

<b>Zeitschrift:</b>	Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
<b>Band:</b>	44 (1952)
<b>Heft:</b>	12
<b>Artikel:</b>	Grundlagen der Elektrizitätsversorgung im deutschen Bundesgebiet mit besonderer Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen in Baden
<b>Autor:</b>	Kromer, C.T.
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-921795">https://doi.org/10.5169/seals-921795</a>

### 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:** 20.02.2026

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

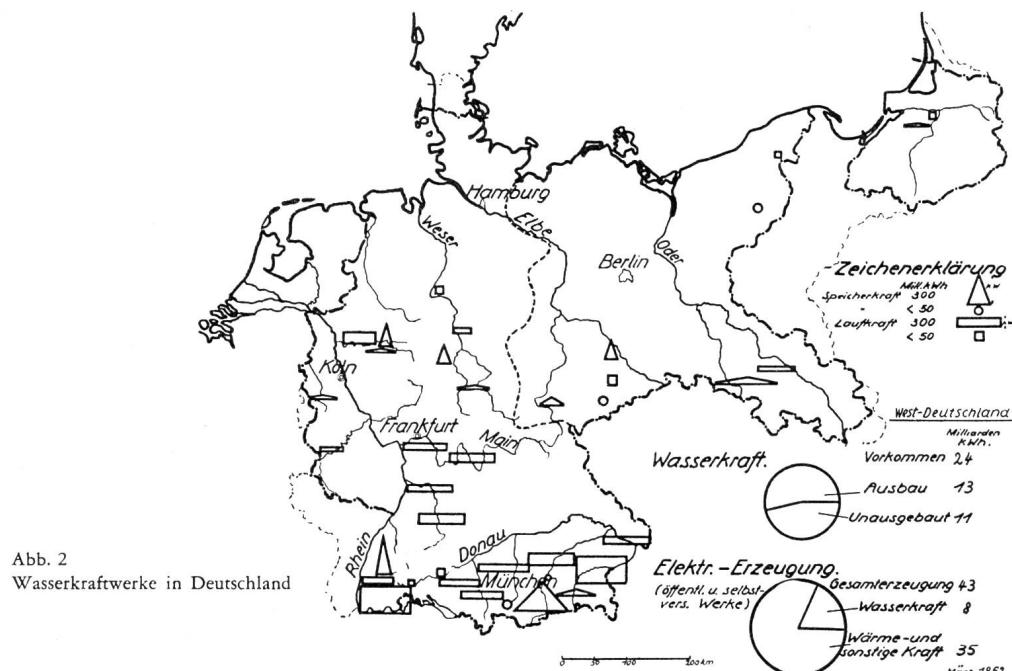


Abb. 2  
Wasserkraftwerke in Deutschland

## Grundlagen der Elektrizitätsversorgung im deutschen Bundesgebiet mit besonderer Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen in Baden

Gastvorlesung gehalten am 8. Mai 1952 an der Eidg. Technischen Hochschule in Zürich von Prof. Dr. Ing. C. Th. Kromer, Freiburg i. Baden.

DK 621.311(43)

Die Elektrizitätserzeugung zeigt heute im deutschen Bundesgebiet folgende Zusammensetzung: 26 % aus Wasserkraft, 24 % aus Braunkohle und 50 % aus Steinkohle. Die Gesamterzeugung der öffentlichen Elektrizitätswerke im Jahre 1951 war etwa 30 Mrd kWh; dazu kommen noch 20 Mrd kWh aus den Eigenanlagen, so daß die gesamte Energiebereitstellung im Jahre 1951 insgesamt 50 Mrd kWh betrug. Das bedeutet auf den Kopf der Bevölkerung gerechnet rund 1000 kWh. Wie aus nachfolgender Tabelle ersichtlich, sind die Verhältnisse in den süddeutschen Ländern für die Energiebereitstellung mehr auf die Wasserkraft ausgerichtet; dort werden etwa 75 % der gesamten Energie aus Wasserkraftwerken geliefert.

### Elektrizitäts-Erzeugung 1951

Energiequelle	Baden GWh	Württbg. GWh	Bayern GWh	Bund GWh	%
Wasser	2 166	521	4 124	7 719	25,7
Braunkohle	—	—	514	7 125	23,7
Steinkohle	859	996	696	14 969	49,8
sonstige Energiequellen	—	—	2	254	0,8
Gesamterzeugung	3 025	1 517	5 336	30 067	100,0

GWh = 1 Mio kWh

Die Bedarfsentwicklung im Energiegebiet Baden entspricht etwa einer Steigerung in der Größenordnung von

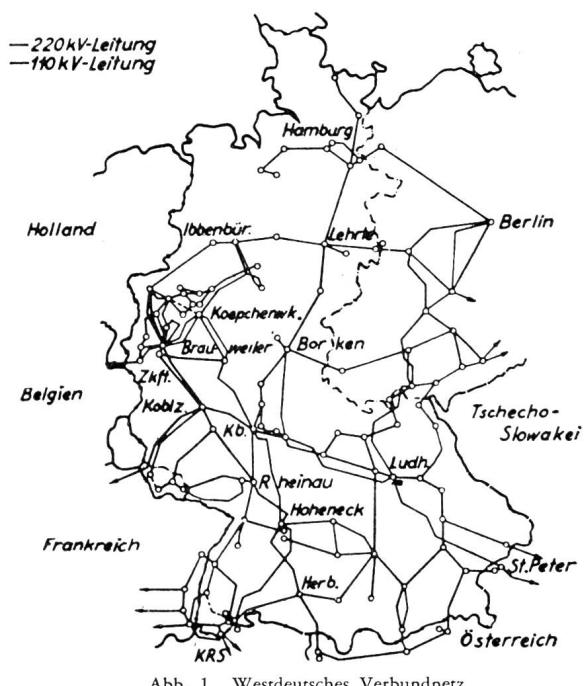
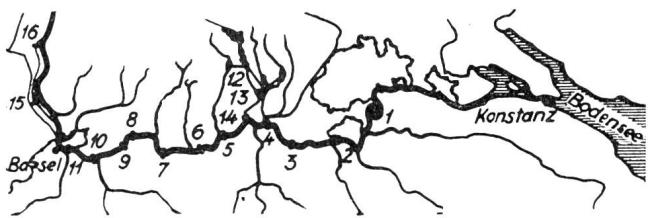


Abb. 1 Westdeutsches Verbundnetz

12 % und gleicht im wesentlichen der Entwicklung im gesamten deutschen Bundesgebiet.

Wir können damit rechnen, daß im Jahre 1952 die Leistung in den Kraftwerken, die schon im Jahre 1951 unzureichend war, noch weiter ungenügend bleiben wird. Es wäre nötig, daß sowohl im Jahre 1952 als auch im Jahre 1953 jährlich mindestens 1 Mio kW



Ausbauleistung der Kraftwerke

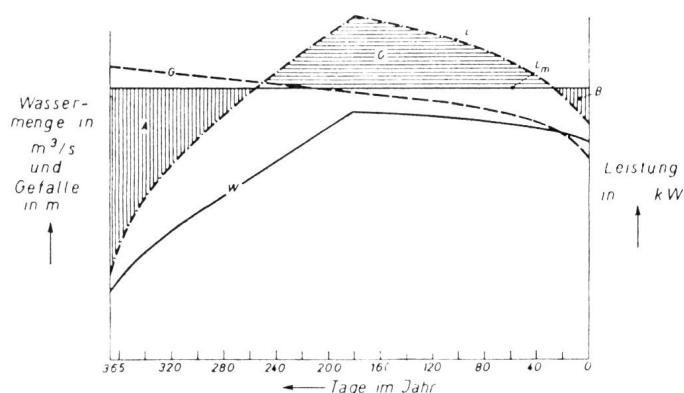
1. Rheinau 32,0 MW (im Bau)
2. Eglisau 33,0 MW
3. Reckingen 34,0 MW
4. Koblenz-Kadelburg 45,0 MW (geplant)
5. Albburk-Dögern 73,6 MW
6. Laufenburg 68,0 MW
7. Säckingen 64,2 MW (geplant)
8. Ryburg-Schwörstadt 106,0 MW
9. Rheinfelden 22,6 MW, nach Umbau 74,0 MW
10. Augst-Wyhlen 43 MW
11. Birsfelden 60,0 MW (im Bau)
12. Häusersn 110,0 MW
13. Witznau 200,0 MW
14. Waldshut 140,0 MW
15. Kembs 140,0 MW
16. Ottmarsheim 140,0 MW

Abb. 3 Wasserkräfte am Hochrhein

Leistung zusätzlich installiert werden. Die Schwierigkeiten, diese Leistung bereitzustellen, sind sehr groß, weil das Geld für die Investitionen fehlt. Man müßte für 1 Mio kW Leistung etwa 625 Mio DM aufwenden, wobei gerechnet ist, daß 800 MW<sup>1</sup> in Dampfkraftwerken, 100 MW in Laufwasserkraftwerken und 100 MW in Speicherwasserkraftwerken installiert würden. Dazu müßte man aber noch etwa 375 Mio DM für die erforderlichen Leitungen im 220- und 110-kV-Netz sowie in den Mittelspannungsnetzen aufwenden. Insgesamt wäre also 1 Mrd DM sowohl im Jahre 1952 als auch im Jahre 1953 erforderlich.

Neben diesen Investitionen werden weiterhin die Einfuhr und der Austausch elektrischer Energie aus bzw. mit den Nachbarländern notwendig, wobei vor allem der Austausch von Energie aus Wasserkraft gegen Energie aus

<sup>1</sup> 1 MW = 1000 kW



- G = Gefälle  
W = Nutzbare Wassermenge  
L = Leistung  
L<sub>m</sub> = mittlere Jahresleistung

- A u. B = Mangel gegenüber der mittleren Leistung  
C = Überschuß gegenüber der mittleren Leistung

Abb. 4 Nutzbare Wassermenge, Gefälle und Leistung von Laufwasserkräften

Kohle mit der Schweiz, mit Frankreich sowie auch mit Österreich und Italien im Vordergrund stehen.

Da die thermische Energie immer den Hauptanteil der Energieversorgung übernehmen muß, werden wir in Westdeutschland große Mengen von Steinkohle und Braunkohle benötigen. Man hofft nach den Feststellungen, mit Braunkohle aus dem Tagebau noch 2—3 Mio kW Leistung versorgen zu können und gegebenenfalls zusammen mit Braunkohle in tieferen Lagen eine für etwa 80 Jahre ausreichende Abbaumenge zu besitzen.

Dem Kohlevorkommen entsprechend ist auch die Größe der Wärmekraftwerke in Westdeutschland. So ist das größte Wärmekraftwerk, das Goldenbergwerk auf der Braunkohle, heute schon auf etwa 600 MW ausgebaut und wird im Endzustand nahezu 1000 MW installierte Leistung besitzen. Die Kraftwerke auf der Steinkohle haben eine Ausbaugröße von etwa 150 bis 300 MW, gegebenenfalls auch noch etwas mehr. Große örtliche Dampfkraftwerke in Süddeutschland sind heute schon mit Leistungen bis zu 200 MW zu finden.

Die Wasserkraftwerke in Süddeutschland sind Speicherwasserkraftwerke und Laufwasserkraftwerke. Das größte Speicherwerk ist das Schluchseewerk mit einer Ausbaugröße von 450 MW, das größte Laufwerk das Grenzkraftwerk Ryburg-Schwörstadt am Oberrhein mit 110 MW Maschinenleistung. An der Donau bei Jochenstein hat man damit begonnen, ein großes Laufwerk mit 125 MW Maschinenleistung als Grenzkraftwerk zwischen Deutschland und Österreich zu erstellen.

In Abb. 1 ist das westdeutsche Verbundnetz gezeigt, und man kann daraus die Lage der verschiedenen Kraftgebiete entnehmen, nämlich Steinkohle und Braunkohle im Rheinland und Wasserkraft im Süden, dazwischen Dampfkraftwerke, die mit Steinkohle aus dem Industriegebiet beliefert werden und etwa im Gebiet Mannheim, Marbach, Frankfurt, Aschaffenburg und an anderen Orten liegen. In Abb. 2 sind die Wasserkraftwerke noch einmal gesondert aufgezeichnet, während Abb. 3 eine besondere Übersicht über die Wasserkräfte am Hochrhein zwischen der Schweiz und Deutschland und die beiden französischen Kraftwerke am Rhein unterhalb Basel gibt.

Abb. 4 zeigt den Verlauf von Wassermenge, Gefälle und Leistung eines großen Wasserkraftwerkes am Hochrhein und gibt einen guten Einblick in die jahreszeitliche Leistungsabreitung dieses Laufwerkes.

Über das größte Wasserkraftwerk in Westdeutschland, das Schluchseewerk, geben die Abb. 5 bis 7 einen Überblick. Der Schluchsee selbst als großes Speicherbecken hat einen Inhalt von 100 Mio m<sup>3</sup>.

Schon heute besteht ein reger Energieaustausch zwischen Deutschland und der Schweiz und im kleineren Umfang zwischen Deutschland und Frankreich, der im Rahmen der Energiebereitstellung für Westdeutschland nicht mehr wegzudenken ist. Dieser Austausch hängt natürlich in ho-

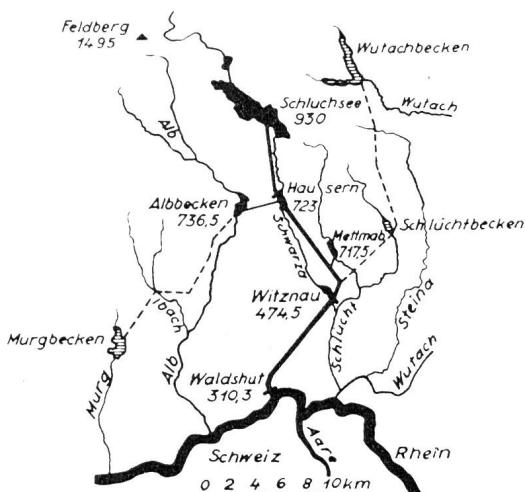


Abb. 5 Lageplan des Schluchseewerkes

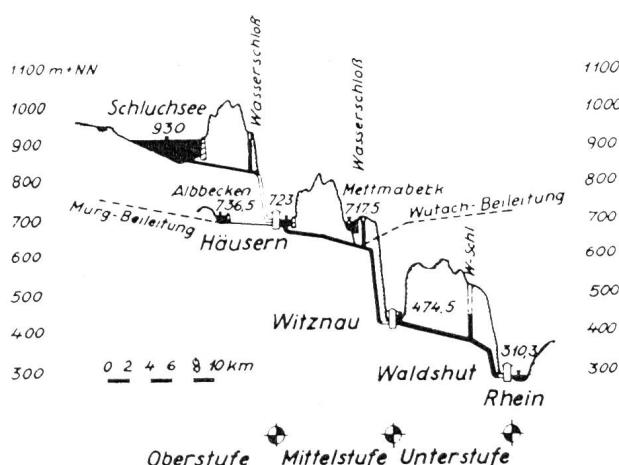


Abb. 6 Längenprofil des Schluchseewerkes

hem Maße von den jeweils in den einzelnen Jahren vorhandenen Wasserdarlehen der Austauschländer ab; man kann aber heute schon feststellen, daß diese ausgezeichnete Zusammenarbeit in der Energieversorgung von Jahr zu Jahr zunimmt. Die weitere Entwicklung hängt im wesentlichen ab von den technischen Möglichkeiten für die Übertragung und den Austausch dieser Energie. Man bemüht sich, mit den Kraftwerken an den Grenzen diesen Abtausch durch einfaches Aufschalten von Maschinen auf das zu beliefernde Land vorzunehmen. Diese Methode hat sich besonders am Hochrhein zwischen der Schweiz und Deutschland und auch am Oberrhein zwischen Frankreich und Deutschland bestens bewährt; es ist hier vor allem das große Verständnis der Ingenieure der einzelnen Länder anzuerkennen, welche oft mit großer Mühe diese Schaltungen vornehmen müssen. Auch in den Grenzkraftwerken zwischen Deutschland und Österreich am Inn wird ein ähnlicher Betrieb durch-

geführt, und wenn dazu noch im Laufe der Zeit die entsprechenden Hochspannungsleitungen über die Landesgrenzen führen, wird der Austauschverkehr sich weiter entwickeln können. Es ist interessant zu erwähnen, daß im vergangenen Winter schon über die bestehenden Leitungen wiederholt die Schweiz mit Deutschland, Holland und Belgien zusammengeschaltet war und ein störungsfreier Parallelbetrieb vor sich ging. Man darf wohl sagen, daß die gegenseitige Zusammenarbeit im Strom austausch zwischen den Ländern außerordentlich zugenommen hat und daß dadurch in den Ländern, die auf solche Weise miteinander arbeiten, kaum noch Energie verloren geht.

Von der in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung im Jahre 1951 zur Verfügung stehenden Energie wurden in Deutschland etwa verbraucht:

Industrie	54 %
Verkehr	4 %
Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft	22 %
öffentliche Einrichtungen u. a.	6 %
Verluste	14 %

Von der Energieerzeugung der Eigenanlagen der Industrie gehen etwa 4 Mrd kWh in die öffentliche Versorgung, welche in den obigen Zahlen enthalten sind. Der Rest der Erzeugung der Eigenanlagen wird in der Industrie, vor allem im Kohlenbergbau, in der chemischen und der eisenschaffenden Industrie, verbraucht.

Im großen Rahmen liegen in Westdeutschland die Verbrauchsgebiete etwa wie folgt: Im Norden, d. h. im Ruhrgebiet, die Industrie für Eisen und Kohle, Brikettfabrikation, Chemie, Textil und Maschinen; im mittleren Raum Maschinenindustrie, metallverarbeitende Industrie, chemische Industrie und Lederindustrie; im Süden Papierindustrie, chemische Industrie — vor allem elektrochemische und -metallurgische Industrie — Holzindustrie und Textilindustrie. In allen Gebieten finden sich große und mittlere Städte und Landwirtschaft, im Süden elektrischer Zugbetrieb, so daß eine gute Durch-

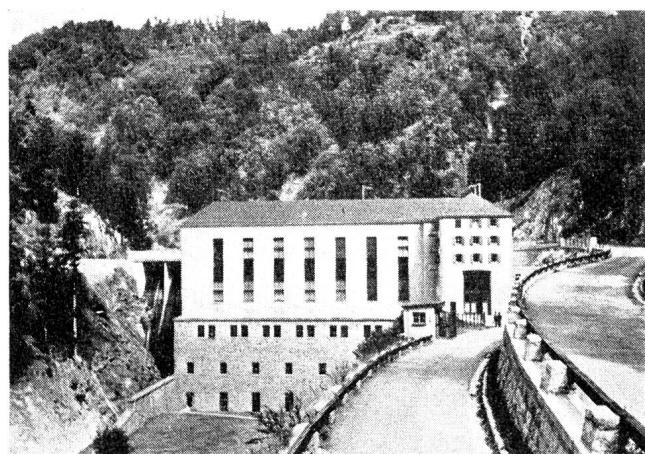


Abb. 7 Kraftwerk Witznau des Schluchseewerkes

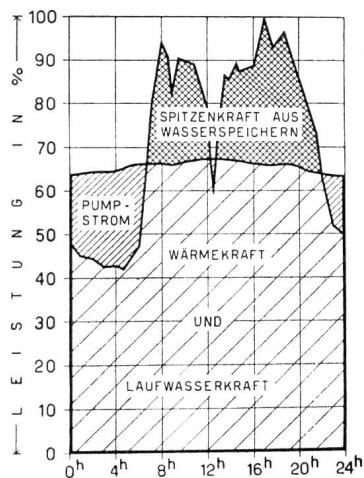


Abb. 8 Energiebedarf und Energierezeugung in Westdeutschland an einem Wintertag

mischung der Verbrauchsgebiete zwar vorhanden ist, aber Spitzen infolge der Belastung durch die Großstädte nicht zu vermeiden sind.

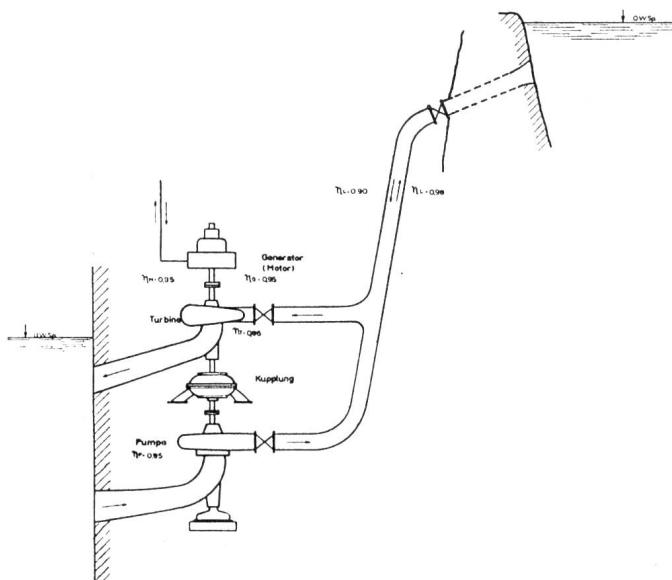
Bevor über die Zusammenarbeit der Erzeugungsanlagen in Baden und der Wärmekraftanlagen im Rheinland gesprochen wird, möge einiges über das Wesen der Pumpspeicherung und deren Einsatz im Verbundbetrieb angeführt werden. Abb. 8 zeigt den Energiebedarf in Westdeutschland an einem Wintertag. In diesem Diagramm wechseln Zeiten geringen Leistungsbedarfes mit solchen hoher Spitzenleistung. Für Wärmekraftwerke ist es sehr wichtig, daß sie möglichst gleichmäßig belastet durchlaufen. Sie sollen auch in den Nachtstunden und gegebenenfalls am Wochenende eine gewisse Grundlast haben. Bekanntlich wird der Wärmeverbrauch je kWh bei Dampfkraftwerken um so geringer, mit je größerer Nutzungsdauer diese Kraftwerke laufen können. Man kann eine solche Grundbelastung in vielen Fällen durch elektrochemische Betriebe erreichen oder aber die Leistung nachts und am Wochenende verwenden, um durch das Hinaufpumpen von Wasser in Speicherwerke die elektrische Energie umzuwandeln und sie am nächsten Tage in den Spitzenstunden in diesen Speicherwerken wieder zur Verfügung zu haben. In erster Linie wäre hierfür auch Nachtenergie und Überschußstrom aus Wasserkraftwerken heranzuziehen. Diese Energie steht in Deutschland nurmehr in geringem Maße zur Verfügung, so daß große Mengen Nachtstrom aus Braunkohlen- und Steinkohlenkraftwerken zum Pumpen verwendet werden. Wenn im Laufe der Zeit weitere Laufwasserkräfte am Oberrhein ausgebaut werden, wird aus diesen gegebenenfalls eine gewisse Menge Nachtstrom zu Pumpzwecken wieder zur Verfügung sein.

Wenn also aus Laufwasserkraftwerken und aus großen Dampfkraftwerken in Zeiten geringerer Belastung des gesamten Netzes Energie zu einem entsprechenden Preis zur Verfügung steht, und wenn andererseits an

wenigen Tagesstunden hohe Spitzen in der Belastung zu decken sind, geben Pumpspeicherwerke eine Möglichkeit, im Rahmen der Verbundwirtschaft den Belastungsausgleich herbeizuführen. Aus Abb. 8 ist dieser Zustand ersichtlich.

Es gibt Pumpspeicherwerke, welche nur einen Tagespeicher besitzen und keinen natürlichen Zufluß haben, wie es beim Koepchenwerk in Herdecke der Fall ist. Demgegenüber haben das Schluchseewerk und das Schwarzenbachwerk außer der Möglichkeit der Pumpspeicherung noch natürlichen Zufluß. Diese Speicherwerke sind ausgerüstet mit Jahresspeichern und können sich somit den verschiedenen Anforderungen anpassen.

Das Prinzip der Pumpspeicherung und die verschiedenen Wirkungsgrade der Maschinen und der Rohrleitungen sind in Abb. 9 dargestellt. Daraus ist ersichtlich, daß der praktische Betrieb eines Pumpspeicherwerkes heute mit einem Gesamtwirkungsgrad von im Mittel etwa 58 % arbeitet. Das würde also bedeuten, daß man



$$\text{Gesamter Speicherwirkungsgrad } \eta = 0,95 \cdot 0,90 \cdot 0,98 \cdot 0,90 \cdot 0,95 = 0,58$$

Abb. 9 Prinzip der Pumpspeicherung

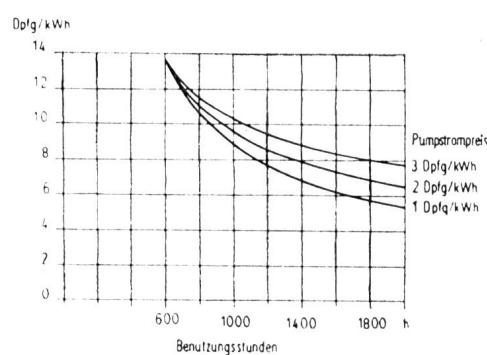


Abb. 10 Energiekosten eines Pumpspeicherwerkes in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer

zur Erzeugung einer Kilowattstunde veredelter Energie an Pumpstrom etwa 1,7 kWh benötigt. Der Wirkungsgrad kann sich je nach den besonderen Verhältnissen, insbesondere bei kurzen Rohrleitungen, noch etwas nach oben verschieben, günstigenfalls etwa bis 65 %.

In welcher Weise sich die Stromkosten eines Pumpspeicherwerkes in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer ändern, ist an einem Beispiel in Abb. 10 dargestellt. Es ist dabei angenommen, daß es sich um ein Pumpspeicherwerk handelt mit einer installierten Leistung von 100 000 kW. Von der Gesamterzeugung dieses Werkes sollen 60 Mio kWh aus natürlichem Zufluß stammen. Wenn dieses Werk nur mit natürlichem Zufluß arbeiten würde, ergäbe sich somit eine Benutzungsdauer von 600 Stunden und dabei ein Energiepreis von nahezu 14 Pfg/kWh. Wenn nun durch billige Pumpenergie zusätzlich elektrische Energie durch das hinaufgepumpte Wasser erzeugt werden kann, ist es möglich, die Benutzungsdauer der installierten Leistung auf etwa 1500 Stunden zu erhöhen. Wenn der Pumpenergiepreis 1 Pfg/kWh beträgt, so sinkt der Gesamtpreis der erzeugten Energie bereits auf etwa 6 Pfg/kWh. Wenn man nun noch berücksichtigt, daß Pumpspeicherwerke vor allem in der Lage sind, in wesentlich kürzerer Zeit als Wärmespitzenwerke sehr hohe Leistung abzugeben, so kann man die Frage nach ihrer Wirtschaftlichkeit um so mehr bejahen. Das gilt selbst für Pumpspeicherwerke, welche keinen natürlichen Zufluß haben, und es sind neue große Projekte im Bundesgebiet vorgesehen. Nicht unerwähnt soll bleiben, daß Pumpspeicherwerke außerhalb der Spitzenzeit in einfacher Weise als Phasenschieber laufen und damit im Verbundbetrieb weitere wertvolle Dienste leisten können.

Mitbestimmend für den Einsatz oder die Erstellung von Pumpspeicherwerken wird in vielen Fällen die Größe des Speichers von Wasserkraftwerken sein. Länder, welche vor allem wie die Vereinigten Staaten das

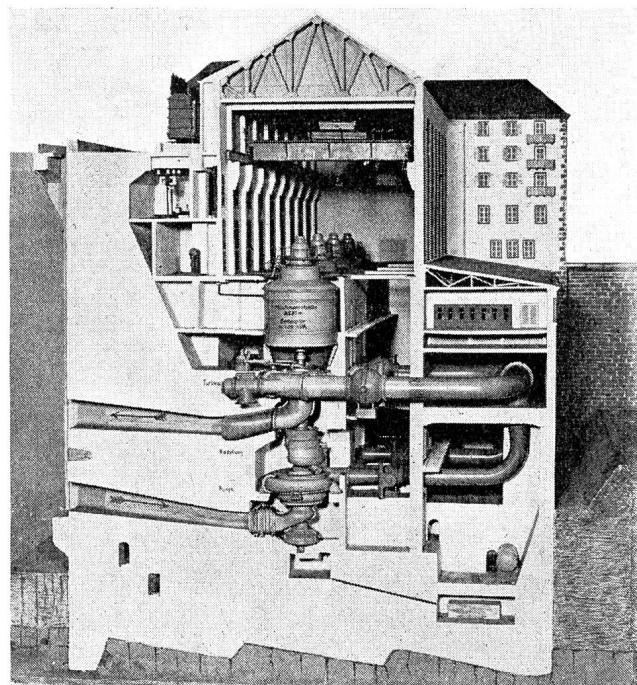


Abb. 11 Schnitt durch das Kraftwerk Witznau

Glück haben, sehr große Speicher anlegen zu können, in welchen sie über das ganze Jahr hin selbst Hochwassermengen zurückhalten können, sind in der Lage, diese Kraftwerke ganz beliebig einzusetzen und bei den ausgedehnten Verbundnetzen den Dampfkraftwerken den für sie günstigsten Einsatz zu ermöglichen. Dort jedoch, wo die Stauraummöglichkeiten begrenzt sind, muß man einmal das Wasser dieser Stauseen abarbeiten, um Platz für neues Wasser zu schaffen, und zu anderen Zeiten die Stauseen künstlich mit Pumpen auffüllen, um den Stauraum im Jahre mehrmals ausnutzen zu können.

Abb. 11 zeigt einen Schnitt durch das Kraftwerk Witznau des Schluchseewerkes, welches das größte bestehende Pumpspeicherwerk in Westeuropa ist. Jeder der vier Generatoren leistet 50 000 kW und wird durch eine Francisturbine angetrieben. Die Pumpen sind in der Lage, pro Einheit über 26 000 kW Leistung aufzunehmen und das Wasser in das obere Becken hinaufzupumpen.

Die Bewirtschaftung des Schluchseewerkes in seinem Anteil für Badenwerk, Kraftübertragungswerke Rheinfelden und Kraftwerk Laufenburg zeigt Abb. 12. Ein gleich großer Anteil an der Schluchseebewirtschaftung steht dem Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk zu, welches diesen Teil des Schluchseewerkes im Rahmen der westdeutschen Verbundwirtschaft ausnutzt.

Abb. 13 zeigt, ähnlich wie das in Bild 8 für Westdeutschland geschehen ist, den Aufbau der Energieerzeugung im badischen Netz an einem Wintertag, wo-

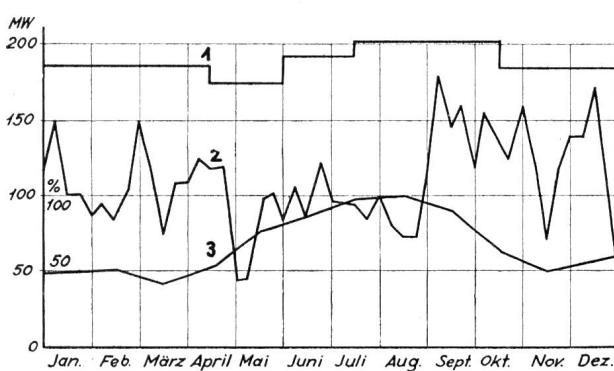


Abb. 12 Bewirtschaftung des Schluchseewerkes 1951

- 1 = Verfügbare Leistung
- 2 = Erzeigte Wirkleistung
- 3 = Schluchseebeckeninhalt

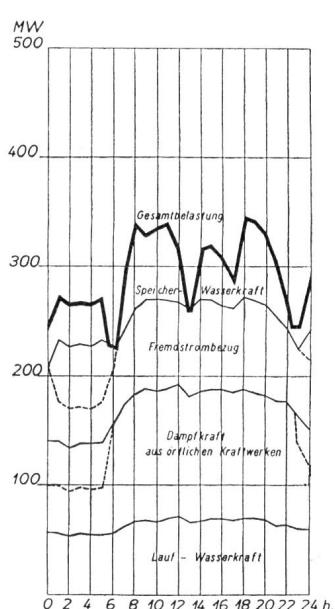
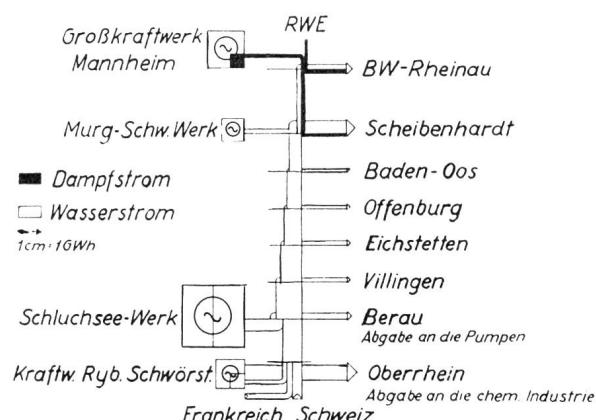
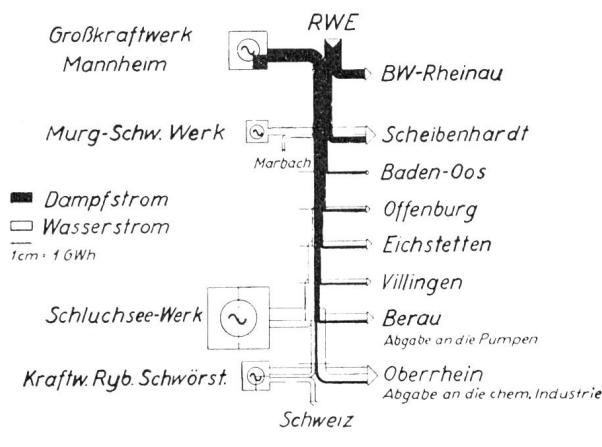


Abb. 16 Leistungsbereitstellung aus den verschiedenen Kraftwerken und Fremdstrombezug für das Land Baden an einem Wintertag

bei wieder der Einsatz der Speicherwasserkraft deutlich sichtbar ist.

Bei der hohen installierten Leistung des Schluchseewerkes mit insgesamt 450 MW geben die Bilder einen guten Einblick über die Wichtigkeit dieses Pumpspeicherwerkes im Rahmen der westdeutschen Elektrizitätsversorgung.

Wie wertvoll der gesamte Verbundbetrieb zwischen den Wasserkraftwerken in Baden und den Wärmekraftwerken auf der Braunkohle und Steinkohle im Ruhrgebiet sowie dem Steinkohlenkraftwerk in Mannheim ist, geht noch deutlich aus den Abb. 14 und 15 hervor. In diesen Energieflußbildern ist gezeigt, wie bei schlechter Wasserführung der Wasserkräfte in Baden und am Hochrhein die thermische Energie ausgleichend wirkt und umgekehrt zu Zeiten guter Wasserführung der Einsatz der Wasserkraftwerke im Verbundbetrieb Kohle sparen lässt. Daß für ein so wertvolles Wechselspiel zwischen Wasserkraft und Wärmekraft ein ausgedehntes und leistungsfähiges Leitungsnetz notwendig wird, ist selbstverständlich. Wie dieses Netz in Baden aussieht, ist aus Abb. 16 zu ersehen, während Abb. 1 das gesamte westdeutsche Verbundnetz darstellt. Es würde zu weit führen, noch auf die verschiedenen technischen Fragen einzugehen, die sich beim Betrieb eines solchen Verbundnetzes hinsichtlich Lastverteilung, Frequenz, Blindstrom u. a. ergeben. Der Aufbau der Verbundwirtschaft zwischen dem badischen und dem übrigen westdeutschen Gebiet, die seit vielen Jahren besteht, hat gezeigt, daß man auf dem richtigen Wege ist, daß sowohl Wärmekraftwerke auf der Kohle direkt, als auch Wärmekraftwerke, welche ihre Kohle durch Schiff und Bahn beziehen und etwa in der Mitte liegen zwischen der Wasserkraft und den Wärmekraftwerken auf der Kohle, ihre Berechtigung haben und deren weiterer Ausbau im Rahmen der Energieversorgung nützlich und zweckmäßig ist.

Abb. 16 Badische Stromversorgung

