

# Die Wasserkraftnutzung am Rhein : von der Quelle bis nach Basel

Autor(en): **Stambach, Ernst**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **67 (1975)**

Heft 5-6

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-920919>

## **Nutzungsbedingungen**

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

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

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

## **Haftungsausschluss**

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

Ernst Stambach

## 1. ÜBERSICHT

Im Bereich des Rheins oberhalb Basel nimmt der Bau von Wasserkraftanlagen das ganze Spektrum ein, vom kleinen Werklein für die Versorgung eines Betriebes oder einer Berggemeinde bis zum grossen Flusskraftwerk, dessen Energieproduktion im nationalen und im internationalen Rahmen von Bedeutung ist. Die weitgespannte Variation der Werke ergibt sich aus dem Angebot der energiewirtschaftlich nutzbaren Wasserkräfte hinsichtlich der Wassermenge und des Gefälles. In seinem 375 km langen Lauf vom Toma-Quellsee am Badus im Vorderrheintal bis zur Landesgrenze bei Basel steigt die durchschnittliche jährliche Wasserführung des Rheins, bei einem totalen Einzugsgebiet von etwa 36 500 km<sup>2</sup> bis auf über 1000 m<sup>3</sup>/s. Das Gesamtgefälle dieser Strecke (Längenprofil, Bild 2) übersteigt 2100 m. Bei der Betrachtung der geographischen Situation (Bild 3) ist die Gliederung des Flusslaufes leicht abgrenzbar und zwar in den Alpenrhein mit seinen Zuflüssen im Gebiet der Kantone Graubünden und St. Gallen sowie des österreichischen Landes Vorarlberg und des Fürstentums Liechtenstein mit grossen Gefällen und speicherbaren Wassermengen, in den Rhein als Grenz- und ausgesprochenem Gebirgsfluss bis zum Bodensee und den Hochrhein vom Bodensee bis nach Basel. 8531 km<sup>2</sup>, entsprechend etwa 23,4 % des Einzugsgebietes des Rheins in Basel, liegen im Ausland. Es betrifft dies das kleine Valle di Lei (Italien) mit dem Abfluss zum Averserrhein, den bedeutenden Flusslauf der Ill aus dem vorarlbergischen Montafon und den östlich und nördlich unserer Grenzen liegenden Streifen auf österreichischem und deutschem Boden. Der erwähnten Gebietsaufteilung entsprechend weist der Rhein ganz bestimmte Charakteristiken auf, welche die Gestaltung der Kraftwerke wesentlich beeinflussen. (Tabel-

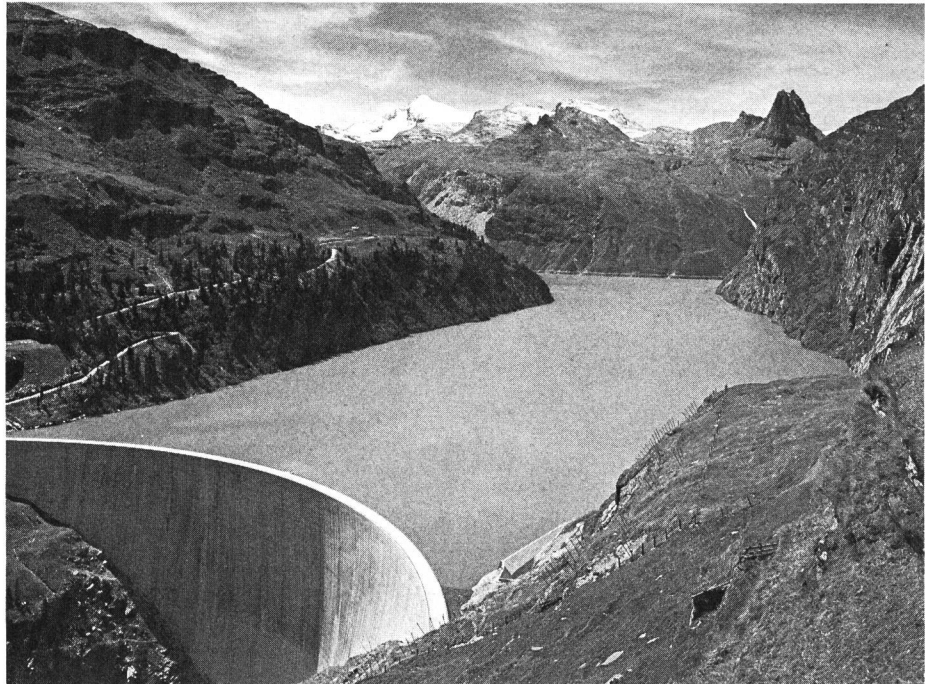
len 1 bis 3). Vor allem ist hierbei die Variation der Wasserführung von Bedeutung und zwar im Bereich des langjährigen durchschnittlichen Abflusses (QD) und der grössten Hochwasser (Q<sub>max</sub>). Ersterer ist für die Bestimmung der sogenannten Ausbau-Wasserführung (QA) entscheidend, letzterer für die Dimensionierung der Stauwehre und der Entlastungseinrichtungen. Aus der letzten Kolonne der Tabelle 2 ist zu entnehmen, wie das Verhältnis Q<sub>max</sub>:QD mit zunehmendem Einzugsgebiet und besonders nach dem Wasserrückhalt im Bodensee stark abnimmt.

Gemessen an der gesamtschweizerischen aus Wasserkraft erzeugten Energiemenge von 32 Mrd. kWh pro Jahr beträgt die Produktion der vorhandenen und im Bau befindlichen Anlagen in unserem Rheingebiet (ohne Aare) etwa 21 %, nämlich fast 6,8 Mrd. kWh; von diesen stehen ungefähr 46 % im Winter zur Verfügung. Andere Proportionen ergeben sich für die installierte Turbinenleistung der Werke in unserem Rheinbereich mit Einrechnung der Gesamtleistung der Hochrhein-Kraftwerke, nämlich zu etwa 25 % der rund 10 000 MW. Es fällt auf, dass 64 % der im Einzugsgebiet des Rheins gewonnenen Energie aus Hochdruckanlagen stammen. Aus Hochrheinkraftwerken auf schweizerischem Territorium und aus der auf Grund des Abtausches mit dem Ausland aus sogenannten Grenzkraftwerken erzeugten Energie fliessen ungefähr 58 % den einheimischen Verbrauchern zu, 42 % verbleiben den Nachbarstaaten. Von grosser Bedeutung für unseren Energiehaushalt im Winter sind die Speicherbecken in den Bergregionen und der ausgleichende Einfluss des Bodensees auf die Wasserführung des Hochrheins. Der Nutzinhalt aller Stauseen im Gebiet des Alpenrheins beläuft sich auf 763 Mio m<sup>3</sup> mit einer Energiekapazität von 2144 GWh (Tabelle 3). Etwa die Hälfte



Bild 1  
Staumauer und Stausee Naips der  
Vorderrhein-Kraftwerke.

Bild 2  
Talsperre und Stausee Zervreila  
im Einzugsgebiet Valserrhein/Vor-  
derrhein.



des Stauraumes und 47 % des Energieinhaltes (entsprechend einem Siebtel der Kapazität aller schweizerischen Staubecken) entfallen auf schweizerisches Rheingebiet. Würde man die Oberflächen aller Speicherbecken im Raum des Alpenrheins zu einem See vereinigen, so hätte dieser eine Oberfläche von über 18 km<sup>2</sup> entsprechend dreiviertel der Fläche des Walensees. Die gesamte Wasserreserve erforderte den Bau von 20 Talsperren, von denen zehn als Gewichtsmauern, acht als Bogen- und Gewölbemauern und zwei als Dämme konstruiert sind<sup>1</sup>. Die beiden höchsten Objekte sind die Curnera-Staumauer der Kraftwerke Vorderrhein AG mit 152 m und die Zervreila-Staumauer der Kraftwerke Zervreila AG mit 151 m Höhe über den Fundamenten. Es gibt im Rheingebiet oberhalb Basel sechs bedeutende Werkgruppen: Vorderrhein, Zervreila, Hinterrhein, Sarganserland sowie die Vorarlberger III- und die deutschen Schluchsee-Werke, die für die Ergänzung der natürlichen Zuflüsse partiell Pumpspeicherung betreiben. Ein weites Feld, die Wasserkräfte noch vermehrt zu nutzen, liegt in der Erstellung von eigentlichen Pumpspeicherwerken. Der Veröffentlichung Nr. 46 «Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz» des Eidgenössischen Amtes für Wasserwirtschaft ist zu entnehmen, dass allein im Rheingebiet innerhalb unserer Landesgrenzen oberhalb des Bodensees zehn, am Untersee fünf und am Hochrhein 19, zusammen somit 34 solche Projektvorschläge vorliegen. Dies bedeutet eine wertvolle Reserve im Kampf gegen die Energieknappheit — vor allem in Kombination mit Kernkraftwerken — und widerlegt eindrücklich die sporadisch immer wieder auftauchende Behauptung, der Ausbau der schweizerischen Wasserkräfte sei schon jetzt am Ende angelangt. Ausserdem gibt es im Rhein-Einzugsgebiet noch einige Möglichkeiten Wasserwerke zu errichten und auszubauen, sobald dafür die wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sein werden.

Nachfolgend wird mit kurzen Hinweisen auf bestimmte Merkmale und Eigenheiten von zehn Hochdruckgruppen mit zusammen 43 Elektrizitätswerken und von 14 Niederdruckanlagen die Rede sein.

<sup>1</sup> Einzelheiten über Talsperren siehe Sonderheft «Die Speicherseen der Alpen», WEW 1970, S. 241/358.

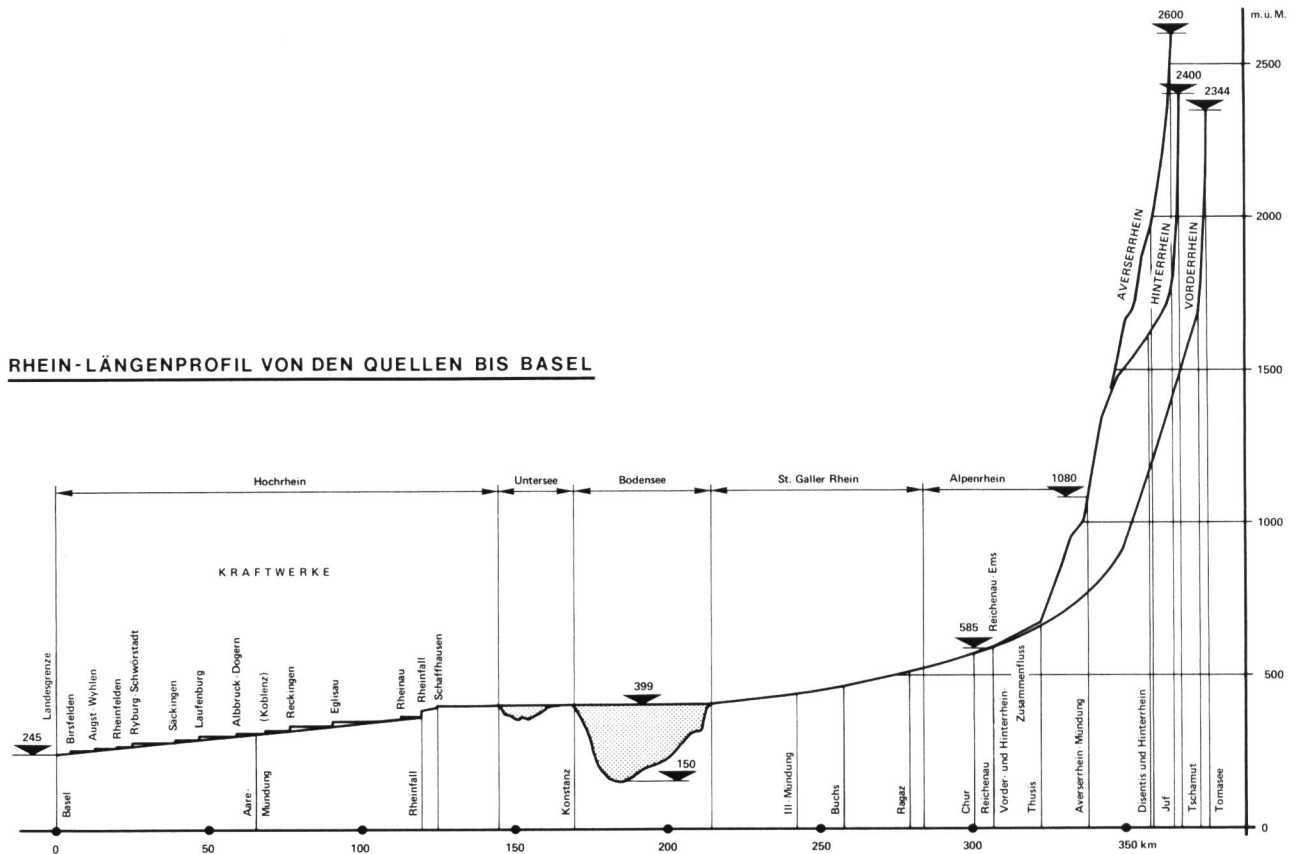
## 2. KRAFTWERKE OBERHALB DER RHEINMÜNDUNG IN DEN BODENSEE

Im Alpengebiet, besonders oberhalb des Zusammenflusses von Vorder- und Hinterrhein bei Reichenau, wie auch an seinen Zuflüssen sind Wasserkraftwerke, abgesehen von einer Ausnahme (Rheinkraftwerk Reichenau-Ems), nicht am Rhein selbst, sondern als Hochdruckanlagen in den weitverzweigten, wilden Seitentälern entstanden. Zunächst musste man sich mit dem Energieanfall aus den im Jahresablauf in weiten Grenzen variierenden Wasserspenden und damit mit einem relativ kleinen Ausbaugrad begnügen. Die Deckung des im Lauf der letzten Jahrzehnte unaufhaltsam wachsenden Bedarfes an Winter- und Spitzen-Energie führte zur Erstellung von künstlichen Speicherbecken und zum Zusammenschluss der Wasserkräfte ganzer Regionen in Kraftwerkgruppen.

Historisch betrachtet sind Wasserkraftwerke für die Versorgung einzelner Gemeinden und Talschaften schon im letzten Jahrzehnt des vergangenen Jahrhunderts entstanden. Das erste grössere Werk mit einer Energieerzeugung von 119 Mio kWh/Jahr liess die Stadt Zürich 1906/1910 in der Schlucht der Albula vor deren Einmündung in den Hinterrhein errichten. Im folgenden 2. Jahrzehnt bauten die Stadt Chur die Anlage Lünen an der Plessur und die Stadt Zürich das Heidseewerk. Zwischen 1920 und 1930 folgten die Anlagen der Bündner Kraftwerke im Prättigau als erste bedeutende Gruppe einer Talschaft und als Stromlieferant der Rhätischen Bahn. 17 Jahre lang ruhte darauf der Kraftwerkbau in Graubünden, bis 1945 mit der Inangriffnahme des Juliawerkes und 1949 mit der Schaffung des Marmorera-Stausees der Auftakt zu den bedeutenderen Werkkombinationen mit künstlicher Wasserspeicherung eingeleitet wurde. Nach 1950 setzte der Boom der grossen Elektrizitätswerk-Gruppen im oberen Einzugsgebiet des Rheins ein. Zusammen verfügen diese Anlagen über einen Speicherraum von 579 Mio m<sup>3</sup> nutzbarem Wasser.

In unserer Betrachtung ist auch die Wasserkraftnutzung von Einzugsgebieten des Rheins ausserhalb unserer Landesgrenzen einzubeziehen, wie sie an der III, einem rechtsufrigen Zufluss aus dem österreichischen Montafon besteht.

Bild 3 Längenprofil des Rheins von den Quellen bis Basel.



Zusammen mit zwei kleineren Staubecken des Spullersee- werkes der Oesterreichischen Bundesbahnen und einem Speicher der Lutzkraftwerke (Vorarlberger Kraftwerke AG) erreicht das nutzbare Speicherwasser im Rheingebiet oberhalb des Bodensees 763 Mio m<sup>3</sup>. Dieser Wasserrückhalt entspricht fast 11 % der in einem Jahr im Mittel mit dem Rhein in den Bodensee strömenden Wassermenge. Es darf jedoch nicht der Schluss gezogen werden, dass diese künstlichen Staubecken einen entsprechenden Einfluss auf die Verringerung des Hochwasserstandes des grossen Sees ausüben würden. Denn beim Auftreten der jährlich grössten Wassermengen in den Monaten Juni bis September sind einige Speicher schon nahezu gefüllt, und ausserdem können in diesen ja nur Niederschläge eines Teils der flächenmässig relativ kleinen Gebirgszonen aufgefangen werden.

Mit dem Hinweis auf das am Schluss dieses Aufsatzes gegebene Literaturverzeichnis müssen hier, dem verfügbaren Raum entsprechend, einige Angaben über die wichtigsten Kraftwerkgruppen genügen. Im obersten Einzugsgebiet des Vorderrheins lassen sich in den über 1900 m hoch gelegenen Stauseen Curnera, Nalps und Sta. Maria etwa 155 Mio m<sup>3</sup> Wasser speichern, die in den Werken Sedrun und Tavanasa der Kraftwerke Vorderrhein (erstellt 1958/67<sup>2</sup>) zur Gewinnung wertvoller Winterenergie zur Verfügung stehen. Die Maschinen der Zentrale Sedrun stehen in einer unterirdischen Kaverne. Das Staubecken der Kraftwerke Zervreila (1952/1958) fasst 100 Mio m<sup>3</sup> Nutzwasser, das in drei Stufen verarbeitet wird, und zwar im Seewerk am Fuss der Staumauer im Valsertal, in der Zentrale Safienplatz im Safiental und im Werk Rothenbrunnen im Domleschg. Zu dieser Gruppe ge-

hört auch das Kraftwerk Rabiusa-Realta (1947/1949). Das Wasser aus diesen zum Vorderrhein gehörenden Talschaften wird restlos dem Hinterrhein zurückgegeben. Die vier genannten, künstlich geschaffenen Alpenseen an den obersten Quellflüssen des Rheins beinhalten eine Energiemenge von etwa 700 Mio kWh. Ausser diesen Anlagen sind an den linksseitigen Nebenflüssen des Vorderrheins eine Reihe kleinerer Kraftwerke im Betrieb, die Energie für einzelne Industrien und für den örtlichen Allgemeinbedarf liefern. Abgesehen vom Lokalkraftwerk Thusis (1898/1899), werden die Wasserkräfte des Hinterrheins von einer einzigen Werkkombination, nämlich den Kraftwerken Hinterrhein (1956/1963) genutzt. Diese hinsichtlich der Energieproduktion grösste Werkgruppe im schweizerischen Rheingebiet gliedert sich in die Gefällsstufen Ferrera, Bärenburg und Sils im Domleschg. Sie verfügt über die Staubecken Valle di Lei (Italien), Sufers und Bärenburg mit einem nutzbaren Gesamthalt von 216 Mio m<sup>3</sup>. Das Valle-di-Lei-Becken ist mit 197 Mio m<sup>3</sup> Speicherwasser bei weitem das grösste im Rhein-Einzugsgebiet. Von der Kavernenzentrale Ferrera aus wird das Wasser aus dem Averser- und Hinterrhein für die jährlich garantierte Füllung in den obersten Stausee gepumpt. Ein damals neuartiges Gepräge weist die Gewichtstalsperre Bärenburg auf, in der die Maschinenanlagen eingebaut sind und auf deren Krone die zugehörige Schaltanlage aufgesetzt ist. Mit dieser Raffung von sonst nicht zu übersehenden Werkteilen in einer engen, tiefen Schlucht wird das Landschaftsbild in keiner Weise beeinträchtigt. An der Albula, als dem bedeutendsten Zufluss des Hinterrheins, begann der Ausbau der Wasserkräfte oberhalb der Einmündung der Julia mangels Speichermöglichkeiten relativ spät. 1961 wurde die Albula-Landwasser AG gegründet, die ein Ausbauprogramm mit drei Gefällsstufen vorlegte, von denen bis anhin nur die mittlere Doppelstu-

<sup>2</sup> Die jeweils angegebenen Jahrzahlen betreffen die erste Bauperiode der Kraftwerke.

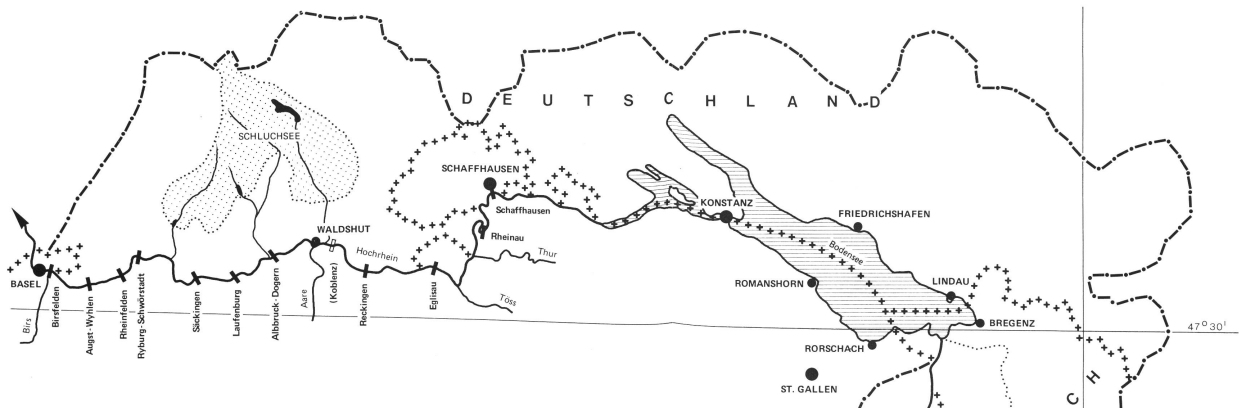
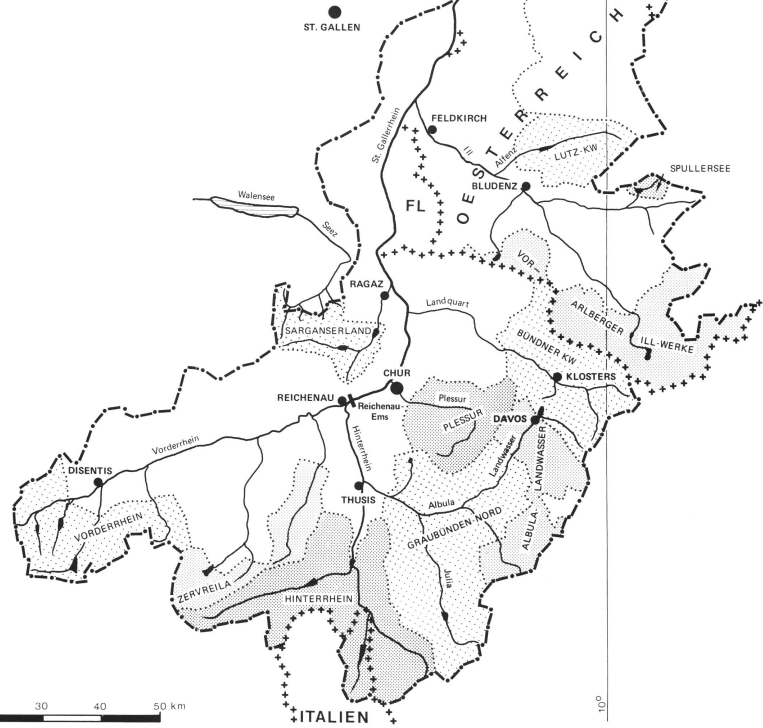


Bild 4 Lageplan-Skizze des Rheins, von den Quellen bis Basel

- LEGENDE**
- +++++ Landesgrenzen
  - Gesamtinzugsgebiete
  - ..... Einzugsgebiete der Kraftwerk-Gruppen
  - DISENTIS Ortschaften
  - VORDERRHEIN Teileinzugsgebiete
  - Vorderrhein Flüsse



Gebiet	Name	Anzahl Stufen	Art H/N	Bauzeit	Gefälle <sup>1</sup> m	Ausbau-Grössen			Mittlere Energieerzeugung in Mio kWh/Jahr									
						Q <sub>A</sub> <sup>2</sup> m <sup>3</sup> /sec	Q <sub>A</sub> <sup>3</sup> %	Q <sub>D</sub> In MW <sup>3</sup>	Schweiz			Ausland <sup>4</sup>			Total <sup>5</sup>			
									Wi	So	Jahr	Wi	So	Jahr	Wi	So	Jahr	
																		Wi
ALPEN-RHEIN	Vorderrhein	3	H	1958/1967	1 097	30-46	—	331	460	301	761	—	—	—	460	301	761	
	Zervreila	4	H	1947/1958	1 755	20-23	—	231	319	251	570	—	—	—	319	251	570	
	Hinterrhein	3	H	1957/1963	1 258	45-80	—	645	553	507	1 060	138	127	265	691	634	1 325	
	Graubünden Nord	6	H	1907/1971	2 113	14-25	—	230	383	475	858	—	—	—	383	475	858	
	Altau-Landwasser	1	H	1961/1966	423	16	—	58	70	180	250	—	—	—	70	180	250	
	Plessur	3	H	1897/1947	483	1-7	—	15	31	53	84	—	—	—	31	53	84	
	Bündner Kraftwerke	4	H	1919/1929	1 203	2-6	—	57	81	150	231	—	—	—	81	150	231	
	Sarganserland	2	H	im Bau	838	30-74	—	370	212	314	526	—	—	—	212	314	526	
	Reichenau-Ems	1	N	1959/1962	7-19	120	—	106	18	40	66	106	—	—	—	40	66	106
	Total Schweiz	27						1 955	2 149	2 297	4 446	138	127	265	2 287	2 424	4 711	
ALPEN-RHEIN	Vorarberger III-Werke	8	H	ab 1928	3 526	14-85	—	1 139	—	—	—	1 024	872	1 916	1 024	892	1 916	
	Spullersee	1	H	1921/1925	790	4	—	21	—	—	—	20	8	28	20	8	28	
	Lutz-Werke	2	H	1957/1959	206	9	—	25	—	—	—	32	78	110	32	78	110	
	Total	38						3 140	2 149	2 297	4 446	1 214	1 105	2 319	3 363	3 402	6 765	
	HOCHRHEIN	Schaffhausen	1	N	1959/1966	5-8	425	119	22	71	77	148	7	7	14	78	84	162
Rheinfall		1	N	1948/1955	22	25	—	4	19	19	38	—	—	—	19	19	38	
Rheinau		1	N	1932/1935	8-12	405	111	36	57	70	127	40	48	88	97	118	215	
Eglisau		1	N	1915/1920	10-11	400	100	33	99	117	216	8	9	17	107	126	233	
Reckingen		1	N	1938/1941	7-10	510	116	38	40	71	111	41	70	111	81	141	222	
Albruck-Dogern		1	N	1929/1933	9-12	1060	106	75	125	162	287	107	138	245	232	300	532	
Lautenberg		1	N	1908/1914	7-12	1080	108	63	128	165	293	127	165	292	255	330	585	
Säckingen		1	N	1963/1967	6-8	1300	129	72	85	117	202	86	117	203	171	234	405	
Ryburg-Schwörstadt		1	N	1927/1932	8-12	1200	118	108	155	211	366	154	212	366	309	423	732	
Rheinfelden		1	N	1895/1898	3-6	614	60	20	40	42	82	40	42	82	80	84	164	
Augst-Wyhlen		1	N	1907/1912	6-9	800	78	22	39	40	79	39	40	79	78	80	158	
Birsfelden		1	N	1950/1955	5-9	1200	117	62	126	146	272	77	91	168	203	237	440	
Kemps (Anteil)		1	N	1927/1932	2-3	1230	—	3	32	128	160	—	—	—	32	128	160	
Total Schweiz		13			max. 134			578	1 016	1 365	2 381	726	939	1 665	1 742	2 304	4 046	
Schluchsee		6	H	ab 1928	1 650	40-160	—	1 050	—	—	—	—	—	952	—	—	952	
Total		19						1 628	1 016	1 365	2 381	—	—	2 617	—	—	4 998	
Gesamttotal <sup>1</sup>		57						4 768	3 165	3 662	6 827	—	—	4 936	—	—	11 104	
Anteil Hochdruck-Werke		43	H					4 172	2 109	2 231	4 340	—	—	3 271	—	—	6 952	
		14	N					596	1 056	1 431	2 487	—	—	1 665	—	—	4 152	

**Zeichen:**  
H Hochdruckanlagen  
N Niederdruckanlagen  
Q<sub>A</sub> Ausbau-Wasserführung  
Q<sub>D</sub> Durchschnittliche Wasserführung  
des Rheins  
L Maschinen-Leistung  
Wi Produktion im Winter  
So Produktion im Sommer

**Bemerkungen:**  
1) Bruttogefälle bei Hochdruckwerken, wobei für Werkgruppen die Gefälle addiert sind; bei Niederdruckwerken Gefälle beim Maschinenhaus  
2) Bei Hochdruckanlagen Grenzwerte der einzelnen Stufen  
3) Anteil Schweiz 53,6 %, Ausland 46,4 %  
4) Bei den Schluchseewerken keine Ausschädung in Wi- und So-Anteile  
5) Anteil Schweiz 79,8 %, Ausland 20,2 %

Hydrologische Daten des Rheins oberhalb Basel<sup>1</sup>

Tabelle 2

Fluss	Mess-Stelle	Schweiz Einzugs-Gebiet km <sup>2</sup>	Nat. Fluss-Gefälle ‰	Durchschn. Jahres-Abfluss		Max. Hochwasser Q <sub>max</sub> m <sup>3</sup> /sec	Q <sub>max</sub> /Q <sub>D</sub>
				Q <sub>D</sub> m <sup>3</sup> /sec	Q <sub>D</sub> l/sec km <sup>2</sup>		
Rhein	Reichenau	3 206	2,8	116	36,2	890	7,7
Rhein	Mündung Bodensee	6 123	0,8	232	37,9	1490	6,4
Rhein	Ausfluss Untersee	10 922	0,3	356	32,6	1000	2,8
Rhein	Vor Aaremündung	15 902	0,9	579	27,6	2250	4,0
Aare <sup>2</sup>	Mündung	17 779	—	564	31,8	2070	3,7
Rhein	Nach Aaremündung	33 681	0,9	1003	29,8	3500	3,6
Rhein	Basel	36 494	1,1	1028	28,2	3800 <sup>3</sup>	3,7

<sup>1</sup> Messresultate aus dem hydrographischen Jahrbuch 1973. Die Dauer der Beobachtungsperioden ist verschieden  
<sup>2</sup> Angaben zum Vergleich mit dem Rhein  
<sup>3</sup> Grösstes in der Messperiode von 165 Jahren beobachtetes Hochwasser 1876: 5800 m<sup>3</sup>/sec

Speicherbecken im Einzugsgebiet des Alpenrheins

Tabelle 3

Kraftwerk-Gruppe	Bezeichnung	Flusslauf	Stauziel m	Nutz-Inhalt Mio m <sup>3</sup>	Energie-Kapazität GWh	Seeoberfläche km <sup>2</sup>
Vorderrhein	Curnera	Aua da Curnera	1956	40,8	113,6	0,80
	Nalps	Rein da Nalps	1908	44,5	120,2	0,93
Zervreila	St. Maria	Meiserrhein	1908	70,0	181,0	1,80
	Zervreila	Valserrhein	1952	100,0	206,0	1,61
Hinterrhein	Valle di Lei	Reno di Lei	1931	197,0	522,7	4,20
	Sufers	Hinterrhein	1401	18,3	41,2	0,90
Graubünden-Nord	Bärenburg	Hinterrhein	1080	1,0	1,3	0,07
	Marmorera	Julia	1680	60,0	165,5	1,41
Bündner Kraftwerke	Heidsee	Heidbach	1430	0,8	0,9	0,41
	Davosersee	Landwasser	1568	11,0	19,4	0,51
Sarganserland	Gigerwald	Tamina	1335	33,4	71,2	0,71
	Mapragg	Tamina	865	2,5	3,0	0,26
Vorarberger IIIwerke	Silvretta	Ill	2030	38,6	111,6	1,34
	Vermunt	Ill	1743	5,3	12,2	0,35
Oesterr. Bundesbahnen	Kops	Zoinsbach	1839	43,5	107,5	1,01
	Lunersee	Alvier	1970	78,3	258,8	1,17
Vorarberger KW	Spullersee	Alfenz	1829	15,7	27,6	0,58
	Raggal	Lutzbach	715	2,0	0,8	0,16
Total Alpenrhein				762,7	2144,5	18,30
davon: Schweiz				382,3	1003,3	9,49
Ausland				380,4	1141,2	8,81

fe Bergün/Glaris-Filisur (1961/1966) verwirklicht werden konnte. Es handelt sich um ein Laufwasserwerk, das im Winter nur 28 % der Jahresenergie liefern kann. Ähnliche Verhältnisse würde auch das Energieangebot der oberen und der untern Anlage (Naz-Bergün und Filisur-Tiefencastel) zeigen. Die in Kernkraftwerken billiger erzeugbare Energie und die stark gestiegenen Finanzierungs- und Baukosten führten dazu, vom Bau dieser beiden Werke vorläufig abzusehen. Günstiger liegen die Verhältnisse bei den Julia-Werken der Stadt Zürich und den anschliessenden Anlagen an der unteren Albula und im Domleschg, weil diese vom 60 Mio m<sup>3</sup> fassenden Stausee Marmorera profitieren können. Bisher wurden gebaut die Werke Marmorera-Tinzen (1950/1954) mit der Erweiterung der Nandrò-Zuleitung (1969/71), Tiefencastel-West (1946/1949), Tiefencastel-Ost (1966/1970) und das Albulawerk Sils (1907/1910); auch das Heidseewerk (1917/1920) gehört dazu. Im Bau befindet sich das Domleschger-Kraftwerk, welches das im erweiterten Albula-Kraftwerk nicht verarbeitbare Wasser bis zur Rückgabe in den Hinterrhein bei Rothenbrunnen ausnützt. Sobald dieses im Betrieb stehen wird, stammen etwa 54 % der aus eigenen Werken der Stadt gewinnbaren Jahresenergie aus dieser Werkgruppe, was deren Bedeutung eindrücklich belegt.

Dem Rhein unterhalb Reichenau folgend, sind in Seitentälern weitere, meistens energiewirtschaftlich zusammenhängende Wasserkraftwerke zu erwähnen: drei kleinere Anlagen an der bei Chur mündenden Plessur, Arosa (1897), Lüen (1913/1914) und Sand (1945/1947) für die Energieversorgung der ganzen Talschaft und der Stadt Chur; die Bündner Kraftwerke (1919/1928) mit den Stufen Klosters, Küblis und Schlappin, in deren oberstem Werk als erster Speicher im Rheineinzugsgebiet der Davosersee als Winterenergieservoir benützt wird; und schliesslich die in Ausführung begriffenen Kraftwerke Sarganserland an der Tamina. Bei diesen wird Wasser aus dem Weisstannental, also aus dem Quellgebiet der Limmat-Zuflüsse in den Speicher Gigerwald übergeführt und in den Zentralen Mapragg und Sarelli nutzbar gemacht. Das obere Werk ist für die Pumpspeicherung eingerichtet.

Die Bedeutung der Vorarlberger III-Werke, deren Ausbau seit 1928 im Gang ist, kommt durch die Vielfalt der über das Vorarlberg hinaus an ihr beteiligten Stromabnehmer im Tirol sowie in Süd- und Norddeutschland zum Ausdruck. Eine enge Zusammenarbeit besteht mit der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitäts AG, die den III-Werken aus thermischen und nuklearen Kraftwerken Pumpenergie für die Wasserförderung in ihren fünf Pumpspeicheranlagen (Kleinvermont, Rifa, Rodund I, Rodund II und Lünensee) liefert und zudem neben den Schwäbischen Elektrizitätswerken Hauptabnehmer der in den III-Werken gewonnenen Energie ist. Die jährliche Netto-Energieerzeugung liegt dank dem intensiven Umwälzbetrieb weit über der Grössenordnung derjenigen der Hinterrheinwerke, obschon das Speichervolumen der vier Stauseen Silvretta, Vermont, Kops und Lünensee und deren Energiekapazität gegenüber der schweizerischen Werkgruppe kleiner ist. In acht Zentralen (Obervermont, Vermont, Kops, Rifa, Latschau, Rodund I und II und Lünensee) wird im Jahresablauf mehrheitlich Winter- und Spitzenenergie erzeugt. Deshalb und als Verbundbetrieb mit den westdeutschen Leitungsnetzen zur Frequenzregelung erfüllen die III-Werke eine einmalige Aufgabe. Ihre Bauwerke und ihre elektro-mechanischen Ausrüstungen sowie der raffiniert ausgeklügelte Werkbetrieb gehören zu

den Spitzenleistungen der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Hochgebirge.

Für die Wasserspeicherung im Spullersee-Werk (1921/1923) an der Alfenz war der Bau von zwei Stau-mauern erforderlich. 1963/1965 wurden diese um 4,6 m erhöht und damit der Nutzinhalt des Beckens um 20 % vergrössert. Das auf die Mauern zusätzlich auftretende Kippmoment aus Wasserdruck wird von senkrecht im Mauerkörper eingesetzten Verankerungen aufgenommen. Bei den Gefällsstufen der Lutz-Kraftwerke (1957/1959) mit dem Speicher Raggal fällt die hochgestellte Ellipsenform der Kavernen-Zentrale der Oberstufe auf, deren Höhe mehr als die doppelte Breite aufweist.

Talwärts der Vereinigung von Vorder- und Hinterrhein sinkt das mittlere Flussgefälle unter 3 ‰. Der bis zum Bodensee zum grossen Teil korrigierte und kanalisierte Wasserlauf ist aber noch ein ungestümer Alpenfluss mit einer bei gesteigerter Wasserführung einsetzenden erheblichen Geschiebe- und Geschwemmselbfracht. Man schätzt die jährlich im Bodenseedelta abgelagerte Schwerstoffmenge auf 2,9 Mio m<sup>3</sup>. Gegen diese Gegebenheit hat auch das einzige bisher auf dieser Strecke errichtete Kraftwerk Reichenau-Ems (1959/1962) zu kämpfen. Das dort anfallende Geschiebe beträgt etwa 140 000 m<sup>3</sup>/Jahr. Schon bei einer Rheinwasserführung von 200 m<sup>3</sup>/s fängt es zu rollen an. Am Stauwehr muss das normale Stauziel dann abgesenkt werden, damit die Fliessgeschwindigkeit und die Schleppkraft des Wassers sich erhöhen, was eine Einbusse an Leistung und Energie zur Folge hat. Um das so von Schwerstoffen befreite Wasser weiter zu verwenden, ist anschliessend eine Kette von Werken bis in die Gegend von Ragaz projektiert worden. Obwohl diese auch in den Genuss der in den Stauseen der Oberliegerwerke gespeicherten Winterwassermenge gekommen wäre, musste bisher auf deren Realisierung verzichtet werden. Die Gestehungskosten der erzeugbaren Laufenergie hätte bei den enorm gestiegenen Bau- und Finanzierungskosten die wirtschaftlich tragbare Grenze überschritten. Dass am St. Galler Rhein keine weiteren Kraftwerke entstanden sind, ist aber nicht nur auf das Geschiebeprobem und die Baukosten zurückzuführen. Der seit Jahrhunderten geführte Kampf mit dem Ufer anfressenden und überbordenden Gewässern in der Errichtung von Wuhren und Dämmen, Durchstichen und Korrekturen vermochte nicht, unkontrollierbare Erosionen und Aufladungen der Flusssohle (bis 4 m Höhendifferenzen) zu beheben. Auch die gezielte Entnahme von erheblichen Kies- und Sandmengen auf bestimmten Flussabschnitten zeigten nur in eingeschränktem Ausmass befriedigende Resultate. Bei Buchs beispielsweise liegt das Rheinbett so hoch, dass der Hochwasserspiegel à niveau der Kirchturmspitze des Ortes liegen würde! Auch weist der St. Galler Rhein bis zum Bodensee ein sehr regelmässiges, allmählich sich abflachendes Gefälle auf, ohne ausgeprägte Gefällsstufen, eine Folge der sukzessiven Auf-lan-dung der ursprünglich von Gletschern ausgehobelten Talrinne. Somit fehlen Gegebenheiten, die Stauanlagen besonders prädestinieren würden. Diese Tatbestände, zusammen mit noch andern technischen Schwierigkeiten, lassen eine wirtschaftliche Ausnützung der Rheinwasserkräfte im St. Galler Rheintal — zumindest gegenwärtig — als unrealistisch kennzeichnen.

### 3. KRAFTWERKE AM HOCHRHEIN

Am Hochrhein geht die Ausnützung der Wasserkräfte auf die Jahre 1863/1866 zurück. Die Errichtung des sogenannten Moserdammes quer über den Rhein in Schaffhausen

Bild 5  
Maschinenhaus und Stauwehr des  
1927/1932 erstellten Rheinkraftwerks  
Ryburg-Schwörstadt.



und die Erstellung von Seiltransmissionen bis 500 m weit, ermöglichten damals die Erzeugung und Uebertragung mechanischer Energie von Wasserrädern direkt auf die Maschinen der Gewerbebetriebe am Ufer. Nach 1891 verschwanden die Wasserräder und wurden durch Turbinen/Generatoren ersetzt.

Im Vergleich zum Alpenrhein bietet der Hochrhein ganz andere Voraussetzungen für den Kraftwerkbau. Das grosse Reservoir, Bodensee und Untersee zusammen, das pro 1 m Niveau-Differenz 542 Mio m<sup>3</sup> Wasser aufnehmen kann, bewirkt einen relativ regelmässigen Wasserabfluss, befreit von jeglicher Geschiebebelastung. Mit solcher wird der Fluss erst unterhalb der Einmündungen von Thur und Töss sowie der Bäche aus dem Schwarzwald belastet. Die verhältnismässig geringen Mengen Schwerstoffe bleiben in den nachfolgenden Stauhaltungen liegen, praktisch ohne

Störung der Werkbetriebe. Grössere Probleme stellt diesen jedoch der Anfall von Geschwemmel in Hochwasserzeiten der Flüsse. In neuester Zeit bringt der rapid zunehmende Bewuchs von Wasserpflanzen (besonders von *Ranunculus fluitans*) in Stauhaltungen immer ernster zunehmende Schwierigkeiten für den Betrieb der Wasserkraftanlagen. Der ausgleichende Einfluss des Bodensees sowie der vielen Seen im Einzugsbereich der Aare vermag den spezifischen Wasserabfluss im Lauf vom Bodensee nach Basel im langjährigen Mittel kaum zu verändern. Er beträgt rund 30 l/s und km<sup>2</sup> mit nur geringen Abweichungen. Am Alpenrhein unterhalb Reichenau steigt dieser Wert bis auf 38 l/s und km<sup>2</sup>. Dagegen macht sich die Reduktion des Verhältnisses vom Hochwasser zum durchschnittlichem Jahresabfluss des Rheins ( $Q_{\max}:QD$ ) markanter bemerkbar und erreicht am Alpenrhein doppelt so

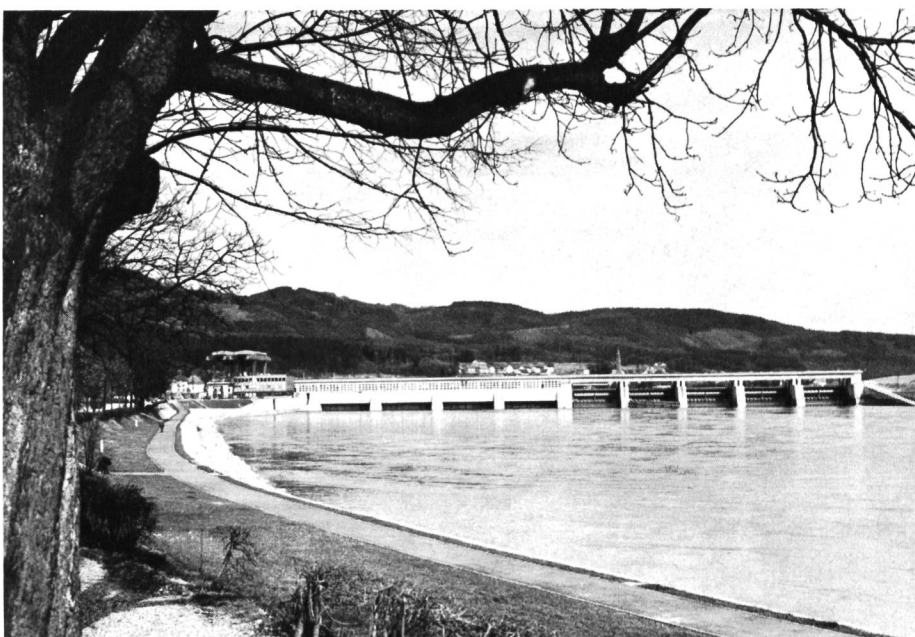


Bild 6  
Unterwasseransicht von Krafthaus  
und Stauwehr des 1963/1967 erstellten  
Rheinkraftwerks Säckingen.



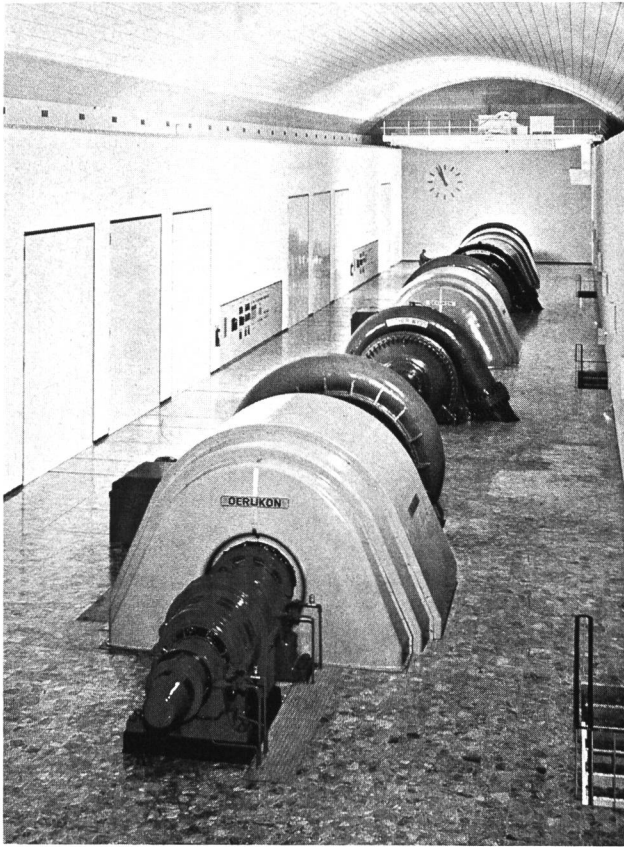


Bild 7 Maschinensaal-Kaverne des Kraftwerks Ferrera der Hinterrhein-Kraftwerke.

hohe Werte wie am Hochrhein. Bei diesem spielt für die Wasserspense der Aarezufluss eine entscheidende Rolle, weil mit seinem Einzugsgebiet von 17 779 km<sup>2</sup> dasjenige des Rheins (18 715 km<sup>2</sup>) beinahe verdoppelt wird. Der durchschnittliche Jahresabfluss steigt an dieser Stelle von 579 auf 1003 m<sup>3</sup>/s, um an der Landesgrenze 1028 m<sup>3</sup>/s zu erreichen. Dies bewirkt natürlich — bei ungefähr gleichen Stauhöhen — einen entsprechenden Sprung im Ausbau der

Kraftwerke oberhalb, zu denjenigen unterhalb der Aare-mündung.

Trotz dieser im allgemeinen günstigen Voraussetzungen vollzog sich der Kraftwerkbau am Hochrhein relativ langsam. Das erste grosse Elektrizitätswerk Rheinfelden kam 1898 in Betrieb, das letzte, Säckingen, 1967 und immer noch fehlt der Ausbau der Stufe Koblenz. Am 14. Januar 1964 fand für dessen Verwirklichung eine Gesellschaftsgründung statt. Der Bau wurde in der Folge in Angriff genommen, jedoch unvermutet am 11. März 1966 unter dem Einfluss der momentanen Atomwerk-Euphorie und der stark anwachsenden Bau- und Kapitalkosten wieder eingestellt. Mit dem Slogan, «der Bau von Laufkraftwerken in der Schweiz ist abgeschlossen», löste sich die Baugesellschaft am 19. Dezember 1967 unter Vornahme erheblicher Abschreibungen wieder auf. Seit jener Zeit sind in unserem Land nicht weniger als acht grössere Laufkraftwerke in Betrieb genommen worden oder im Bau.

Das mittlere Gefälle des Rheins auf der 145 km langen Strecke zwischen dem Untersee und der Landesgrenze bei Basel beträgt 153 m, durchschnittlich also 1,05 ‰. Es wird, abgesehen vom 23 m hohen Rheinfall bei Neuhausen, in 13 bestehenden Niederdruckwerken mit Gefällsstufen von bis zu 12 m Höhe ausgenützt. Das auf der ganzen Länge geschlossene Flussbett ist oberhalb der Aare-mündung 100 bis 150 m breit und weitet sich dann bei Basel auf 200 m Breite aus. Gemäss Tabelle 2 sind im Hochrhein maximale Wasserabflüsse zwischen 1000 und 3800 m<sup>3</sup>/s, vor unserem Jahrhundert noch wesentlich grössere, aufgetreten. Sie betragen das 2,8- bis 4fache des durchschnittlichen Wasserabflusses. Die Festlegung der Ausbauwasserführung (QA) einer Kraftwerk-Disposition stützt sich in erster Linie auf den durchschnittlichen Wasserablauf langer Messperioden (QD), ist aber auch abhängig vom momentanen Energiebedarf und von wirtschaftlichen Ueberlegungen. So ist im Verlauf der Entstehungsgeschichte der Kraftwerke am Hochrhein eine allmählich zunehmende Tendenz der Ausbaugrösse der Anlagen festzustellen. Das Kraftwerk Rheinfelden (1895/1898) wurde nur zu 60 % ausgebaut, Augst-Wyhlen (1907/1912) zu 78 %, Eglisau (1915/1920) schon zu 100 % und alle folgenden Werke zu 100 bis 129 % (Säckin-

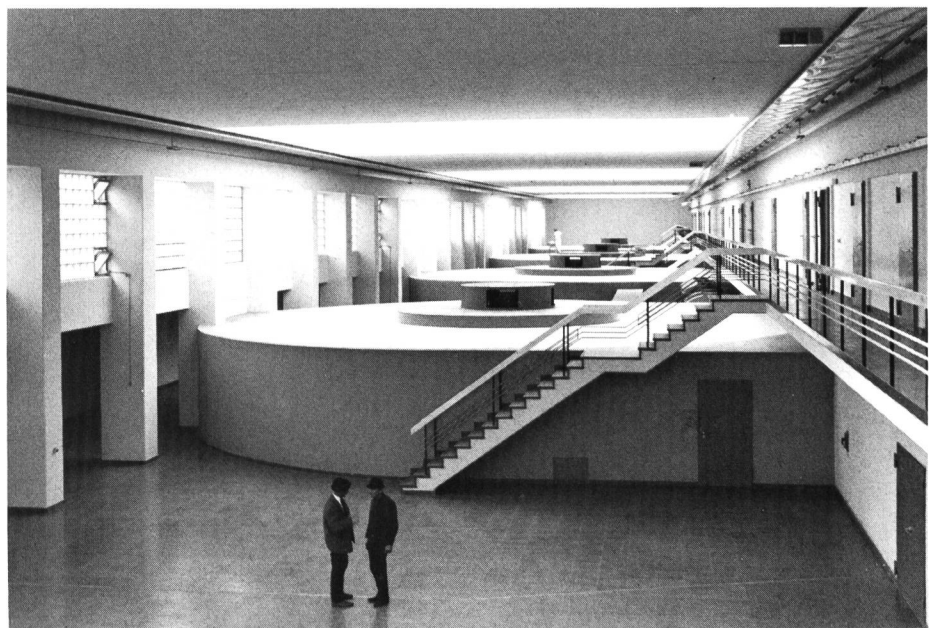


Bild 8 Maschinensaal des Deckelkraftwerks Säckingen.

gen 1963/1967) des mittleren Abflusses. Dazu ist noch zu erwähnen, dass erfahrungsgemäss die modernen Propeller-Turbinen 5 bis 10 % hydraulisch überlastbar sind und demnach entsprechend mehr Energie abgeben können. Der schweizerische Anteil an der Energieerzeugung aus den 13 bestehenden Niederdruckwerken beträgt fast 2,4 Mrd. kWh. Zusammen mit der Produktion aus den Werken im Alpengebiet ergibt sich, wie eingangs schon erwähnt, eine Stromlieferung von 21 % der gesamtschweizerischen Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft.

Wenn wir uns die Entwicklung des Kraftwerkbaues am Hochrhein in zeitlicher Folge in Erinnerung rufen, dann kann über die einzelnen Anlagen etwa folgendes festgehalten werden: Das Kraftwerk **Rheinfelden** (1895/1898) war als erstes am Rhein damals auch die grösste hydroelektrische Anlage Europas. Hier wurden als wesentliche Neuerung vertikalaxige, mit Generatoren direkt gekuppelte Francis-Turbinen eingebaut und damit die bis anhin üblichen Jonval-Turbinen verdrängt. Die Stromschnellen über dem anstehenden Kalkfelsen bei Rheinfelden boten für den Bau mit den verfügbaren technischen und finanziellen Mitteln die bestmöglichen Voraussetzungen. Zulaufkanal und Maschinenhaus konnten im Schutz des rechten Ufers im Handbetrieb von einem Heer mit Schaufeln, Pickeln, Meisseln, Hämmern und Schubkarren ausgerüsteter Arbeiter bewältigt werden. Der Vergleich mit der heutigen, mit mächtigen, von einigen Spezialisten geführten Maschinen und Geräten fast voll mechanisierten und vielfach automatisierten Ausrüstung einer Grossbaustelle bringt eindrücklich die gewaltigen Fortschritte in der Bauindustrie im Verlauf von kaum 70 Jahren zum Ausdruck. Ein erster bemerkenswerter Schritt dazu war beim Bau des zweiten Rheinkraftwerkes **Augst-Wyhlen** (1907/1912) zu verzeichnen, mit einem mehr als doppelt so hohen Stau und der Einführung der pneumatischen Caisson-Gründung für das Wehr. Zwar blieben die beidseitigen Maschinenhäuser noch ganz an die Ufer angelehnt. Man nahm damit den hydraulisch ungünstigen, in der Richtung vielfach abgelenkten Wasserweg durch die Turbinen in Kauf sowie auch den aus diesem resultierenden Energieverlust. Hier waren die wechselvollen Strömungsverhältnisse besonders kompliziert, weil das Wasser auf jeder Flusshälfte zehn horizontalaxige, 4fache Francis-Turbinen mit total also 40 Rädern passieren musste. Schon beim Kraftwerk **Laufenburg** (1908/1914) ergaben sich merklich bessere Wasserführungen, einmal mit der Einführung horizontalaxiger Francis-Zwillingsturbinen und dann mit der Querstellung des Maschinenhauses zum Fluss in gleicher Flucht mit dem Wehr. Das Wasser erreichte die Turbinen allerdings erst nach Passieren eines langen Einlaufbauwerkes mit Feinrechen und durch ein Vorbecken. Eine ähnliche Disposition weist auch das Kraftwerk **Eglisau** (1915/1920) auf. Hingegen ging man endgültig auf den Einsatz von Francis-Turbinen mit vertikaler Welle über. Wehr und Maschinenhaus wurden unter Wasser auf Caissons fundiert. Für den Fugenschluss zwischen den Schwellen- und den Pfeiler-Caissons sowie beim Bau der Fangdämme für den Absturzboden kamen Taucherglocken zur Verwendung. Zu dieser Zeit kamen die Stahlspundwände auf, die mit immer schwereren Profilen und mit der Verbesserung der Rammtechnik grossen Einfluss auf den Wasserbau ausübten.

Schon vor dem Ersten Weltkrieg tauchte die Idee auf, für die Ausnützung der Wasserkräfte des Hochrheins eine Gesamtplanung in die Wege zu leiten. 1913, also unmittelbar vor der Kriegszeit, gelangte dafür ein internationaler

Wettbewerb zur Ausschreibung; dessen Resultat erschien aber erst nach der Beendigung dieses schauderhaften Ringens. Den ersten Preis, als Ergebnis jahrelanger aufwendiger Studien, erhielt das damalige Tiefbaubüro der Buss AG in Basel. Dieses Projekt sah die in sich geschlossene Stufeneinteilung mit der Disposition der einzelnen Werke unter Berücksichtigung einer späteren Gross-Schiffahrt vor. Es wurde von den Anliegerstaaten als vorbildlich erklärt und nach einer ersten Bereinigung beim nachfolgenden Ausbau auch eingehalten. Die Firma Buss AG hatte wohl die Genugtuung, die Grundlagen des für die Anrainer wichtigen Rheinausbaues geschaffen zu haben. Der Preis des Wettbewerbes kam indessen erst 1922, in der Hochblüte der Inflationszeit, mit vielen Billionen Reichsmark zur Auszahlung, eine Summe, die — nach der Aussage des damaligen Direktors — in Schweizer Franken umgerechnet, für ein bescheidenes Nachtessen mit seiner Frau ausreichte! An der internationalen Ausstellung für Elektrizitätswirtschaft und Binnenschiffahrt, 1926 in Basel, waren die schon ausgeführten und die projektierten Kraftwerke am Hochrhein in Luftphotographien farbig und im Massstab 1:5000 eingetragen, zu sehen. Die Tafeln dieser sehr schönen und eindrucksvollen Darstellung liegen jetzt im Verkehrshaus der Schweiz in Luzern und harren immer noch auf eine Gelegenheit, dem Publikum zugänglich gemacht zu werden. Nun zur weiteren Folge der Kraftwerkanlagen:

Beim Kraftwerk **Ryburg-Schwörstadt** (1927/1932) wurden Wehr und Maschinenhaus in einer Flucht quer über den Strom im Schutz offener Baugruben erstellt, wobei man auf die Anlage von Einlaufbauwerk und Vorbecken verzichtete. Das Wasser gelangt also in unabgelenkter Strömungsrichtung durch vorgelagerte Rechen direkt zu den Turbinen und von diesen, hier durch wesentlich verlängerte Saugkrümmer, in das Unterwasser. Mit diesen Vorkehrungen und dem Tiefersetzen des Turbinenlaufrades auf die Höhe des mittleren Unterwasserspiegels (also etwa 6 m tiefer als beim Werk Eglisau), gelang die erhebliche Verbesserung der Turbinenwirkungsgrade. Dieses Kraftwerk zeichnet sich aber auch noch durch andere Neuerungen aus. Das grosse Wagnis im Maschinenbau, an Stelle der vielen kleinen Turbinen mit 50 bis 60 m<sup>3</sup>/s Schluckfähigkeit, solche für maximal 295 m<sup>3</sup>/s einzusetzen, hatte Erfolg und erwies sich für die Zukunft als richtungweisend. Gleichzeitig hielt hier die Kaplanurbine mit drehbaren Flügeln als Grossausführung Einzug und verdrängte die bisher üblichen Francis-Turbinen. Mächtigen Eindruck machte natürlich die spektakuläre Leistungssteigerung der Turbinen-Einheiten von 6500 PS (Laufenburg) auf 40 000 PS. Statt Turbinenräder mit bisher etwas über zwei Meter Durchmesser wurden «Ungetüme» mit sieben Metern Durchmesser eingebaut. Der Sprung in eine andere Dimension der Maschinen-Einheiten hatte selbstverständlich auch die entsprechende Anpassung der Generatoren und weiterer elektro-mechanischer Installationen zur Folge. Neue Wege beschränkt man auch bei der Konstruktion der Wehrschützen. Die ursprünglich einfache Stautafel (Stoneyschütze), die man noch vom Kraftwerk Rheinfelden her kennt, erfuhr schon beim Werk Augst-Wyhlen eine Verbesserung mit dem Aufbau von Eisklappen. Diese Neuerung leitete beim Kraftwerk Laufenburg und nachfolgend verschiedene Bauarten von Doppelschützen ein. Während bei Augst-Wyhlen für den Hochwasserabfluss zehn Wehröffnungen mit neun Metern Stauhöhe nötig waren, reduzierte man diese für den gleichen Wasserdurchfluss auf vier mit 12 m Tafelhöhe und 24 m Öffnungsweite, was eine zweieinhalb-

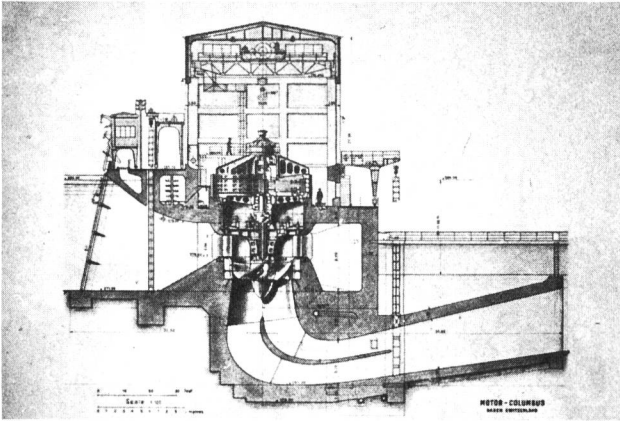


Bild 9 Kraftwerk Ryburg-Schwörstadt; Querschnitt durch das Maschinenhaus.

fach grössere Belastung pro Feld bedeutete. Die Einführung der sogenannten Doppel-Hakenschnütze, bei der für die Hochwasserableitung der obere Teil über den unteren geschoben werden kann, ermöglichte, das spezifische Schützensgewicht gegenüber früherer Systeme auf fast die Hälfte zu reduzieren.

Das Kraftwerk Albrück-Dogern (1929/1933) besitzt als einzige Ausnahme am Hochrhein einen Seitenkanal. Stauwehr im Rhein und Maschinenhaus weisen eine konventionelle Bauweise auf. Zur Abhaltung von Geschwemmel und Geschiebe ist dem drei km langen Oberwasserkanal ein Einlaufbauwerk mit einem über 200 m langen Absetzbecken vorgelagert. Als Kuriosum aus der Bauzeit mag erwähnt werden, dass hier versuchsweise Sprengungen mit flüssiger Luft erprobt wurden, offenbar ohne praktischen Erfolg.

Die Vorarbeiten für den Bau des Kraftwerkes Reckingen (1938/1941) reichen auf das Jahr 1928 zurück, als die ersten Rheinquerprofile aufgenommen wurden. Nach einem Wechsel der Konzessionsinhaberin kam es erst zur Zeit des Zweiten Weltkrieges zur Realisierung. Da es sich um ein Grenzkraftwerk mit je 50 %-iger Beteiligung der beiden Uferstaaten handelte, gelangten schweizerische und deutsche Unternehmungen zum Zug. Aus dieser Situation ergaben sich namhafte zusätzliche Schwierigkeiten bei der Materialbeschaffung, den Zollformalitäten, der Stellung der benötigten Arbeitskräfte und nicht zuletzt bei der Ueberwindung der divergierenden menschlichen und politischen Gegensätze der Vertreter der neutralen und der kriegführenden Nation. Die Gestaltung dieses relativ kleinen Werkes gleicht derjenigen des mächtigen Vorgängers Ryburg-Schwörstadt. Von den Bauverfahren, die dort gemacht werden konnten, besonders hinsichtlich der maschinellen und elektromechanischen Ausrüstung, konnte hier profitiert werden, so dass die Anlage Reckingen zu den modernen gezählt werden darf.

In verschiedener Hinsicht ausgezeichnet und einmalig gestaltete sich der Bau des Kraftwerkes Birsfelden (1950/1955), unterste Staustufe am Hochrhein in unmittelbarer Nähe der Stadt Basel. Als Dominante der Besonderheiten in ausführungstechnischen Belangen ist die Aufrechterhaltung der bestehenden Gross-Schiffahrt zu den basellandschaftlichen Hafenanlagen während der ganzen Bauzeit und die gleichzeitige Schaffung einer 180 m langen Schleuse mit 9 m Hubhöhe zu betrachten. Dies bedingte die Lösung nicht einfacher Verkehrsprobleme und erhöhte die Baukosten um etwa 22 %. Allerdings profitierte das Werk von der für die Schiffahrt erforderlichen Austiefung

der Rheinsole im Unterwasser durch die damit erzielte Absenkung des Niederwasserspiegels. Spezielle Beachtung war den Auswirkungen der Schwall- und Sunkbildung im Ober- und im Unterwasser beim plötzlichen Abschalten einer oder mehrerer Maschinengruppen zu schenken. Um die Wasserspiegelschwankungen mit Rücksicht auf den Schiffahrtsbetrieb in zulässigen Grenzen zu halten, sind die Antriebe der Wehrschützen für die automatische Schnellsenkung eingerichtet. Mit dieser wird der Wasseranfall von den Turbinen unmittelbar auf das Wehr umgeleitet. Bei diesem fehlt die sonst übliche obere Wehrbrücke, auf der die Schützenantriebe montiert waren. Hier ist sie in einzelnen Aufbauten über den Wehrpfeilern untergebracht. Auf diese Weise schliesst sich das Wehr unauffällig an die grazile Silhouette des Maschinenhauses an, dessen grossflächig beidseitig verglaste Fassaden das voluminöse Gebäude wohlgefällig in das Landschaftsbild einfügen. Die Energieproduktion des Werkes Birsfelden kommt, im Austausch mit dem Vorbezug der Gesamterzeugung im Werk Albrück-Dogern von Deutschland, der Schweiz zugut.

Wohl kein Elektrizitätswerk am Hochrhein hat grosse Teile der schweizerischen Bevölkerung so sehr beschäftigt wie das Kraftwerk Rheinau (1952/1955). Die verhältnismässig lange Konzessionsstrecke erstreckt sich über 12 km vom Rheinfluss bis nach Balm und lag in einer unberührten Naturlandschaft. Kraftwerkgegner prophezeiten während Jahren mit riesigem Propagandaaufwand die Verschandelung dieser schönen Gegend und — phantasiereich — auch den weitgehenden Einstau des Rheinflusses durch den Kraftwerkbau voraus. Mit grossem Verständnis und erheblichen zusätzlichen Kosten hat die Bauherrschaft alles Zumutbare veranlasst, um diese Bedenken zu zerstreuen. Es ist ihr auch gelungen, den früheren Reiz dieses Rheinabschnittes weitgehend zu erhalten. Inzwischen hat sich auf dieser Flussstrecke ein sehr reger Personenschiffverkehr und längs den Ufern ein weitläufiges Erholungsgebiet entwickelt, womit sich die Protestwelle in allgemeine Zufriedenheit umgewandelt hat. Den natürlichen Gegebenheiten, mit der 5 km langen Stromschleife um Rheinau Rechnung tragend, ergab sich eine am Rhein einmalige Disposition der Anlagen und zwar: Stauwehr mit Sektorschützen quer über dem Rhein, Maschinenhaus am linken Ufer, anschliessend zwei kaum 400 m lange Unterwasserstollen, die das Betriebswasser, einen Molasserücken durchquerend, wieder in den Fluss zurückgeben. Um die Rheinschlei-

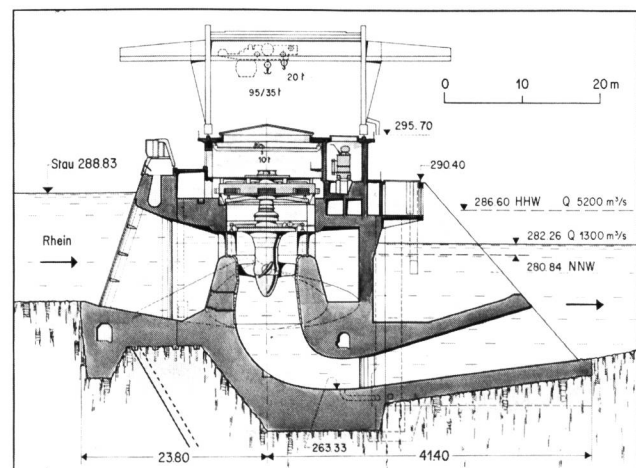


Bild 10 Deckelkraftwerk Säckingen; Querschnitt durch das Maschinenhaus.

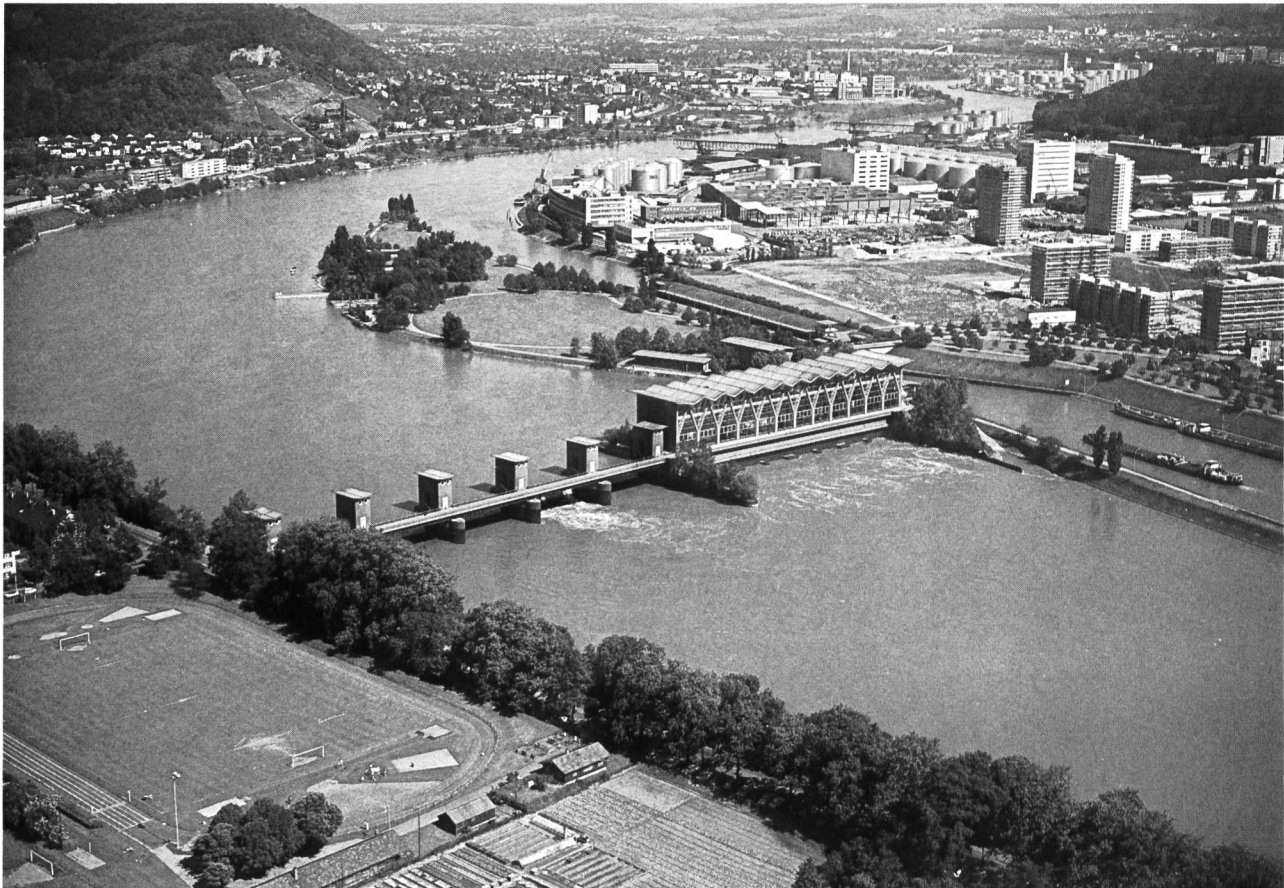


Bild 11 Stauwehr, Maschinenhaus und Schiffsschleuse des 1950/1955 erstellten Rheinkraftwerks Birsfelden vor den Toren Basels.

fe ständig unter Wasser zu halten, müssen am Wehr dauernd  $5 \text{ m}^3/\text{s}$  Dotierwasser abgegeben werden. Ausserdem halten zwei Hilfsstauwehre mit automatisch regulierbaren Klappenschützen das Flussprofil auf seine ganze Breite unter Wasser, was sich zu einem Eldorado auch der Vogelwelt auswirkte.

Mit dem Verschwinden des Moserdammes und der zwei alten Elektrizitätswerklein in Schaffhausen, die zusammen nur einen geringen Teil des Rheinwassers verarbeiten konnten, ist das neue Kraftwerk **Schaffhausen** (1959/1966) nach neuzeitlichen Erkenntnissen konzipiert worden. Es ist das erste sogenannte Deckelkraftwerk am Hochrhein, bei dem auf die Aufrichtung eines eigentlichen Maschinenhochbaues verzichtet werden konnte. Die Gesamtanlage fügt sich so unauffällig in das Stadtbild ein, weil die alles überspannende Wehrbrücke nur knapp 4 m den Oberwasserspiegel überragt. Ein für die Revision der grossen Maschineneinheiten notwendiger, 13 m hoher Universalkran bleibt ausser Betrieb in einer Nische der linksseitigen Uferböschung dem Blickfeld entzogen. Auch beim Stauwehr konnte mit der Wahl von Segmentschützen auf jegliche Aufbauten verzichtet werden.

Bei der Projektierung des Kraftwerkes **Säckingen** (1963/1967), waren für die Sperrstelle unter- oder oberhalb der benachbarten Stadt schwerwiegende Entscheidungen zu treffen. Schliesslich entschloss man sich für den oberen Standort. Allerdings mussten dabei umfangreiche Ausbaggerungen im Flussbett und die Konsolidierung der Fundamente der alten, zu erhaltenden Holzbrücke in Kauf genommen werden. Die seit dem Bestehen des Werkes Ryburg-Schwörstadt übliche Anordnung von Maschinentrakt und Wehr in einer Flucht benötigte hier eine Fluss-

breite von 240 m (beim Werk Schaffhausen etwas über 100 m). Mit dem Verzicht auf einen eigentlichen Hochbau entstand ein Deckelkraftwerk, bei dem die höchsten Bauwerke nur knapp 7 m über dem Stauziel liegen. In Anbetracht der Dimensionen der Anlagen und des benachbarten, ausgedehnten Industriegeländes gliedert sich das Werk gut in seine Umgebung ein, auch mit den 14 m hohen Portalkranen. Eine besondere Aufgabe hat die Stauhaltung zu erfüllen, weil sie, wie auch beim Kraftwerk Albrück-Dogern, als unteres Becken den Pumpspeicherwerken Hotzenwald (bzw. Waldshut) der Schluchsewerke dient. Die Zusammenarbeit der Rheinkraftwerke und der Hochdruckanlagen im Schwarzwald ist sehr eng, indem deren Wasserwirtschaft in Uebereinstimmung steht. Durch nachträglich bewilligte Stauerhöhungen im Rhein erhalten die Flusskraftwerke ein grösseres Energiereservoir. Neuerdings wird im Bereich von Albrück-Dogern ein zusätzliches Staubecken mit  $1,65 \text{ Mio m}^3$  Inhalt für den Tag-Nacht-Wasserausgleich in Aussicht genommen. Mit diesen Vorkehrungen besteht in Zukunft die Möglichkeit, die aufeinanderfolgenden Kraftwerke am Rhein noch besser im Schwallbetrieb auszulasten.

Aus diesen Zusammenhängen ist ersichtlich, dass die ausserhalb unserer Landesgrenze liegenden **Schluchsewerke** (1928/1953) im Verbund mit den Rheinkraftwerken einen wesentlichen Beitrag zur Ausnützung der Wasserkräfte des Hochrheins in Anpassung an den effektiven Strombedarf zu leisten vermögen. Es handelt sich um zwei Werksysteme, ein östliches mit den Zentralen Häusern, Witznau und Waldshut und ein westliches mit den Stufen Säckingen (1962/1967) und Hornberg-Wehr (im Bau). Ein zu dieser Kette gehörender Jahresspeicher Lindau mit Zentrale Strittmatt und ein Becken am Ibach sind

noch in Planung. Ausser dem auf 930 m ü. M. gelegenen Schluchsee mit einem Nutzinhalt von 108 Mio m<sup>3</sup> (Seeoberfläche 5,14 km<sup>2</sup>) weist die Werkgruppe eine Anzahl kleinerer Speicher auf. Weil der Wasseranfall aus dem eigenen Einzugsgebiet (etwa 450 km<sup>2</sup>) nur eingeschränkt ausnützbare ist, arbeiten diese Werke mehrheitlich im Pumpspeicherbetrieb. Die Maschinen der westlichen Werkgruppe sind in Kavernen untergebracht. Im Rheineinzugsgebiet gibt es somit fünf Kavernenzentralen, zwei der Schluchsee- und eines der Lutz-Werke sowie in der Schweiz Sedrun im Vorder- und Ferrera im Hinterrheintal. Es bleibt noch festzuhalten, dass in den Kraftwerken im ganzen Rheingebiet oberhalb Basel keine Rohrturbinen eingebaut worden sind.

Alle Niederdruckwerke am Hochrhein sind konzessionsgebunden verpflichtet, zur Ueberwindung der Staustufen für die kommende Gross-Schiffahrt freies Gelände zum Bau von Schleusen zur Verfügung zu halten. Die Weiterführung des Schiffahrtsweges oberhalb Rheinfeldens bedarf also nur noch der Verwirklichung des unterbrochenen Baues des Kraftwerkes Koblenz.

#### Bildernachweis:

Bilder Nrn. 1, 11 Comet AG, Zürich; Nr. 2 Rastetter, Ilanz; Nr. 5 Swissair AG, Zürich; Nrn. 6, 8 Nordostschweiz. Kraftwerke AG.

Gesamthaft betrachtet gehört der Rhein mit seinen Zuflüssen im Alpengebiet zu den energiewirtschaftlich am besten ausgenützten Flussläufen Europas. Er trägt zur Deckung unseres Strombedarfes einen wesentlichen, jährlich naturbedingt verfügbaren und vom Ausland unabhängigen Basisanteil an Lauf- und Spitzenenergie bei.

#### BENÜTZTE LITERATUR:

- Führer durch die Schweizerische Wasser- und Elektrizitätswirtschaft, herausgegeben vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband. Ausgaben 1926 und 1949 sowie Nachträge 1956 und 1963
- Hydrographische Jahrbücher der Schweiz, herausgegeben vom Eidgenössischen Amt für Wasserwirtschaft
- Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz, herausgegeben vom Eidgenössischen Amt für Wasserwirtschaft, 1972
- Sonderhefte der «Wasser- und Energiewirtschaft»:
  - Der Rhein, 1954
  - Barrages en Suisse, 1961
  - Speicherseen der Alpen, 1970
  - Schweizerische Talsperrentechnik, 1970
- Publikationen über Kraftwerke und einschlägige Fragen aus der «Schweizerischen Bauzeitung» und der «Wasser- und Energiewirtschaft»

#### Adresse des Verfassers:

E. Stambach, dipl. Ing.  
Oesterliwaldweg 10, 5400 Baden

Industrielandschaft am Rhein; Biologiehaus der Ciba-Geigy am Rhein. (Photo M. Tschopp, Verkehrsverein Basel.)

