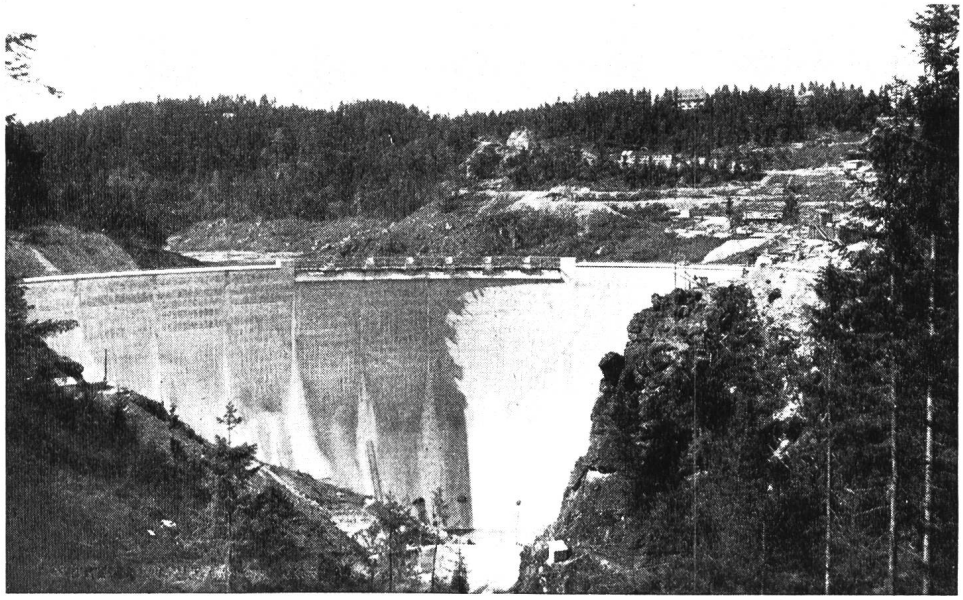


Abb. 14
Hierzmannsperre bei Edelschrott

chische Draukraftwerke Aktiengesellschaft als eine der vier Sondergesellschaften, deren Aufgabe der Bau und Betrieb von Großkraftwerken ist, gegründet. Damals besaß die Gesellschaft die zwei Flußkraftwerke an der Drau, zur Zeit sind es fünf Werke, und zwar: die Draukraftwerke Schwabeck und Lavamünd, die Dampfkraftwerke Voitsberg im Kainachtal (West-Steiermark) und St. Andrä im Lavanttal und die Speicherwerkgruppe Reißeck-Kreuzeck, die teils im Betrieb, teils im Bau und teils erst projektiert ist; damit besitzt die Gesellschaft eine sehr vorteilhafte Werkkombination, die sehr gut dem Energiebedarf angepaßt werden kann.

Einige besonders interessante Daten dieser Anlagen können der Tabelle 4 entnommen werden.

Kraftwerke der Österreichischen Draukraftwerke AG Tabelle 4

Kraftwerke	Drau-kilometer [1]	Einzugs-gebiet in km²	Stau-ziel m ü. M.	Ausbau-wasser-menge m³/s	Mittl. Nutz-gefälle m	Max. Ausbau-leistung MW	Mittl. Jahres-arbeit in Mio kWh	Bauzeit
Schwabeck	153,3	11 005	371,5	360	20,5	60,0	350,0	1939—1943
Lavamünd	147,2	11 040	350,5	360	8,3	24,0	138,0	1942—1949
Kreuzeck-Reißeck-Gruppe nach vollendetem Ausbau	—	200	div.	div.	div.	132,0	348,0	im Bau seit 1947
Total Wasserkraftanlagen						216,0	836,0	
Voitsberg	Dampfkraftwerke					60,0	ca. 250,0	1938—1941
St. Andrä, Erstausbau [2]	Dampfkraftwerke					67,5	ca. 200,0	1949—1952
Zusammen						343,5	1286,0	

[1] Vom Zusammenfluß mit der Mur flußaufwärts gemessen

[2] Geplanter Endausbau 115 MW, mit einer Jahresarbeit von etwa 350 Mio kWh

Der erste Besuch dieser Anlagen gilt dem

Dampfkraftwerk St. Andrä [8]

im Lavanttal, dessen Bau im September 1949 begonnen und bereits im August 1952 fertiggestellt wurde (Abb. 15). Wie auch bei anderen Bauten waren es die finanziellen Mittel des ERP-Fonds, welche die Errichtung dieser schönen und übersichtlich disponierten Anlage in so kurzer Zeit ermöglicht haben. Die Tatsache, daß Speicherwerke sehr erhebliche Mittel und verhältnismäßig lange Bauzeiten erfordern und der Zwang, rasch zusätzliche Winterenergie zu beschaffen, wirkten zu Gunsten des billiger und schneller zu erstellenden Dampfkraftwerkes. Das Werk basiert hauptsächlich auf dem nahen, auf 70 Mio t geschätzten Braunkohlevorkommen des Lavanttales, das einen Heizwert von 3000 bis 3500 kcal/kg besitzt (Gesamtfeuchtigkeit etwa 26 %, Aschengehalt bis 25 %, Schwefelgehalt unter 0,6 %). Eine etwa 1,7 km lange Seilbahn bringt die Kohle auf das Werkgelände zum Brecherhaus, wo sie in Kurbelsägebrechern und Hammermühlen auf die Korngröße 0—20 mm zerkleinert wird. Der unmittelbar benachbarte Lagerplatz ermöglicht es, 130 000 t Kohle zu lagern.

Die Kesselanlage besteht aus vier modernen Hochleistungs-Strahlungskesseln; die Kessel, die für 41 atü Betriebsdruck und 465° C Dampftemperatur konstruiert sind, haben die übliche Zweizuganordnung. Der in den Kesseln erzeugte und überhitzte Dampf gelangt mit 38 atü und 450° C zu den im Maschinenhaus stehenden drei Hauptturbinen von je 20 000 kW und der Hausturbine von 7500 kW. Die Drehzahl der Aggregate beträgt einheitlich 3000 Touren pro Minute. Die für den Betrieb erforderliche Kühlwassermenge beträgt bei Vollast 4700 m³/h bzw. 2000 m³/h. Das in den Kondensatoren zum Niederschlagen des Turbinenabdampfes nötige Kühlwasser muß in einem geschlossenen Kreislauf verwendet und rückgekühlt werden, da Frischwasser nicht in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Dafür wurden, der vorläufigen Leistung des Kraftwerkes entsprechend, zwei 48 m hohe Kühltürme für einen Stundendurchsatz von je 9500 m³ errichtet. Während die Hauptaggregate mit ihren Umspannern in Blockschaltung direkt auf das 110 kV-Netz arbeiten, dient die Energie des Hausaggregates hauptsächlich zur Versor-

[8] Siehe Publikation «Dampfkraftwerk St. Andrä» der Österreichischen Draukraftwerke AG, Klagenfurt, 1952.

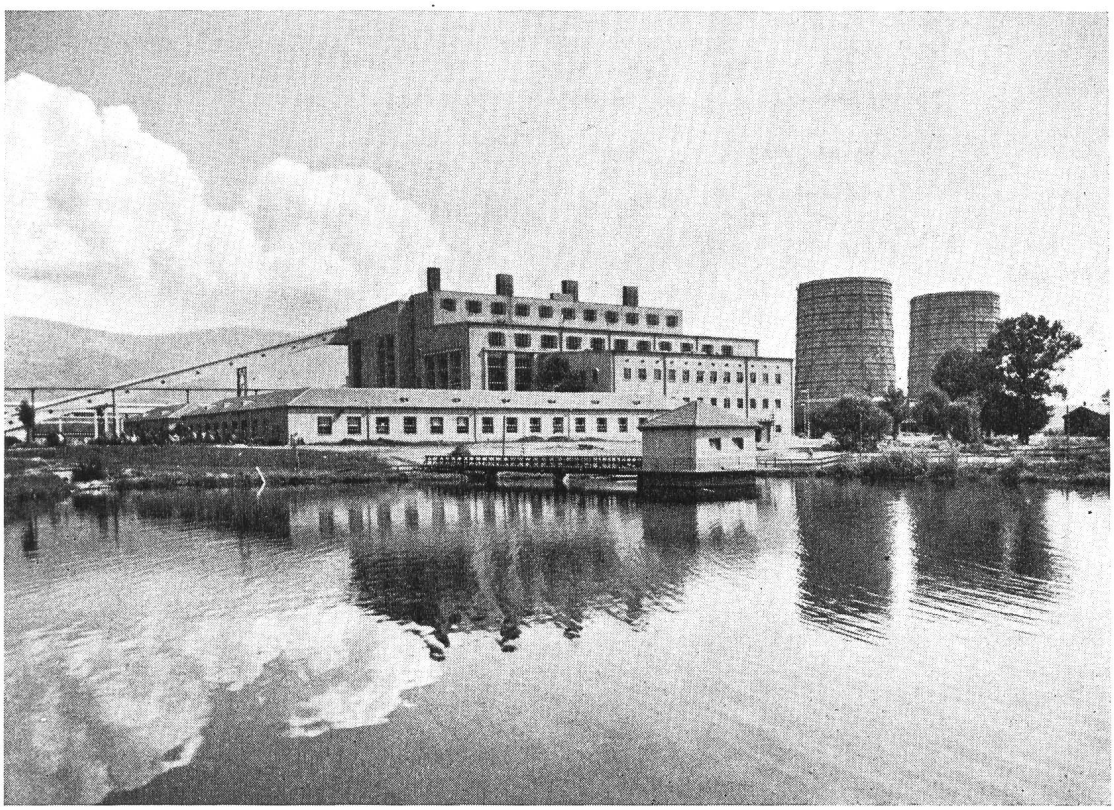


Abb. 15
Dampfkraftwerk
St. Andrä
(Photo: W. Wagner, Wien)

gung des Kraftwerkes und des benachbarten Kohlenbergwerkes.

An der Drau liegen als aufeinanderfolgende Kraftwerkstufen unmittelbar vor der jugoslawischen Grenze die Wasserkraftanlagen Schwabeck und Lavamünd.

Draukraftwerk Schwabeck

Dieses größte Niederdruckkraftwerk Österreichs wurde in den Jahren 1939 bis 1943 von den Alpen-Elektrowerken Wien, Entwurfsverfasser Dr. Ing. Anton Grzywienski, errichtet. Seine Lage am Ausgang eines schluchtartigen Flußabschnittes, 6 km oberhalb des Ortes Lavamünd, ergab eine ideale Staumöglichkeit ohne nennenswerte Inanspruchnahme von Kulturland. Das dem Staubecken in Zeiten größeren Strombedarfes über den natürlichen Zufluß der Drau hinaus entnommene Wasser ermöglicht die Erzeugung von Spitzenenergie sowohl im Kraftwerk Schwabeck als auch im unterliegenden Kraftwerk Lavamünd. Die Drau hat hier ein Einzugsgebiet von 11 005 km^2; die Abflüsse variieren zwischen 62 m^3/s und 4500—5000 m^3/s (1851). Das am rechten Ufer gelegene Wehr besitzt vier Öffnungen von je 18,75 m Breite und staut die Drau etwa 17 m hoch. Der Speichernutzinhalt beträgt bei 2 m Absenkung 5 Mio m^3; der gesamte Stauraum ist seit der Inbetriebnahme des Werkes schon sehr stark verlandet und wird in Zukunft dem Ingenieur und Betriebsmann verschiedene Probleme stellen.

Die Anlage, die mit einem mittleren Nutzgefälle von 20,5 m arbeitet, ist für eine Nutzwassermenge von 360 m^3/s ausgebaut, die im Mittel an 85 Tagen im Jahr vorhanden ist und hat eine Höchstleistung von 60 000 kW und ein mittleres Arbeitsvermögen von 350 Mio kWh, wovon nur 37 % auf das Winterhalbjahr entfallen. Installiert sind drei vertikalachsige Maschinensätze mit Kaplanturbinen von 167 U/min. Bemerkenswert ist die Anordnung der Maschinensätze, die unter Wegfall einer gemeinsamen Maschinenhalle in Schächten untergebracht und mittels Abdeckhauben gegen Witterungseinflüsse geschützt sind.

Überragende Bedeutung kam diesem Kraftwerk in den Jahren 1945 bis 1947 zu, in denen es als Säule des Verbundnetzes zum Wiederaufbau der österreichischen Wirtschaft wesentlich beigetragen hat.

Draukraftwerk Lavamünd

Der Bau des Flußkraftwerkes Lavamünd wurde nach den Plänen von Dr. Grengg und Dr. Lauffer von den Alpen-Elektrowerken im Jahre 1942 begonnen. Bis 1945 kamen zwei Maschinensätze in Betrieb. Erst nach Übernahme des Werkes durch die Österreichischen Draukraftwerke konnte, trotz zeitbedingter Schwierigkeiten, der dritte Maschinensatz montiert und damit im April 1949 die volle Ausbauleistung erreicht werden.

Diese Anlage ist das erste und derzeit einzige Pfeilerkraftwerk Österreichs (Abb. 16—18). Bei dieser Bauform sind die Maschinensätze in den entsprechend ausgestalteten Wehrpfeilern untergebracht, so daß die sonst übliche Maschinenhalle in Fortfall kommt.

Die Vorteile dieser Bauweise sind: geringere Breite

Abb. 16 Lageplan des Draukraftwerkes Lavamünd

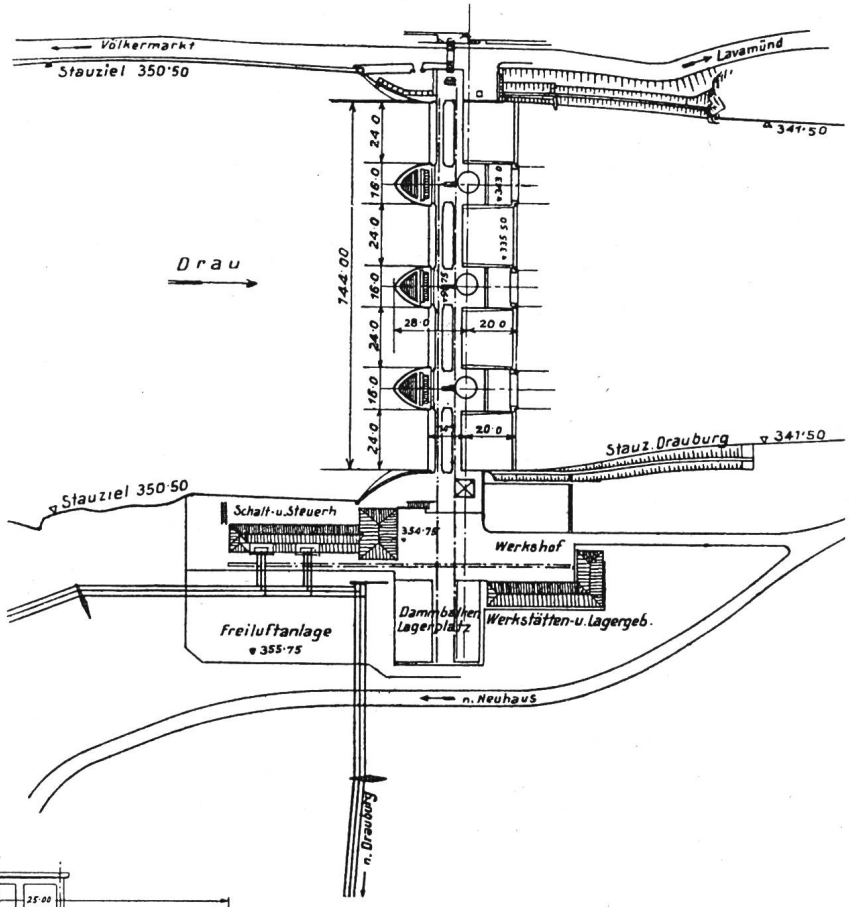
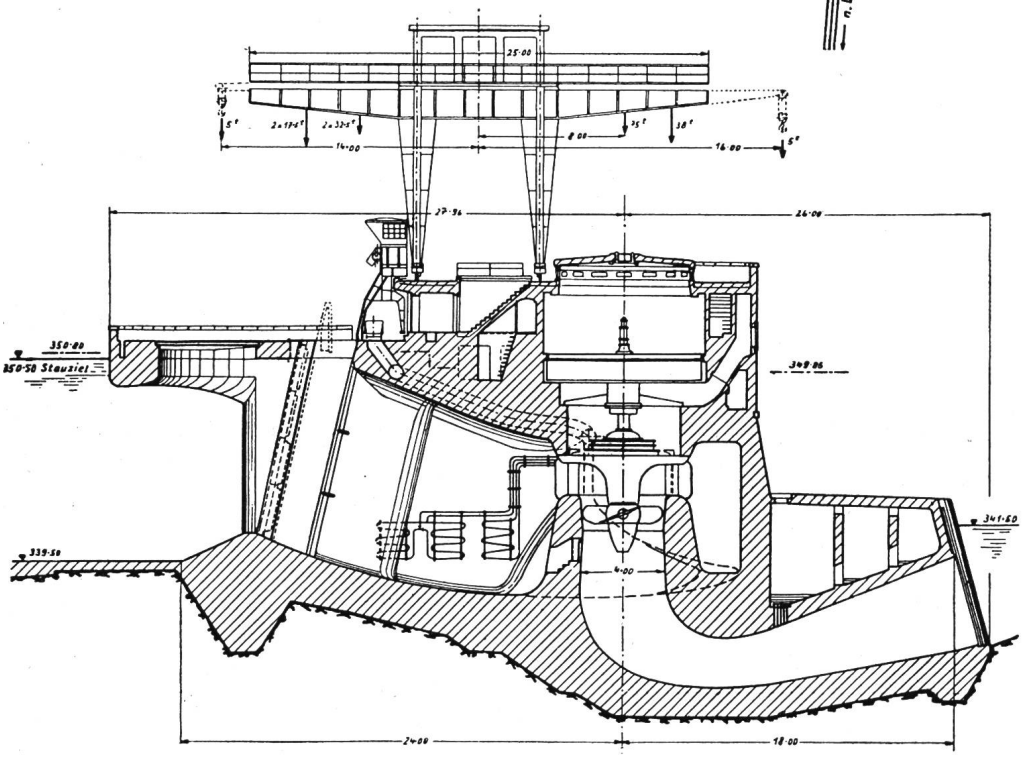


Abb. 17 (unten)
Schnitt durch einen Pfeiler des Kraftwerkes Lavamünd



der gesamten Anlage gegenüber dem am meisten angewendeten sog. Buchten-Kraftwerktyp, kleinere Baukosten, kürzere Bauzeit, günstigere Geschiebeführung und Hochwasserabfuhr, sowie eine vorteilhaftere Einfügung in das Landschaftsbild. Aus der aufgelösten Anordnung der Maschinenanlage sind betriebliche Nachteile nicht erwachsen.

Die Anlage, die mit einem mittleren Nutzgefälle von 8,3 m arbeitet, ist wie bei Schwabeck für eine maximale Nutzwassermenge von 360 m^3/s gebaut und hat eine Höchstleistung von 24 000 kW und eine mittlere jährliche Produktionsmöglichkeit von 138 Mio kWh, wovon 38 % auf das Winterhalbjahr entfallen. In den drei Pfeilern sind drei vertikalachsige Maschinenaggregate installiert mit Kaplanturbinen von 100 U/min. Das Kraftwerk Lavamünd wird hinsichtlich der zu verarbei-

tenden Wassermenge in Abhängigkeit vom Kraftwerk Schwabeck betrieben, da der eigene verhältnismäßig kleine Stauraum nur einen geringfügigen Ausgleich der Wasserführungen gestattet.

Die Energie beider Kraftwerke wird auf 110 kV transformiert und in das Leitungsnetz der Gesellschaft abgegeben.

Während der Kriegsjahre wurden an der Drau zwischen Lavamünd und Marburg (Maribor) noch zwei weitere Pfeilerkraftwerke gebaut, die nach dem Kriege im Jahre 1945 durch Gebietsabtretungen an Jugoslawien fielen.

Winterspeicherwerk Reißeck-Kreuzeck

Die geplante, zum Teil bereits verwirklichte Wasserkraftnutzung einiger rechts- und linksseitiger Zuflüsse der Möll in verschiedenen Gefällsstufen erfolgt in der Hauptstufe mit gemeinsamer Zentrale bei Kolbnitz an der Möll etwa 8 km vor ihrer Mündung in die Drau.

Im Jahre 1947 begann die Kärntner Elektrizitäts AG (Kelag), nach Plänen von Dipl.-Ing. Steinböck, mit den Vorarbeiten für dieses Kraftwerk. Im September 1948 erwarben die Österreichischen Draukraftwerke durch Kauf die begonnenen Bauanlagen und schritten nach teilweiser Ergänzung des übernommenen Projektes bezüglich Tages- und Wochenspeicherfähigkeit an den Ausbau des ersten Bauabschnittes, der Laufwerkstufe Reißeck. Diese umfaßt die Verwertung der sonnseitigen Gewässer der Reißeck-Gruppe unter Vorschaltung des Tagesspeichers «Gondelwiese». Die erste Maschine dieser Mitteldruckstufe ging im November 1950, die zweite im April 1952 in Betrieb.

Der zweite Bauabschnitt, die Speicherstufe, wird das Wasser von vier hochgelegenen Karseen, deren Inhalt durch den Bau von Staumauern vergrößert wird, in einer einzigen Gefällsstufe von 1771 m, der größten der Welt, nutzen. Dieser Abschnitt steht zur Zeit im Bau. Mit einer Leistung von 60 000 kW wird diese abrufbereite Winterspitzenenergie von besonderer Bedeutung sein. Außerdem wird im Horizont der Laufwerkstufe Reißeck eine Pumpanlage geschaffen, die mit Überschußenergie eine zusätzliche Auffüllung der vorgenannten Speicherräume ermöglicht.

Der dritte Bauabschnitt sieht die Verwertung der schattseitigen Bäche der Kreuzeck-Gruppe in einer weiteren Laufwerkstufe vor, die durch einen Wochenspeicher ergänzt wird.

Die reichlich komplizierte Anlage umfaßt im linksseitigen Reißeckmassiv mit der Speicherstufe von 1771,3 m Bruttogefälle und der Laufwerkstufe von 678,5 m Bruttogefälle die vier sehr hoch gelegenen kleinen Speicher Hochalpensee (Stauziel 2377,8 m ü. M., Nutzinhalt 4,7 Mio m³), Radlsee (2399,0; 2,6 Mio m³), Kleiner Mühldorfersee (2377,8; 2,8 Mio m³) und Großer Mühldorfersee (2319,0; 7,9 Mio m³), total also nur 18 Mio m³ bei einer erforderlichen Betonkubatur von 210 000 m³, die als Gewichtsstaumauern auf vier Baustellen einzubringen ist; dazu kommen acht weitere

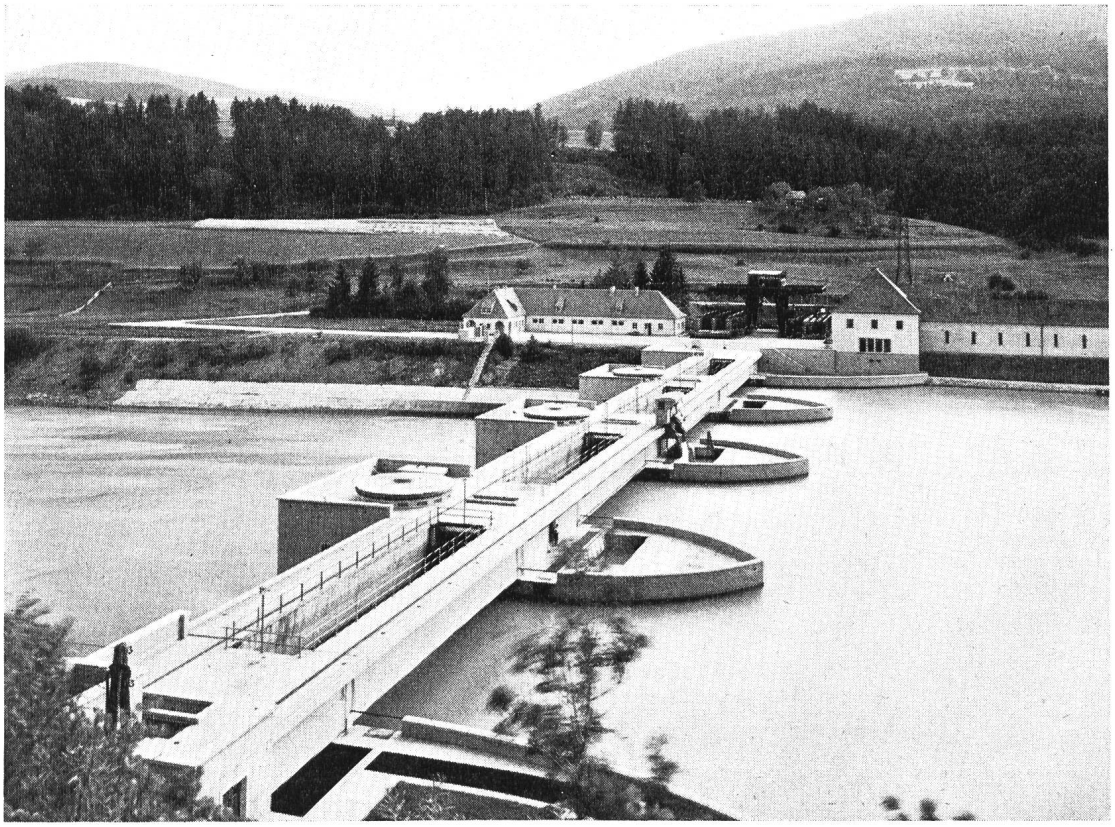


Abb. 18
Draukraftwerk
Lavamünd
(Photo: W. Wagner,
Wien, 22. 7. 1949)

Bachfassungen und rund 21 km Stollen; das Druckleitungs-Trasse weist im unteren Teil eine lange, wenig geneigte Partie auf, die für einen Druck von über 1700 m zu dimensionieren ist. Die linksseitige Laufwerkstufe Kreuzeck mit einem Bruttogefälle von 587,5 m verlangt neun Bachfassungen und etwa 21 km Freispiegelstollen. Die für das außerordentlich große Gefälle bestimmten drei Peltonturbinen von je 20 000 kW werden durch Charmilles, Genève, geliefert.

Im Endausbau wird dieses Werk mit einer Leistung von 132 000 kW bestimmt eines der eigenartigsten Österreichs sein, dem Verbundbetrieb aber eine sehr willkommene Beweglichkeit verleihen.

Tauernkraftwerkgruppe Glockner-Kaprun [9]

Der Besichtigung dieser größten Kraftwerkgruppe Österreichs, die dem Fachmann aus vielen Veröffentlichungen bekannt sein dürfte, wird ein ganzer Tag gewidmet.

Die der *Tauernkraftwerke AG,* Zell am See, gehörenden Wasserkraftanlagen, welche die Abflüsse nördlich des Großglocknermassivs und durch die Möllüberleitung

[9] Über die Hauptstufe besteht eine sehr gediegene und aufschlußreiche, von der Tauernkraftwerk AG (TKW) 1951 herausgegebene, viele Beiträge verschiedener Autoren enthaltende, 300 Seiten starke Denkschrift mit vielen Plänen, Karten, Diagrammen und Abbildungen. Über die gesamte Kraftwerkgruppe orientiert eine Veröffentlichung der TKW, verfaßt von *J. Götz* (5. Auflage 1953).

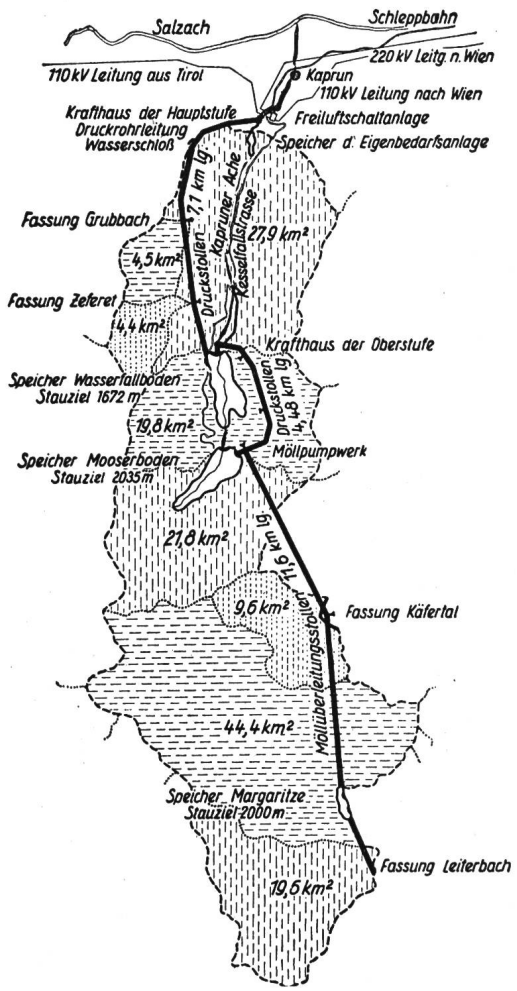


Abb. 19 Lageplan 1:250 000 der Kraftwerkgruppe Glockner-Kaprun

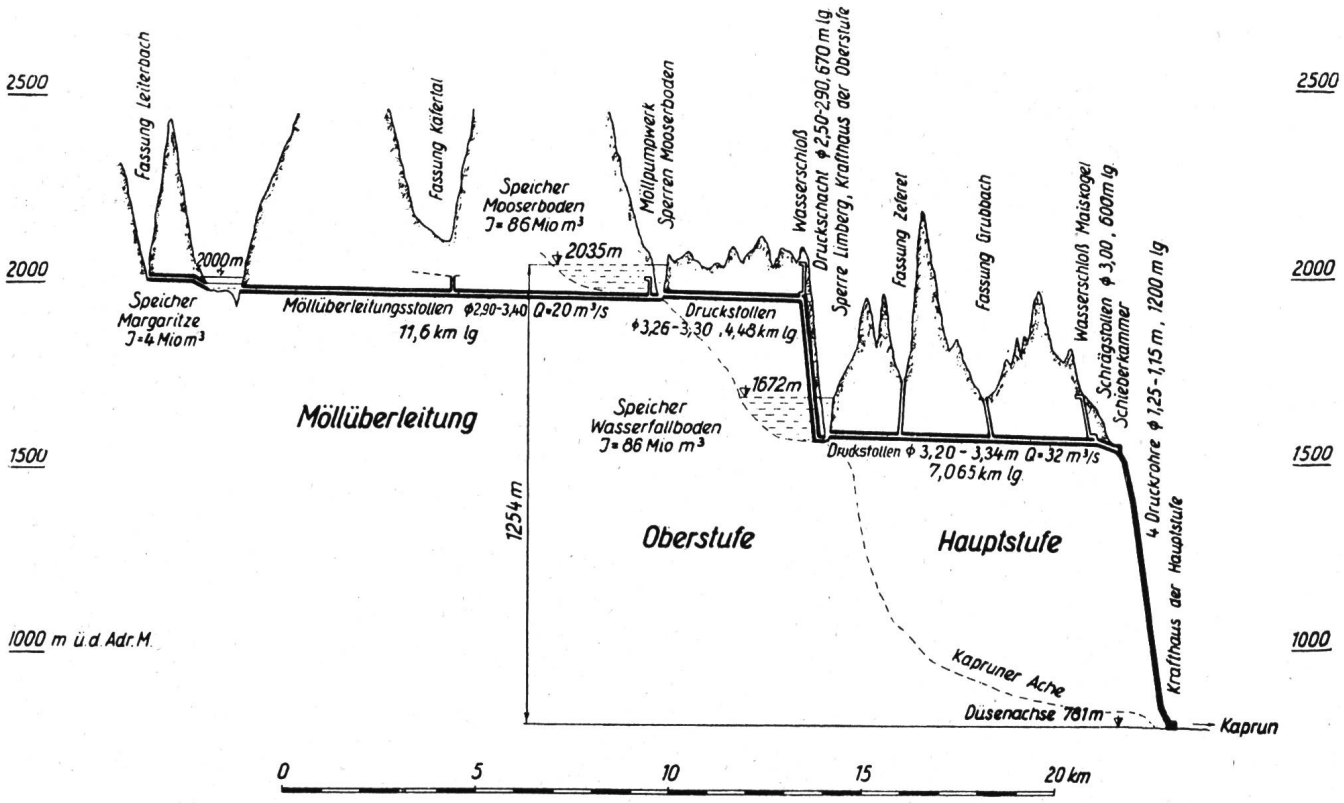


Abb. 20 Längenprofil der gesamten Werkgruppe Glockner-Kaprun

auch die höchstgelegenen Abflüsse der südlichen Gebirgsabdachung nutzen, haben eine lange und bewegte Entstehungsgeschichte hinter sich, auf die aus Raumgründen nicht eingetreten werden kann [10]. Die Gesamtdisposition ist aus dem Lageplan (Abb. 19) und dem schematischen Längenprofil (Abb. 20) ersichtlich.

Die Unterstufe mit dem durch die bekannte Limbergsperre geschaffenen Speicher Wasserfallboden von 84,5 Mio m³ Nutzinhalt ist seit 1944/49 in Betrieb. Die zwei Sperren zur Schaffung des Speichers Margaritze von 3 Mio m³ und der 11,6 km lange Möllüberleitungsstollen zum Speicher Mooserboden mit einer Pumpanlage von 13 400 kW (2 horizontalachsige Maschinensätze, Fördermenge 20 m³/s, Förderhöhe maximal 80 m) sind kürzlich fertiggestellt worden. Die Oberstufe mit dem Speicher Mooserboden von 84 Mio m³ Nutzinhalt und dem Kraftwerk Limberg ist gegenwärtig im Bau. Einige interessante Angaben der beiden Kraftwerkstufen sind aus Tabelle 5 ersichtlich.

Besonders erwähnenswert sind die Talsperren zur Schaffung der drei Speicherseen, die das Rückgrat der ganzen Wasserkraftnutzung bilden:

Der südlich der Hohentauern am Fuße des mittleren Pasterzengletschers gelegene *Stausee Margaritze* wurde durch den Bau von zwei Staumauern geschaffen (Abb.

[10] Siehe auch «Das Groß-Speicherwerk Glockner-Kaprun» von Prof. Dr. *H. Grengg,* Graz, Schriftenreihe des Österreichischen Wasserwirtschafts-Verbandes, Heft 23, Wien 1952.

Tauernkraftwerkgruppe Glockner-Kaprun Tabelle 5

Kraftwerk	Einzugsgebiet in km²	Stauziel der Hauptspeicher m ü. M	Ausbauwassermenge m³/s	Mittl. Nutzgefälle m	Max. Ausbauleistung MW	Mittl. Jahresarbeit Mio kWh	Bauzeit
Oberstufe Limberg	21,8 + 72,3 [1]	2035	36	350	112	150 [3]	im Bau seit 1951
Hauptstufe Kaprun	122,8 + 27,9 [2]	1672	32	860	220	465 [3]	1938—1951 [4]
Zusammen				1210	332	615 [3]	

[1] Überleitung Möll, Leite und verschiedene hochgelegene Zuflüsse der nach Norden fließenden Fuscher Ache im Ferleitental

[2] Auf tieferem Horizont gefaßtes Wasser für die Eigenbedarfsanlage

[3] Ohne Pumpbetrieb bei Vollausbau

[4] Teilausbau mit kriegsbedingten Unterbrüchen

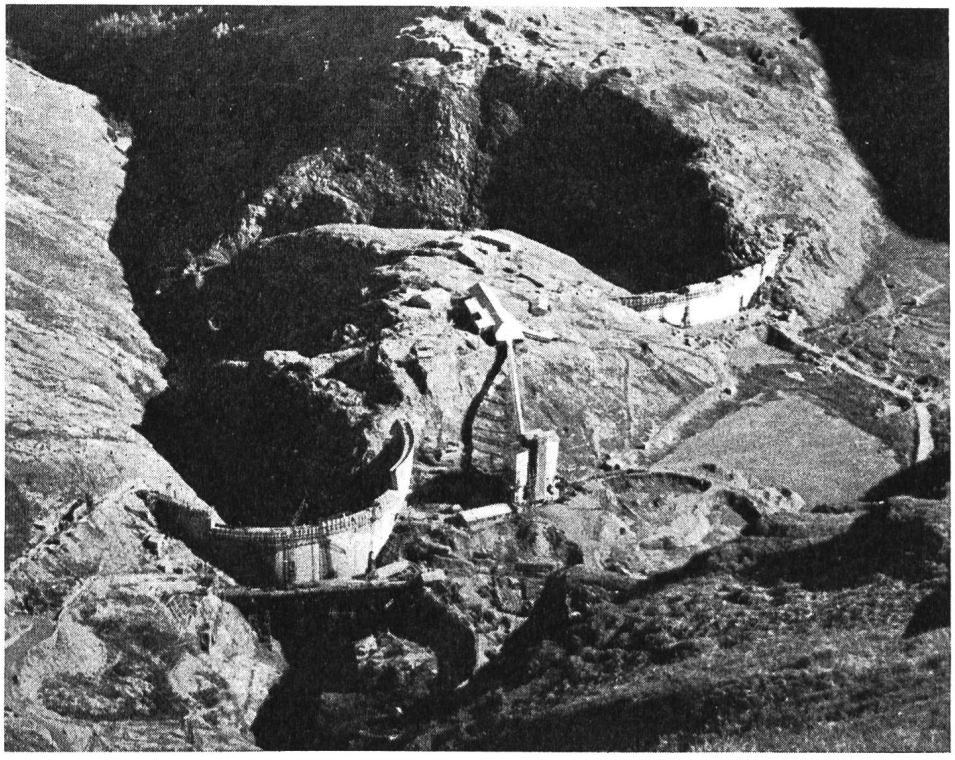


Abb. 21 Möllsperre (links) und Margaritzensperre (rechts) für den Speicher Margaritze der Möllüberleitung (Photo: Kaspar Winkler & Co., Zürich)

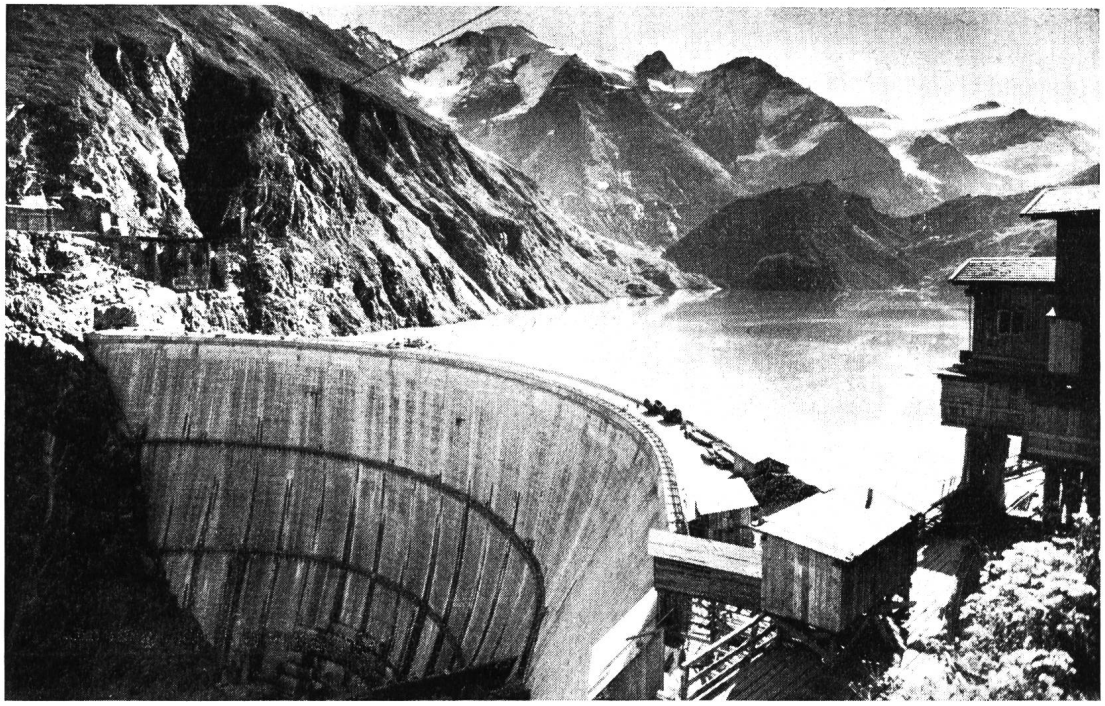


Abb. 22 Limbergsperre für den Speicher Wasserfallboden
(Photo: Kaspar Winkler & Co., Zürich)

21): die nördliche 92 m hohe Möllsperre, eine Gewölbemauer mit 35 000 m³ Betonkubatur und die 40 m hohe Margaritzensperre mit 33 000 m³ Betonkubatur; der Beton erhielt einen Frioplastzusatz. Das Einzugsgebiet von 72,3 km², einschließlich Zuleitungen, ist zu 46 % vergletschert.

Zur Schaffung des *Speichers Mooserboden* sind zwei Sperren erforderlich: eine 100 m hohe Gewichtsstaumauer (Moosersperre), Kronenlänge 500 m, Betonkubatur 630 000 m³ und eine 95 m hohe Kuppelstaumauer (Drossensperre), Kronenlänge 350 m, Betonkubatur 333 000 m³; auch hier wurde dem Beton Frioplast beigegeben. Das eigene Einzugsgebiet von 21,8 km² ist zu 54 % vergletschert.

Die vorwiegend im Kalkglimmerschiefer fundierte, in den Jahren 1948/51 gebaute *Limbergsperre* (Abb. 22) für den Speichersee Wasserfallboden ist unter maßgebender Mitarbeit von Prof. Dr. Stucky der Ecole Polytechnique de l'Université de Lausanne, als Gewölbemauer ausgeführt worden, nachdem man vorerst mit dem Bau einer Pfeilerkopfmauer begonnen hatte. Sie ist eine doppelt gekrümmte, unsymmetrische Bogengewichtsmauer; ihre größte Höhe beträgt fast 120 m, die Kronenlänge etwas über 350 m, die Betonkubatur 446 000 m³ (Zementdosierung 256 kg/m³ mit Plastimentzusatz).

In der Zentrale der *Oberstufe Limberg,* am Fuße der Limbergsperre gelegen, werden zwei horizontalachsige Maschinenaggregate mit Francisturbinen von je 85 000 PS und Pumpen von je 78 500 PS (Fördermenge je 16,4 m³/s) mit dazwischengelagerten Generatoren von je 56 000 kW installiert. Die Energieproduktion dieser Anlage beträgt im Regeljahr ohne Pumpbetrieb 150 Mio kWh, wovon 56 % auf das Winterhalbjahr entfallen.

In der Zentrale der *Hauptstufe Kaprun* sind zwei horizontalachsige Maschinensätze von je 45 000 kW und zwei Aggregate von je 55 000 kW installiert; die maximale Maschinenleistung beträgt 220 000 kW. Die Energieproduktion dieser Kraftwerkstufe erreicht nach Schaffung aller Speicherseen im Mittel, ohne Pumpbetrieb, 465 Mio kWh, wovon 83 % auf das Winterhalbjahr entfallen.

Nach *Vollausbau* wird die Kraftwerkgruppe bei einer Gesamtleistung von 312 000 kW im Mittel also jährlich 615 Mio kWh, wovon 469 Mio kWh oder 76 % im Winterhalbjahr Oktober—März erzeugen können; die Speicherenergie beträgt 385 Mio kWh entsprechend 82 % der Winterenergie bzw. 62,5 % der Jahresarbeit. Durch Pumpbetrieb kann eine zusätzliche Energiemenge von 200 Mio kWh gewonnen werden.

Die Energie wird z. T. auf 110 kV transformiert und in die Hochspannungsleitungen nach Tirol und in die Doppelleitung Richtung Wien, zum Teil auf 220 kV umgeformt und in der Hochspannungs-Doppelleitung Richtung Wien gespeist.

Die Erstellung der großen und ausgedehnten Kraftwerkbauten erforderte die Errichtung und die Installation verschiedener sehr interessanter Transportanlagen.

Österreich unternimmt große Anstrengungen für den Ausbau seiner Wasserkräfte, sowohl für den Eigenbedarf als auch für den Export, hat aber mit bedeutenden Finanzierungsschwierigkeiten zu kämpfen; im Juni 1953 stand das ganze Land im Zeichen einer großaufgezogenen Werbekampagne für die Zeichnung der staatlichen Energieanleihe, um sich die Mittel für die Weiterführung der Kraftwerkbauten zu sichern und weitere Anlagen in Angriff nehmen zu können.

Über den Aufbau der österreichischen Energiewirtschaft und die Bedeutung der österreichischen Wasserkräfte für Mitteleuropa gibt der nachfolgende Bericht von Dipl.-Ing. Dr. O. Vas Aufschluß.

Den verschiedenen hier aufgeführten Persönlichkeiten und Unternehmungen sei auch an dieser Stelle für die Überlassung der Unterlagen (Druckschriften, Pläne, Photographien) herzlich gedankt.

Die Bedeutung der österreichischen Wasserkräfte für Mitteleuropa

Von Oberbaurat Dipl.-Ing. Dr. *O. Vas*, Wien

DK 621.29 (436)

Über dieses Thema sprach Dr. O. Vas am 24. April 1953 im Kongreßhaus in Zürich in einer vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband, vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke und vom Schweizerischen Elektrotechnischen Verein organisierten Veranstaltung. Der Referent, Dozent an der Technischen Hochschule Wien, kennt als Vorstandsmitglied der österreichischen Elektrizitätsgesellschaft AG (Verbundgesellschaft) und geschäftsführender Vizepräsident des österreichischen Wasserwirtschaftsverbandes die auch für unser Nachbarland so bedeutsamen Probleme der Wasserkraftnutzung besonders gut und gab einen umfassenden und aufschlußreichen Überblick über den bisherigen Ausbau der österreichischen Wasserkräfte, den früheren und gegenwärtigen Aufbau der Energieerzeugungs- und Verteilungsunternehmungen und über die noch reichlich vorhandenen Ausbaumöglichkeiten, die besonders für die Energieausfuhr nach verschiedenen mitteleuropäischen Ländern einen wertvollen Dienst zu erweisen berufen sind. Der nachfolgende Text vermittelt einen Auszug aus dem mit Tabellen, graphischen Darstellungen und vielen Abbildungen reich dokumentierten Vortrag. *(G. A. Töndury)*

Das Jahresarbeitsvermögen aller bestehenden *österreichischen Wasserkraftanlagen* erreichte Ende 1952 rund 6,4 Mrd kWh, die gegenwärtig im Bau stehenden Anlagen werden ab 1955 nahezu 2 Mrd kWh bringen, und das gesamte Wasserkraftpotential wird auf Grund von vergleichenden Entwürfen, die noch einen großen Teil des Staatsgebietes nicht umfassen und die bereits ein Arbeitsvermögen von mehr als 30 Mrd kWh ergeben, auf rund 40 Mrd kWh geschätzt, so daß der Ausbaugrad der bestehenden und im Bau befindlichen Anlagen im Jahre 1955 erst 21 % betragen wird. Vergleichsweise sei daran erinnert, daß die in der Schweiz heute als ausbauwürdig erachteten Wasserkraftanlagen eine gesamte Produktionsmöglichkeit von 28 Mrd kWh haben und daß die bestehenden und die zurzeit im Bau befindlichen, bis Ende 1955 in Betrieb kommenden Anlagen im Mittel jährlich 15,4 Mrd kWh erzeugen können; in der Schweiz wird der Ausbaugrad im Jahre 1955 demnach bereits 55 % erreichen.

Tabelle 1

Österreichs Wasserkraftpotential und Ausbaugrad
(Stand 31. 12. 1952)

Bundesländer	Jahresarbeitsvermögen in Mio kWh				Ausbaugrad (Kol. 4 in % v. Kol. 1)
	vorhandenes Potential	Ausgebaut 31. 12. 52[1]	im Bau[2]	Summe 2 + 3	
	1	2	3	4	5
Vorarlberg	3500	968	266	1234	35,3
Tirol	9500	1187	11	1198	12,6
Kärnten	3500	850	305	1155	33,0
Steiermark	2900	735	—	735	25,3
Salzburg	3350	870	475	1345	40,2
Ober-Österreich	9350	1384	861	2245	24,0
Nieder-Österreich	7100	429	45	474	6,7
Wien	800	9	—	9	1,1
Zusammen	40000	6432	1963	8395	21,0

[1] Ohne die in das Jahr 1953 reichenden Monatsanteile.
[2] Einschließlich der aus dem Jahre 1952 in das Jahr 1953 reichenden Monatsanteile.

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich ist, sind die Wasserkräfte auf das österreichische Bundesgebiet recht ungleichmäßig verteilt.

Wenn man dazu bedenkt, daß in Wien und Niederösterreich zusammen nahezu die Hälfte der österreichischen Bevölkerung lebt, so erkennt auch der flüchtigste Beurteiler, daß in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft ein beträchtliches Gefälle von Westen nach Osten schon auf Grund der naturgegebenen Verhältnisse vorhanden sein muß.

Abb. 1 gibt eine Darstellung Österreichs; in den den Ländern zugeordneten Säulen sind Erzeugung, Bedarf, Arbeitsvermögen der Projekte und der von uns in ferner Zukunft geschätzte Verbrauch eingetragen. In den westlichen Bundesländern übersteigt die mögliche Erzeugung den Bedarf um ein Vielfaches. Schreiten wir ostwärts, wird der Überschuß immer kleiner, und in den Bundesländern Wien, Niederösterreich und Steiermark ergibt sich schließlich ein Überwiegen des Bedarfes gegenüber der möglichen Erzeugung. Dementsprechend hat sich auch die Elektrizitätswirtschaft in Österreich entwickelt. Der etwa um das Jahr 1930 vorhandene Stromüberschuß der Länder Oberösterreich und Steiermark — damals hatte die Steiermark nämlich einen beträchtlichen Stromüberschuß — ging auf den noch heute bestehenden Ästen des Verbundnetzes nach Wien und Niederösterreich, während um die gleiche Zeit bereits ein namhafter Export aus Vorarlberg und Tirol nach Deutschland im Gange war. Die Entwicklung dieses Exportes setzte mit dem Stromumsatz der Tiroler Wasserkraftwerke AG (TIWAG) seit Inbetriebnahme des Achenseewerkes im Jahre 1927 und der Vorarlberger Illwerke AG seit 1930 ein, deren erstes Kraftwerk, das Vermuntwerk Parthenen, in diesem