Hydroelektrische Verbundwirtschaft und die Nuklear-Energie-Versorgung

Autor(en): **Gerber, Hans**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Schweizerische Bauzeitung**

Band (Jahr): **88 (1970)**

Heft 38

PDF erstellt am: **29.03.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-84620

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Hydroelektrische Verbundwirtschaft und die Nuklear-Energie-Versorgung

Von Prof. **H. Gerber**, ETH, Zürich [1])

DK 620.92:621.221.4

Inhaltsangabe. Nach einem Rückblick auf die bisherige Versorgung der Schweiz mit hydroelektrischer Energie und auf die Entwicklung der Verbundwirtschaft zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken wird auf den kommenden Einbezug der thermischen Kraftwerke mit Nuklearenergie eingegangen. Insbesondere werden die Lösungsmöglichkeiten für die Veredlung durch Pumpspeicherung behandelt.

1. Einleitung

Infolge Mechanisierung und Automatisierung von Industrie, Gewerbe, Haushalt und Verkehr steigt der Konsum von Energie aller Formen immer rascher an. Das gilt nicht nur für die Brennstoffe aller Art, für die Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren oder für die Wärmeerzeugung in Industrie und Haushalt, sondern ebenso für die elektrische Energie, dieser für die vielfältigsten Verwendungszwecke wohl am besten geeigneten Form der Energie. Mit deren Bereitstellung in unserem Lande werden sich die nachfolgenden Ausführungen befassen.

Die Schweiz ist das Land der Wasserkräfte, die denn auch systematisch bis zu einem hohen Grade ausgebaut worden sind. Es ist angezeigt, den Begriff der «ausbauwürdigen» Wasserkräfte mit Vorsicht zu verwenden. Einerseits hat insbesondere die Entwicklung der Stollenbautechnik die Möglichkeiten für die Projektierung grosszügig konzipierter Anlagen in erstaunlicher Weise erweitert. Zu denken ist dabei an die Anlagen der Grande Dixence sowie an die Werke im Oberhasli, im Tessin und in Graubünden, wo sogar über die Landesgrenzen hinaus Kombinationen von Stauseen und Anlagen geschaffen wurden. Anderseits zeigte sich in zwei Weltkriegen und – auf dem Ölsektor – in der Suezkrise 1956, wie rasch die Versorgung der Schweiz mit fossilen Brennstoffen in Frage gestellt sein kann. Hier handelt es sich um die nationalökonomische Frage nach der Autarkie im Sektor Energie.

Während Jahrzehnten wurde der Elektrizitätskonsum in der Schweiz zu über 98 % aus eigenen, hydroelektrischen Werken gedeckt, verbunden mit Energieexport im Sommer und -import im Winter. Heute, im Zeitalter der europäischen Verbundwirtschaft, spielt sich der Energieaustausch bereits innerhalb eines Tages ab, mit der wohl wichtigsten Austauschstelle beim Kraftwerk Laufenburg, wo die Umsätze in beiden Richtungen beträchtliche Werte annehmen. Die Schweiz ist demnach auch auf diesem Sektor zu einer Art Drehscheibe geworden.

2. Bisherige Energieversorgung

Mit wenigen, nur kurzzeitigen und meist wetterbedingten Ausnahmen haben die schweizerischen Elektrizitätswerke das Land ausgezeichnet versorgt. Versorgungsschwierigkeiten traten am Ende des Zweiten Weltkrieges auf. Damals gesellte sich zum Ausbleiben der Kohle noch ein hydrologisch sehr ungünstiges Jahr. Die vermehrte Verwendung von Elektrizität zu Wärmezwecken machte Einschränkungen notwendig. Der Engpass lag damals nicht so sehr bei den Arbeitsmengen, als vielmehr bei den Leistungen, nämlich bei den Spitzenbelastungen, denen verschiedene Ortsverteilnetze nicht gewachsen waren. Hauptsächlichste Ursache bildete der Anschluss von Tausenden kleiner Heizkörper.

[1]) Erweiterte Fassung des Vortrages, der anlässlich des Jubiläums zum hundertjährigen Bestehen der GEP am 25. Sept. 1969 gehalten wurde.

Entsprechend den Bedürfnissen unserer hochentwickelten Industrie bestanden meistens vergleichsweise ausgezeichnete Netzverhältnisse bezüglich Frequenz und Spannung, was den rasch einsetzbaren hydroelektrischen Maschinensätzen mit Zuflüssen aus Speicherseen zu verdanken war. Es stellt sich die Frage, ob die schweizerischen Verbraucher in dieser Hinsicht bisher nicht etwas verwöhnt worden seien. Die Zukunft wird zeigen, ob sich die Versorgungsverhältnisse mit dem Einbeziehen nuklearer Werke nicht vielleicht doch etwas ungünstiger verändern werden, hoffentlich nur vorübergehend!

Sehr früh wurde die Verbundwirtschaft zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken eingeführt. Erste wichtige Kombinationen bildeten die Werke Beznau und Löntsch sowie Eglisau und Wäggital. Abgesehen von früheren kleinen Anfängen setzte fast gleichzeitig die *Veredelung* von Abfallenergie aus Laufkraftwerken durch Pumpanlagen in Verbindung mit Speicherseen ein. Als markante Anlagen seien genannt die Werke Tremorgio mit 1000 m Förderhöhe, Rempen im Wäggital und Oberems der Illsee-Turtmann AG.

Heute können zur Hauptsache die folgenden Typen von Pumpspeicherwerken unterschieden werden:

a) Speicher mit natürlichem und künstlichem Zufluss, zum Beispiel Rempen, Grimsel-Oberaar. Hier handelte es sich meistens um Saison-Pumpspeicheranlagen
b) Reine Umwälzwerke mit künstlichem Hochspeicher und keinem oder nur unwesentlichem natürlichem Zufluss. Typisches Beispiel: Vianden in Luxemburg. Solche Anlagen sind in der Schweiz noch nicht erstellt worden; jedoch kommen die Werke Illsee und Tremorgio diesem Typ, bei dem im Tag die Betriebsrichtung meist mehrmals ändert, sehr nahe.

Abgesehen von kleinen Notstromgruppen mit Antrieb durch Dieselmotoren und den drei Dieselmotorgruppen von je 5000 kW im Kubelwerk wurde in der Schweiz alle elektrische Energie aus Wasserkräften gewonnen. Noch im Jahre 1961 konnten in Europa vergleichsweise die folgenden Anteile von hydraulisch gewonnener an der gesamthaft erzeugten Energie festgestellt werden: England 2,7 %, Bundesrepublik Deutschland 10 %, Norwegen 99 %, Schweiz 99 % [2]). Dabei waren kurz nach dem Zweiten Weltkrieg in der Schweiz (Beznau) zwei Gasturbinengruppen mit Leistungen von 27 und 13 MW aufgestellt worden, mit denen man ursprünglich nur Spitzenenergie erzeugen wollte. Aber bald wurde diese erste Anlage zu monatelanger Grundlasterzeugung eingesetzt.

Eine neue Möglichkeit eröffnete sich durch den Bau von zwei Rohöl-Pipelines in der Schweiz (Grosser St. Bernhard und Splügen-St. Margrethen). Sie besteht in der Erstellung ölgefeuerter thermischer Kraftwerke. Jedoch hat sich die Bevölkerung in der Umgebung der vorgesehenen Standorte dagegen zur Wehr gesetzt, so dass nur *ein* solches

[2]) Über die Beschaffung und Verwendung elektrischer Energie im hydrographischen Jahre 1967/68 in der Schweiz geben folgende Zahlen aus [18] Auskunft: Erzeugung der Wasserkraftwerke 29 402 GWh (89,3 %), der Wärmekraftwerke 1150 GWh (3,5 %), Einfuhr 2372 GWh (7,2 %); gesamte Erzeugung und Einfuhr 32 924 GWh (100 %). Verbrauch der Gruppe Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft 11 089 GWh (43,8 %), Bahnbetriebe 1813 GWh (7,2 %), allgemeine Industrie 5007 GWh (19,8 %), chemische, metallurgische und thermische Anwendungen 4113 GWh (16,3 %), Elektrokessel 153 GWh (0,6 %), Eigenverbrauch der Werke, Speicherpumpen und Verluste 3035 GWh (12,2 %), gesamte Inlandabgabe 25 210 GWh (100 %), Energieexport 7714 GWh (30,5 %).

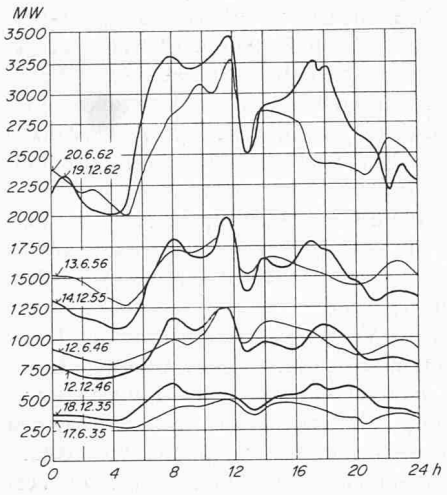


Bild 1. Tagesbelastungsdiagramme für Sommer und Winter der Jahre 1935, 1946, 1956 und 1962

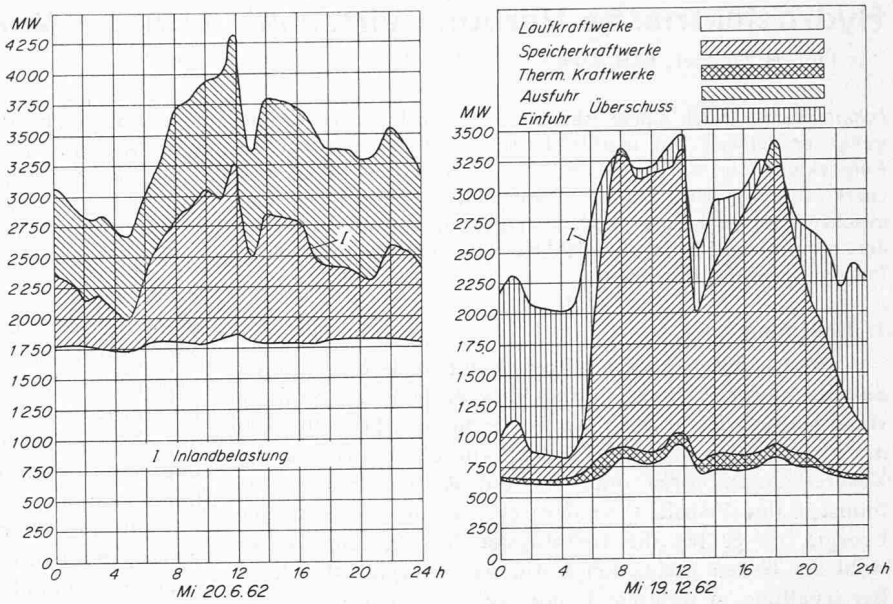


Bild 2. Vergleich der Mittwoch-Belastungen und der Erzeugungsarten im Sommer und im Winter des Jahres 1962

Werk (Chavalon) gebaut werden konnte. Es soll hier auf die Frage nicht eingegangen werden, ob die Argumente, die gegen den Betrieb solcher Werke vorgebracht wurden, in allen Fällen stichhaltig waren. Jedenfalls setzte sich auch der Schweizerische Bundesrat dafür ein, dass in unserem Lande die Zwischenstufe der Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen übersprungen werde.

Noch im hydrographischen Jahre 1967/68, wo die thermischen Kraftwerke Beznau und Chavalon voll in Betrieb waren, erreichte nach [18] der Anteil der thermisch erzeugten Energie nur 3,8 % der Erzeugung der hydraulischen Kraftwerke. Dieses Verhältnis wird sich in den nächsten Jahren infolge Inbetriebnahme der Atomkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg wesentlich ändern.

Nicht nur gegen ölgefeuerte thermische Kraftwerke erhob sich ein Widerstand in der Öffentlichkeit, sondern auch gegen hydraulische Laufkraftwerke an den Mittellandflüssen. Wichtige Fragen, wie Gewässerschutz und Trinkwasserversorgung, spielten eine immer wesentlichere Rolle. Auch die Erhaltung des Landschaftsbildes wurde oft ins Feld geführt sowie die – aufs Ganze bezogen – doch eher bescheidene Energieerzeugung solcher Werke.

3. Zukünftige Elektrizitätsversorgung

Wie steht es nun diesbezüglich mit den im Bau befindlichen und noch kommenden Atomkraftwerken? Über die allfälligen Bedenken hinsichtlich radioaktiver Gefahren soll hier nicht gesprochen werden; dagegen ist ein Hinweis auf den Kühlwasserbedarf angebracht.

Bei Atomkraftwerken sind wie bei allen thermischen Kraftwerken grosse Verlustwärmen abzuführen. Die am besten geeignete Kühlmethode ist die durch Flusswasser. Daher bestimmt das Vorhandensein einer genügenden Wasserströmung den Standort solcher Werke [23]. Dabei bestehen bereits behördliche Vorschriften, welche für die Wassererwärmung Grenzwerte bei Minimalwasserführung festlegen. Folgen sich mehrere Werke am gleichen Flusslauf, so summieren sich die Erwärmungen, wobei sich aber die Abkühlung an der Luft je nach Witterung und Länge der Zwischenstrecke mehr oder weniger stark geltend macht. Berichte über im Ausland gemachte Erfahrungen sind widersprüchlich: In England will man keine schädlichen Einflüsse festgestellt haben, wie kürzlich an einem Fernseh-Interview bekanntgegeben wurde. In einigen grösseren Flüssen und längs der Ostküste der Vereinigten Staaten ist jedoch die Erwärmung bereits so stark, dass man über die Änderung von Fauna und Flora in den Gewässern der betreffenden Gebiete nicht mehr hinwegsehen kann.

Für den Ingenieur stellt sich deshalb die Frage, ob die grossen Wärmemengen, die bei thermischen und nuklearen Kraftwerken abzuführen sind, nicht zur Städteheizung verwendet werden könnten. Dabei darf nicht nur nach rein ökonomischen Gesichtspunkten entschieden werden; vielmehr wären alle Nutzungsmöglichkeiten der uns gegebenen natürlichen Energiequellen in die Überlegungen einzuschliessen. Nur so wird man mit gutem Gewissen der Zukunft entgegensehen dürfen, und zwar im Sinne einer Verpflichtung gegenüber denen, die nach uns kommen werden.

Welchen Aufgaben werden nun in Zukunft die bestehenden und die allenfalls noch zu bauenden hydroelektrischen Werke zu dienen haben? Hierauf wäre zu antworten, dass gerade die Pumpspeicherwerke in Verbindung mit Atomkraftwerken eine überragende Rolle zu spielen berufen sein werden, eine Rolle, um die uns die Inhaber weitgehend thermisch belieferter Netze seit langem beneiden. Schon in den dreissiger Jahren sind in Deutschland zahlreiche grosse Pumpspeicherwerke gebaut worden, und in England, dem klassischen Land der Kohle, hat gleichzeitig mit der Erstellung von Atomkraftwerken auch der Bau von Pumpspeicherwerken eingesetzt, von denen hier die Werke Ffestiniog in Nord-Wales und Cruachan in Schottland genannt seien.

Hochentwickelt ist die Pumpspeicherung in Japan, wo zu diesem Zweck die einstufige, radiale Umkehrmaschine, die Pumpturbine, im Vordergrund steht. Sie ist offensichtlich auch ein begehrter Exportartikel: In [17] wird darauf hingewiesen, dass die japanische Firma Hitachi bis heute 18 Einheiten nach den USA teils schon geliefert, teils in Auftrag genommen hat, darunter vier Einheiten zu 300 MW für den Staat New York, sechs zu 261 MW für Castaic, Calif., und acht zu 51 MW für San Luis. Dazu kommen in den USA die eigenen Lieferungen für Anlagen wie Cabin Creek, Muddy Run und viele andere. Diese Entwicklung vollzieht sich in einem Lande, wo sowohl

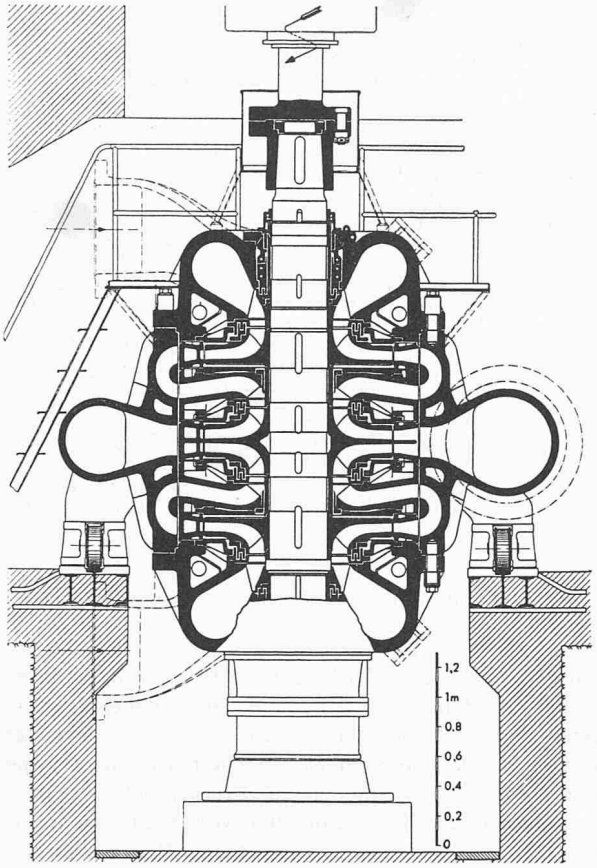


Bild 3. Zweistufige, doppelflutige, vertikale Speicherpumpe des Kraftwerkes Oberaar der Kraftwerke Oberhasli AG, gebaut für $H = 400$ m, $Q = 4$ m³/s, $n = 1000$ U/min, $P_M = 25\,100$ PS; aus [5]

die atomaren als auch die konventionellen Wasserkraftwerke weiter in starkem Ausbau begriffen sind.

Von der Weltkraftkonferenz 1968 in Moskau berichtete der Präsident der schweizerischen Gruppe, *E. H. Etienne* in [19], dass vor einem Jahr rund 150 Pumpspeicherwerke im Betrieb oder Bau waren, mit einer Gesamtleistung von über 15 000 MW, davon mehr als 6000 MW allein in den USA. Aber auch der Bau konventioneller Wasserkraftwerke geht unentwegt weiter, besonders stark im asiatischen Russland, in Nord- und Südamerika, in Afrika und Australien. Die Ausbauleistungen der einzelnen Kraftwerke haben die 3000-MW-Grenze bereits überschritten. Das grösste mit 6500 MW befindet sich am Jenissei und steht im Bau. Eingebaut werden Einheiten mit Leistungen von 650 MW.

Diese kurze Übersicht, die keineswegs vollständig ist, lässt erkennen, dass die schweizerische Elektrizitätswirtschaft allen Grund hat, den Ausbau und eine zweckdienliche Nutzung der einheimischen Wasserkräfte zu pflegen. Dabei wird es vielleicht auch bei uns wie im Ausland zu Mehrzweckanlagen kommen, bei denen Hochwasserschutz, Trinkwasserversorgung, Bewässerung und Schiffbarmachung mit dem Kraftwerkbau verbunden sind. Dass bei einer derart mannigfachen Nutzung die Kostenaufteilung oft Schwierigkeiten bereitet, weil ja nur bei der Energieproduktion mit direkt erfassbaren Einnahmen gerechnet werden kann, ist kein Grund, sie nicht in Betracht zu ziehen.

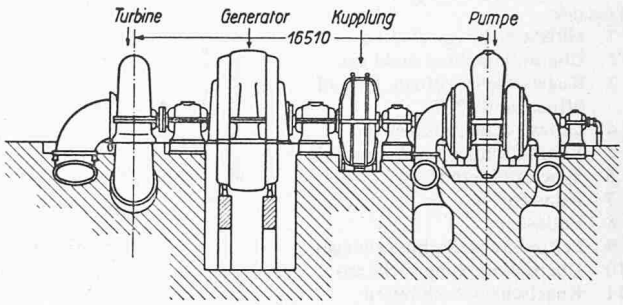


Bild 4. Speichergruppe des Kraftwerkes Herdecke/Ruhr. Horizontale, zweistufige, doppelflutige Pumpen mit regulierbarem Leitapparat, gebaut für $H = 146{,}4$ m, $Q = 14{,}6$ m³/s, $n = 300$ U/min, $P_M = 36\,100$ PS; aus [5]

4. Maschinelle Ausrüstung

Nach diesem kleinen Exkurs ins Gebiet grundsätzlicher Gesichtspunkte der Pumpspeicherung soll auf das eigentliche Fachgebiet zurückgekehrt und an ausgewählten Beispielen gezeigt werden, welche Lösungsmöglichkeiten heute zur Wahl stehen.

Aus den Bildern 1 und 2 geht hervor, dass die Netzbelastungen sowohl saisonmässig als auch über einen Tag beträchtliche Schwankungen aufweisen. Diese treten bei kleinen Netzen besonders stark in Erscheinung. Bei den grossen Verbundnetzen sind sie erheblich schwächer. Tatsächlich ist bei diesen der Ausgleich schon soweit erreicht, dass es sich kaum mehr lohnt, während Betriebspausen von 15 Minuten auf Pumpbetrieb umzuschalten, wie das noch vor einigen Jahren durchaus üblich war. Damals stand denn auch die Manövrierfähigkeit der Maschinensätze zwecks rascher Umkehrung des Energieflusses im Vordergrund.

Nachdem ein direktes Speichern von elektrischer Energie in Akkumulatoren nur für unbedeutende Mengen möglich ist, versuchte man vor rund 40 Jahren in Deutschland die Dampfspeicherung einzuführen, wofür u. a. der Ruth-Speicher entwickelt wurde. Für fabrikinterne Versorgungen mochte diese Art der Speicherung damals interessant sein, aber für die Verhältnisse bei Überlandnetzen war sie kaum

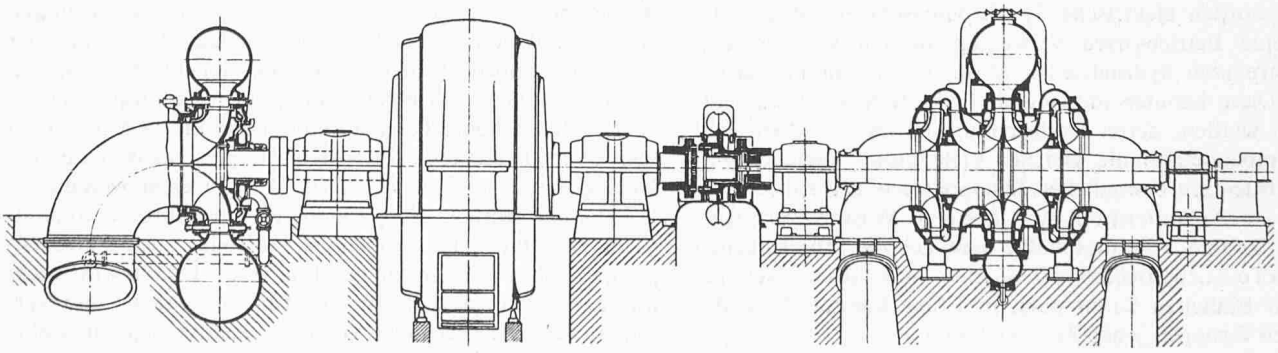


Bild 5. Maschinensatz im Speicherkraftwerk Herdecke/Ruhr, Ausbau 1949. Anstelle der Kupplung nach Bild 4 trat eine mehrfache Zahnradkupplung, kombiniert mit einer Anwurf-Freistrahlturbine; aus [5]

Legende:

1 Hilfsbetriebe einschalten
2 Überholkupplung rückt ein
3 Kugelschieber öffnen, Leitrad öffnet rund 12 %
4 Leitrad öffnet rund 40 %
5 Leitrad schliesst auf rund 8 %
6 Synchronisieren
7 Belasten
8 Entlasten
9 Leitrad-Schnellschuss einlegen
10 Überholkupplung rückt aus
11 Kugelschieber schliessen
12 Turbinen-Anfahrriegel einrücken
13 Kugelschieber öffnen
14 Leitrad öffnet rund 12 %
15 n = 600 U/min, Überholkupplung rückt ein
16 Turbinen-Anfahrriegel rückt ein
17 Wandler-Leitrad öffnen: Wandler füllen; Zahnkupplung einrücken
18 Kugelschieber öffnen; Wandler entleeren
19 Kugelschieber schliessen; Wandler füllen; Zahnkupplung ausrücken
20 Wandler entleeren

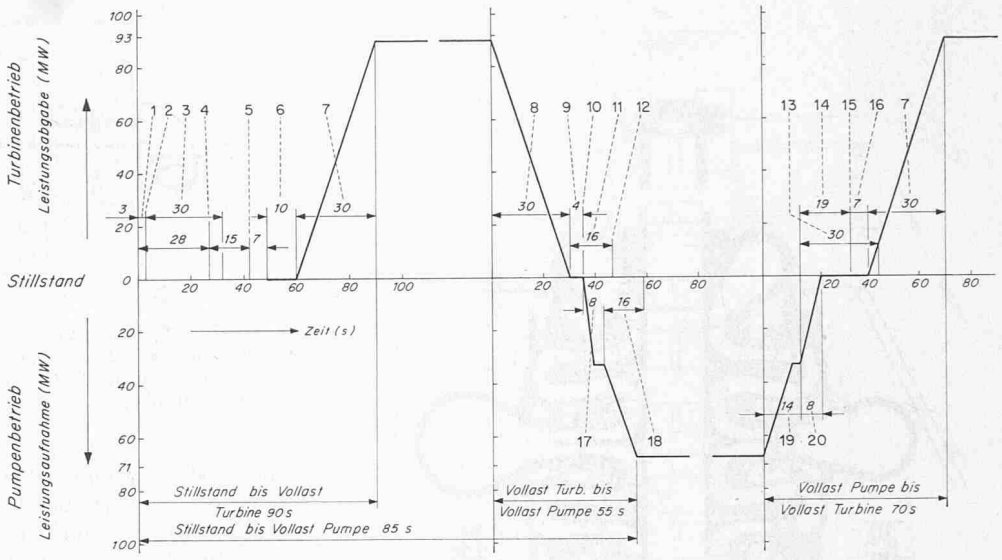


Bild 6. Anfahr- und Betriebsübergangszeiten im Pumpspeicherwerk Säckingen mit getrennten hydraulischen Maschinen; aus [13]

von Bedeutung. Demnach blieb nur das Speichern von Wasser in natürlichen oder künstlichen Stauseen. Schon früh speicherte man in der Schweiz nicht nur den natürlichen Zufluss, sondern auch Wasser, das durch Pumpen gehoben wurde. Das wohl älteste Pumspeicherwerk der Schweiz hat die Firma Von Roll erstellt. Sie benützte die Nachtleistung ihres kleinen Flusskraftwerkes, um Wasser hochzupumpen und während des Tages damit eine Girard-Turbine in Betrieb zu halten.

Bei der Projektierung des Wäggitalwerkes schlug der spätere Direktor der NOK, dipl. Ing. *A. Engler,* in einem interessanten internen Bericht [1] schon 1920 «Umkehrmaschinen», d. h. zwei Radialmaschinen vor, die im Parallelbetrieb als Turbinen und im Seriebetrieb als Pumpen arbeiten sollten, womit er eine wesentliche Vereinfachung der Maschinenanlage erzielen wollte. Ausgeführt wurde jedoch die Zentrale Rempen mit je vier Turbinen mit Synchrongeneratoren und vier Pumpen mit Antrieb durch Asynchronmotoren.

Die Idee der umkehrbaren hydraulischen Maschine führte zu weiteren Studien. Unter der Leitung von Prof. *F. Prašil,* ETH, hat Dr. *W. Aebi* 1926 eine Dissertation ausgearbeitet, worin er das Verhalten eines Radialrades bei den drei Betriebsarten Turbine – Pumpe – Bremse untersuchte. Das ist auch die heute am meisten angestrebte Lösung. Es gibt jedoch immer wieder Fälle, wo vor allem wegen örtlicher Gegegebenheiten getrennte Pumpengruppen die zweckmässigste Anordnung darstellen; Bild 3 zeigt eine entsprechende Ausführung.

In einer zweiten Etappe, gegen Ende der zwanziger Jahre, wurden elektrische Synchronmaschinen gebaut, die für beide Betriebsarten verwendet werden konnten und mit getrennten hydraulischen Maschinen zusammen arbeiteten. Diese konnten individuell für beste Verhältnisse entworfen werden; deren Drehrichtung ist im Turbinen- und im Pumpenbetrieb die gleiche. Viele dieser Speicherpumpen wurden mit beweglichen Leitapparaten ausgerüstet, wodurch die Anlaufleistung (vor allem in Wasser) verringert werden konnte. Überdies wollte man sich die Möglichkeiten eines «Teillastbetriebes» offenhalten, was heute auch bei grossen Einheiten kaum noch in Frage kommt. Eine der grössten Gruppen jener Zeit zeigt Bild 4.

Bei den kurzen Manövrierzeiten, die damals angestrebt wurden, bildete das Hochfahren im Pumpbetrieb ein Hauptproblem. Je nach dem Turbinentyp (Francis oder Freistrahl) und der Betriebsart verwendete man dabei die verschiedensten Kupplungsarten, worüber in [5] berichtet wurde. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Pumpe im entleerten Zustand mit einem Freistrahlrad hochzufahren und den mit ihr gekuppelten Motor zu synchronisieren, wobei der Ventilationsverlust dieses Rades während des Pumpenbetriebes in Kauf genommen werden muss. Auf Bild 5 ist eine solche Ausführung zu sehen. Wie derartige Anläufe grundsätzlich vor sich gehen können, geht aus Bild 6 hervor. Dabei fällt der geringe Zeitbedarf für den Anlauf auf.

Auch das Problem der Kavitationssicherheit kann verschiedenartig gelöst werden. Der bei gegebener spezifischer Drehzahl der Pumpe benötigte Zulaufdruck lässt sich am einfachsten bei entsprechend tiefem Einbau unter dem Unterwasserspiegel beschaffen; bei Kavernenanlagen führt das meist zu keinen zusätzlichen Kosten. Häufig wird jedoch der benötigte Druck durch besondere Zubringerpumpen erzeugt, die entweder direkt in die Zulaufleitungen der Speicherpumpen fördern, Bild 7, oder in einen Hochbehälter, von dem die Hauptpumpe absaugt, Bilder 8a und 8b.

Eine weite Verbreitung hat der zweiflutige Pumpentyp gefunden, wie er im Pumpspeicherwerk Vianden, Luxemburg, Bild 9, gewählt wurde. Zweiflutige Typen sind hinsichtlich Axialschub ausgeglichen; beim Doppellaufrad fällt die Seitenscheibenreibung weg, was hohe Wirkungsgrade ermöglicht. Wird auch noch das Gehäuse horizontal auf Achshöhe geteilt, so sind Montage und Revision einfach. Besondere Probleme ergeben sich wegen der verhältnismässig grossen Lagerdistanz, namentlich bei zweistufigen Gruppen. Weiter ist bei horizontalachsigen Maschinen der Grundflächenbedarf zu beachten, der erheblich grösser ist als bei vertikalen Gruppen. Mit grossen Pumpspeichereinheiten können heute Totalwirkungsgrade für die Aufwertung von Überschussenergie in Spitzenenergie, bezogen auf die Hochspannungsklemmen, bis zu 75 % erreicht werden.

In der dritten Etappe steht die umkehrbare hydraulische Maschine, die Pumpenturbine (oder auch Turbinenpumpe) im Vordergrund des Interesses. Damit wird nicht nur der mechanisch-elektrische Teil vereinfacht und verbilligt; dasselbe trifft auch für die Gesamtanlage zu, wobei die Verteilrohrleitungen mit Absperrorganen und die Unterwasserkanäle oder Stollen wesentlich einfacher ausfallen.

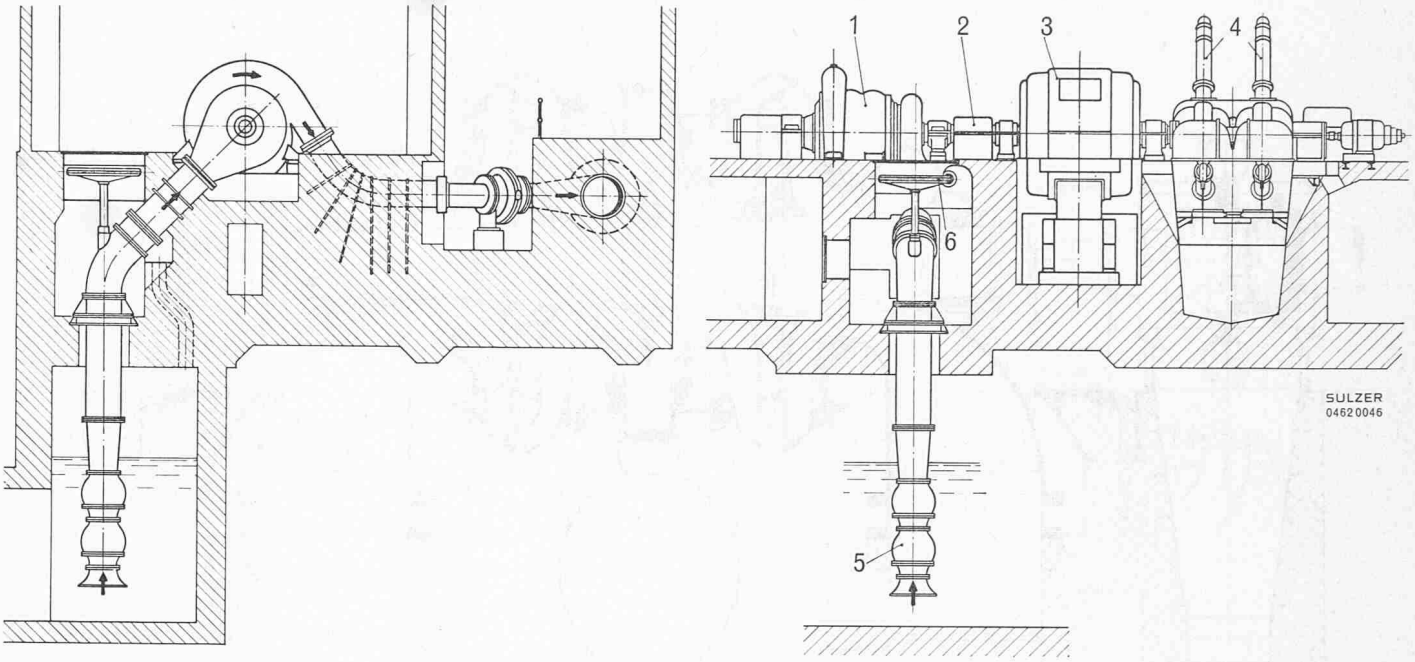


Bild 7. Maschinensatz in der Zentrale Motec der Aluminium-Industrie AG. 1 dreistufige, einflutige, horizontale Speicherpumpe, gebaut für $H = 628$ m, $Q = 3{,}26$ m³/s, $n = 750$ U/min, $P_M = 80\,760$ PS; 2 Kupplung, 3 Synchronmaschine; 4 Freistrahlturbine mit zwei Laufrädern; 5 Zubringerpumpe; 6 Freistrahl-Hilfsturbine zum Antrieb von 5. Eine ausführliche Beschreibung dieses Kraftwerks findet sich in SBZ *80* (1962), H. 28, S. 493

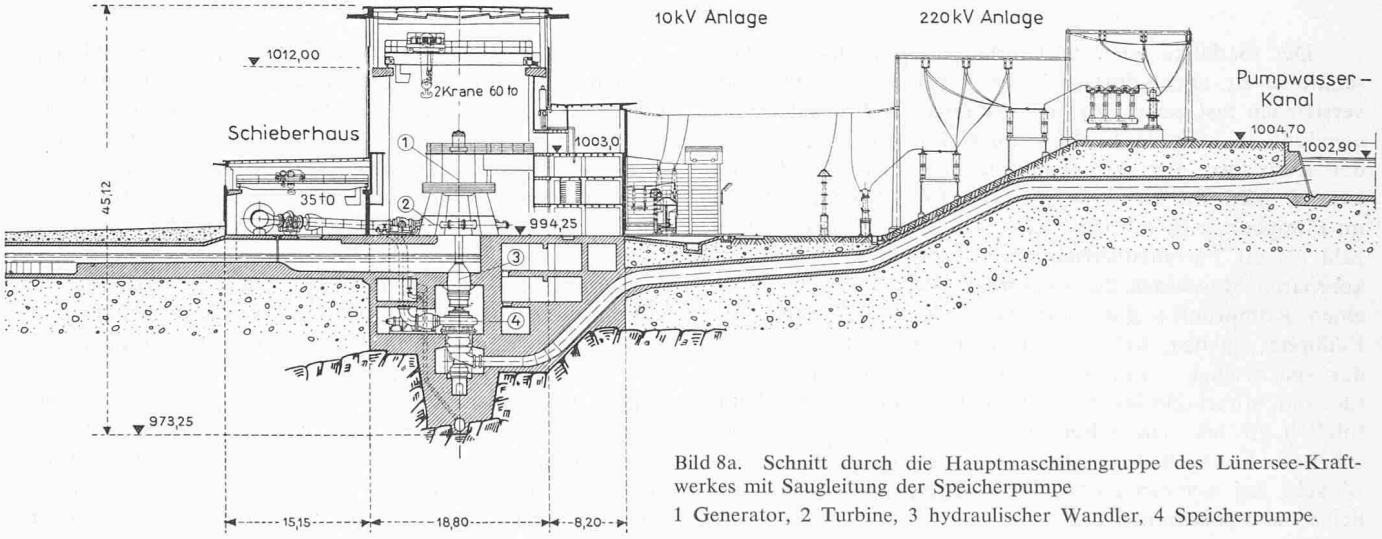


Bild 8a. Schnitt durch die Hauptmaschinengruppe des Lünersee-Kraftwerkes mit Saugleitung der Speicherpumpe
1 Generator, 2 Turbine, 3 hydraulischer Wandler, 4 Speicherpumpe.

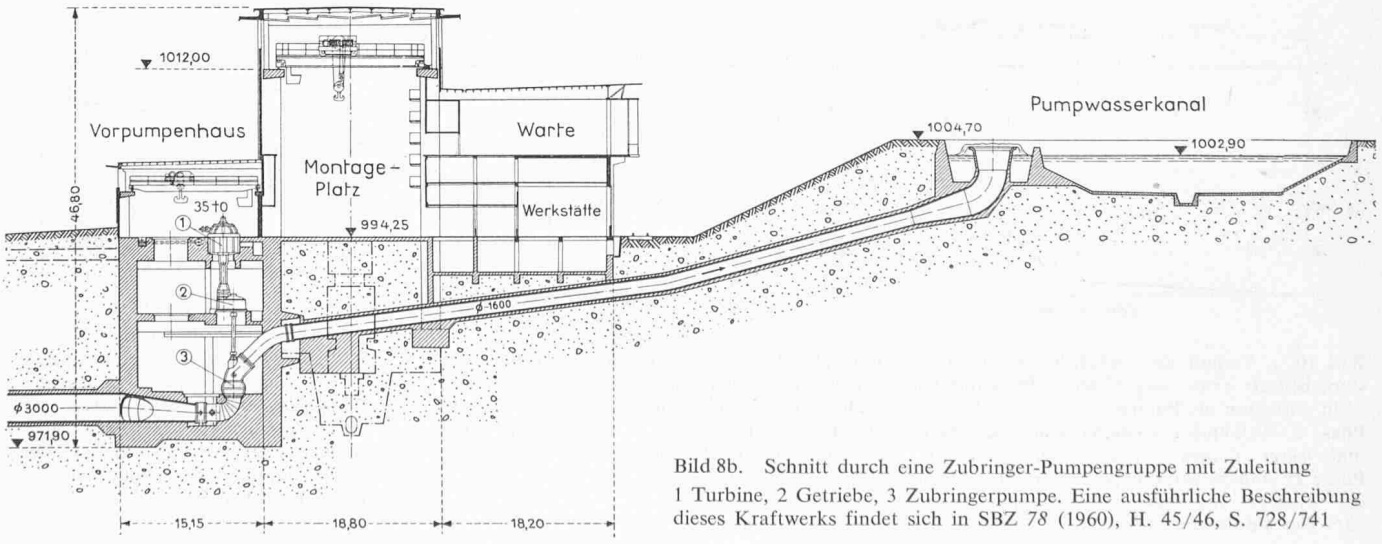


Bild 8b. Schnitt durch eine Zubringer-Pumpengruppe mit Zuleitung
1 Turbine, 2 Getriebe, 3 Zubringerpumpe. Eine ausführliche Beschreibung dieses Kraftwerks findet sich in SBZ *78* (1960), H. 45/46, S. 728/741

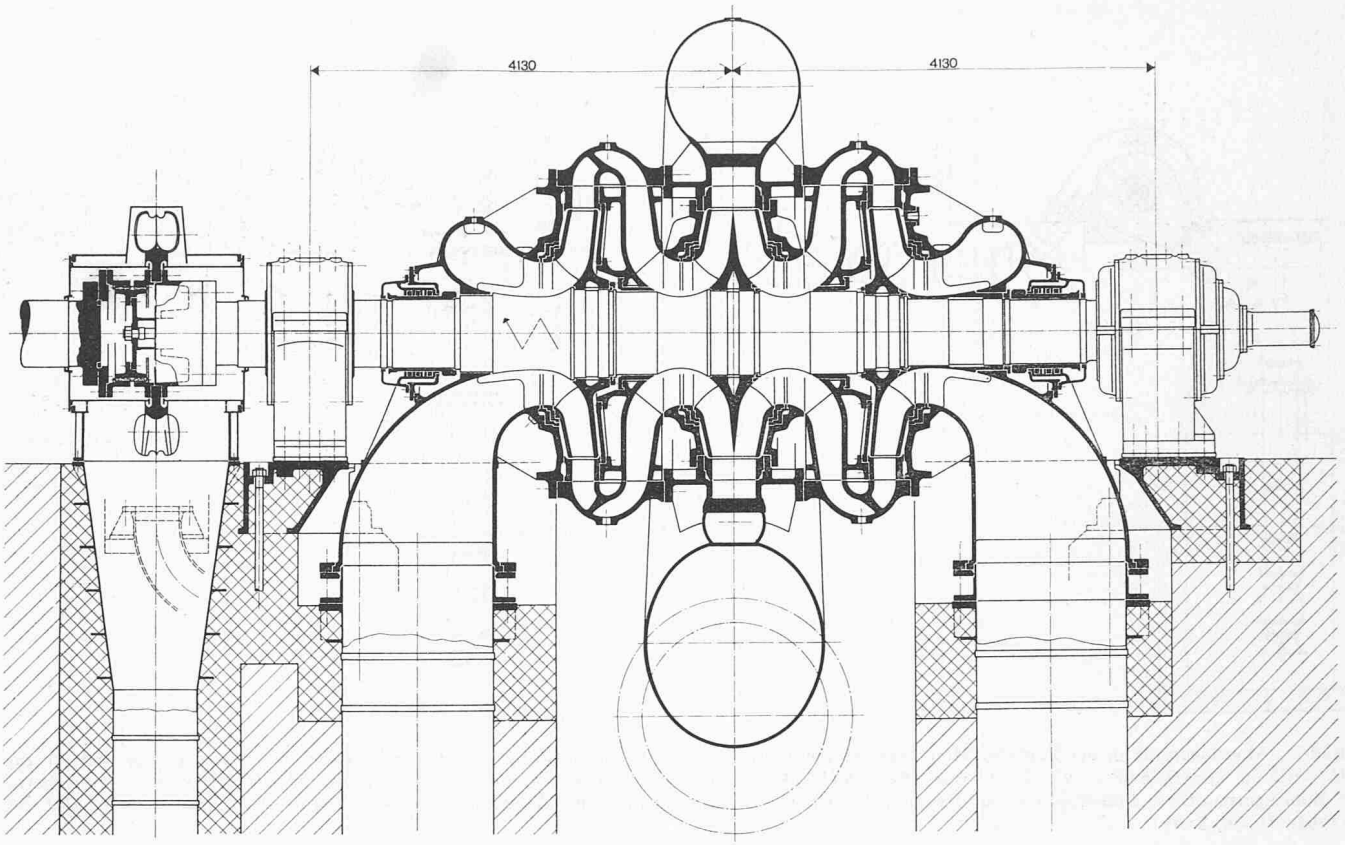


Bild 9. Längsschnitt durch die zweistufige, doppelflutige Speicherpumpe des Kraftwerkes Vianden

Der Gedanke einer umkehrbaren hydraulischen Maschine ist alt, aber selbst nach der Arbeit von Dr. *W. Aebi* verstrichen fast zehn Jahre bis zur ersten industriellen Anwendung in kleinem Umfang im Kraftwerk Baldeney an der Ruhr, wo eine «Rückpumpturbine» zur Aufstellung kam (Z. VDI, Bd. 78, [1934], S. 1185, Bild 8). Diese arbeitet im Pumpenbetrieb mit einer um etwa 27 % höheren Drehzahl als im Turbinenbetrieb. Grundsätzlich stellt bei umkehrbaren Maschinen die Festsetzung der Drehzahl immer einen Kompromiss dar. Sind Drehzahl, Förderhöhe und Fallhöhe gegeben, so liegt der Kompromiss in der Wahl der spezifischen Umfangsgeschwindigkeit und damit des Laufrad-Aussendurchmessers. Eine Umkehrmaschine kann folglich nie bei beiden Betriebsarten im optimalen Gebiet arbeiten. Es stellt sich die Aufgabe, Laufräder zu entwickeln, bei welchen die zwei Wirkungsgrad-Optima möglichst nahe beisammen liegen.

Bei den Umkehrmaschinen gibt es kein Kupplungsproblem. Das An- und Hochfahren kann entweder mit einem besonderen Anwurfmotor vorgenommen werden oder dadurch, dass der als Motor arbeitende Generator für asynchronen Anlauf gebaut wird. Über den Verlauf des Leistungsbedarfs beim Anfahren orientieren die Bilder 10 und 11. Oft bestehen Netzvorschriften über den zulässigen Spannungsabfall. Auch die Frage wurde erörtert, ob die Motoren nicht wieder mit massiven Polen auszurüsten seien statt mit lamellierten. – Eine dritte Anfahrmöglichkeit bietet sich bei Anlagen mit Freistrahlturbinen, indem sich diese unmittelbar zum Hochfahren der Pumpen-Motorgruppen verwenden lassen. Nun ist aber in den künstlichen Hochbehältern am Anfang meist gar kein Wasser zu diesem Zweck vorhanden, es sei denn, es stehe eine kleine Füllpumpe zur Verfügung. Fast ausnahmslos wird mit durch Druckluft entleerter Pumpe hochgefahren, wobei die engen

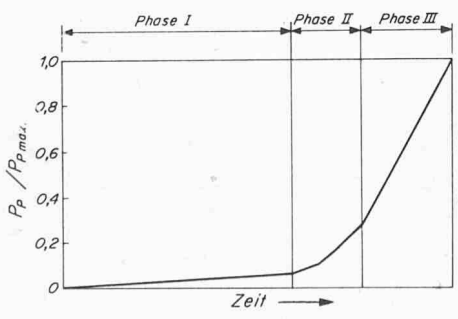


Bild 10. Verlauf des verhältnismässigen Leistungsbedarfs einer ausgeblasenen Pumpturbine beim Anfahren als Pumpe
Phase I: Anfahren bei geschlossenen Schiebern und leerer Pumpe bis zur Synchronisation. Phase II: Füllen der Pumpe. Phase III: Öffnen des Schiebers und (oder) des Leitapparates bis zu voller Förderung

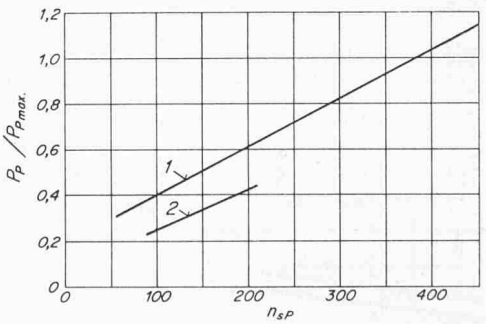


Bild 11. Anstieg des verhältnismässigen Leistungsbedarfs einer Radialpumpenturbine bei geschlossenem Schieber in Abhängigkeit von der spezifischen Drehzahl. 1 Leitapparat offen, 2 Leitapparat geschlossen

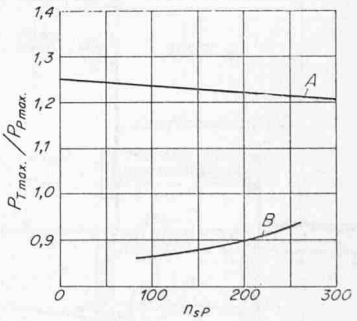


Bild 12. Verhältnis der maximalen Turbinenleistung zur maximalen Pumpenleistung in Abhängigkeit von der spezifischen Drehzahl der Pumpe. A Pumpenturbine mit verstellbaren Leitschaufeln, B Pumpenturbine mit festen Leitschaufeln

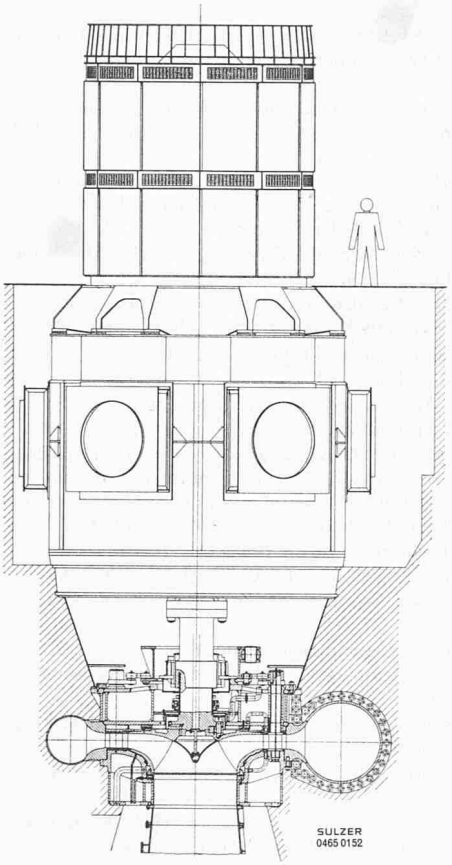


Bild 13. Pumpenturbine von Gebrüder Sulzer für das Pumpspeicherwerk Cruachan (Schottland). Zwei Gruppen drehen mit 500 U/min, zwei mit 600 U/min. Die höhere Drehzahl ergibt eine höhere spezifische Drehzahl und lässt auch höhere Wirkungsgrade erwarten

Labyrinthe des Laufrades mit Sperrwasser zu kühlen sind.

Wie schon erwähnt, wiesen die meisten der in den dreissiger Jahren gebauten, grossen Speicherpumpen bewegliche Leitschaufeln auf, die jedoch oft wegen Flatterns und andern Vibrationen erhebliche Schwierigkeiten bereiteten. Sie wurden bei der ersten grossen Revision häufig durch feste Leitapparate ersetzt. Auch die ersten, nach dem

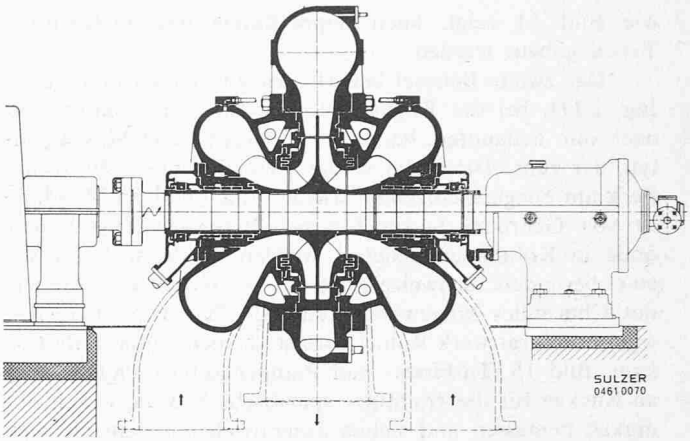


Bild 14. Horizontale, einstufige, doppelflutige Pumpenturbine für die Zentrale Staffel der Grande Dixence S. A.

Die Bildstöcke zu den Bildern 7, 10 bis 14 sind uns freundlicherweise von Gebr. Sulzer, Winterthur, zur Verfügung gestellt worden.

Zweiten Weltkrieg gebauten amerikanischen Umkehrmaschinen, wie sie in den Kraftwerken Flat Iron und Hiwassee (Leistung 73 MW) eingebaut wurden, erhielten feste Leitapparate. Ihr Nachteil ist die geringe Leistungsabgabe im Turbinenbetrieb, bei welchem die elektrische Maschine nicht voll ausgenützt werden kann, Bild 12. Heute darf das Problem der flatternden Leitschaufeln weitgehend als gelöst betrachtet werden: Entweder klemmt man diese Schaufeln in der gewünschten Betriebsstellung fest, oder man verschiebt sie achsial, bis sie am Gehäusedeckel anliegen.

Abschliessend sollen drei typische Ausführungsbeispiele gezeigt werden. Auf Bild 13 ist die Sulzer-Maschine für das Kraftwerk Cruachan (Schottland) mit der darüberliegenden elektrischen Maschine dargestellt. Bemerkenswert sind die Grössenverhältnisse der zwei Gruppenteile. Diese einstufige, vertikale, einflutige Maschine ist der Typ, wie er in den USA und in Japan fast ausschliesslich zur Anwendung kommt. Auch die vier Umkehrmaschinen im schweizerischen Pumpspeicherwerk Robiei der Maggiakraftwerke zeigen die gleiche Bauweise [24]. Natürlich können,

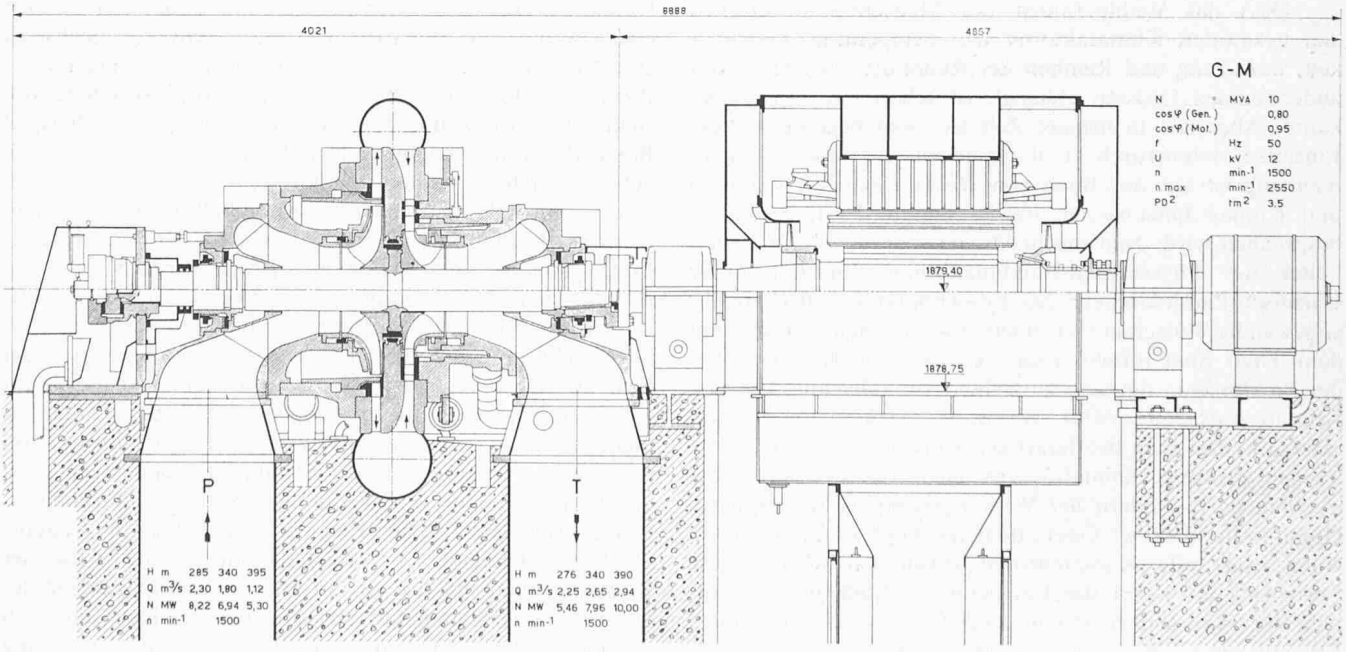


Bild 15. Längsschnitt 1:50 durch die Turbinenpumpe «Isogyre» der Charmilles S. A., Genève, von 10 MW bei 1500 U/min; aus [24]

wie Bild 14 zeigt, auch doppelflutige und mehrstufige Typen gebaut werden.

Das zweite Beispiel betrifft den von *Paul Dériaz,* dipl. Ing. ETH, bei der English Electric Co. entwickelten und nach ihm benannten, halbaxialen (mixed flow) Maschinentyp, der zum ersten Mal in der Zwischenanlage Sir Adam Beck am Niagara eingebaut wurde. Eine ähnliche Maschine ist von Gebrüder Sulzer für das Pumpspeicherwerk Sesquilé in Kolumbien geliefert worden. Schliesslich sei auf eine besondere schweizerische Konstruktion der Ateliers des Charmilles hingewiesen, nämlich den Typ «Isogyre», wie er im Kraftwerk Robiei vorerst versuchsweise in Betrieb kam, Bild 15. Turbinen- und Pumpenlaufrad sind Rücken an Rücken für die «richtige» spezifische Umfangsgeschwindigkeit bemessen und stehen exzentrisch mit dem gleichen Spiralgehäuse in Verbindung. Beim Umschalten mit den Spaltschiebern (und dem beweglichen Turbinen-Leitapparat) bleibt die Gruppe am Netz. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in [24].

Zweifellos wird es möglich sein, die heutige Umkehrmaschine weiterzuentwickeln, und zwar sowohl auf der hydraulischen wie auf der elektrischen Seite; es steht ihr neben den getrennten hydraulischen Maschinen sicher eine grosse Zukunft bevor. Die Pumpspeicherung bedeutet eine sinnvolle und betrieblich wertvolle Ergänzung der Elektrizitätserzeugung in Kernkraftwerken.

Adresse des Verfassers: Prof. *Hans Gerber,* Rebbergstrasse 49, 8049 Zürich.

Literaturverzeichnis

[1] *Alfred Engler:* Turbinen-Pumpen für das Kraftwerk Wäggital. Interner Bericht, Wäggital KW., 1920.

[2] *Willi Aebi:* Untersuchung der Wirkungsweise eines Kreiselrades bei rechts- und linksläufiger Drehung. Diss. ETH, 1927.

[3] *Alfred Engler:* Das thermische Kraftwerk Beznau der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG. «Wasser- und Energiewirtschaft», 1947, Nr. 9.

[4] *A. Weibel* und *J. Sprecher:* Die Entwicklung der Speicherpumpen bei Gebrüder Sulzer. «Technische Rundschau Sulzer», 1955, Nr. 1.

[5] *H. Gerber:* Künstliche Speicherung. «Schweiz. Bauzeitung» *74* (1956), H. 9, S. 125 und H. 10, S. 139.

[6] *A. Weibel:* Sulzer-Speicherpumpen und -Umkehrmaschinen in den Walliser Kraftwerkgruppen Gougra und Grande Dixence. «Technische Rundschau Sulzer», 1962, Nr. 1.

[7] *J. Duc:* Der Einfluss der Druckschwankungen auf das Durchbrennen der Umkehrmaschinen. «Technische Rundschau Sulzer», 1962, Nr. 1.

[8] *D. Florjancic, D. Hartland:* Verhalten von Pumpenturbinen grosser Leistungen oder hoher spezifischer Drehzahlen beim Anfahren. «Technische Rundschau Sulzer», 1963, Nr. 2.

[9] *W. Rymann:* Pumpspeicherwerk Ffestiniog. «Technische Rundschau Sulzer», 1963, Nr. 4.

[10] *D. Florjancic:* Die Pumpenturbine als Weiterentwicklung der Speicherpumpe. «Technische Rundschau Sulzer», 1965, Nr. 3.

[11] *Albert Parker:* WPC Survey of Energy Resources, 1968. WPC Central Office, London, 1968.

[12] *Van Meerbeek, Michel* and *Michel Gibb:* What future for pumped storage? «Euratom», 1968, Nr. 4.

[13] *H. Grein, H. Henninger, H. Podlesak:* Versuche zur Ermittlung der günstigsten Anfahrmethode einer Francisturbine bei Anwendung einer Überholkupplung zwischen Turbine und Motor-Generator. «Schweiz. Bauzeitung» *86* (1968), H. 40, S. 720.

[14] Electric Power Industry in Japan 1968. Overseas Electrical Industry Survey Institute Inc. No. 1—13, Tokyo, Japan, 1968.

[15] *R. Allemann:* Strom kennt keine Grenzen. «Industrie-Rundschau», Zürich, 1969, Nr. 4.

[16] *Erwin Märki:* Gewässerschutzmassnahmen bei Atomkraftwerken und Kernforschungsanlagen. «Schweiz. Energie-Konsument», 1969, H. 8/9, S. 149—174.

[17] Edit.: Pump Turbines for New York. «Mechanical Engineering» (ASME), August 1969.

[18] Geschäftsbericht 1968 des Verbandes Schweiz. Elektrizitätswerke. «Bulletin SEV», 1969, Nr. 17, S. 819—850.

[19] *E. H. Etienne:* Weltkraftkonferenz Moskau 1968, Kongressberichte, Fachsitzungen und Vorträge. «Wasser- und Energiewirtschaft», 1969, Nr. 3/4, S. 63—84.

[20] Nach dem Auftragsboom für Kernkraftwerke in den USA. «technica», 1969, H. 20, S. 1903.

[21] Atomkraftwerke gefährden nicht die Bevölkerung. Auszug aus SVA-Pressedienst Nr. 6, Juni 1969, in «Wasser- und Energiewirtschaft» 1969, Nr. 9/10, S. 295.

[22] *A. Ebener:* Sie werden in Zukunft zusammenarbeiten. «Bulletin SEV», 1969, Nr. 21, S. 1017.

[23] *M. J. Klaentschi:* Standortprobleme von Kernkraftwerken in der Schweiz. «Schweiz. Bauzeitung» *83* (1965), H. 31, S. 541.

[24] *J.-E. Graesser:* Die elektromechanische Ausrüstung der Kavernenzentrale Robiei. «Schweiz. Bauzeitung» *88* (1970), H. 11, S. 219—230.

Luftelektrische Grössen als Komponenten des Bioklimas

Dass das Wohlbefinden des Menschen ausser von den bekannten Klimafaktoren wie Temperatur, Feuchtigkeit, Bewegung und Reinheit der Raumluft auch noch von anderweitigen Grössen abhängt, ist schon seit langem bekannt. Aber erst in neuster Zeit hat man begonnen, diese Einflüsse systematisch zu untersuchen. In diesem Zusammenhang ist auf das Buch von *Heinz Reinders:* «Mensch und Klima» hinzuweisen, das in diesem Heft, Seite 862 besprochen wird. Nun macht Dr. rer. nat. *Reinhold Reiter,* Leiter der Physikalisch-Bioklimatischen Forschungsstelle Garmisch-Partenkirchen, der Frauenhofer-Gesellschaft für angewandte Forschung in einem lesenswerten Aufsatz mit dem Titel: Sind luftelektrische Grössen als Komponenten des Bioklimas in Betracht zu ziehen? (in «Heizung, Lüftung Klimatechnik» *21* (1970), Nr. 8, S. 258/279) darauf aufmerksam, dass man bei derartigen Untersuchungen die Wirkungen einzelner Klimafaktoren nicht für sich allein betrachten darf, sondern der Wirkungskomplex Atmosphäre-Organismus in seiner Gesamtheit im Auge zu behalten sei, wobei stets alle Klimafaktoren zusammenwirken. Diese Forderung erschwert die Forschung und macht verständlich, weshalb Einzeluntersuchungen zu widersprechenden Ergebnissen geführt haben. Beachtenswert sind die Schlussfolgerungen: Im Wirkungsgefüge zwischen Wetter und Klima einerseits und Lebensvorgängen anderseits können einige wenige atmosphärisch-elektrische Grössen höchstens eine Nebenrolle als Kausalfaktoren spielen; vordergründige Reaktionen lösen sie sicher nicht aus. Mit Ausnahme von elektrischen Entladungen in der Troposphäre, zum Beispiel Blitze (Sferics), sind luftelektrische Elemente so sehr von nebensächlichen lokalen meteorologischen Zustandsänderungen abhängig, dass ihnen schon deshalb kaum ausschlaggebende Bedeutung zukommen kann. In der Fachliteratur findet man bis heute keine biologische Reaktion, die anerkanntermassen eindeutig und reproduzierbar durch luftelektrische Einflüsse auslösbar wäre. Angedeutete, aber noch nicht allgemein bestätigte systematische Effekte findet man nur im Bereich der Sferics, also der elektromagnetischen Impulse. Bei dieser Sachlage wäre es unnötig, ja nicht verantwortbar, bei Entwurf und Ausführung von Gebäuden, Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlagen usw. das Bestehen einer vordergründigen kausalen Wirkung irgendeines luftelektrischen Elements auf biologische Systeme zu berücksichtigen. — Trotz diesem Befund wird der Klimaingenieur gut tun, die zu erwartenden Ergebnisse der laufenden Forschung aufmerksam zu verfolgen, um sich rechtzeitig den sich stets steigernden Anforderungen, die an seine Anlagen gestellt werden, anpassen zu können.