

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

Artikel: Die Bedeutung der österreichischen Wasserkräfte für Mitteleuropa
Autor: Vas, O.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-921654>

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: 23.01.2026

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

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 Verteilungsunternehmen 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 An-

lagen im Mittel jährlich 15,4 Mrd kWh erzeugen können; in der Schweiz wird der Ausbaugrad im Jahre 1955 demnach bereits 55 % erreichen.

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

Tabelle 1

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

Bundesländer	Jahresarbeitsvermögen in Mio kWh				Ausbaugrad (Kol. 4 in % v. Kol. 1)
	vor- handenes Potential	Aus- gebaut 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.

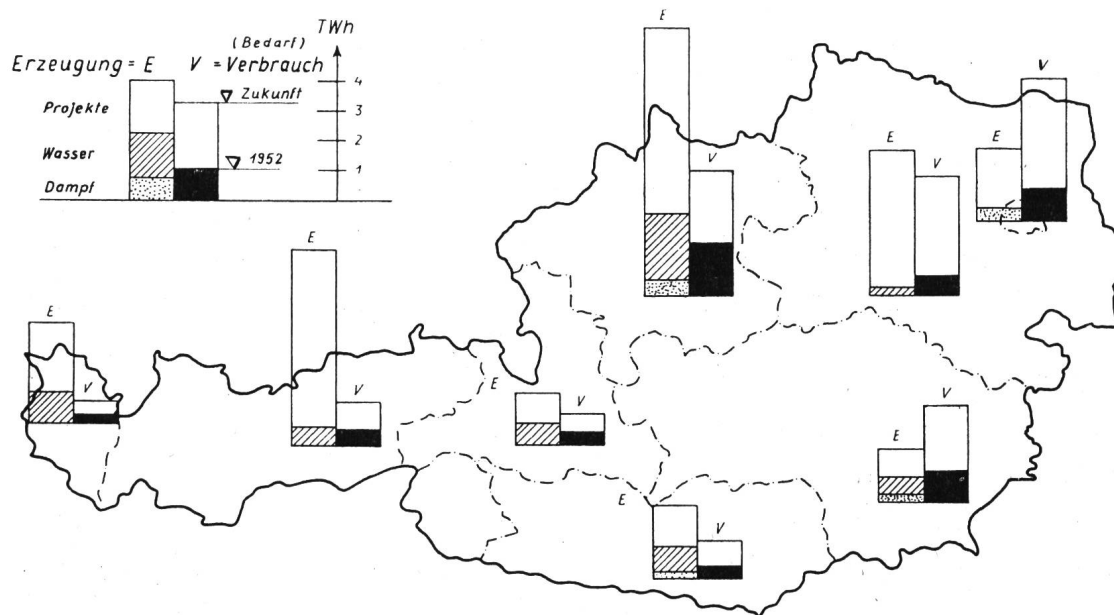


Abb. 1 Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Österreich

Jahre seinen Betrieb aufgenommen hat. Damit hatte die Elektrizitätswirtschaftliche Zusammenarbeit der Wasserkraftwerke Vorarlbergs dem Rhein entlang mit den kalorischen Kraftwerken des Ruhrgebietes begonnen, die über alle politischen Umwälzungen der Zwischenzeit hinweg ihre Kontinuität nicht verloren und ihre Bedeutung gewahrt hat. Auch die Verbindung des Netzes der TIWAG mit dem bayerischen Netz hat in gleicher Weise alle politischen Ereignisse überdauert und besteht — wesentlich erweitert — noch heute.

Abb. 2 gibt eine Darstellung der gesamten Stromerzeugung und des Wasserkraftausbaues Österreichs seit dem Ende des ersten Weltkrieges; wir können daraus drei Entwicklungsphasen erkennen. Die erste Phase setzte nach dem ersten Weltkrieg ein, als man in den einzelnen Bundesländern an die Gründung von Landesgesellschaften schritt und überall den Bau neuer Wasserkraftanlagen in Angriff nahm. Sie endete mit der Weltwirtschaftskrise im Jahre 1931. Die darauffolgende Stagnierung dauerte bis zum Jahre 1938, zu welcher Zeit ein neuer Aufschwung des Wasserkraftausbaues begann, der unverändert bis heute andauert, nur unterbrochen durch die Krisenjahre nach dem zweiten Weltkrieg von 1945—1947. Er wirkte sich mit der Fertigstellung des Draukraftwerkes Schwabeck im Jahre 1942 auf die Stromerzeugung aus, die seitdem mit geringen Abweichungen zu 80 % in Wasserkraft- und zu 20 % in kalorischen Anlagen erfolgt. Die letzteren geben unserer Elektrizitätswirtschaft eine beträchtliche Unabhängigkeit von den Schwankungen im Jahresgang des Dargebots unserer Wasserkräfte, was aus den Zahlen der Tabelle 2 ohne weiteres zu entnehmen ist. In dem wasserreicheren, dem Regel-Abfluß nahekommenden Jahr 1952 wurden, trotzdem die Gesamterzeugung um 8,9 % höher lag, um 1,7 % weniger kWh kalorisch erzeugt als im Jahre 1951. Es geht aber auch aus der Tabelle hervor, daß der Anteil der Steinkohle um fast 40 % zurückgegangen ist, während der Verbrauch an Braunkohle, Öl und Gas zum Teil beträchtlich angestiegen ist. Der Wasserreichtum des Jahres 1952 ermöglichte schließlich eine Steigerung des Exportes um fast 25 %. Aus Tabelle 2 ist ferner noch zu entnehmen, daß der

Anteil der Allgemeinversorgung an der gesamten Stromaufbringung in Österreich rund 78 % beträgt. In industriellen Anlagen wurden für den Eigenbedarf wenig mehr als 1/6 des gesamten Stromaufkommens erzeugt, und der Anteil der Eigenerzeugung der Österreichischen Bundesbahnen beträgt gar nur 5 % der gesamten Stromaufbringung. Trotz unseres erfolgreichen Bestrebens, auf heimische Brennstoffe (Braunkohle, Öl und Gas) überzugehen, so daß der Bedarf an Importkohle (Steinkohle) ständig zurückgeht, steigt aber, global gesehen, der Brennstoffverbrauch, da der Bau von Speicherkraftwerken nicht im gleichen Maße vorwärts getrieben wurde wie der von Laufkraftwerken. Es ist dies darin begründet, daß die Gesamtleistung aller Dampfkraftwerke mit 580 MW sicher imstande ist, nicht nur den Fehlbetrag an Wasserkraftenergie im Winter zu decken, sondern auch Überjahresschwankungen des Wasserkraftdargebotes auszugleichen.

Während in Österreich vor dem Jahre 1937 der Bund selber aktiv nicht in die Elektrizitätswirtschaft eingegriffen hat — von den bahneigenen Kraftwerken

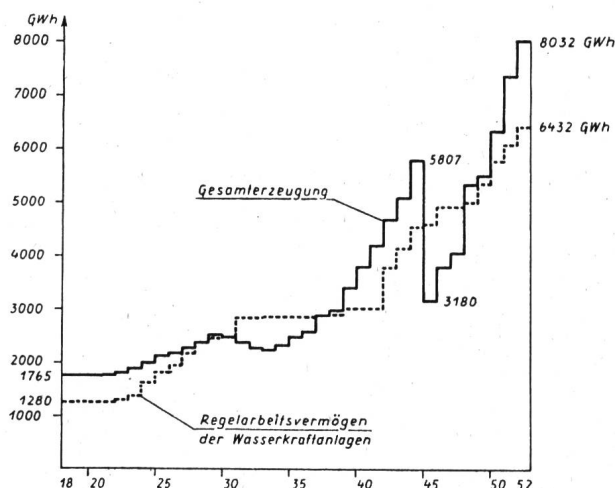


Abb. 2 Gesamterzeugung elektrischer Energie in Österreich in den Jahren 1918 bis 1952

Österreichs Energieerzeugung 1951 und 1952 in Mio kWh

Aufteilung nach A. Betriebsmittel
B. Unternehmen

Tabelle 2

A. Betriebsmittel	1951	1952	Steigerung (+) Abnahme (—)	B. Unternehmen	1951	1952	Steigerung (+) Abnahme (—)
Laufwerke	3948	4267	+ 8,1 %	Energieversorgungsuntern.	5274	5963	+ 13,1 %
Speicherwerke	1736	2103	+ 21,1 %	Industrieeinspeisung	405	316	— 22,0 %
Summe Wasserkraft	5684	6370	+ 12,0 %	Summe öffentl. Versorgung	5679	6279	+ 10,6 %
Steinkohle	372	226	— 39,3 %	Industrie für Eigenbedarf	1320	1355	+ 2,7 %
Braunkohle	774	778	+ 0,5 %	Österr. Bundesbahnen	376	398	+ 5,9 %
Heizöl	254	281	+ 11,4 %	Gesamterzeugung	7375	8032	+ 8,9 %
Dieselöl	2	2		Import (+)	45	85	+ 89,0 %
Erdgas	291	238	+ 27,5 %	Export (—)	849	1060	+ 24,9 %
Gicht- und Koksgas	—	133		Verbrauch inkl. Verluste	6571	7057	+ 7,4 %
Sonstiges	—	4	—				
Summe Wärmekraft	1691	1662	— 1,7 %				
Gesamterzeugung	7375	8032	+ 8,9 %				
Import (+)	45	85	+ 89,0 %				
Export (—)	849	1060	+ 24,9 %				
Verbrauch inkl. Verluste	6571	7057	+ 7,4 %				

der Österreichischen Bundesbahnen kann in diesem Zusammenhang abgesehen werden —, ist im Jahre 1938, knapp nach der Besetzung Österreichs durch das Deutsche Reich eine durch den Staat kontrollierte, reichseigene Gesellschaft gegründet worden, die Alpenelktrowerke AG. Sie hinterließ der zweiten Republik ein in Betrieb befindliches Kraftwerk und eine Reihe von Kraftwerkbaustellen, so daß im Hinblick auf die politischen Konsequenzen des Kriegsendes die wichtige Frage der Kontinuität der Betriebs- und Bauführung geregelt werden mußte. Dies geschah durch die Anwendung des Bundesgesetzes über die Bestellung von öffentlichen Verwaltern und Aufsichtspersonen auf die Alpenelktrowerke, deren Finanzierungsbedarf zunächst der Bund deckte, und, da diese Lösung nicht als hinreichend erkannt wurde, im Jahre 1947 durch das sogenannte 2. Verstaatlichungsgesetz, das die gesamte Organisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft teilweise neu regelte. Die durch dieses Gesetz bewirkte Neuorganisation trägt weitgehend Richtlinien Rechnung, die im Jahre 1946 von den Landesgesellschaften empfohlen worden sind.

Die *Gebietsorganisation* entsprechend den Bestimmungen dieses Gesetzes, ergibt sich aus Abb. 3, anhand welcher die Leitgedanken dieses Gesetzes leicht erörtert werden können. Grundsätzlich führen die Landesgesellschaften, die nunmehr zur Gänze in den Besitz der Länder übergegangen sind, die Allgemeinversorgung in dem betreffenden Landesgebiet durch. Bestehen bleiben sollen nur Anlagen, die eine bestimmte Größenordnung nicht übersteigen, und Eigenanlagen, deren Stromabgabe an das allgemeine Netz auch wieder unter einer bestimmten Grenze bleiben muß. Jene Großkraftwerke, die im wesentlichen nicht zur Erfüllung der Aufgaben der Landesgesellschaften bestimmt sind, und solche, die nicht als Eigenversorgungsanlagen dienen, wurden sowohl hinsichtlich Bau als auch hinsichtlich Betrieb besonderen Gesellschaften überantwortet, an denen der Bund mit mindestens 50 % und im übrigen die Länder oder ihre Gesellschaften beteiligt sind. Das Gesetz sieht

sechs solcher Sondergesellschaften vor, und zwar die bestehenden *Vorarlberger Illwerke*, die bestehende *Westtiroler Kraftwerke AG* und sodann als Neugründungen die *Tauern*-, die *Enns*-, die *Donau*- und die *Draukraftwerke AG*. Zur treuhändigen Verwaltung der Bundesbeteiligten an den Sondergesellschaften schließlich ist als *Verbundgesellschaft* die *Österreichische Elektrizitätswirtschafts AG* geschaffen worden, der einerseits das Verbundnetz zum Betrieb übergeben und andererseits eine Reihe von hoheitlichen Aufgaben übertragen worden ist, wodurch ihr eine besondere Stellung in der gesamtösterreichischen Elektrizitätswirtschaft eingeräumt wurde. Auf Abb. 3 sind durch die Kreise 1—6 die Zentren der Stromerzeugungsstätten der sechs Sondergesellschaften eingetragen und ebenso das Verbundnetz, wie es im Zeitpunkt des Inkrafttretens des 2. Verstaatlichungsgesetzes bestanden hat.

Tabelle 3 gibt eine Übersicht über diese *Organisation*. Die Verbundgesellschaft gehört zur Gänze dem Bund, ihr Aufsichtsrat wird jedoch abweichend von den Bestimmungen des Aktiengesetzes so gebildet, daß der Aktionär Bund nur $\frac{1}{3}$ der Aufsichtsratsmitglieder stellt, während die übrigen $\frac{2}{3}$ von den Abnehmern der Verbundgesellschaft, und zwar $\frac{1}{3}$ von den Ländern und $\frac{1}{3}$ von den Konsumenten, nämlich den öffentlich-rechtlichen Körperschaften der gewerblichen Wirtschaft, der Landwirtschaft und der Arbeiter und Angestellten entsendet werden. In der mittleren Kolonne sind die Beteiligungsverhältnisse an den vier neuen Sondergesellschaften ziffernmäßig angegeben und auch die Anzahl der von den Aktionären entsendeten Aufsichtsratsmitglieder. Hinsichtlich der Vorarlberger Illwerke und der Westtiroler Kraftwerke AG ist die Verstaatlichung ungelöst; beide Aktiengesellschaften stehen noch immer unter öffentlicher Verwaltung. Schließlich sind in der letzten Säule des Bildes 8 Landesgesellschaften aufgeschrieben, die im Gesetz vorgesehen sind, und darunter die nach dem Gesetz verbleibenden 5 Stadtwerke. Hier darf erwähnt werden, daß das Verstaatlichungsgesetz nur zum Teil durchgeführt worden ist. Große Über-

Tabelle 3

Organisationsschema der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

Bund ↓	Länder ↓ ↓	Länder ↓
Verbundgesellschaft	6 Sondergesellschaften	8 Landesgesellschaften
Körperschaft Aufsichtsrats- mitglieder Beteiligung	Körperschaft Aufsichtsrats- mitglieder Beteiligung	Beteiligung der Länder ≤ 100 %
Bund 8 Bund 100 %	1. <i>Österr. Donaukraftwerke AG</i>	1. KELAG (Kärntner Elektrizitäts AG)
Länder 8	Bund 6 55,00 %	2. NEWAG (Niederösterreichische Elektrizitätswerke AG)
Bundeskammer der gewerbl. Wirtschaft 2	Burgenland 1 2,50 %	3. OKA (Oberösterreichische Kraftwerke AG)
österreichischer Arbeiterkammertag 2	Niederösterreich 2 21,25 %	4. SAFE (Salzburger AG für Elektrizitätswirtschaft)
Landwirtschafts- kammern Österr. 2	Wien 2 21,25 %	5. STEWEAG (Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts-AG)
Vertreter der Angest. und Arbeiter der ver- staatl. Elektr.-Wirtsch. Österreichs	2. <i>Österr. Draukraftwerke AG</i>	6. TIWAG (Tiroler Wasserkraft- werke AG)
	Bund 6 55,00 %	7. VKW (Vorarlberger Kraftwerke AG)
	Kärnten 2 20,00 %	8. WEW (Wiener Stadtwerke, Elektrizitätswerke)
	Niederösterreich ¹ 1/2 2,50 %	
	Steiermark 2 20,00 %	
	Wien ¹ 1/2 2,50 %	
	3. <i>Ennskraftwerke AG</i>	
	Bund 5 50,00 %	
	Niederösterreich 1 2,78 %	
	Oberösterr. (OKA) 3 44,44 %	
	Wien 1 2,78 %	
	4. <i>Tauernkraftwerke AG</i>	
	Bund 8 81,13 %	
	Niederösterreich 1 1,23 %	
	Salzburg 1 1,23 %	
	Wien 2 16,41 %	
	5. <i>Vorarlberger Illwerke AG</i>	
	6. <i>Westtiroler Kraftwerke AG</i>	

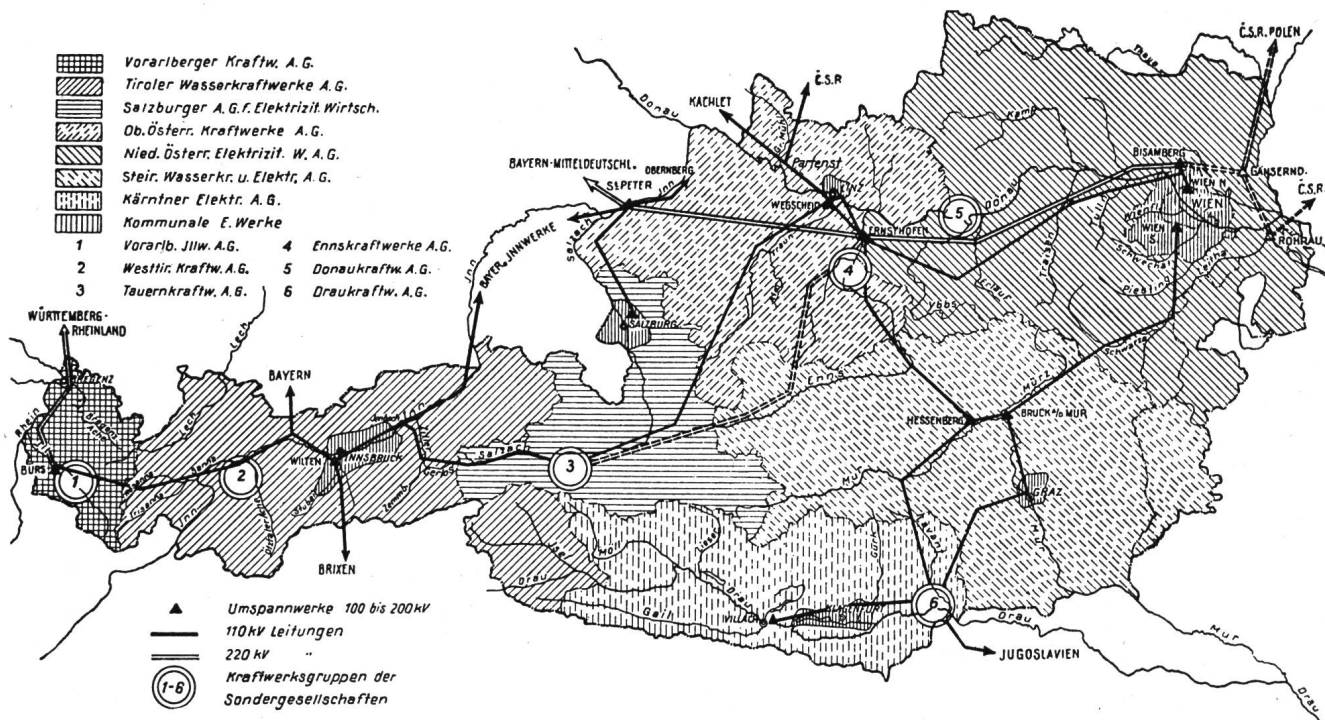
¹ alternierend 1 Aufsichtsratsmitglied

Abb. 3 Gebietsorganisation der Energieversorgung Österreichs nach dem zweiten Verstaatlichungsgesetz

landgesellschaften, wie z. B. die Steirische Elektrizitätsgesellschaft und die Linzer Elektrizitäts- und Straßenbau AG führen heute nach wie vor selbständig ihre Geschäfte, und auch die schweizerische Beteiligung an der OKA, der Landesgesellschaft Oberösterreichs, ist unbeeinträchtigt geblieben.

Ich kann mich naturgemäß hier nicht auf Einzelheiten einlassen, sondern nur feststellen, daß die Entwicklung dem Gesetzgeber recht gegeben hat; trotzdem ist das zweite Verstaatlichungsgesetz wiederholt und verschiedenen Angriffen ausgesetzt worden. Den im Jahre 1947 gegründeten fünf Gesellschaften, dem sogenannten Verbundkonzern, ist es gelungen, die Elektrizitätswirtschaft Österreichs zu konsolidieren, und es ist im Winter 1952/53 keine einschränkende Regelung der Stromversorgung mehr notwendig gewesen.

Die energieerzeugenden Unternehmungen sind Sondergesellschaften, Landesgesellschaften, Eigenanlagen der Industrie und der Bundesbahnen. Im allgemeinen verteilen die drei letztgenannten Gruppen den Strom an die Letztverbraucher, während die Verbundgesellschaft nur einige wenige Großindustrien unmittelbar beliefert und die Sondergesellschaften nur in jenen Fällen als Lieferanten auftreten, wo ihnen durch besondere Auflagen Ersatzstromlieferungen vorgeschrieben sind. Sondergesellschaften liefern zur Gänze, Landesgesellschaften, Energieversorgungsunternehmen und Eigenanlagen nur Überschüsse in das Verbundnetz, das selbst wieder den Strom an die wenigen Großabnehmer und die Landesgesellschaften abgibt, dergestalt den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herstellend. Die föderalistische Grundlage der österreichischen Verfassung bringt es mit sich, daß man bei allen Betrachtungen über die Elektrizitätswirtschaft und ihre Entwicklung von dem Landesbereiche ausgeht, wofür besonders in der Schweiz das Verständnis vorausgesetzt werden darf.

Im weiteren erläuterte der Referent die Tätigkeit der Verbundgesellschaft innerhalb der Sondergesellschaften und zeigte an Hand verschiedener Bilder die technischen Charakteristiken verschiedener bestehender und im Bau befindlicher Wasserkraftanlagen.

Aus dem eingangs erwähnten, im Jahre 1955 zu erwartenden Ausbaugrad von nur 21 % ist mit eindeutiger Klarheit zu entnehmen, daß die Wasserkraftvorräte Österreichs größer sind als die aller anderen mitteleuropäischen Staaten, nicht nur relativ, sondern auch absolut (Abb. 4). Es sind nun vor allem die Überschüsse in den westlichen Bundesländern, die benachbart den Bedarfsgebieten nördlich und südlich der Alpen für eine Großraumverbundwirtschaft zwischen Westdeutschland und Norditalien einen wichtigen Ausgleichsfaktor bilden können. Diese Großraumverbundwirtschaft wird schon seit vielen Jahren diskutiert. Besprechungen waren schon vor etwa 10 Jahren, als die beiden Staaten noch unmittelbar aneinander grenzten, so weit gediehen gewesen, daß ein Vertrag zwischen einem deutschen Energieversorgungsunternehmen und einem italienischen Industriekonzern nahezu unterschreibungsbereit war. Infolge des Zusammenbruches von 1945 kam es dann nicht mehr zum Abschluß des Vertrages.

Bei allen Betrachtungen über *Stromexport aus Österreich* darf man nicht übersehen, daß während der Besetzungszeit eine 100-kV-Verbindung von Nordtirol nach Südtirol, die allerdings nicht mehr wirksam werden konnte, ausgebaut, und daß eine leistungsfähige Quer-

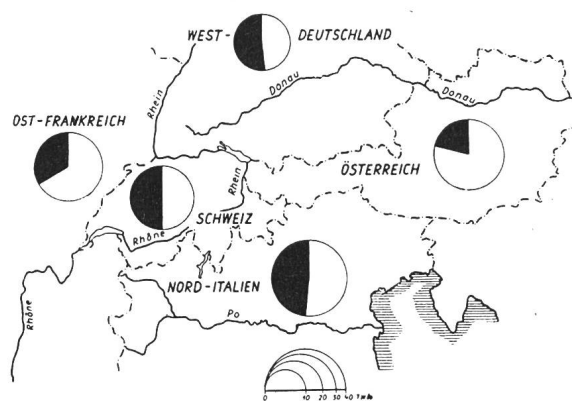


Abb. 4 Alpine Wasserkräfte, Vorkommen und bisheriger Ausbau in verschiedenen Ländern

verbindung mit 220 kV von Kernösterreich (Gebiet nordöstlich der Linie Linz—Graz, in dem mehr als $\frac{1}{2}$ der österreichischen Industrie und etwa $\frac{3}{4}$ seiner Bevölkerung zusammengeballt sind) nach Bayern hergestellt wurde, die in zunehmendem Maße dem Stromtausch zwischen Österreich und Deutschland zugute kam, und zwar derart, daß österreichischer Wasserkraftstrom im Sommer nach Deutschland und im Winter Wärmekraftstrom als Austausch nach Österreich geleitet wurde. Dieser Austausch entspricht durchaus den Beziehungen der Schweiz mit ihren nördlichen und westlichen Nachbarn.

Es dürfte interessieren, daß in Österreich schon während des ersten Weltkrieges Pläne diskutiert worden sind, eine Reichssammelschiene zu schaffen, die als Verbindung der Alpenwasserkräfte mit den Kohlengebieten im Norden der Monarchie eine ideale Grundlage für die Energieversorgung des österreichischen Reichgebietes gebildet hätte.

Abbildung 4 läßt erkennen, daß von dem vorhandenen Wasserkraftpotential der mitteleuropäischen Staaten das Österreichs noch am wenigsten ausgenutzt ist. Es ist daher naheliegend, daß man sich in Österreich sehr bald, nachdem die ersten Krisenjahre der zweiten Nachkriegszeit überwunden waren, mit dem Gedanken beschäftigte, wie die in den westlichen Ländern vorhandenen Wasserkraftvorkommen zweckmäßig einer überstaatlichen Elektrizitätswirtschaft nutzbar gemacht werden könnten. Anregungen dazu gingen von verschiedenen Kreisen der Nachbarstaaten aus. Bemerkenwerterweise hat sich die Schweiz am wenigsten den Ideen Österreichs geneigt gezeigt. Mannigfache Versuche um eine Interessennahme mit zuständigen Schweizer Stellen scheiterten bisher, nachdem es in den Jahren 1946 und 1947 trotz beiderseitigen Bemühungen nicht gelungen war, eine Verbindung vom Vorarlberg über den Rhein zum Netz der NOK zustande zu bringen. Dagegen bestand seit jeher eine lebhafteste Anteilnahme deutscher Energieversorgungsunternehmen an der Entwicklung der österreichischen Wasserkräfte, und auch aus Italien sind sehr bald interessierte Kreise mit uns zwecks gemeinsamer Ausbauten in Verbindung getreten. Hand in Hand mit diesen meist von betrieblicher oder kaufmännischer Seite ausgegangenen Gesprächen entwickelte sich die Sichtung der alten Projekte und Planungen in den westlichen Bundesländern. Hierbei wurde als Ausfluß der beschriebenen Neuorganisation

der österreichischen Elektrizitätswirtschaft systematisch vorgegangen, indem die Verbundgesellschaft mit den beteiligten Bundesländern Tirol und Vorarlberg Entwurfsgruppen aufstellte, die weitgehende Selbständigkeit erhielten. Einerseits um mit den Geldmitteln hauszuhalten, andererseits aber auch, weil gar nicht genügend Kräfte für weitere Planungen zur Verfügung standen, beschränkten wir uns auf vier Flußgebiete, während die Illwerke in dem ihnen durch den ihrer Gründung zugrunde liegenden sogenannten «Landesvertrag» zugewiesenen Illgebiet die Planung selbst durchführten. Diese vier Gebiete sind das Gebiet der Isel in Osttirol, das Ötzgebiet und das Gebiet des oberen Inn in Westtirol, sowie das Gebiet der Bregenzer Ach in Vorarlberg, vier Gebiete, die vom Standpunkt der modernen Wasserkraftnutzung aus als unberührt angesehen werden können.

Naturgemäß ist, bevor man an diese Projektierungsarbeiten schritt, eingehend überlegt worden, ob es mit den österreichischen Interessen überhaupt vereinbar sei, Wasserkräfte nur für den Export zur Verfügung zu stellen. Da Österreich von allem Anfang an an den nach dem Ende des zweiten Weltkrieges auf internationaler Basis geführten Organisationen in Genf und in Paris teilnehmen konnte, ist es über die Ansichten in anderen Ländern recht gut unterrichtet worden. Es zeigte sich aber, daß wir auch in mehreren Dezennien nicht imstande sein werden, unsere Wasserkräfte selbst zu verwenden. In Abb. 5 ist die Entwicklung der Elektrizitätserzeugung in der Schweiz, in Schweden und in Österreich verglichen, in drei Staaten also, deren Wirtschaften eine ähnliche Konstitution und eine ähnliche

Größenordnung haben. Österreich, dessen Kopfquote des Energieverbrauchs im Mittel 1000 kWh pro Jahr gerade überschritten hat, hält heute dort, wo sich die Schweiz und Schweden vor 20 Jahren befunden haben. Wenn die Entwicklung von nun an in dem Tempo weiterginge, das sie in den letzten Jahrzehnten eingeschlagen hat, so würde Österreich nach 20 Jahren vielleicht den Stand erreichen, den heute diese beiden Staaten halten, und dazu würde es noch nicht die Hälfte seiner Wasserkräfte benötigen, hauptsächlich jene des östlichen Teiles des Staatsgebietes, Flüsse wie Enns, Traun und Inn, vielleicht mit dem einen oder dem anderen Donau-Kraftwerk, und Speichieranlagen in den Hohen Tauern. Die westlichen Wasserkräfte können daher ohne Sorge für die gesamte europäische Entwicklung bereitgestellt werden, sollte man sie dafür beanspruchen.

Wir verfolgen die Verbrauchsentwicklung bei uns sehr genau, und man kann heute schon sagen, daß unsere vor fünf Jahren getroffenen Annahmen durch die Tatsachen nicht widerlegt worden sind, im Gegenteil; heute scheint es, als ob nach der stürmischen Entwicklung der Jahre nach dem Weltkriege eine gewisse Beruhigung eintreten würde. Unsere neuesten Überlegungen haben daher auch zu einer verringerten Bedarfszunahme in den nächsten Jahren geführt, der wir unsere Ausbaupläne anpassen.

Nach diesen allgemeinen Betrachtungen erläuterte Dr. Vas eingehend an Hand von Lageplänen, Längenprofilen und Photographien die Planungsarbeiten für die vier oben erwähnten Gebiete, deren wichtigste technische und wirtschaftliche Daten aus Tabelle 4 ersichtlich sind.

Tabelle 4

Verschiedene Projekte großer österreichischer Kraftwerkgruppen	Inst. Leistungen in MW ¹	Gesamter Speichereinhalte in Mio m ³ (Anzahl Speichersseen)	Mittlere mögliche Energieproduktion in Mio kWh			Bauaufwand in Mrd Schilling (Mio sFr.)
			Winter	Sommer	Jahr	
<i>Osttiroler-Kraftwerke</i> (Flußgebiet der Isel, 5 Kraftwerkstufen)	430	320 (3)	815	385	1200	3,5 (600)
<i>Ötz-Kraftwerke</i> (Flußgebiet der Öztaler Ache, 5 Kraftwerkstufen)	750	230 (5)	750	950	1700	4,2 (700)
<i>Ober-Inn-Kraftwerke</i> ² (Flußgebiet des Inn von Martinsbruck bis oberhalb Innsbruck und des Kaunertals, 4 Kraftwerkstufen)	392	103 (2)	510	840	1350	2,5 (400)
<i>Bregenzer Ach-Kraftwerke</i> (Flußgebiet der Bregenzer Ach, 6 Kraftwerkstufen)	548	458 (8)	860	405	1265	2,4 (400)
Zusammen	2120	1111 (18)	2935 (53 %)	2580 (47 %)	5515 (100 %)	12,6 (2100)

¹ 1 MW = 1000 kW.

² Unveränderte Wasserführung des Inn bei Martinsbruck vorausgesetzt.

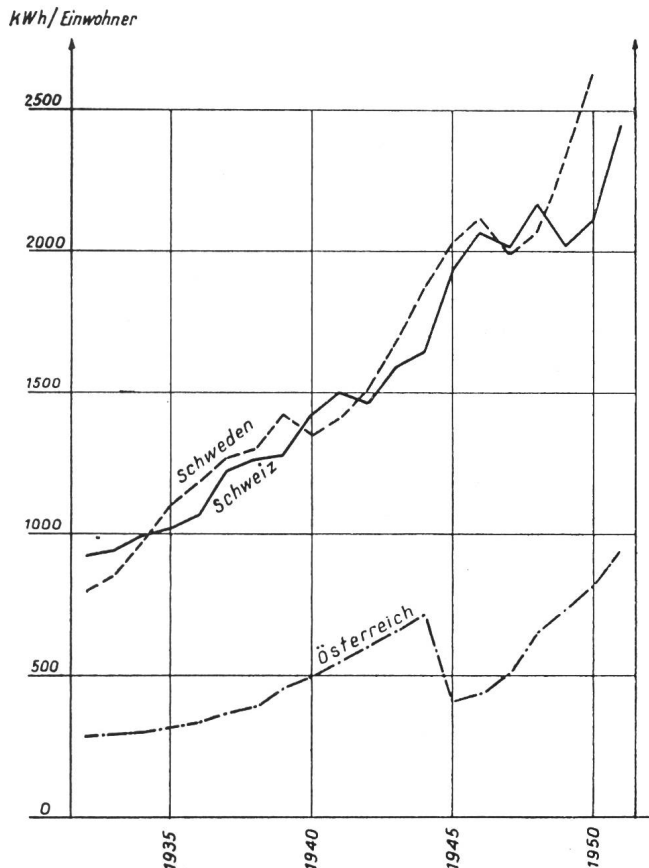


Abb. 5 Energieverbrauch 1932 bis 1952 in Schweden, der Schweiz und Österreich

Osttiroler Kraftwerke

Das Osttiroler Flußgebiet der Isel südlich des Hauptkammes der Hohen Tauern ist für eine Energieableitung nach dem Süden besonders interessant. Es ist wohl nicht so niederschlagsreich wie die Nordabdachung, bietet aber durch reichliche Vergletscherung und durch seine abgerundete Form günstige Voraussetzungen für den Wasserkraftausbau. Obendrein verfügt es über einige günstige Speicherräume, die hier — wie überall — den Ausgangspunkt der Planung bildeten. Sie finden sich in beträchtlicher Höhenlage, bis über 1700 m MH, im östlichen Teil des Gebietes, im Tauerntal und im Dorfertal. Ein älteres Projekt der Alpelektrowerke hat wohl auch größere Speicher im Virgental bei Prägraten und im Defreggental vorgesehen; ihre tiefe Lage auf nur 1300 m Seehöhe hat aber keine so bedeutenden energiewirtschaftlichen Vorteile gezeitigt, daß man den Einstau wertvollen Kulturbodens und Siedlungsgrundes hätte vertreten wollen. In unserem heutigen Projekt sind diese beiden Täler nur mit Laufwerken einbezogen. Bei der Siedlung Huben ist hier ein Zentralpunkt vorhanden, wo die Nutzung aller Seitentäler zusammenläuft und von wo dann eine Unterstufe bis zur Drau mit einem längeren Lehnstollen ausgeht.

Die Talgefälle bis Huben sind recht verschieden. Das Tauerntal mit nicht ganz 40 m/km ist wohl günstiger als Ötz oder Bregenzer Ach, aber noch lange nicht so steil wie das Kalsertal mit über 80 m/km. Der Speicher Dorfertal kann daher auch in einer einzigen Stufe

von 950 m Fallhöhe nach Huben abgearbeitet werden. Im Tauerntal schafft schon das Übereinander zweier Großspeicher eine Oberstufe von 200 m, die vorteilhaft einen überlagerten Pumpspeicherbetrieb zuläßt; die restliche Fallhöhe kann mit zwei Stufen genützt werden. Der Sohlknick oberhalb Matrei und das Hinzukommen des wasserreichen Virgentales schreiben den Teilungspunkt eindeutig vor. Insgesamt ist in den fünf Stufen eine Leistung von 430 MW und ein Arbeitsvermögen von 1200 Mio kWh mit 68 % Winteranteil zu erzielen. Der notwendige Bauaufwand stellt sich auf etwa 3,5 Mrd Schilling (600 Mio sFr.). Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Laufstufe etwas gedrückt, der Bewertungsquotient nach den Richtlinien des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes beträgt für das Gesamtprojekt nur 1,01; die beiden großen Speicherstufen kommen freilich auf die Quotienten 1,21 und 1,17.

Die hochgelegenen Speicherräume machen Beileitungen notwendig, da sie aus den eigenen Einzugsgebieten nicht voll aufzufüllen wären. Der Speicher Innergöschl am Fuße des Großvenedigers ist ebenso wie der gleich unterhalb anschließende Speicher Tauerntal eine glaziale Wanne in den Gesteinen der oberen Schieferhülle. Ihre Abschlußstellen sind wohl etwas breit, aber geologisch ausreichend günstig für die Ausführung von Gewichtsbogensperren. Der gesamte Großspeicherinhalt erreicht 320 Mio m³, was einem Energieinhalt von 640 Mio kWh, also mehr als der Hälfte der Gesamtzeugung gleichkommt.

Am weitesten ausgereift ist die Projektierung und Bauvorbereitung für das Winterspeicherwerk Dorfertal-Huben. Am Schluchtmund der Daberklamm bietet sich eine vorzügliche Sperrenstelle in standfestem und dichtem Kalkglimmerschiefer an, mit weit besseren Abmessungen als die Limbergssperre der Hauptstufe Kaprun. Eine Gewölbemauer von 150 m Höhe und 330 000 m³ Betonkubatur erzielt im oberhalb liegenden Taltrog einen Nutzinhalt von 100 Mio m³. Der Triebwasserweg durchfährt nur eine schmale Zone der unangenehmen Matreier Schichten, findet aber im überwiegenden Teil ebenso gutartige Gesteine der unteren Schieferhülle wie der Druckschacht und die Krafthauskaverne. Das 120-MW-Kraftwerk liegt in nächster Nähe des bestehenden Kalserbachwerkes, das ein kurzes Stück im Unterlauf des Kalserbaches mit 9 MW Leistung zur Deckung örtlicher Bedürfnisse ausnützt und für die Stromversorgung der Großbauvorhaben Bedeutung hat. Eine 110-kV-Leitung von diesem Vorläuferwerk nach Lienz wird demnächst gebaut, von wo eine Verbindung über Pelos zum italienischen Netz der Società Adriatica di Elettricità (SADE) in wenigen Monaten fertiggestellt sein wird.

Ötz-Kraftwerke

Geographisch zum Einzugsgebiet des oberen Inn gehörig, nimmt das Öztal seit langem eine bevorzugte Sonderstellung in der tirolerischen Wasserkraftplanung ein. Schon vor 30 Jahren hat man sich mit Untersuchungen darüber beschäftigt. Dies rührt daher, daß das Öztal eine wesentlich kräftigere Eintiefung in den Zentralalpen darstellt, und daher größere Längenentwicklung und stärkere Fächerung aufweist als seine westlichen etwa parallelen Nachbarn, wie das Pitztal und das Kaunertal. Größere Einzugsgebiete auch in höhe-

ren Tallagen — das Einzugsgebiet in 1200 m MH mißt bereits 517 km² — und ein starker Anteil von Gletscherabflüssen geben günstige Bedingungen für eine Wasserkrafterschließung, die in den dargestellten vier Stufen etwa 750 MW Leistung und 1700 Mio kWh Jahresarbeitsvermögen bei 44 % Winteranteil bietet. Der Ausbau erfordert 4,2 Mrd Schilling (700 Mio sFr.), nach den schweizerischen Richtlinien resultiert ein Bewertungsquotient 1,09. Als Zentralpunkt ist Bruggen anzusehen, wohin sowohl die beiden hochgelegenen Winterpeicher Fischbach und Riffelsee — dieser mit einer Zwischenstufe im Pitztal — als auch der das Ötztal beherrschende Speicher Zwieselstein am Zusammenfluß von Gurgler und Venter Ache abgearbeitet werden.

Die steilen Seitenstufen, aber auch die bedeutenden Fallhöhen, die sich trotz des nur mäßigen Talgefälles von rund 20 m/km für die eigentlichen Talstufen ergeben, sind für den Ausbauplan charakteristisch, der in seiner Gänze ein Jahresarbeitsvermögen von über 2200 Mio kWh erschließt. Zwischen dem «Zentralpunkt» Bruggen und dem Inntal wird der Höhenunterschied von fast 600 m in einer Unterstufe ausgenutzt. Diese Ausnutzung ist allerdings nur mit einem 23 km langen Stollen zu erkaufen; an beiden Stollenenden ergeben sich aber Gelegenheiten zu Kleinspeichern. Der Fassungsspeicher bei Huben gleicht im ersten Ausbau den gletscherbeeinflussten Tagesgang, im folgenden die Betriebsschwankungen der Fischbach- und der Mittelstufe auf eine konstante Tagesabflußmenge von 30 m³/s aus. Der Wochenspeicher im Stuißenbach nahe dem Stollenende gewährleistet einen elastischen Einsatz der auf etwa 2500 Benützungsstunden ausgelegten Maschinenleistung, die mit dem Fortschritt der Ausbauten nach und nach ansteigend schließlich 420 MW in sechs Aggregaten erreichen soll. Im Bereich der Unterstufe sind Bauarbeiten schon während des 2. Weltkrieges begonnen worden; ihnen lag allerdings ein anderer Ausbauplan zugrunde. Sie allein wären aber kein ausreichender Grund dafür, daß auch nach unserer heutigen Ansicht die Unterstufe an erster Stelle steht. Gründliche wirtschaftliche Studien konnten jedoch an dem seinerzeit auf ganz anderen Überlegungen begründeten Baubeschluß auch für heutige Verhältnisse festhalten lassen. Es wären damit fürs erste rund 800 Mio kWh zu gewinnen, allerdings mit einem wenig befriedigenden Winteranteil von nur 19 %.

Der möglichst rasche Ausbau zumindest eines Großspeichers ist deshalb naheliegend. Wenn man den Talpeicher Zwieselstein als solchen wegen der günstigen Verkehrslage vorsieht, so könnte der Sperrrenbau zum Teil übergreifend mit den Stollenbauten der Unterstufe abgewickelt werden. Bei Kapitalmangel — es handelt sich bei den ersten Ausbauten immerhin um eine Größenordnung von 300 Mio sFr. — schiene es tragbar, den Bau der zugehörigen Mittelstufe vorläufig zurückzustellen; das Zwieselsteiner Becken von 122 Mio m³ Nutzinhalt würde dann als Fernspeicher den Winterinsatz der Unterstufe mehr als verdoppeln. Wir haben in unserer Projektierung diese und andere Möglichkeiten offen gelassen, da wir uns klar darüber sind, daß die Entscheidung hierüber nicht nur von der Abnehmerseite, sondern auch von der finanziellen Situation der Bauseite her wesentlich abhängt. Vorzeitige Festlegungen sind daher wenig sinnvoll.

Inn-Kraftwerke

Mit noch größeren Unsicherheiten sind die Planungen am oberen Inn, der Flußstrecke von der schweizerischen Grenze bis etwa Innsbruck, verbunden, die wasserwirtschaftlich aufs engste mit ausländischen Absichten verknüpft sind. Sie erstrecken sich aus örtlich gebundenen Überlegungen vorläufig nur bis zur Ötzmündung. Bevor die im Gange befindlichen Pläne um das Spölgebiet zu einer Entscheidung gereift sind, kann für diese Flußstrecke ein endgültiges Projekt nicht gut abgeschlossen werden. Die bisherigen Untersuchungen haben aber doch zumindest die Stufenteilung klargestellt, und zwar mit den Endpunkten Prutz, Imst und Haiming, der letzte in nächster Nähe der Unterstufe Ötz. Vom Ausbau des Spöl unabhängig ist nur der Ausbau des rechtsseitigen Kaunertales, das vom Speicher Gepatsch beherrscht wird und in zwei Stufen genützt werden soll.

Für das Gesamtgebiet sieht unsere Planung eine Leistung von fast 400 MW vor. Die Energieausbeute ist, unveränderte Wasserführung des Inn bei Martina vorausgesetzt, mit 1350 Mio kWh berechnet worden, davon 38 % im Winterhalbjahr. Mit Baukosten von etwa 2,5 Mrd Schilling (400 Mio sFr.) wird ein Bewertungsquotient 1,08 erreicht.

Für den einzigen österreichischen Großspeicher im oberhalb liegenden Einzugsgebiet, den Gepatschspeicher, sind derzeit baugelogeische Untersuchungen im Gange. Die Bodenaufschlüsse haben zu einer neuen Sperrrenstelle geführt, die eine beträchtliche Vergrößerung des Speichers über die bisher in Rechnung gestellten 115 Mio m³ hinaus zu erlauben scheint. Der Abschluß des Mandarfenbodens wird, der stärkeren Übersotterung des Gneisuntergrundes Rechnung tragend, mit einem Steinfülldamm geschehen müssen.

Die oberste Fassung des Innflusses selbst ist oberhalb der Mündung des Schalkbaches geplant. Der Ausgleich des Tagesganges und die Sicherung einer gewissen Spitzenfähigkeit erfordert einen Wochenspeicher, der die schweizerisch-österreichische Grenzstrecke unterhalb Finstermünz in Anspruch nimmt. Diese Grenzstrecke ist Gegenstand von zwischenstaatlichen Besprechungen im Rahmen einer gemeinsamen Kommission, die im vergangenen Februar erstmals zusammengetreten ist. Nach der wasserwirtschaftlichen Auffassung Österreichs sollten alle Ausbaupläne im Gebiet des oberen Inn als großes Ganzes betrachtet und durch die interessierten Staaten Schweiz, Italien und Österreich ebenso gemeinsam behandelt werden, wie dies für die kleine Grenzstrecke heute schon der Fall ist. Ich verrete seit eh' und je den Standpunkt, daß bei Gewässern, die zum Gebiet zweier oder mehrerer Staaten gehören, die technisch-wirtschaftlich beste Lösung gesucht und unbeschadet der Staatsgrenzen angestrebt werden solle. Diese Lösung kann aber selbstverständlich nur im Einvernehmen zwischen den beteiligten Staaten und ihren Entwurfsbearbeitern gefunden und in ebensolchem Einvernehmen der zuständigen staatlichen Behörden genehmigt werden.

Daß dies möglich ist, und zwar auch in recht knapper Frist, wird bewiesen durch wasserrechtliche Regelungen an unseren Grenzen gegen Bayern, wo sowohl im Raum der tiroler Grenzgebirge, hinsichtlich übertretender Gewässer, als auch für die längsgeteilten Ge-

wässer an der Grenze Oberösterreichs einvernehmliche Regelungen zustande gekommen sind, die den beidseitigen Interessen Rechnung tragen. Wenn ich hier berichten kann, daß der Gedanke, an den Bau des Innkraftwerkes Braunau zu schreiten (96 MW, 520 Mio kWh, Ausbaukosten rund 600 Mio Sch.), in der ersten Augustwoche 1947 zwischen dem damaligen Treuhänder für die Innwerke AG, K. Sterner, und mir zum ersten Male ventiliert wurde, daß schon im Juli 1948 ein Regierungsübereinkommen in seinen Grundzügen paraphierungsreif war, daß der Bauentwurf im Herbst 1949 bereits den Wasserrechtsbehörden der beiden beteiligten Staaten vorgelegt war, so dürfen wir mit Recht stolz auf die Raschheit dieser Entwicklung sein. Im Dezember 1950 folgte die feierliche Fertigstellung des Regierungsübereinkommens zwischen Bayern und Österreich, im folgenden Frühjahr der Baubeschluß, im Juni 1951 konnte der Bau begonnen werden und am 1. Dezember dieses Jahres wird die erste Maschine in Betrieb gehen können.

Ich freue mich, daß die Österreichreise des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes im Herbst auch zu dieser Baustelle führen wird, und ich bin überzeugt, daß Sie dort von dem zu Sehenden außerordentlich befriedigt sein werden.

Bregenzer Ach-Kraftwerke

Das vierte und letzte der bearbeiteten Gebiete, das Flußgebiet der Bregenzer Ach im nördlichen Vorarlberg, zeichnet sich durch hohe Niederschläge und ausgezeichnete Stauräume aus. Ein besonderes Kennzeichen von wasserkrafttechnischen Gesichtspunkten aus bildet der Umstand, daß diese Stauräume über das ganze Gebiet in verschiedenen Höhenlagen verteilt sind und somit praktisch jede Stufe mit einem Großspeicher ausgestattet werden kann. In Summe können etwa 450 Mio m³ gespeichert werden, denen bis zum Bodensee fast 500 Mio kWh innewohnen, das ist etwa 40 % der erzielbaren Energieausbeute von 1265 Mio kWh. Dank dieser Speicherung ergibt sich ein Winteranteil von 68 % des Jahresdargebotes. Die Triebwasserwege sind sehr kurz; es genügen Stollen mit zusammen 30 km Länge; restliche 20 km Lauflänge fallen in die langgezogenen Speicherräume.

Das mittlere Talgefälle der Bregenzer Ach von 26 m/km ist angesichts des Mittelgebirgscharakters des Gebietes reichlich groß. Die größte der vier Hauptstufen wird eine Fallhöhe von 530 m besitzen. Eine dem Ausbau mit Großspeichern angepaßte reichliche Auslegung der Wasserführung sichert eine Leistungsfähigkeit von etwa 550 MW, mit einem Kostenaufwand von rund 2,4 Mrd Schilling (400 Mio sFr.). Mit Anwendung der Bewertungsrichtlinien des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes erhält man für das Gesamtprojekt den außerordentlich günstigen Bewertungsquotienten 1,30!

Geologisch weist das Gebiet große Ähnlichkeit mit den Appenzeler Bergen auf, es gehört der Helvetischen Kreideformation an. Die Sandsteine, Molassen und Konglomerate der Flyschzone sichern hervorragend dichte Stauräume, wie etwa die tektonische Wanne von Schönebach, wo mit einer 120 m hohen Bogensperre in einer engen Schluchtstrecke ein Nutzraum von 111 Mio m³ geschaffen werden soll.

Einen anderen Charakter hat der sehr interessante Flußspeicher für die unterste Stufe Bregenz bei Hochwacht. Die Ache hat sich in ihrem Unterlauf ziemlich tief in das Gelände eingegraben. Die Besiedlung ist auf den sonnigen Hochfluren verblieben, so daß der Einstau die beträchtliche Höhe von 90 m erreichen darf, ohne daß Schädigungen an Siedlungen und Nährflächen entstehen. Staustelle und -stufe ähneln erheblich der Anlage Rossens. Bohrkerne des Sandsteins von Rossens und von der Bregenzer Ache sind kaum voneinander zu unterscheiden. Der Großspeicher von 144 Mio m³ Nutzhalt sichert auch eine angemessene Fallhöhe zum Bodensee, der mit einem kurzen Stollen unter dem Pfänder erreicht wird. An seinem Ufer ist das Krafthaus gedacht. Ob als Kaverne oder freistehend, bleibe vorläufig dahingestellt. Die Unterstufe besitzt bei einer Energieausbeute von 372 Mio kWh eine hervorragende Wirtschaftlichkeit an und für sich schon vor Ausbau der Oberliegerwerke; sie ist also für einen Baubeginn besonders prädestiniert.

Donau-Kraftwerke

Die Donau ist die mächtigste Wasserkraft Österreichs. Ihr Ausbau wird seit einem halben Jahrhundert diskutiert, ohne daß bisher in Österreich ein Donaukraftwerk verwirklicht werden konnte. Schon vor dem ersten Weltkrieg bestand großes Interesse am Bau der Staustufe Wallsee in der Grenzstrecke zwischen Nieder- und Oberösterreich, für die sogar Erzherzöge eintraten. Die Erteilung der wasserrechtlichen Genehmigung dauerte trotzdem bis nach dem ersten Weltkrieg, und da war alle Finanzierungsmöglichkeit dahin. Die nächste Stufe, die der Verwirklichung nahe war, ist *Ybbs-Persenbeug*, ein Kraftwerk, dessen Rückstau — ähnlich wie der des Kachletkraftwerkes bei Passau — arge Schifffahrtshindernisse beseitigt. Projektsdebatten fielen in die Jahre 1923 bis 1930; dann erst gelang es, die wasserrechtliche Genehmigung zu erreichen. Die Weltwirtschaftskrise verhinderte die Finanzierung, um die sich Wiener Großbanken bemüht hatten. 1938 kaufte das Deutsche Reich den Entwurf von Ing. Höhn, dem hochgeschätzten Schweizer Kollegen, dessen Verdienste um den Entwurf *Ybbs-Persenbeug* bei uns unvergessen bleiben werden — sein Tod im vergangenen Jahre wird nicht nur von mir, der mit ihm persönlich befreundet war, sondern auch von vielen österreichischen Fachkollegen, die ihn gekannt und geschätzt haben, sehr betrauert. Der Bau wurde — als an einer Wasserstraße gelegen — der Rhein-Main-Donau AG (RMD) überantwortet. Eine an und für sich geringfügige Umprojektierung verzögerte den Baubeginn. Bevor aber noch der Bau vergeben werden konnte, ist von interessierter außenstehender Seite, deren politischer Einfluß sehr groß war, der zuständige Minister veranlaßt worden, die Projektierungs- und Vergabearbeiten zu sistieren. Die bisherige maßgebende Führung der RMD wurde beseitigt und unter neuer Leitung das Projekt gänzlich umgearbeitet. Es sollte nunmehr als Unterwasserkraftwerk nach der Bauart Arno Fischer ausgeführt werden. Die Bauarbeiten wurden vergeben und der Bau in Angriff genommen, ohne daß ein baureifer Entwurf vorlag. Während des Einsetzens der Bauarbeiten wurde das Projekt mehrfach geändert und schließlich aus konstruktiven Gründen noch das Stauziel um 1,5 m hinaufgesetzt, eine Maßnahme, die

wohl einen Energiegewinn von fast 200 Mio kWh pro Jahr ergab, aber gleichzeitig zu erheblichen Schwierigkeiten im Stauraum führte. Ein wasserrechtliches Verfahren für dieses geänderte Projekt wurde nicht durchgeführt und auch eine Genehmigung diesem Projekt nie erteilt, trotz der unerhörten politischen Druckmittel, die auf die zuständige Wasserrechtsbehörde ausgeübt worden sind. Schließlich hat sich aber in maßgebenden Kreisen die Ansicht gefestigt, daß das Bauvorhaben A. Fischers aus den verschiedensten wasserwirtschaftlichen Überlegungen, zu denen auch Bedenken maschinentechnischer Art kamen, nicht ausgeführt werden dürfe. Die während des Krieges entstandenen Schwierigkeiten in der Bauwirtschaft halfen mit, im Jahre 1944 den Bau einzustellen. Zu dieser Zeit waren glücklicherweise noch keine festen Bauten in der Donau aufgeführt worden, lediglich Fangdämme für die Umschließung der Baugruben am linken und rechten Ufer waren errichtet, diese selbst trocken gelegt und zum Teil ausgebaggert worden.

Es ist klar, daß es eine der wichtigsten Sorgen Österreichs nach dem Jahre 1945 war, die Baustelle zu pflegen und in Erkenntnis der Bedeutung des Kraftwerkes Ybbs-Persenbeug für die österreichische Elektrizitätswirtschaft die Fortführung des Bauvorhabens, besser gesagt die Inangriffnahme eines allen Anforderungen des Wasserbaues und der Wasserwirtschaft Rechnung tragenden neuen Entwurfes in die Wege zu leiten.

Trotz den größten Anstrengungen ist es bisher nicht gelungen, die Schwierigkeiten zu überwinden, die der Wiedereingangssetzung der Baustelle entgegenstehen. So ist die vierte Sondergesellschaft des österreichischen Verbundkonzernes gezwungen, die bestehende Baueinrichtung zu konservieren, bis bessere Zeiten kommen.

Inzwischen haben wir aber in der Donaugrenzstrecke unterhalb Passau einen Erfolg erreicht, der den beim Innausbau noch übertrifft, den Baubeginn des Donaukraftwerkes *Jochenstein* im November 1952. Hier haben wir in einer echten und durch keinerlei Zwischenfälle getrübbten Gemeinschaftsarbeit mit der Rhein-Main-Donau AG innerhalb von kaum Jahresfrist einen Entwurf aufgestellt (Juli 1950 bis 1951), der im Frühjahr 1952 den beidseitigen Behörden zur Genehmigung vorgelegt worden ist. Parallel dazu wurden die Verhandlungen zwischen den beiden Staaten geführt; das bezügliche Regierungsabkommen wurde Mitte Februar 1952 in Wien feierlich unterzeichnet. Bei dieser Gelegenheit waren zum ersten Male seit 1945 deutsche Minister in Wien. Zwei Tage später folgte die Gründung der *Jochenstein AG*. Die erste Maschine des Werkes soll am 1. Februar 1955 in Betrieb gehen. Gesamtleistung 135 MW, Jahresarbeit 920 Mio kWh, davon 46 % im Winter. Ich freue mich, daß Sie auf Ihrer Herbstreise auch diese Baustelle sehen werden. Hier sind meines Wissens zum ersten Male in Mitteleuropa in einem Strom mit der erheblichen Fließgeschwindigkeit der Donau Zellenfangdämme für die Baugrubenumschließung verwendet worden. Trotzdem hier eine doppelte Schiffsschleuse mit zwei je 24 m breiten und 230 m langen Kammern ausgeführt werden muß, werden bei Gesamtbaukosten von rund 1200 Mio Sch. die spezifischen Kosten der Energieeinheit nur unbedeutend höher sein als in Braunau, und dies nur wegen der hohen Kapitalkosten. Bewertungskoeffizient nach schweizerischen Richtlinien 1,29.

Das Kraftwerk *Jochenstein* wird mit einer 220 kV-Leitung nach St. Peter angeschlossen, wo ein zentrales Umspannwerk besteht.

Ein Rahmenplan für den Donauausbau in Österreich ergab bei 12 Stufen, deren spezifische Kosten nicht wesentlich höher sind als die für *Jochenstein*, ein Gesamtaufbringen von rund 12 Mrd kWh mit 1800 MW Leistung.

Die 220-kV-Leitungen von Bürs in Vorarlberg nach dem Rheinland, von St. Peter nach Ludersheim und von da ins Rheinland und nach Mitteldeutschland, die für 220 kV bestimmte Leitung Lienz-Pelos, die 100-kV-Leitungen von Innsbruck nach Südtirol und in zwei Strängen nach Oberbayern verbinden das österreichische Netz mit Westdeutschland und Italien, die 100-kV-Leitung von Lavamünd entlang der Drau ostwärts stellt die erste Verbindung mit Jugoslawien dar; all diese Verbindungen zeigen die Verknüpfung Österreichs mit dem Norden, Süden und Osten, ähnlich wie die Schweiz mit dem Süden, Westen und Norden verbunden ist. — Nur die Verbindung zwischen unseren beiden Staaten fehlt noch. Daß sie — trotz der Bemühungen hüben wie drüben — bisher nicht zustande gekommen ist, betrachte ich als einen Nachteil für die Entwicklung des zwischenstaatlichen Stromaustausches, als mehr als einen Schönheitsfehler des mitteleuropäischen Verbundbetriebes.

Zum Schlusse will ich, einem ausdrücklichen Wunsche nachkommend, noch kurz auf die im Dezember 1952 in Innsbruck gegründete *Studiengesellschaft für Alpenwasserkraft in Österreich, GmbH*¹ zu sprechen kommen, an der sich bisher Deutschland, Frankreich und Italien beteiligten. Es handelt sich dabei um ein Forum, dem wir die geschilderten Entwürfe zur Begutachtung vorgelegt haben, einerseits zu dem Zwecke, daß die Fachleute der beteiligten Staaten sie genau kennen lernen, und andererseits, um jene Unterlagen zu gewinnen, die zur Beseitigung so mannigfacher Unsicherheiten bei der Projektierung führen können. Natürlich kann man eine Planung nach dem Gesichtspunkt niedrigster Gesteungskosten ziemlich eindeutig durchführen. Sobald man aber die Wertigkeit der Energie dabei in Betracht ziehen muß — und das ist zumindestens bei der Anlegung von Speicherwerken aller Art nötig — gelangt man in einen Bereich erheblicher Variationsbreite, denn die Bewertung der Energie hängt ganz wesentlich von den Bedürfnissen des Bezieher, in unserem Falle denen des Verbundnetzes ab, in das sie eingespeist wird. Die Richtlinien des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, die wir beispielshalber benützt haben, sind vielleicht noch in Italien voll anwendbar; bei uns, die wir ganz erhebliche Kosten für die Dampfkraftenerzeugung aufwenden müssen, wird der Wert der Winterspeicherenergie schon etwas abweichend beurteilt, und in Deutschland und Frankreich, wo die Dampfkraftgewinnung 80 % und 50 % der Elektrizitätserzeugung umfaßt, müssen wieder andere Wertmaßstäbe gelten. Beachtenswert ist auch das Wertverhältnis, das auf internationaler Basis vor kurzem für die Bewertung von Überschußenergie zustande gekommen

¹ Die österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft (ÖZE) widmet ihr Märzheft der Gründung und den Bestrebungen dieser Studiengesellschaft.

ist, die Verhältnisswerte für Hoch- und Niederlastzeit im Winter, in der Übergangszeit und im Sommer mit den Zahlen 4; 2; 3; 1,5; 2 und 1 festlegte, wodurch ein sehr einfacher Bewertungsmodus entsteht.

Ob und inwieweit sich aus der Zusammenarbeit in der Inter Alpen, wie der Telegrammtitel der Studiengesellschaft für Alpenwasserkraft, unserer Studiengesellschaft, lautet, auch positive Erfolge ergeben werden, muß der Zukunft überlassen bleiben. Wir glauben, daß unsere in den letzten Monaten abgeschlossenen Stromlieferungsverträge mit deutschen, italienischen und jugoslawischen Gesellschaften ein wichtiger Auftakt für die weitere Entwicklung sind, die übrigens auch besondere Impulse durch die Gemeinschaftskraftwerke an der österreichisch-deutschen Grenze erhält. Diese Verträge decken sich dem Sinn nach mit den ausgezeichneten und höchst interessanten Ausführungen von Ing. Ch. Aeschmann, Direktionspräsident der Atel, in der «Neuen Zürcher Zeitung» vom Januar 1953.

Die Wasser, die in unseren Bächen und Flüssen zu-

sammenlaufen, kennen keine Staatsengrenzen; sie verlassen die hohen Berge, die im Zentrum der Schweiz hoch zum Himmel ragen, ebenso wie die Gipfel der Hohen Tauern im Herzen Österreichs, sie fließen nach allen Richtungen der Windrose, Naturgesetzen folgend, ungehindert über alle Grenzen, beispielgebend für die schicksalhafte Verkettung der Völker und Staaten und für die gottgewollte Verknüpfung ihrer Geschicke, Bande zwischen den Volkswirtschaften zu beiden Seiten dieser Grenzen schlingend, die vorbildlich sein sollten für die Geister, die die Politik der Staaten lenken. Der menschliche Wille folgt in der Elektrizitätswirtschaft dem Beispiel, das die Natur im Wasserkreislauf uns schenkte, und ich glaube, wir können nichts besseres tun, als in diesem für die Gesamtheit so wichtigen Wirtschaftszweig auf dem eingeschlagenen Weg weiterzuschreiten, um zu einem Zusammenwirken der Nationen zu gelangen, wie es in Ihrem schönen Lande so vorbildlich auf engem Raume zum Glück und Wohlstand seiner Bevölkerung zur Wirklichkeit geworden ist.

Wasser- und Elektrizitätsrecht, Wasserkraftnutzung

Moësa-Kraftwerke

Die Gemeinden Soazza und Mesocco am Oberlauf der Moësa haben der *Calancasca AG, Roveredo*, welche 1949 bis 1951 das Kraftwerk Calancasca erstellt hat, einstimmig Konzessionen zur Ausnützung der Wasserkraft auf ihrem Gebiet erteilt.

Das Konzessionsprojekt sieht zwei Stufen vor. Im Werk Pian San Giacomo wird das Staubecken Curciosa mit 27,6 Mio m³ Inhalt über ein Gefälle von 987 m genutzt. Das anschließende Werk Soazza nutzt 704 m Gefälle zwischen Pian San Giacomo und Val Buffalora aus. Die Energieproduktion der Gruppe beträgt 255 Mio kWh, wovon 55 % auf das Winterhalbjahr entfallen.

Das Becken Curciosa (Stauziel 2164 m) überflutet nur hochgelegene Alpweiden. Bei dieser Lösung wird der Kurort San Bernardino, der bekanntlich im Bereich einer Speichermöglichkeit liegt, erhalten, ebenso das Landschaftsbild dieses schönen Alpenüberganges. Durch die Zuleitung von Bächen der Südseite des Passes (Alpe Muccia und V. Vignone) an den Fuß der Talssperre soll dem Val Curciosa das im Becken gespeicherte und zur Nutzung nach Süden übergeleitete Wasser voll ersetzt werden. Das Becken selbst ist für das Rheingebiet bisher nicht beansprucht worden.

Der Ausbau des Gefälles der Moësa unterhalb der Zentrale Soazza bildet den Gegenstand weiterer Studien. Das Werk Cebbia der Rhätischen Bahn wird abgelöst.

L.

Kraftwerk-Unternehmungen im Kanton Tessin

Berichtigung zur Tabelle SWV auf Seite 82-83 in Heft 4 6 vom April-Juni 1953:

Auf Seite 83 sind die Zahlen über das maximale Bruttogefälle der drei Maggiakraftwerke bedauerlicherweise verstellt worden. Richtig soll es heißen:

Kraftwerk Peccia	424,0 m max. Bruttogefälle
Kraftwerk Cavignol	509,0 m max. Bruttogefälle
Kraftwerk Verbano	297,0 m max. Bruttogefälle

Bernisches Wasserrecht

Staatsrechtliche Beschwerde gegen die Erhebung jährlicher Wasserzinse für Wärmepumpen-Konzessionen

(Von unserem Bundesgerichtskorrespondenten)

Im Kanton Bern wurde am 3. Dezember 1950 ein neues «Gesetz über die Nutzung des Wasser» (WNG) angenommen, das in Art. 3 bestimmt, daß «die Nutzung öffentlicher Gewässer einer staatlichen Konzession bedarf.» In einem besondern Abschnitt 3 dieses Gesetzes, der einzig aus dem Art. 90 besteht und sich auf die Verwendung von Wärmepumpen bezieht, bestimmt das Gesetz:

Art. 90. «Der Entzug von Wärme aus öffentlichen Wasservorkommen mittels Wärmepumpen... bildet ein Hoheitsrecht des Staates und bedarf einer Konzession des Regierungsrates.

Die Bedingungen, das Verfahren, sowie die *finanziellen Leistungen* für die Erlangung einer solchen Konzession werden durch Dekret des Großen Rates geordnet.»

Dieses «Dekret betreffend die Konzessionierung und Bewilligung von Wasserkraftrechten, Wärmepumpen und Gebrauchswasserrechten» wurde dann vom Großen Rat des Kantons Bern am 14. November 1951 erlassen. Was die *Wärmepumpen* anbetrifft, bestimmt es in

§ 17. «Für den Entzug von Wärme aus öffentlichen Wasservorkommen wird eine einmalige Konzessionsgebühr und ein jährlicher Wasserzins erhoben.

Die Konzessionsgebühr beträgt Fr. 2.— für 1000 Kcal/h des konzessionierten Wärmeentzuges.

Der jährliche Wasserzins beträgt für 1000 Kcal/h Fr. 2.— (Art. 90 WNG).

Ein industrielles Unternehmen, das um eine solche Wärmepumpen-Konzession nachgesucht und diese erhalten hatte, foht nun diesen § 17 des Großenratsdekretes mit *staatsrechtlicher Beschwerde* beim Bundesgericht an und stellte das *Rechtsbegehren*, es sei «§ 17 insoweit als er im Randtitel und in den Alineas 1 und 3