

Das Pumpspeicherwerk Säckingen der Kraftwerkgruppe Hotzenwald

Autor(en): **Bär, G.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins : gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **60 (1969)**

Heft 20

PDF erstellt am: **05.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-916182>

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.

Das Pumpspeicherwerk Säckingen der Kraftwerkgruppe Hotzenwald

Von G. Bär, Freiburg

76 - 88

621.311.21:621.221.4(430.1)

1. Aufgaben der Pumpspeicherwerke

Der zeitlich unterschiedliche Bedarf an elektrischer Energie erfordert von den Erzeugern einen regelbaren Kraftwerkeinsatz [1] ¹⁾.

Im Gegensatz zu der Schweiz stehen der Bundesrepublik Deutschland für die Deckung der Tagesspitzenbelastung nur wenige Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss zur Verfügung. Die wenigen Laufwasserkraftwerke (ca. 8 % der Jahreshöchstbelastung) und die Braunkohlekraftwerke arbeiten am wirtschaftlichsten, wenn sie möglichst mit unveränderter Belastung im Grundlastbereich gefahren werden. Auch Wärmekraftwerke, die mit Steinkohle betrieben werden, streben einen immer besseren Wirkungsgrad und einen geringeren Wärmeverbrauch bei höheren Dampfdrücken und Dampftemperaturen an. Diese Entwicklung wirft jedoch bezüglich der Regelfähigkeit von grossen Turbosätzen immer grössere Probleme auf. Beim Einsatz von Kernkraftwerken wird je nach Reaktortyp ebenfalls möglichst ein Betrieb im Wirkungsgradoptimum angestrebt. Unter diesen energiewirtschaftlichen Erkenntnissen ist es verständlich, dass hauptsächlich in Ländern mit kleinem Anteil primärer Wasserkraftleistung [2] Pumpspeicherwerke eingesetzt werden. Damit können die spezifischen Anlagekosten und die stetigen Betriebskosten der gesamten Energieerzeugung des Verbundnetzes gesenkt und durch die Möglichkeit des wirtschaftlich optimalen Einsatzes der verschiedenen Kraftwerksarten ein Gesamtoptimum in der Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung erreicht werden.

Neben der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit eines Verbundnetzes durch Veredelung von Schwachlaststrom in Spitzenstrom kann die notwendige Netzleistungsreserve in Pumpspeicherwerke gelegt werden. Pumpspeicherwerke als Hochdruckwasserkraftanlagen sind wegen ihrer schnellen Betriebsbereitschaft und hohen Verfügbarkeit für die Momentanreserve besonders geeignet.

Von grosser Bedeutung für das Verbundnetz ist die schnelle Regelbarkeit eines Pumpspeichermaschinensatzes über den ganzen Leistungsbereich für die automatische Leistungsfrequenzregelung. Bei einem modernen Pumpspeicherwerksatz sind Laständerungsgeschwindigkeiten von 250 % / min möglich.

Die Generatoren eines Pumpspeicherwerkes können als Phasenschieber betrieben werden. Sie entlasten damit die Hochspannungsleitungen von unnötigem Blindleistungstransport und vermindern die Netzverluste.

2. Entwicklung und Planung des Hotzenwaldwerkes

Topographie, Morphologie, Geologie und Klima der südlichen Abdachung des Schwarzwaldes zum Hochrhein hin eignen sich ausgezeichnet für den Bau von Pumpspeicher-

werken. So wurde schon 1908 im damaligen Grossherzogtum Baden die Ausbaumöglichkeit der Wasserkräfte im Schwarzwald erkannt [3]. Die 1921 durchgeführte Wettbewerbsausschreibung der heutigen Badenwerk AG über Vorschläge für den Ausbau der Wasserkräfte im Schluchseegebiet ergab, dass eine sinnvolle Ausnutzung nur in Verbindung mit Pumpspeicherung unter Hinzuziehung des Rheinwassers möglich ist.

Aber erst der Bau der 220-kV-Hochspannungsleitung vom Stromerzeugungsschwerpunkt im Ruhrgebiet zum Hochrhein erschloss die während der Schwachlastzeiten von den Dampfkraftwerken anfallende billige Energiequelle für den Pumpbetrieb. Der Vertrag über die Verbundwirtschaft zwischen der Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE) und der Badenwerk AG sowie die Gründung der gemeinsamen Gesellschaft Schluchseewerk AG im Jahre 1928 ermöglichte den Bau der Werkgruppe «Schluchsee» mit den drei Pumpspeicherwerkstufen Häusern, Witznau und Waldshut von 1929 bis 1953. Kernstück dieser Kraftwerkgruppe ist der 110 000 m³ fassende Jahresspeicher Schluchsee (Fig. 1). In dieser Kraftwerkgruppe sind insgesamt 470 MW installiert.

Ursprünglich sah das Planungskonzept die Beileitung der westlich vom Schluchsee liegenden Flüsse Ibach und Murg vor. Aber der ständig steigende Energiebedarf forderte auch grössere Pumpspeicherwerkleistungen, so dass diese beiden Flüsse in das neue Hotzenwaldprojekt einbezogen wurden.

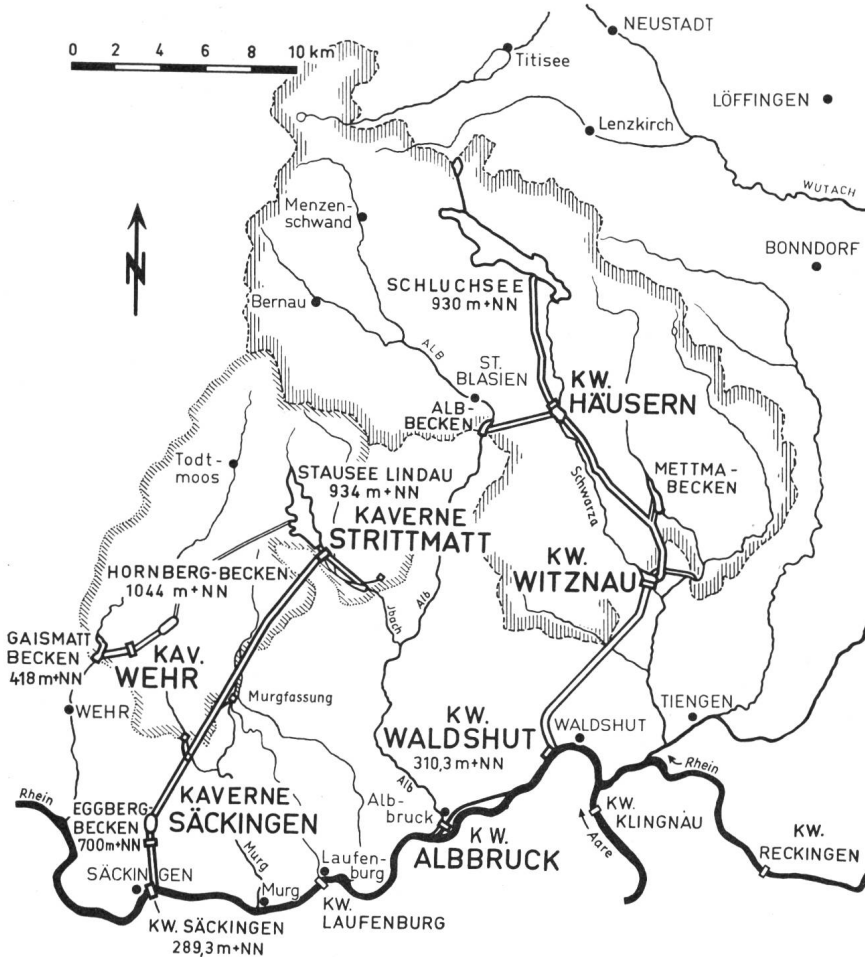
Die Planung sieht für die Werkgruppe «Hotzenwald» die Oberstufe Strittmatt mit dem Jahresspeicher Lindau, die Unterstufe Säckingen mit dem künstlichen Oberbecken am Eggberg — seit 1966 in Betrieb — und die Hornbergstufe als unabhängiges Tagespumpspeicherwerk vor [4].

Während in der Schluchseegruppe das Gefälle vom Schluchsee bis zum Rhein bei Waldshut (620 m) in drei Staustufen bewältigt wird, erlauben die Topographie und neue Erkenntnisse im Bau von Pumpspeicherwerken die Nutzung des Gefälles zwischen Stausee Lindau und dem Rhein bei Säckingen (645 m) in zwei Staustufen; in der Hornbergstufe wird das Gefälle von 630 m sogar nur in einer Stufe bewältigt (Fig. 2).

Die Hornbergstufe, die sich z. Z. im Stadium der Planung befindet — mit den ersten Bauarbeiten wurde begonnen — erhält ein künstliches Oberbecken auf dem Hornberg auf 1044 m + NN und ein Unterbecken in der aufgestauten Wehra auf 418 m + NN. Es wird ein reines Tagespumpspeicherwerk mit einer Pendelwassermenge von ca. 4 Mill. m³ und einer in vier Maschinensätzen installierten Leistung von $4 \times 247 \text{ MW} = 970 \text{ MW}$. Das Maschinenhaus wird als Felskaverne ausgebildet, und die erzeugte Energie mit einer Spannung von 380 kV über Höchstspannungskabel und Freileitungen zu der 220/380-kV-Schaltanlage Kühlmoos der Partner RWE und Badenwerk transportiert.

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

Fig. 1
Übersichtslageplan der Kraftwerkgruppe Schluchsee und Hotzenwald



In den nachfolgenden Ausführungen seien die Funktionsweise und die einzelnen Bauwerke des Pumpspeicherwerkes Säckingen mit den maschinellen und elektrotechnischen Einrichtungen beschrieben.

3. Funktionsweise des Kavernenkraftwerkes Säckingen

3.1 Rheinbewirtschaftung

Das Hotzenwaldwerk (Fig. 3) wurde in der ersten Ausbaustufe so projektiert, dass die Unterstufe Säckingen für sich allein als Tagespumpspeicherwerk mit geringem natürlichem Zufluss voll funktionstüchtig ist. Wie schon bei der Schluchsee-Gruppe wird der Stauraum eines benachbarten Rheinkraftwerkes als Unterbecken benutzt. Auf den Stau des deutsch-schweizerischen Rheinkraftwerkes Säckingen wurde der für den Pumpspeicherbetrieb erforderliche Tagespeicher mit einer Bewirtschaftungsamplitude von 75 cm gesetzt. Ausserdem wird der Stauraum des Rheinkraftwerkes Ryburg-Schwörstadt mit 40 cm bewirtschaftet. Die Konzessionsbedingungen legen besonderen Wert auf einen gleichmässigen Wasserabfluss aus dem

Das Kernstück des Hotzenwaldwerkes wird der 60 Mill. m³ fassende Stausee Lindau mit der Oberstufe, dem Kavernenkraftwerk Strittmatt (160 MW), sein. Dieser Jahrespeicher mit dem natürlichen Zufluss Ibach gestattet eine Saisonpumpspeicherung und erlaubt bei Netzstörungen oder Energieengpässen einen vom Pumpstromangebot und natürlichen Zuflüssen freizügigen Einsatz der Maschinen. Die Oberstufe Strittmatt und die Unterstufe Säckingen können dadurch fast während des ganzen Jahres als reine Speicherkraftwerke eingesetzt werden. Die Verbindung zwischen dem Kavernenkraftwerk Strittmatt und der Unterstufe Säckingen wird durch einen ca. 14 km langen Stollen hergestellt.

Bewirtschaftungsraum des Rheins, um die Rheinschifffahrt nicht durch Kopfwellen oder Sunkerscheinungen zu gefährden. So wird aus dem Oberwasser des Rheinkraftwerkes Säckingen die tägliche Pendelpumpwassermenge entsprechend der Betriebsweise des Kavernenkraftwerkes Säckingen entnommen und zugeführt. Der Stau des Rheinkraftwerkes Ryburg-Schwörstadt wird dagegen während des Tages gleichmässig um 40 cm erhöht und während der Nacht wieder ebenso gleichmässig durch entsprechende Abgabe in das Unterwasser gesenkt. Die zusätzliche Ausnutzung des Rheinwassers durch den Pumpspeicherbetrieb erforderte zusätzliche, zuverlässige Mess-, Registrier- und Meldeeinrichtungen, die eine korrekte Regulierung zulassen. Natürlich kann dieses Bewirtschaftungssystem nur funktionieren, wenn die beteiligten Partner gut zusammenarbeiten.

Für die Saisonpumpspeicherung kann bei Fertigstellung des Stausees Lindau dem Rhein nur bei Hochwasserführung aus der zufließenden Welle folgende Menge entnommen werden:

- Bei Wasserführung von 800 m³/s bis 1000 m³/s bis zu 10 m³/s;
- Bei Wasserführung von 1000 m³/s bis 1300 m³/s bis zu 20 m³/s;
- Bei Wasserführung über 1300 m³/s bis 1550 m³/s bis zu 50 m³/s;
- Bei Wasserführung über 1550 m³/s bis zu 64 m³/s.

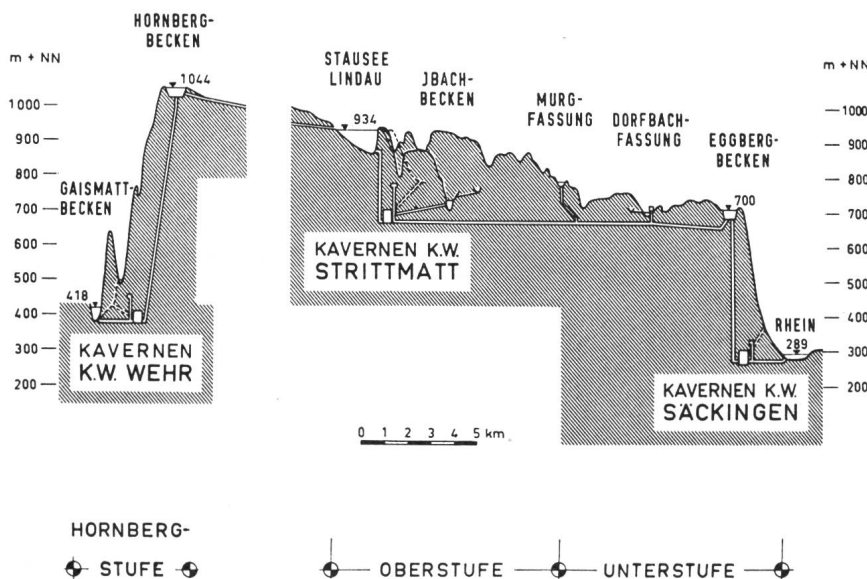


Fig. 2
Hotzenwaldwerk, Längsschnitt

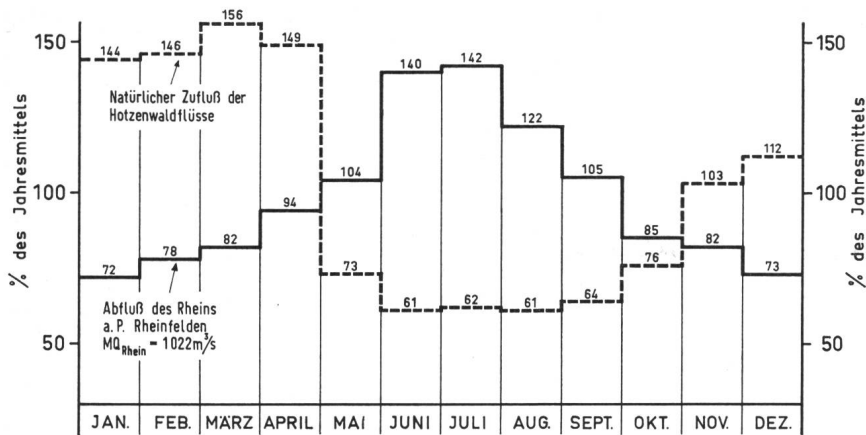


Fig. 3
Ganglinien der Monatsmittel von Rhein und Schwarzwaldflüssen als Prozente des Jahresmittels
Jahresmittel = 100 %

Damit ist sichergestellt, dass der Jahresspeicher Lindau immer gefüllt werden kann, entweder durch die natürlichen Zuflüsse aus dem Schwarzwald, die besonders im Herbst und Frühjahr ihr Hochwasser führen, oder durch die Pumpwasserentnahme aus dem Rhein, der besonders im Sommer die Schmelzwässer aus den Alpen abführt.

3.2 Oberbeckenbewirtschaftung

Aufgrund des Gesellschaftsvertrages der Schluchseewerk AG wird jedes Kraftwerk zu je 50 % von den beiden Partnern RWE und Badenwerk, das die zwei kleineren Partner Kraftwerk Laufenburg und Kraftübertragungswerke Rheinfelden mitvertritt, betrieben. Das bedeutet, dass jedem Partner im Kraftwerk Säckingen normalerweise zwei Maschinen fest zugeordnet und mit dessen Stromnetz verbunden sind. Die Hauptschaltleitungen RWE (Brauweiler) und Badenwerk (Daxlanden bei Karlsruhe) können daher die Maschinen weitgehend unabhängig voneinander und nach ihren Belangen einsetzen. Lediglich über die Zeiten des Pumpen- bzw. Turbineneinsatzes müssen sich die beiden Partner absprechen. Pumpbetrieb des einen Partners und Turbinenbetrieb des anderen Partners wäre hydraulisch zwar möglich, aber gesamtwirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll. In diesem Fall wird der Pumpstrom an irgend einer Netzkuppelstelle dem anderen Partner übergeben; der Gewinn aufgrund der eingesparten Verluste infolge des Pumpspeicherwirkungsgrades wird je zur Hälfte in Form von Wasser den beiden Partnern im Oberbecken gutgeschrieben. Der Speicherinhalt des Oberbeckens wird fiktiv auf beide Partner aufgeteilt und nach jeweils sechsständiger Kontierung getrennt in zur Verfügung stehender Spitzenarbeit abgerechnet.

3.3 Täglicher Spitzeneinsatz

Die Ausbauwassermenge und die Dimensionierung des Oberbeckens wurde nach den Bedingungen des Tagespumpspeicherwerkes ohne Saisonspeicher festgelegt, wobei der begrenzte Speicherinhalt auf der Stauhaltung der Rheinkraftwerke Säckingen und Ryburg-Schwörstadt für die Bestimmung der Pumpwassermenge gegeben war [5].

Es wurde unter diesen Gegebenheiten folgende Pendelwassermenge festgelegt:

$$\begin{aligned} \text{Pumpenfördermenge } Q_P &= 4 \cdot 16 = 64 \text{ m}^3/\text{s}; \\ \text{Turbinendurchflussmenge } Q_T &= 4 \cdot 24 = 96 \text{ m}^3/\text{s}. \end{aligned}$$

Unter der Forderung, dass das Oberbecken binnen neun Stunden durch Pumpwasser gefüllt sein muss, ergab sich ein Beckeninhalte von ca. 2 Mill. m³. Mit dieser Wasser-

menge kann ein sechsständiger Vollastturbinenbetrieb von 4 × 90 MW durchgeführt und bei reichlichem natürlichem Zufluss aus Dorfbach, Murg und Ibach sogar auf sieben Stunden ausgedehnt werden.

Nachdem das Pumpspeicherwerk Säckingen den sehr guten Pumpspeicherwirkungsgrad von 77...78 % je nach Fahrweise hat, wird es vornehmlich zum wirtschaftlichen

Ausgleich der Netzlast zwischen Schwachlast- und Spitzenlastzeiten eingesetzt. Diese an Werktagen etwa gleichbleibende Energieerzeugung ergibt eine durchschnittliche Jahresbenutzungsdauer im Generatorbetrieb von 1500...1600 h.

3.4 Momentanreserveinsatz

Das Pumpspeicherwerk Säckingen wird neben dem Spitzenbetrieb auch in Störungsfällen eingesetzt. Seinem überaus guten Gesamtwirkungsgrad ist es zuzuschreiben, dass es z. Z. vornehmlich der wirtschaftlichen und rentablen Schwachlast- und Spitzenlastveredelung dient. Dennoch kann es insbesondere bei gefülltem Becken oder bei Fertigstellung des Jahresspeichers Lindau jederzeit für die spontane Energieerzeugung im Reservefall eingesetzt werden. Abgesehen von den zeitraubenden Inbetriebnahmen der einzelnen Maschinen, den umfangreichen Abnahmemessungen und den üblichen Anfangsschwierigkeiten ist für das Pumpspeicherwerk Säckingen eine Verfügbarkeit von über 95 % zu erwarten. Die Einsatzzeiten der verschiedenen Betriebsarten sind sehr kurz und können kaum unterboten werden. Dem Netz steht für das Ausregeln steiler Lastspitzen der Regelbereich vom Vollastturbinenbetrieb bis zum Pumpbetrieb und umgekehrt in weniger als einer Minute zur Verfügung.

3.5 Leistungsfrequenzregelungseinsatz

Wie im europäischen Verbundnetz üblich, arbeiten die Maschinen des Pumpspeicherwerkes Säckingen mit der Leistungsfrequenzregelung nach dem Netzkennlinienverfahren im Bereich der Sekundärregelung. Die Regelbefehle aus dem Soll-Istwert-Vergleich von Frequenz und Übergabeleistung unter Berücksichtigung einer einstellbaren Netzkennzahl (MW/Hz) kommen über Fernwirkanlagen direkt von den Hauptschaltleitungen Brauweiler und Daxlanden auf den Unterverteiler der Schluchseewerk-Lastverteilung in Kühmoos an. Hier kann nach wasser- und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten der obere und untere Belastungsgrad der einzelnen Maschinen eingestellt werden. Ausserdem kann der Leistungsfrequenz-Unterverteiler bei einem aufgetrennten Netz im Inselbetrieb unabhängig von den Regelbefehlen der Leistungsfrequenzregelungseinrichtungen in den Hauptschaltleitungen arbeiten. Obwohl es möglich wäre, die Generatoren des Pumpspeicherwerkes Säckingen innerhalb 20 s von Leerlauf auf Vollast zu regeln, musste diese Zeit verzögert werden, weil die anderen an der Sekundärregelung arbeitenden Maschinen diesen schnellen Leistungshub nicht gleichzeitig mit vollziehen könnten und dadurch die Maschinen im Kraftwerk Säckingen ständig überregelt würden.

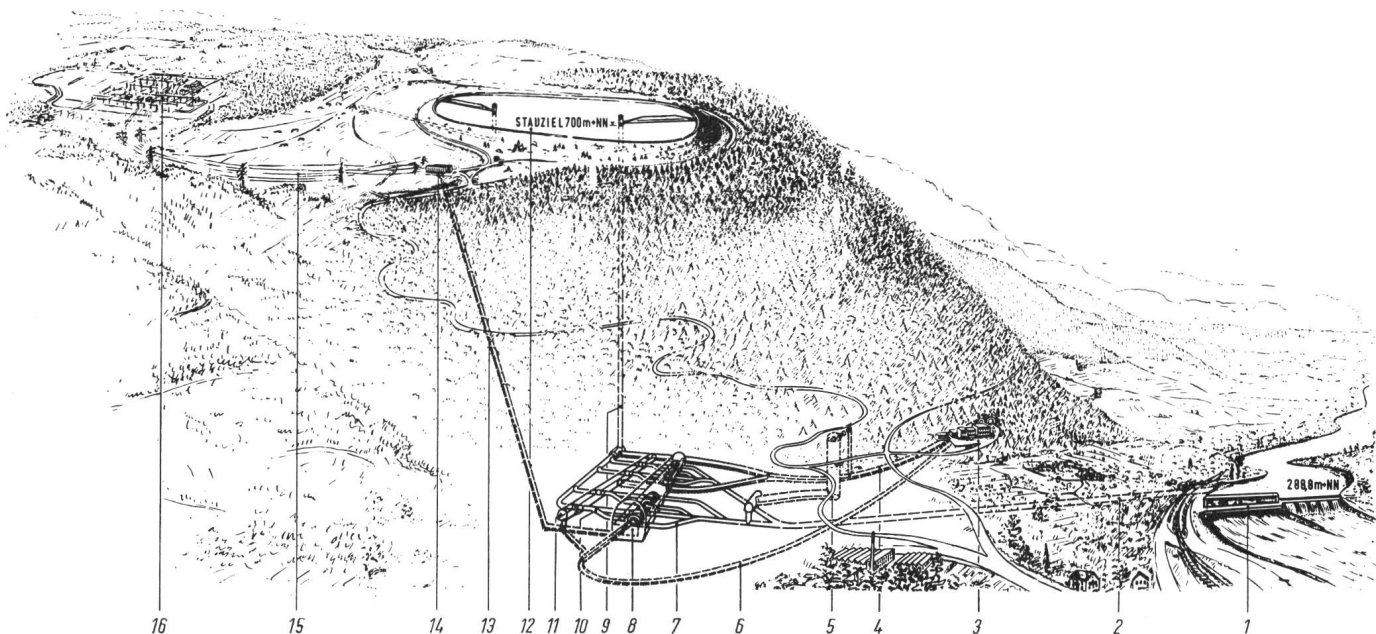


Fig. 4

Hotzenwaldwerk Unterstufe Säckingen und 220/380-kV-Schaltanlage Kühmoos

1 Rheinkraftwerk Säckingen: Stauziel 289,28 m + NN; 2 Unterwasserstollen: 5,60 m ϕ , Länge 2000 m; 3 Betriebsgebäude bei den Stollenportalen; 4 Zufahrtstollen: Querschnitt 30 m², Länge 1600 m; 5 Wasserschloss mit Querkammer und Steigschacht; 6 Kabel- und Belüftungsstollen: Querschnitt 8 m², Länge 1500 m; 7 Unterwasserverteilung; 8 Kaverne: Länge 161,60 m, Höhe 30,50 m, Breite 19,60 m; 9 Druckschacht Süd: 4,30 m ϕ , Tiefe 400 m; 10 Oberwasserverteilerleitung; 11 Schieberkaverne; 12 Eggbergbecken: Stauziel 700 m + NN, Nutzinhalt 2,0 Mill. m³; 13 Kabelschrägschacht; 14 Bergstation; 15 220-kV-Freileitung; 16 220/380-kV-Schaltanlage Kühmoos

In schwierigen Last- und Netzsituationen werden von den Hauptschaltleitungen möglichst viele Maschinen an die Leistungs-frequenzregelung genommen, selbst wenn sie mit einem schlechteren Wirkungsgrad im Teillastbetrieb arbeiten oder sogar im Leerlauf als sog. «spinning reserve» eingesetzt sind. Das schnellregelbare Pumpspeicherwerk bietet mit Hilfe der Leistungsfrequenzregelung dem Verbundnetz sehr grosse Sicherheit.

3.6 Blindleistungserzeugung

Der entfernte Standort des Pumpspeicherwerkes Säckingen zu den Verbraucher- und Erzeugerschwerpunkten des Versorgungsnetzes RWE und Badenwerk erfordert lange Hochspannungsleitungen, die durch ihre Wechselstromwiderstände Blindleistung verbrauchen. Um die Hochspannungsleitungen von unnötigem Blindleistungstransport zu entlasten bzw. um die Netzspannung zu stabilisieren, kommt der Blindleistungserzeugung der Generatoren Säckingen eine grosse Bedeutung zu. An den nahen Übergabestellen zu den europäischen Verbundpartnern wird angestrebt, die Energie mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 1$ zu übergeben.

Die Einregelung des Spannungsniveaus durch induktive oder kapazitive Blindleistungserzeugung wird u. a. von den Maschinen des Pumpspeicherwerkes Säckingen vorgenommen. Aus diesen Gründen wurden die Generatoren mit einem Nennleistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,7$ ausgelegt. Je nach Spannungshöhe auf der Oberspannungsseite und je nach

Wirkbelastung kann dem Netz unter zur Hilfenahme des Transformatorstufenstellers und des Generatorspannungsreglers pro Maschine bis zu 118 Mvar kapazitive und 88 Mvar induktive Blindleistung geliefert werden. Die Generatoren können aber auch als reine Blindleistungsmaschinen im Phasenschieberbetrieb eingesetzt werden.

4. Anordnung und Ausführung der Bauwerke (Fig. 4)

Der reibungslose Ablauf der Arbeiten während der vierjährigen Bau- und Montagezeit stellte eine beachtliche Bau- und Ingenieurleistung dar. Schon im Jahre 1958/59 wurde zur Ermittlung der Beschaffenheit des Felsens ein ca. 2 km langer Sondierstollen in den Bereich der späteren Kaverne vorgetrieben. Der Baubeschluss für die Unterstufe des Hotzenwaldwerkes wurde Ende 1962 gefasst. Nach einer mehrjährigen Grundplanung, die von der Schluchseewerk AG selbst durchgeführt wurde, erhielt die Elektrizitäts AG vorm. W. Lahmeyer & Co., den Auftrag für die Detailplanung und Bauleitung. Die Bauarbeiten wurden von verschiedenen Bauunternehmen und Arbeitsgemeinschaften in mehreren Losen ausgeführt [7].

4.1 Eggbergbecken (Fig. 5)

Unterhalb der Ortschaft Egg auf dem Eggberg wurde eine Geländeform gefunden, die den Bau des Oberbeckens begünstigte. Der im Beckeninnern vorgefundene Untergrund bestand aus anstehendem Buntsandstein und verwittertem Gneis und eignete sich sehr gut für die Dammschüttung. Die Beschaffenheit dieser beiden erdgeschichtlich unterschiedlichen, aber bodenmechanisch ähnlichen Ge-

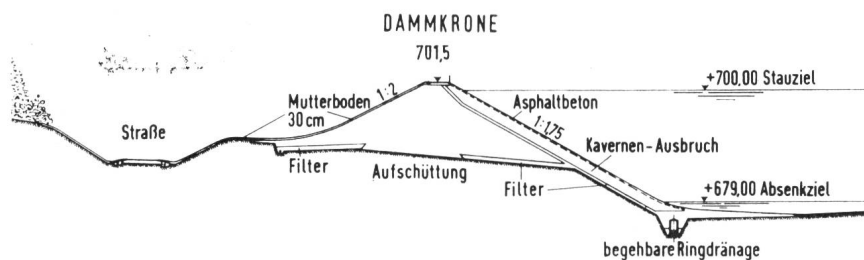


Fig. 5

Dammquerschnitt des Eggbergbeckens

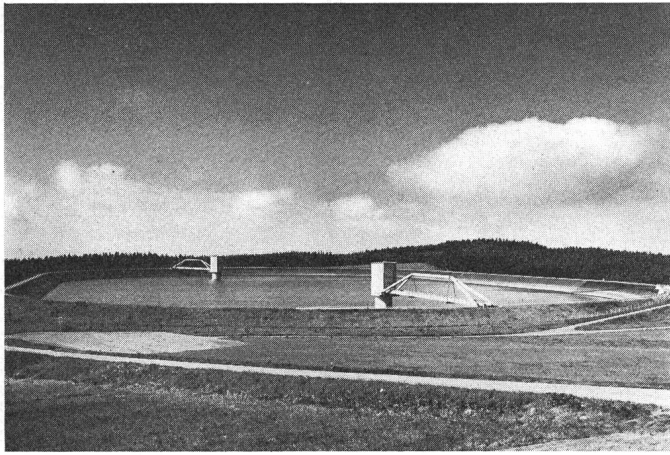


Fig. 6
Eggbergbecken, Einlauftürme, Zugangstege

steine ermöglichte den Massenausgleich durch den wirtschaftlichen Einsatz von Planiermaschinen und Scraper. Nur im Bereich des Druckschachtes mussten einige wenige Sprengungen vorgenommen werden. Der Damm wurde durch 30 Mj schwere Gummiradwalzen verdichtet. Die Überprüfung der Verdichtung mit Setzungs- und Zerrungspegeln vor und nach der ersten Beckenfüllung bestätigten die bodenmechanischen Annahmen.

Die wasserseitige Böschung (Neigung 1:1,75) und die Beckensohle wurden mit Asphaltbeton abgedichtet, nachdem vorher zur Ableitung von Leckwasser mehrere Filterschichten eingebaut wurden. Das Leckwasser kann somit über die Filterschichten zu der begehbaren Ringdrainage fließen. Die Sickerwasserverluste einschliesslich des Bergwassers betragen bei einer gesamten Dichtungsfläche von 13 ha, ca. 0,8...2 l/s. Sie werden ständig mittels eines Thompsonwehres in Abhängigkeit vom Beckenpegelstand in der Sickerwasserkontrollstation registriert. Die luftseitige Böschung mit einer Neigung von 1:2 wurde begrünt und mit Bäumen und Sträuchern bepflanzt, so dass die künstliche Form des Beckens aufgelockert wurde.

Der Umschliessungsdamm hat eine Kronenlänge von 1340 m, der bewirtschaftbare Wasserinhalt des Beckens beträgt bei einer Amplitude von 21 m ca. 2 Mill. m³, die Längsachse von Dammkrone zu Dammkrone 500 m und die Querachse 300 m.

Zwei Einlauftürme (Fig. 6) erheben sich aus dem Wasser des Eggbergbeckens; während sich im südlichen Teil das Ein- und Auslaufbauwerk für den Druckschacht befindet, sind im nördlichen Teil der Einlaufturm für die Beileitungen und die Verbindung zur geplanten Oberstufe Strittmatt. Beiden Bauwerken liegen die gleichen Konstruktionsprinzipien zugrunde, und sie haben eine ähnliche Ausrüstung. Als Revisions- und Montageverschluss dienen Zylinderschützen von 5,4 m ϕ . Die Schächte können mit Fahrkörben, die an Winden aufgehängt sind, befahren werden. Zur Entleerung des 70 m hohen Druckschachtes Nord wird im Bedarfsfalle eine mit 6 kV angetriebene Unterwassertauchpumpe für eine Nennfördermenge von 0,8 m³/s eingebaut.

4.2 Druckschacht und Verteilrohrleitung

Die Kaverne wurde so angeordnet, dass zwischen dem Eggbergbecken und der Kaverne für den Druckschacht die kürzest mögliche Verbindung, nämlich die Senkrechte ge-

schaffen werden konnte. Der Schacht wurde gleichzeitig je zur Hälfte von einem Voreinschnitt im Eggbergbecken abgeteuft und vom Kavernenraum aufgeföhren. Anschliessend wurde der Schacht auf seiner ganzen Länge von 400 m mit 17 mm Baustahl gepanzert. Die Druckschachtpanzerung wurde in Halbschalen angeliefert, auf der Vormontagegestelle zu Rohrschüssen von ca. 2,70 m Länge und 4300 mm lichtigem Durchmesser mit Stirnnähten von Hand zusammengesweisst und schliesslich je drei Rohrschüsse durch Rundnähte mit Schweissautomaten zu einem Montagerohr von 8,0 m Länge zusammengefügt. Die auf der Innenseite korrosionsgeschützten Rohrschüsse wurden vom Krümmer am Fusspunkt des Schachtes nach oben montiert und hinterbetoniert.

Hinter der Panzerung eingebrachte Dränagen sollen verhindern, dass der volle Gebirgswasserdruck auf die Rohrleitung kommt. Im Anschluss an den Krümmer durchquert die Druckleitung die freiliegende Montagekammer und verteilt sich über Abzweigstücke auf die vier Maschinensätze. Das Material der Verteilrohrleitung besteht aus Aldur und variiert in seiner Wanddicke zwischen 17 und 45 mm.

4.3 Schieberkaverne und Absperrorgane

Jedem Maschinensatz ist vor der Aufteilung in die Turbinen- und Pumpenstichleitung in der 148 m langen sog. Schieberkaverne eine Drosselklappe als Notabsperrorgan zugeordnet. Sie ist so bemessen, dass sie bei einem 100 %igen Rohrbruch (max. = 150 m³/s) unterhalb der Einbaustelle mit Sicherheit geschlossen werden kann. Diese Drosselklappen haben eine Nennweite von 2000 mm und sind für

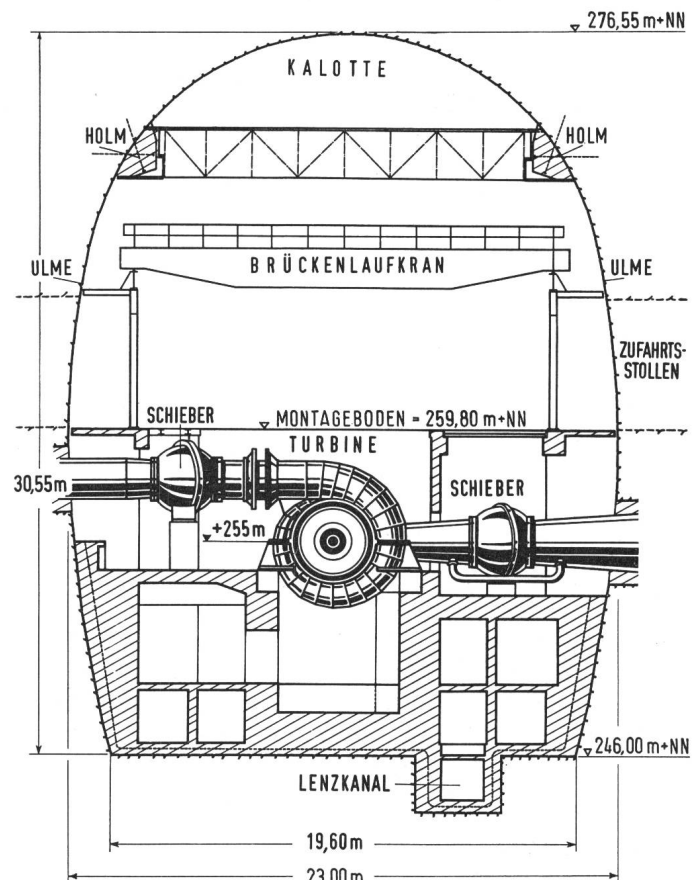


Fig. 7
Maschinenkaverne
Querschnitt in der Turbinenebene

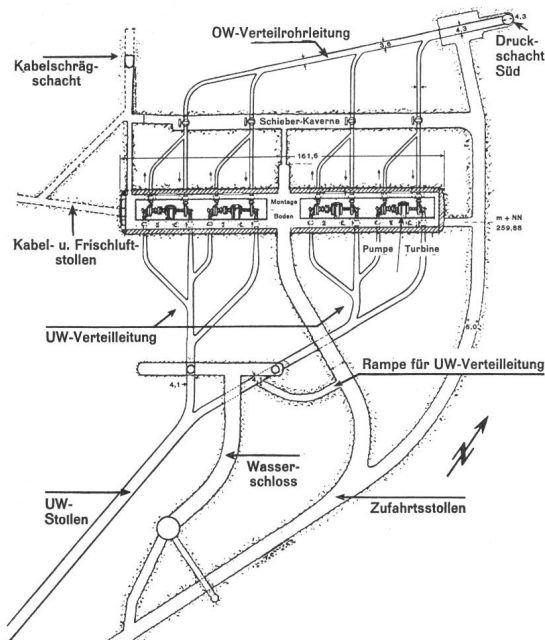


Fig. 8
Lageplan des Kavernenkraftwerkes Säcking
Länge der Maschinenkaverne 160 m

einen Konstruktionsdruck von 564,6 m WS und einen Abpressdruck von 830 m WS ausgelegt. Die Klappenteller sind exzentrisch gelagert, so dass bei ölpneumatischer Anregung der Wasserstrom im Falle eines Rohrbruches mit Hilfe von Schliessgewichten ohne zusätzlichen Antrieb abgesperrt wird. Die Schliesszeit ist so eingestellt, dass in der Verteilrohrleitung kein grösserer Druckanstieg als 120 m WS auftreten kann.

4.4 Maschinenkaverne

Das Kernstück der Unterstufe Säcking ist die 162 m lange, 30,5 m hohe und 23 m breite Maschinenkaverne (Fig. 7). Der eiförmige Querschnitt ist für den Felshohlraumbau sehr gut geeignet [8]. Die Bergkräfte sind so ausgeglichen, dass keine Stützfundamente notwendig waren. Lediglich zur Sicherung wurden verschiedene aufgelockerte Felspartien mit Felsankern und Felsnägeln versehen und die freien Felsoberflächen torkretiert. Ausserdem wurden zur Stützung des Gewölbes Stahlbetonholme in Kavernenlängsrichtung mit 10...15 m langen Vorspannankern für eine Vorspannkraft von 90 Mp bzw. 170 Mp eingebracht. Die Kaverne wurde von dem bestehenden Belüftungstollen in der Kavernenfirste aus in fünf Strossen einschliesslich der Kalotte ausgebrochen. Insgesamt wurden ca. 100 000 m³ Fels ausgebrochen und teilweise über den 1,5 km langen Zufahrtstollen und die 4 km lange Eggbergstrasse zum Eggbergbecken transportiert. Der andere Teil des Ausbruchmaterials wurde am Ende des späteren Kabelschrägschachtes zu Filtermaterial gebrochen und über einen Schrägaufzug zum Eggbergbecken befördert. Im Anschluss an den Ausbruch begann das Betonieren des Pumpensumpfes und des Lenzkanales, danach das Schalen, Bewehren und Betonieren der Maschinenblöcke, der Zwischen- und Endblöcke und des Mittelblockes.

4.5 Unterwasserstollen mit Unterwasserverteilung, Wasserschloss, Verschluss- und Auslaufbauwerk

Die Pumpen- und Turbinenstichleitungen von je zwei Maschinensätzen werden in der unterwasserseitigen Ver-

teilung zu einem Stollen zusammengeführt und erst später nach den Anschlüssen für das Wasserschloss mit dem Sammelstollen der beiden anderen Maschinensätze zum Unterwasserstollen vereinigt (Fig. 8). Der Unterwasserstollen des Kavernenkraftwerkes Säcking wird als Druckstollen betrieben, da bei höchstem Stauziel des Rheinkraftwerkes Säcking Kote 289,28 bis zum Maschinenpodium Kote 255 eine Höhendifferenz von 34,28 m besteht und zusätzlich durch die höchste Aufschwungung des Wasserschlosses Kote 321,71 ein Druck einschliesslich Druckstosszuschlag von ca. 75 m erzeugt wird. Dieser Druck kann von der Betonauskleidung, die zum Teil im Fullround-System aufgebracht wurde, noch aufgenommen werden.

Der 2000 m lange Unterwasserstollen wurde mit einem Tiefpunkt als Pumpensumpf in der Nähe des Auslaufbauwerkes am Rhein und mit einem Hochpunkt in der Nähe der Maschinenkaverne versehen. Diese Anordnung ermöglicht es, die hydraulischen Maschinen, die Revisionsabsperrorgane, die unterwasserseitige Verteilung und das Wasserschloss für eine Revision zu entleeren, ohne dass der ganze Unterwasserstollen leergespumpt werden muss. Mit Hilfe der fest installierten Unterwassertauchpumpen im Pumpensumpf am tiefsten Punkt des Unterwasserstollens, die von der Transformatorstation im Verschlussbauwerk mit Strom versorgt werden, kann die Entleerung vorgenommen werden.

Das Auslaufbauwerk am Rhein wurde im Schutze eines Betonfangedammes vor dem Einstau des Rheinkraftwerkes Säcking erbaut und so angelegt, dass möglichst wenig Treibgut den Rechen des Bauwerkes erreichen kann. Nach der Unterfahrung der Bahnlinie Konstanz-Basel in offener Bauweise wurde zwischen der Bundesstrasse 34 und dem Schienenkörper das Verschlussbauwerk errichtet, das die Rollschütze als Revisionsabsperrorgan, eine 20-kV-Schaltanlage mit einem 20/0,4-kV-Transformator für den Eigenbedarf aufnimmt.

Die Länge des Unterwasserstollens erforderte wegen der auftretenden Druckschwankungen infolge der unterschiedlichen Fahrweise im Pumpen- und Turbinenbetrieb zur Druckentlastung der Stollen ein Wasserschloss in der Nähe der Maschinensätze [9]. Er besteht aus einem Steigschacht von ca. 55 m Höhe und 11,5 m Durchmesser, einer Längskammer mit 90 m und 7,7 m Durchmesser, einer Quer-

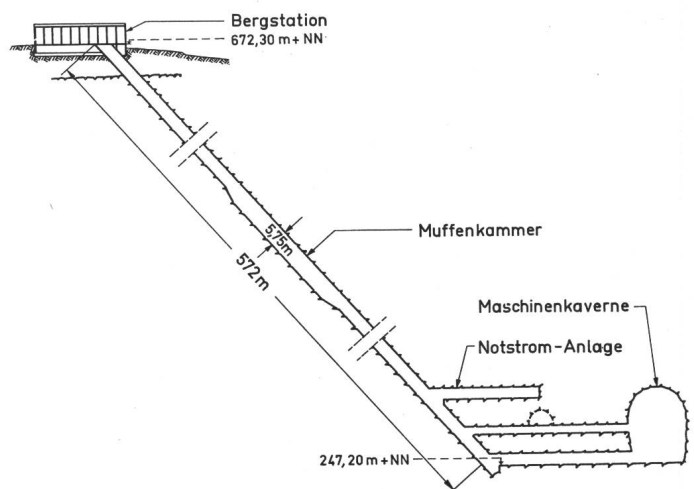


Fig. 9
Kabelschrägschacht mit Bergstation

kammer von 20 m und 6,00 m Durchmesser und zwei Verbindungsschächten, die zu den beiden Sammelstollen der Unterwasserverteilung führen. Bei diesem Bautyp handelt es sich um ein einfaches, ungedrosseltes Schachtwasserschloss mit offener unterer Kammer. Damit das Wasserschloss nicht so gross dimensioniert werden musste, dass alle theoretisch möglichen Beaufschlagungen infolge schwingungsanfacher Impulse durch rhythmische Laständerungen und Lastwechsel im Rahmen der Netzbedürfnisse vom Wasserschloss aufgefangen werden müssen, wurde eine Beaufschlagungsbegrenzungseinrichtung eingesetzt.

4.6 Zufahrtstollen

Ein günstiger Geländesattel am Fusse des Eggberges war für den Anschlag des Zufahrtstollens und den Bau des Betriebsgebäudes mit Werkstatt besonders geeignet. Der Zufahrtstollen hat eine für den Schwertransport von Maschinenteilen zulässige Neigung von 7,5 % und eine Länge von 1,5 km. Der Querschnitt des Zufahrtstollens von 32 m² wurde in der Höhe vom Bahnprofil des Maschinentransformators und in der Seite von den Abmessungen der Pumpenspirale bestimmt. Dieses Profil gestattet auch eine Fahrt mit schweren Lastkraftwagen für den Gegenverkehr. Nur der First wurde im Zufahrtstollen mit Spritzbeton gesichert, während die Wände bruchrau belassen wurden. Ein Leuchtstoffband in der Mitte der Firste, das überlappend sowohl von einer Niederspannungsverteilung im Betriebsgebäude vor dem Stollenportal als auch vom Kaverneneigenbedarf versorgt wird, erhellt den Zufahrtstollen. Bei Ausfall einer Einspeisequelle ist der Zufahrtstollen immer noch alle 180 m auf der ganzen Länge beleuchtet. Der Boden ist betoniert und an der rechten Fahrbahnseite mit einem kombinierten Kanal für Entwässerung und Steuerkabel versehen.

4.7 Schrägschacht

Die wirtschaftlichste Lösung für die Energieableitung erforderte 235-kV-Kabel, die auf kürzestem Wege ins Freie zu einer viersystemigen Freileitung geführt wurden. Dies bedingte einen 570 m langen Kabelschrägschacht mit einem Ausbruchquerschnitt von 17 m² und einer ungewöhnlichen Neigung von 48° gegen die Horizontale (Fig. 9). Damit ist ein Höhenunterschied von 430 m überwunden worden. Der Schacht wurde unter erschwerten baulichen Bedingungen einestils vom Ende des Sondierstollens in der Höhe der Notstromanlage, anderenteils von über Tage abgeteuft. Auf halber Höhe des Schrägschachtes entstand eine 59 m lange und auf 5,75 m aufgeweitete Kammer, die zur Aufnahme der unter Abschnitt 6.3 beschriebenen Sperrmuffen für die 235-kV-Kabel dient. Die vier Systeme 235-kV-Kabel auf der einen Seite sowie die 20- und 6-kV-Eigenbedarfskabel einschliesslich der Fernmelde-, Fernwirk- und Steuerkabel auf der anderen Seite liegen auf Pritschen, die auf Kragauslegern an einer Stahlkonstruktion befestigt sind. In der Mitte des Schachtes fährt ein Schrägaufzug vom Sohlstollen bis zur Bergstation. Vom Fahrkorb des Schrägaufzuges aus können die Kabel kontrolliert werden. Die Winde mit dem Leonard-Umformer ist in der Bergstation untergebracht.

Zum Abführen der 125-kW-Kabelverlustwärme und zum Belüften des Schrägschachtes werden stündlich 25 000 m³

Luft benötigt, die von der Klimazentrale in der Kaverne bereitgestellt werden. Durch eine Lüftersteuerung werden die auftretenden Druckschwankungen im als Kamin wirkenden Schrägschacht ausgeglichen.

5. Anordnung und Ausführung der hydraulischen Maschinen

Um die spezifischen Anlagenkosten pro installierte Kraftwerksleistung zu senken, wird angestrebt, die Leistung pro Maschine zu erhöhen und die Zahl der im Kraftwerk installierten Maschinen zu verringern. Grenzen der Anlagenkostenreduzierung im Pumpspeicherwerksbau sind durch nicht mögliche technische Ausführbarkeit, Transportschwierigkeit und Forderung nach der Fahrweise im Turbinen-Wirkungsgradoptimum gegeben. Untersuchungen der relativen Beaufschlagungsdauerlinie einer Turbine bei der festgelegten Benutzungsdauer ergaben, dass bei Einsatz von vier Maschinensätzen im Pumpspeicherwerk Säckingen die kapitalisierten Verlustkosten infolge zu häufiger Teilbeaufschlagung der Turbine gleich den zusätzlichen Investitionskosten infolge der Kostendifferenz zwischen den Anlagenkosten aus zwei oder vier Maschinensätzen sind. Da auch das Pumpspeicherwerk Säckingen von zwei Gesellschaften benutzt wird, war es sinnvoll, eine gerade Maschinenzahl zu wählen. Mit Rücksicht auf einen möglichst guten Pumpspeicherwirkungsgrad wurden vier konventionelle Maschinensätze in horizontaler Bauweise mit Speicherpumpe, Motor-Generator und Turbine gewählt (Fig. 10).

Eine «Überholkupplung» mit mechanischer Automatik für den Einrückvorgang verbindet bei Synchronlauf und beliebiger Drehzahl die Turbine mit dem Generator. Ein «Anfahrwandler» beschleunigt mit einem hydraulischen Drehmomentwandler den stillstehenden Pumpenrotor bei gefüllter Pumpe auf Nenndrehzahl und synchronisiert die Pumpen- und Generatorwelle zur Übertragung der Lastmomente mit einer Zahnschaltkupplung. Jede Pumpe und Turbine hat als Betriebsabsperrorgan auf der Hoch- und Niederdruckseite einen Kugelschieber. Mit dieser Anordnung kann sowohl die Pumpe wie die Turbine gefüllt bleiben. Durch Wegfall der notwendigen Entleerungszeiten konnten extrem kurze Umschaltzeiten zwischen den verschiedenen Betriebsarten erzielt werden. Die Drehzahl wurde einerseits durch das geforderte Schwungmoment (GD^2) für die zulässige Drehzahl- bzw. Druckerhöhung bei Abschaltungen, andererseits durch die wirtschaftliche Konstruktion des Generators und der hydraulischen Maschine mit 600 U./min bestimmt.

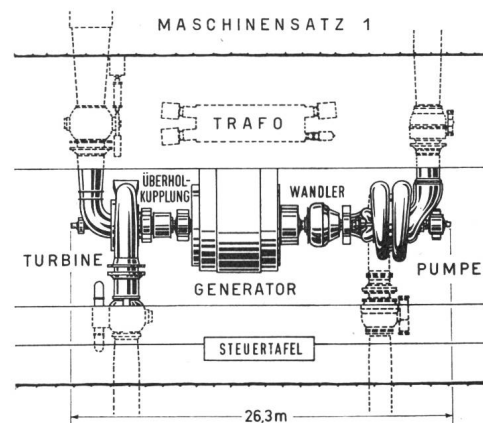


Fig. 10
Grundriss eines Maschinensatzes

5.1 Turbine

Der Auslegung der einflutigen einstufigen Turbinen liegen folgende Konstruktionsdaten zugrunde:

Rohfallhöhe	389,72...413,47 m
Nennfallhöhe	400 m
Nennwasserstrom	24,5 m ³ /s
Nennleistung	120 213 PS
Nennzahl	600 U./min
Durchgangsdrehzahl bei 413,47 m	1015 U./min
Leerlaufwasserstrom	0,075 Q _N

Die Turbinenspirale aus Feinkornstahlblech ist einteilig ausgeführt und mit dem Stützschaufelring aus Stahlguss verschweisst. Das Laufrad aus Chromnickelstahlguss mit angegossenen saugseitigen Labyrinthringen kann nach Wegnahme des Saugkrümmers und saugseitigen Turbinendeckels achsial ausgebaut werden.

Die 24 Leitschaufeln aus Chromnickelstahlguss mit angegossenen Schaufelstielen sind an den vom Arbeitswasser umspülten Flächen hartverchromt. Zur Stabilisierung des infolge Rotation der Strömung am Radaustritt auftretenden Wirbels und zur Vermeidung von Druckschwankungen, verbunden mit Geräuschen und Erschütterungen im Saugrohr, wird im Teil- und Überlastbetrieb durch die hohlgebohrten Kuppelbolzen dem Laufrad Luft zugeführt. Das generatorseitige Führungs- und Drucklager stützt sich über eine Konsole auf den Turbinendeckel ab und leitet die Spurlagerkräfte nicht in das Fundament, sondern über den Stützschaufelring in die Turbine ein.

Der mechanische Turbinenregler ist so ausgelegt, dass er im Normalbetrieb die Netzstabilität unterstützt und während des Betriebs mit der Leistungsfrequenzregelung und im Inselbetrieb arbeiten kann. Das Steuerwerk mit mechanischem Fliehkraftpendel wird von einem Synchronmotor angetrieben, der über eine elektrische Welle von einem am freien Turbinenwellenende angeordneten Permanentmagnetgenerator drehzahlgerecht angetrieben wird.

Der hochdruckseitige Kugelschieber dient als Betriebsabsperrorgan und wird im Normalfall bei Druckausgleich betätigt, ist jedoch so bemessen, dass er im Gefahrenfall als Schnellschlussorgan bei dem 2fachen Nennwasserstrom geschlossen werden kann. Der saugseitige Turbinenkugelschieber hat im Normalfall die Funktion eines Revisionsabsperrorganes d. h. er wird nur zum Zwecke einer Turbinen- oder Unterwasserstollenrevision bei Druckausgleich geschlossen; er ist jedoch auch als Notabsperrorgan konstruiert, so dass er im Katastrophenfall, bei Rohrbruch, unter allen Umständen die Verbindung zum Unterwasserbecken absperren kann. Das Öffnen und Schliessen des druckseitigen Kugelschiebers erfolgt mittels Drucköl, während der saugseitige Kugelschieber nur mittels Drucköl geöffnet und durch einen Fallgewichtsantrieb geschlossen wird.

5.2 Pumpe

Die einflutige zweistufige Pumpe wurde nach folgenden Konstruktionsdaten dimensioniert:

Geodätische Förderhöhe	389,72...413,47 m
Nennförderhöhe	408 m
Nennförderstrom	16,15 m ³ /s
Nennleistungsbedarf	96 000 PS
Rücklaufdrehzahl bei 413,47 m	800 U./min
Maximal hydraulischer Achsschub	50 t

Erstmalig wurde in Deutschland die Pumpe für diese Leistung in der Anordnung «Back to Back» ausgeführt. Das

dem Laufrad zur ersten Stufe zufließende Wasser wird in ein Spiralgehäuse gefördert, von dort durch eine Umgehungsleitung dem Laufrad der zweiten Stufe zugeführt und in das zweite Spiralgehäuse mit anschliessender Druckrohrleitung gepumpt. Der Vorteil der Laufradanordnung «Rücken an Rücken» ist durch den weitgehenden hydraulischen Achsschubausgleich, der sich bei gleichmässiger Abnutzung der Spalte nicht ändert, begründet. Gegenüber der konventionellen zweistufigen Pumpe wurde ein besserer Wirkungsgrad (91,8%) garantiert und erreicht.

Das Pumpengehäuse mit den beiden Spiralen, dem Traversenring und der Stufentrennwand wurde einteilig aus alterungsbeständigem Feinkornstahlblech hergestellt. Die beiden Laufräder bestehen aus 13 %igem gut schweisbarem Chromstahlguss mit angegossenen Spaltringen.

Die zur Aufnahme des Wandlerkupplungsgestänges hohlgebohrte Pumpenwelle ist so bemessen, dass sie in allen Betriebszuständen unterkritisch läuft. Auch die Pumpe kann auf der Saug- und Druckseite wie die Turbine durch Kugelschieber abgesperrt werden.

Zwischen den Pumpen- und Turbinenspiralengehäusen sowie Hochdruckkugelschiebern sind Druckausgleichstücke eingebaut, die den Achsschub der Wassermassen auf die Spiralgehäuse hydraulisch kompensieren. Ähnliche Druckausgleichstücke sind zwischen den Pumpen- und Turbinensaugkrümmern und den Niederdruckkugelschiebern eingebaut, um eine achsiale Verschiebung infolge Temperaturschwankungen und Bergdruck zuzulassen.

5.3 Kupplungen

Erstmalig im Pumpspeicherwerk Säckingen wurde zwischen Turbine und Generator eine Überholkupplung (Typ Sinclair) eingebaut. Sie gestattet das automatische Ankuppeln der Turbine an den Generator bei beliebiger Drehzahl ohne besondere Synchronisiermassnahmen. Bei Aufhebung des Sperröldruckes und bei negativem Turbinendrehmoment kuppelt die Überholkupplung selbsttätig aus. Der Kupplungsvorgang geschieht mit Hilfe einer Relaiskupplung, die durch fliehkraftgesteuerte Klinkenverzahnungssätze gesteuert wird.

Diese Kupplung ermöglicht sehr schnelle Betriebsartenwechsel, da die üblichen Entleerungszeiten wegfallen. Ausserdem wird der Wirkungsgrad im Phasenschieber und Pumpbetrieb durch den Wegfall der Turbinenlaufradverluste verbessert.

Zwischen Pumpe und Generator befindet sich eine hydromechanische Kupplung. Sie besteht in den Hauptteilen aus einem hydraulischen Drehmomentwandler, dem die Beschleunigung des stillstehenden Pumpenrotors bei gefüllter Pumpe auf Synchrondrehzahl obliegt, und der mechanischen Zahnkupplung, die nach der Synchronisation das Lastmoment überträgt. Im Turbinen- und Phasenschieberbetrieb bleibt die Pumpe gefüllt und abgekuppelt.

5.4 Hilfseinrichtungen

Die Schieberölversorgung sämtlicher saug- und druckseitigen Pumpen- und Turbinenkugelschieber erfolgt über eine jedem Maschinensatz zugeordnete Druckölerzeugungsanlage. Die Haupt- und Reservedruckölpumpen, die beide elektrisch angetrieben werden, speisen in einen Ölbehälter mit vorgeschaltetem Windkessel. Dieser Windkessel ist in seiner Grösse so dimensioniert, dass das Volumen für 2½ Doppelhöhe den zu versorgenden Kugelschieberservomotoren ent-

nommen werden kann, ohne dass die Ölpumpe einspeisen muss.

Die *Lagerölversorgung* ist ebenfalls blockgebunden und ist für die sechs Lager des Maschinensatzes ausgelegt. Der Ölumlaufl wird von einer elektrisch angetriebenen Pumpe, die unmittelbar auf dem Lagerölbehälter steht, aufrechterhalten. Fällt diese aus, so geht automatisch druckabhängig die von einer Freistrahlturbine angetriebene Reserve-Ölpumpe in Betrieb. Ein Pufferwindkessel, der ständig mit der Ölförderleitung verbunden ist, übernimmt die Lagerölversorgung innerhalb 20 s nach Anfahren der Reserveölpumpe.

Die *Reglerölversorgung* besteht wie die Lagerölversorgung aus einer elektrisch angetriebenen Ölpumpe und bei deren Ausfall aus einer durch eine Freistrahlturbine angetriebene Notölpumpe, die das Regleröl vom Ölbehälter in den Zwischenwindkessel pumpt. Der Windkessel ist so ausgelegt, dass ihm ein Ölvolumen entsprechend fünf Einzelhuben des Leitradervomotors entnommen werden kann, ohne den kleinstzulässigen Öldruck zu erreichen. Das Regleröl wird auch für die selbständige Steuerung von Schaltfolgen eingesetzt, die aufgrund eines einmal gegebenen elektrischen Befehles immer in der gleichen Reihenfolge ablaufen.

Das *Kühlwasser* wird aus den Saugschläuchen der Pumpen 2 und 4 entnommen, für je zwei Maschinen durch den vorgeschalteten rotierenden Düsenfilter und den doppelt beaufschlagten Kiesfilter gereinigt und den Kühlern für das Lageröl, Regleröl, die Stabilisationsluftkompressoren, Generatoren, Maschinentransformatoren und Klimaanlage zugeführt. Bei einer max. Kühlereintrittstemperatur von 25 °C und einer zulässigen geregelten Kühleraustrittstemperatur von 35 °C entfallen auf ein Kühlsystem ca. 140 l/s. Da die Druckhöhe zwischen dem tiefsten Betriebswasserspiegel und den Verbrauchern nicht voll benötigt wird, wurde am Endblock der Maschinenkaverne ein Hochbehälter eingebaut, aus dem das Kühlwasser mit zwei Rückförpumpen in das Unterwasser gefördert wird.

Da im Unterwasserschloss beachtliche Spiegelschwankungen auftreten können, war nicht die Gewähr gegeben, dass das zur Verfügung stehende natürliche Gefälle für den erforderlichen Kühlwasserdurchsatz in jedem möglichen Betriebszustand ausreichend ist. Es war damit die Installation von Druckerhöhungspumpen erforderlich, die in Abhängigkeit vom Wasserstand im Unterwasserschloss automatisch zu- und abgeschaltet werden. Um Druckstöße im System der Kühlwasseraufbereitungsanlage und der Wärmeaustauscher in zulässigen Grenzen zu halten und möglichst kontinuierlichen Durchsatz zu erreichen, wurden Elektromotor und Druckerhöhungspumpe mittels einer Turbokupplung verbunden.

Der *Lenzwasseranfall* ergibt sich aus der Entleerung der hydraulischen Wandler bei Betriebswechsel, den Stopfbuchdichtungen der Turbinen und Pumpen, dem Kühlwasser der Maschinentransformatoren, dem Spülwasser der Düsenfilter, dem Rückspülwasser der Kiesfilter und dem Bergwasserandrang zu max. 160 l/s. Es wurden vier Tauchmotorpumpen für eine Nennfördermenge von 360 m³/h installiert, wobei zwei dieser Pumpen als «Betriebslenzpumpen» und zwei als «Notlenzpumpen» eingesetzt wurden. Letztere werden automatisch zugeschaltet, wenn die Betriebslenzpumpen durch Schaden oder Störung ausfallen oder wenn der Wasserandrang so gross sein sollte, dass er von den Betriebslenz-

pumpen allein nicht bewältigt werden kann. Das Lenzwasser wird von der Pumpenkammer im tiefsten Punkt der Kaverne in den Unterwasserstollen gepumpt, wobei die Lenzpumpen gegen den unterschiedlichen Druck im Unterwasserstollen je nach Wasserstand des Wasserschlosses fördern müssen.

Die *Klimaanlage* der Maschinenkaverne muss für einen ausreichenden Frischluftwechsel, die Einhaltung bestimmter Temperaturwerte, die Entfeuchtung der Luft (max. 60%) und die Belüftung der Stollen sorgen. Die durch den 1500 m langen Kabel- und Frischluftstollen zufließende Aussenluftmenge für die Kaverne ist aufgrund des Luftwechsels im Maschinsaal und Zufahrtstollen mit 33 000 m³/h ermittelt worden. Die erwähnten 25 000 m³/h Aussenluft für die Belüftung des Schrägschachtes und der Bergstation müssen zusätzlich von der Klimaanlage verarbeitet werden. Neben der zur Verbesserung der Luft dienenden Aussenluft werden zur Abführung des Wärmeeinfall in der Kaverne von ca. 725 kW bei einer max. Temperaturspreizung von $t = 14$ °C ca. 150 000 m³/h Luft umgewälzt und auf die einzelnen Räume verteilt. Die benötigte Luftmenge wird in zwei analog angeordneten Klimazentralen aufbereitet, in dem die von einem Achsial-Ventilator angesaugte, gefilterte Aussenluft mit der ebenfalls gefilterten Umluft gemischt, durch entsprechende Wärmeaustauscher (Kühler und Erhitzer) nachbehandelt und mittels Achsial-Ventilatoren in die Betonverteilerkanäle gefördert wird. Für Aufenthalts-, Relais- und Fernwirkräume wird die Umluft mit zusätzlichen Klimageräten aufbereitet. Die Felstemperatur in der Kaverne beträgt im Sommer wie im Winter konstant 18 °C.

Für die Beförderung der elektrischen und mechanischen Ausrüstungen in der Maschinenkaverne wurden zwei *Brückenlaufkräne* von je 100 t Tragkraft und 17,7 m Spannweite, die zusätzlich mit 10 t Hilfskatzen ausgerüstet sind, auf einer gemeinsamen Kranbahn in Stahlkonstruktion installiert. Um ein exaktes Einfahren der angehängten Lasten zu gewährleisten, wurde der Antrieb des Hubwerkes mit einem Haupt- und Feingangverschiebeankeromotor, die auf kombinierte Rutschkupplungsbremsen wirken, versehen. Die schweren Lasten können im Feingang bis zu 0,1 m/min gesenkt werden. Die beiden Kräne können gekoppelt und von einer Krankabine aus gesteuert werden.

6. Elektrische Maschinen und Einrichtungen

6.1 Generatoren

Je zwei Synchronmaschinen, die als Motor-Generator arbeiten (Fig. 11), wurden für das Pumpspeicherwerk Säckingen geliefert [10]. Die Hauptauslegungsdaten sind:

Generatorbetrieb

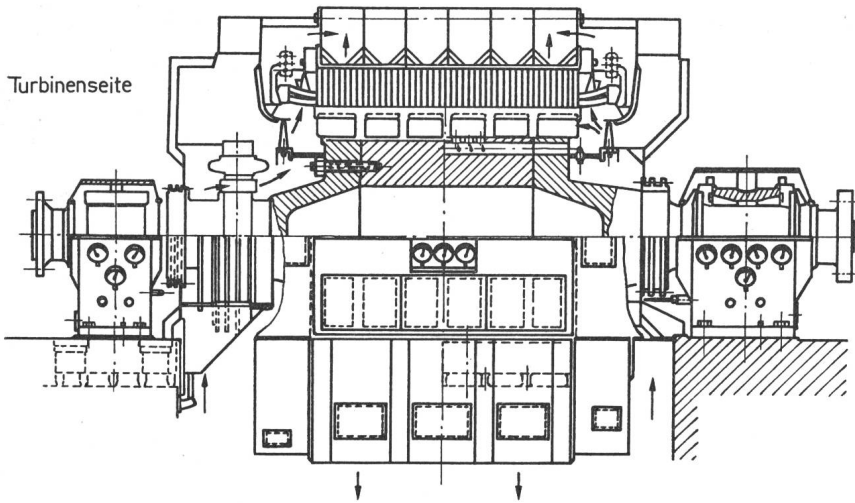
Nennscheinleistung	118 000 kVA
Nennwirkleistung	82 600 kW
Nennleistungsfaktor, $\cos \varphi$	0,7
Nennspannung	15 750 V
Spannungsregelbereich	± 5 %
Nennstrom	4325 A
Nennfrequenz	50 Hz
Nennzahl	600 U./min
Durchgangsdrehzahl	1015 U./min
Leerlaufkurzschlussverhältnis	$I_{k0}/I_{kn} = 0,9$
Schwungmoment GD^2	620 bzw. 720 tm ²

Motorbetrieb

Nennwirkleistung	70 700 kW
Nennleistungsfaktor, $\cos \varphi$	0,8 ü ²⁾ ...1,0...0,8 u ³⁾
Nennstrom	3290...2630...3290 A

²⁾ ü = übererregt; ³⁾ u = untererregt.

Fig. 11
Schnitt durch einen Motorgenerator



Übererregter Phasenschieberbetrieb

Nennscheinleistung 118 000 kVA
Nennleistungsfaktor, $\cos \varphi$ 0 ü

Untererregter Phasenschieberbetrieb

Nennscheinleistung 88 000 kVA
Nennleistungsfaktor, $\cos \varphi$ 0 u

Der Stator ist zweiteilig als stabile Stahlblechschweißkonstruktion ausgebildet und dient als Träger der Blechpakete aus 0,5 mm dicken Dynamoblechen mit einer Verlustziffer von $V_{10} = 1,1$ W/kg bzw. $V_{15} = 2,6$ W/kg. Die Einzelbleche sind nach dem Stanzen mit Speziallack beidseitig isoliert und zu einem Blechpaket aus halbüberlappten Segmenten geschichtet. Zur besseren Kühlung ist das Blechpaket in Teilpakete unterteilt, die durch antimagnetische Distanzstege im Abstand von 10 mm gehalten werden. Der Druck, der erforderlich ist, um das Paket so unter Druck zu halten, dass Vibrationen der Bleche und damit unzulässige Geräusche vermieden werden, wird durch kräftige Schraubenbolzen erreicht. Unmagnetische Druckfinger, die mit den vielfach unterteilten Pressplatten verschweisst sind, übertragen die Pressung auf das Paket und auf die Zähne desselben. Der Gehäusemantel und die Verschalung wurden an ihrer Innenseite mit Schaumstoff ausgekleidet. Dadurch wurde das max. zulässige Geräusch von 80 phon nicht überschritten.

Die Ständerwicklung ist als Zweischicht-Roebelstabwicklung ausgeführt und hat je Phase zwei parallele Stromkreise. Die Isolation entspricht der Isolierstoffklasse B und besteht aus einem kontinuierlich über Eisen- und Wickelkopflänge aufgetragenen thermoplastischen Kunstharz. Die Wickelköpfe sind so abgestützt, dass sie den dynamischen Beanspruchungen beim Zuschalten des Generators auf das Netz bei Phasenopposition standhalten.

Die Wicklungsenden sind an neun Klemmen herausgeführt, und zwar pro Phase zwei getrennte Klemmen auf der Sternpunktseite sowie eine gemeinsame Klemme auf der Hochspannungsseite. Bis zu dieser gemeinsamen Klemme sind die parallelen Stromkreise getrennt isoliert geführt.

Die Stromwandler der Nullpunkt-klemmen wie auch die Spannungswandler der Generatorschutz-einrichtung sind in getrennten Räumen neben der Generator-grube untergebracht.

Das Polrad besteht aus einem geschmiedeten Kranzring aus Stahl mit einer Streckgrenze von 45 kp/mm² und den beiden Wellenenden, die mit kräftigen Schraubenbolzen (Klaffsicherheit 3,1 bzw. 7) und Muttern angeflanscht sind.

Zusätzlich wurde in den Teil-fugen zwischen Kranzring und Flanschen eine Anzahl von radialen Stiften eingepasst, um die zentrische Lage der Teile zu fixieren und das Drehmoment zu übertragen. Die Pole der Generatoren mit Vollpolen besitzen Dämpfer-ringe aus Hartkupfer, die in einzelne Segmente unterteilt an der Stirnseite der Polschuhe eingehängt und in den Pollücken mittels flexibler Kupferlaschen verbunden sind. Die Generatoren mit lamellierten Polen sind mit Dämpferwicklungen ausgerüstet, die aus Rundkupferstäben bestehen, die in entsprechende Löcher der Polschütze eingezogen und an den Polstirnflächen mit Flachkupferbügeln hart verlötet sind.

Für die Belüftung der Maschinen sind zwei einteilige Achsiallüfter mit verstellbaren Lüfterschau-feln angebaut. Die erwärmte Luft wird über Kreislaufkühler mit elliptischen Rippenrohren gekühlt.

Die beiden Generatorlager sind durch eine doppelte Isolationsschicht zwischen Lagerfuss und Lagerfussplatte gegen Lagerströme isoliert.

Die *Generatorableitung* aus vier parallelen 120×10-mm-Cu-Schienen pro Phase ist nur ca. 6 m lang. In den Zug der Ableitung sind ein dreipoliger Bremskurzschliesser für 6000 A Nennstrom zum elektrischen Bremsen des Generators, ein Abgang zum Anschluss an die Messwandler und die Schienen-Aufsteck-Durchführungstromwandler für den Differentialschutz und den Spannungsregler eingebaut.

Ein *Drehstrom-Synchron-Wellengenerator*, der in der Hauptmaschine angebracht ist, versorgt den Erregerum-former und gleichzeitig den blockgebundenen Eigenbedarf. Seine Hauptdaten sind:

Nennleistung	1600 kVA
Nennleistungsfaktor, $\cos \varphi$	0,6 bzw. 0,7
Nennspannung	400 V
Nennstrom	2310 A
Leerlaufkurzschlussverhältnis I_{k0}/I_{kn}	$= 1,54$ bzw. $0,79$

Das Gehäuse ist drei- bzw. zweiteilig als Schweißkonstruktion ausgeführt und ruht innerhalb der Maschinenverschalung auf einer Doppelkonsole, die an der turbinenseitigen Lagersohlplatte angeflanscht ist. Der oberste Teil des Gehäuses kann leicht abgeschraubt und achsial verschoben werden, um einen Polausbau der Hauptmaschine zu ermöglichen bzw. um die Spulenverbindungen der Statorwicklung an der Teil-fuge lösen zu können.

Der Wellengenerator ist mit einer Compound-Erregung ausgerüstet, die den zur Auferregung notwendigen Polradstrom zunächst einer Batterie entnimmt und mit steigender Wellengeneratorspannung von dem Transduktor versorgt wird.

Die Erregung der Hauptmaschine geschieht über die Gleichstrommaschine des Erregerumformersatzes, dessen Asynchronmotor seine Speisespannung im Normalfall vom zugeordneten Wellengenerator, im Ausnahmefall (elektri-

ches Bremsen) jedoch vom Eigenbedarfsnetz erhält. Die beiden Feldwicklungen des Hauptreggers werden mit Transistorreglern und Transduktorverstärkern in Gegentaktschaltung gesteuert. Der Spannungsregler ist zusätzlich mit einer Statorstrom- und Polradwinkelbegrenzungseinrichtung ausgerüstet.

6.2 Maschinentransformator

Jedem Generator ist ein Blocktransformator zugeordnet. Seine technischen Daten sind:

Nennleistung	125 000 kVA
Nennleerlauf-Über- setzungsverhältnis	$235 \pm 16,07\%$ in 25 (± 12) Stufen/15,75 kV
Nennfrequenz	50 Hz
Schaltgruppe	Yd 5
Stufenspannung	$3,15/\sqrt{3}$ kV
Nennkurzschlußspannung, bezogen auf Stufenschalter- mittelstellung	13 % ($\pm 10\%$)
Transportgewicht	180 t

Der Kern ist als Rahmenkern mit kornorientierten, phosphatierten 0,3 mm starken Blechen ausgeführt. Beide Wicklungen bestehen aus Scheibenspulen, wobei jeweils zwei oder mehr Leiter parallel gewickelt wurden. Der Wähler des Stufenschalters befindet sich im Hauptöl des Kessels, während sich der Lastumschalter, als Sprungschalter ausgebildet, in einer eigenen Ölkammer befindet.

Die drei Phasen der Oberspannungsseite sind über Kabelendverschlüsse mit Einheitschutztrichtern ausgeführt. Für den überspannungsseitigen Nullpunkt M_p wurde eine Freiluft-Porzellandurchführung vorgesehen, wobei der Sternpunkt je nach Betriebsweise direkt oder über einen Überspannungsableiter geerdet ist.

6.3 Energieableitung [11]

Die erzeugte bzw. bezogene Energie jedes Maschinensatzes wird über 235-kV-Einleiterölkabel (Fig. 12) von den Blocktransformatoren in der Kaverne bis zur Kabelfreileitungsübergabestation am Ende des im Abschnitt 4.7 beschriebenen Kabelschrägschachtes geführt. Die Überwindung des Höhenunterschiedes von 430 m mittels Ölkabeln stellte an die Konstruktion und Montage weniger elektrische als mechanische und fertigungstechnische Probleme. Der infolge der Höhendifferenz auftretende statische Druck von 40 atü wurde durch den Einbau von Sperrmuffen auf halber Höhe des Schrägschachtes auf 20 atü reduziert. Dadurch konnte die Druckarmierung einfacher und flexibler gestaltet werden. Über dem 3,1 mm dicken Bleimantel liegen eine Längsarmierung aus 27 mit langem Schlag aufgebrauchten, unmagnetischen Bändern ($7 \times 0,4$ mm) und eine im Gegenschlag aufgebrauchte Querarmierung aus 2 Bändern, ebenfalls aus unmagnetischem Werkstoff ($25 \times 0,4$ mm bzw. $25 \times 0,5$ mm). Das Kabel hat einen Cu-Hohlseilquerschnitt von 300 mm^2 und einen Aussendurchmesser von ca. 85 mm. Die schwierige Verlegung der Kabel im 48° steilen Schrägschacht wurde von der Bergstation durch Herablassen an einem Trageseil vorgenommen.

Die Sperrmuffen bestehen im Prinzip aus zwei konventionellen Endverschlüssen, die Ende an Ende zusammenge-

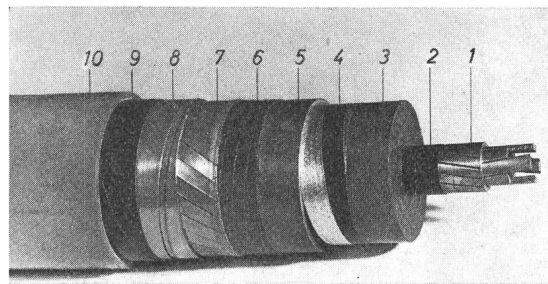


Fig. 12

Ansicht und Querschnitt des 235-kV-Einleiterölkabels

1 Profil-Hohlleiter; 2 Leiterglättung; 3 Isolierung; 4 Abschirmung; 5 Bleimantel; 6 Polster; 7 Längsarmierung; 8 Querarmierung; 9 Korrosionsschutz; 10 PVC-Mantel

schlossen und im gemeinsamen Muffengehäuse unter Öldruck gehalten sind.

Bei der Bergstation stehen die Kabelfreiluftendverschlüsse mit Ölausdehnungsgefäßen und Überspannungsableitern für die vier Leistungskabelsysteme. Von hier aus wird die Energie über eine 4systemige 220-kV-Freileitung zur ca. 2,5 km entfernten 220/380-kV-Unterwerk Kühmoos transportiert, wo die jeder Maschine zugeordneten Leistungsschalter stehen. In die Freiluftanlage Kühmoos werden auch die Kraftwerke Hornberg und Strittmatt ihre Energie einspeisen; sie stellt den Leistungsübergabepunkt an die Partner RWE und Badenwerk dar.

6.4 Die Erdungsanlage

Die Kraftwerkterdungsanlage, die unter der Sohle und dem Damm des Eggbergbeckens installiert ist, und die Erdungsanlage des 220/380-kV-Unterwerkes Kühmoos, die aus grobmaschigem Grunderdernetz und feinmaschigem Oberflächenerdernetz besteht, wurden miteinander verbunden, so dass flächenmässig eine der grössten Erdungsanlagen Europas entstand. Sie hat gleichzeitig mehrere Bedingungen zu erfüllen:

- Ableitung von Erdkurzschlußströmen aus der Kaverne;
- Begrenzung von Potentialanhebungen;
- Schutz der Fernmeldekabel gegen induktive und Ohmsche Beeinflussung;
- Schutz der Nachrichtenanlage gegen atmosphärische Entladung.

Im Bereich der Kaverne wurde nur eine örtliche Potentialsteuerung durch Verbinden sämtlicher metallischen Leiter einschliesslich der Fundamentarmierungen aufgebaut, während der gesamte Erdkurzschlußstrom max. 30 kA über mehrere Kupferseile und den gepanzerten Druckschacht zur Erdungsanlage abgeleitet werden musste. Der Erdausbreitungswiderstand wurde zu $R_E = 0,17 \Omega$ ermittelt, so dass mit einer max. Potentialanhebung am Kurzschlussort von ca. 2,4 kV zu rechnen ist. Diese kurzzeitige Potentialanhebung musste so abgebaut werden, dass nach VDE 0141 keine unzulässig hohen Schritt- und Berührungsspannungen auftreten.

Die im Bereich der Erdungsanlage verlegten Fernmeldekabel sind durch den Zusammenschluss der beiden Erdungsanlagen wesentlich geringeren Potentialdifferenzen bei Erdkurzschlüssen ausgesetzt. Das relativ dichte Erdungsnetz und die längs der Kabeltrassen mitverlegten Erdseile bieten einen guten Schutz vor den im südlichen Schwarzwald häufig auf-

tretenden atmosphärischen Entladungen. Zusätzlich wurde zum Schutz der Kabel vor atmosphärischen Entladungen jedes Aderpaar mit an die Spannungsfestigkeit der Kabel angepassten Übertrager und Überspannungsableiter eingesetzt.

Da sich in der Nähe des Zufahrtstollenportals ein Schwimmbad und dicht bewohntes Gebiet befinden, war es aus Sicherheitsgründen zweckmässig, in sämtliche Leitungen des Zufahrtstollens Trennstellen einzubauen, die verhindern sollen, dass im starkstromanlagenbedingten Fehlerfall Erdstromanteile nach aussen zum Betriebsgebäude abgeführt werden.

6.5 Maschinensteuerung und -automatik [12]

Für die Bedienung der Maschinensätze des Pumpspeicherwerkes Säckingen wurde ein dezentrales Steuerungssystem in folgenden Stufen gewählt:

Programmsteuerung

- a) Automatische Steuerung, vom Lastverteiler in Kühmoos über die Fernwirkanlage angeregt;
- b) Automatische Steuerung, angeregt durch den Betriebszustandsbefehl an der Maschinenhaustafel in der Kaverne.

Einzelsteuerung

- a) Elektrische Handsteuerung an der Maschinenhaustafel als zentrale Steuerstelle;
- b) Ölpneumatische Steuerung vor Ort am Maschinensatz.

Maschinenschutz

- a) Übergeordnete und unabhängig von der Maschinenautomatik wirkende Überwachungseinrichtung.

Das Pumpspeicherwerk Säckingen hat zur Bedienung der Maschinensätze keine Maschinenwarte. Der Einsatzbefehl und die Belastung der Maschinensätze in Wirk- und Blindleistung werden im Normalfall vom Lastverteiler im Wartengebäude Kühmoos gegeben, der neben dem Kavernenkraftwerk Säckingen auch die bestehende Kraftwerkgruppe Schluchsee und die in Planung befindlichen Kraftwerke Hornberg und Strittmatt einsetzt. (Ausserdem obliegen dem Lastverteiler die Energieverrechnung und die Becken- und Rheinstauraumbewirtschaftung.)

Bei der Stellung «Nahbetrieb» des Ortstellenwahlschalters kann der Maschinist in der Kaverne den Maschinensatz bedienen. Der Steuerungswahlschalter an der Maschinenhaustafel ermöglicht eine Umschaltung vom Automatikbetrieb in den Handbetrieb. In diesem Fall werden die einzelnen Programmkriterien durch direkte elektrische Handsteuerung zu- und abgeschaltet. Als unterste Stufen können im Notfall und bei Inbetriebnahmeversuchen die einzelnen hydraulischen Aggregate ölpneumatisch durch Betätigung der Druckluftantriebe an Turbinen- und Pumpenvorsteuerungsschrank eingesetzt werden.

Unabhängig von der Programm- und Einzelsteuerung wirken die elektrischen und mechanischen Schutzeinrichtungen. Der automatische Einsatz der Maschinen des Pumpspeicherwerkes Säckingen erfolgt über eine elektronische, volltransistorisierte Programmsteuerung, die verschiedene in konventioneller Technik ausgeführte Unterautomatiken für die Hilfsbetriebe ansteuert. Neben den An- und Abstellprogrammen aus jedem beliebigen Betriebszustand (ausgenommen «Not — Aus» und «Blockierung») sind zusätzliche Programme für Selbstüberwachung, Rückschübe, Signalisierung und bei Ge-

fahr für die Anregung der konventionellen «Not — Aus»-Steuerung vorhanden. Durch Parallelprogramme können die Einsatzzeiten noch weiter verkürzt werden.

6.6 Eigenbedarf

In die Planung der Eigenbedarfsversorgung für das Pumpspeicherwerk Säckingen wurden die Belange der 220/380-kV-Schaltanlage Kühmoos und der Kraftwerke Hornberg und Strittmatt einbezogen. In der 110-kV-Schaltanlage des Rheinkraftwerkes Säckingen wurden zwei Transformatorfelder von 110 kV mit 10-MVA-, 110/20-kV-Transformatoren vorgesehen, die die erste Eigenbedarfseinspeisestelle für das gesamte Hotzenwaldwerk darstellen. Ein System des vom Rheinkraftwerk Säckingen abgehenden 20-kV-Einleiter-Haftmassekabels wird über die neunfeldrige 20-kV-Doppelsammelschienenanlage «Betriebsgebäude» Säckingen geschleift, während das andere Kabelsystem in die dreifeldrige 20-kV-Einfachsammelschienenanlage «Bergstation» einspeist. Beide Systeme sind bis zur 20-kV-Schaltanlage Kühmoos weiterverlegt. Von den 20-kV-Stationen «Betriebsgebäude» und «Bergstation» wird die 6-kV-Doppelsammelschienenanlage «Mittelblock» über je einen 2,5-MVA-, 20/6-kV-Regeltransformator eingespeist. Von hier aus wird der benötigte Eigenbedarf über vier 6/0,4-kV-Transformatoren auf die Niederspannungsanlage der beiden «Maschinenhauptverteilungen», der «Allgemeinen Eigenbedarfsanlage» und der «Klimaanlage» verteilt.

Die zweite Eigenbedarfseinspeisung erfolgt von den in Abschnitt 6.1 erwähnten Wellengeneratoren (jedoch nur für den blockgebundenen Eigenbedarf), die über Umschaltautomatiken mit den Maschinenunterverteilungen verbunden sind.

Für den Fall eines Wassereintrages in die Kaverne steht für die Versorgung der Notleitzpumpen und des Schrägaufzuges die gesicherte, unabhängige Spannungsquelle des in der Bergstation installierten 950-kVA-, 6-kV-Notstromdieselaggregates zur Verfügung. Natürlich kann durch Sonderschaltung in den Eigenbedarfsanlagen jeder beliebige andere Verbraucher von dem Notstromaggregat versorgt werden.

Die 20-kV-Spannung wird von der Eigenbedarfstafel in der Netzwanne der 220/380-kV-Schaltanlage Kühmoos gesteuert und überwacht, während die 6-kV- und 0,4-kV-Spannung vom Personal in der Kaverne Säckingen bedient wird.

Sämtliche konventionellen Steuer-, Mess-, Schutz- und Überwachungseinrichtungen werden mit 110 V Gleichstrom gespeist, der von zwei getrennten Batterien mit Stamm- und Zusatzzellen und zwei unabhängig voneinander arbeitenden Gleichrichterkombinationen erzeugt wird.

Die elektronischen Verbraucher, wie Fernwirkanlagen, Maschinenautomatiken, Datenerfassungsanlage sowie die Notbeleuchtung der Kaverne sind an die 380/220 V gesicherte Wechselspannung angeschlossen. Diese wird von drei 36 kVA rotierenden Umformersätzen, die an die 110-V-Gleichstromverteilung angeschlossen sind, geliefert.

In den Aussenstationen, wo ein geringerer gesicherter Wechselstrombedarf vorhanden ist, sind statische Einphasenwechselrichter eingesetzt.

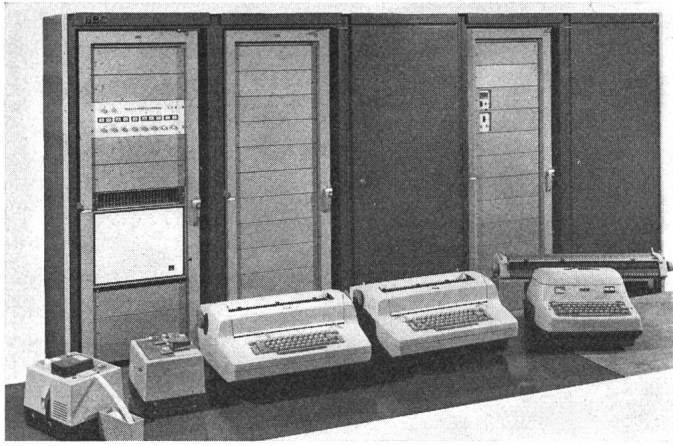


Fig. 13

Die Datenerfassungsanlage des Pumpspeicherkraftwerkes Säckingen

Die gesamte Licht- und Kraftinstallation wurde durch rechtzeitiges Einbringen von Leerrohren in die Verschaltungen der Fundamente in den Beton verlegt. Insgesamt sind in der Kaverne ca. 200 km Kraft- und Steuerkabel verlegt worden.

6.7 Datenerfassungsanlage

Im Pumpspeicherwerk Säckingen wurde erstmalig eine volltransistorisierte, programmgesteuerte, elektronische Rechenanlage eingesetzt. Die Zentraleinheit besteht aus:

- a) Rechenwerk, das die arithmetischen und logischen Befehle ausführt;
- b) Leitwerk, das die Ausführung der im Programm festgelegten Befehle steuert;
- c) Kernspeicher, mit einer Kapazität von 4000 Worten à 32 bit, der das Programm und die Daten aufnimmt;
- d) Eingabe-/Ausgabesteuerwerk, an das drei Schreibmaschinen, ein Lochstreifenstanzer und ein Lochstreifenleser angeschlossen sind;
- e) Flip-Flop-Speicher, der zur Sicherung interner und externer Zustandmeldungen dient.

Der Digitalrechner wurde ergänzt durch ein Datenzuführungssystem für die Analog-Binärabfrage und einen Zeitfolgemelder für die Erfassung digitaler Störmeldungen mit Zeitangabe in Zehner-, Einer- und Zehntelsekunden (Fig. 13).

Im Betriebsprotokoll werden in Abständen von 30 min sowie um 24.00 h Betriebswerte ausgedruckt, die für die Betriebsleitung zur Kontrolle, für Bilanzen und Statistiken wichtig sind.

Im Zählerprotokoll werden die Zählerstände der Maschinen-, Wasser- und Eigenbedarfszähler bei Betriebszustandwechsel um 24.00 h und bei Betätigung der Taste «Generalabfrage» erfasst. Es ist Grundlage der Verrechnung mit den Partnern RWE und Badenwerk. Die Schreibmaschine für das Ausdrucken des Protokolls ist in der Lastverteilerwarte Kühmoos aufgestellt und wird über ein Tonfrequenz-Multiplex-Fernübertragungssystem gesteuert.

Im Betriebsablauf- und Störwertprotokoll werden zeitfolgerichtig sämtliche 1200 Gefahrmeldungen und die Betriebszustandwechsel ausgedruckt. Für Jahresstatistiken, Bilanzen usw. werden einzelne Werte aus den erwähnten Protokollen mit Hilfe eines getrennten Stanzers auf Lochstreifen ausgegeben.

6.8 Fernwirk-, Fernsteuer- und Fernmeldeanlagen

Die verschiedenen Aussenstellen des Pumpspeicherwerkes Säckingen mussten untereinander und mit dem Maschinenhaus nachrichtentechnisch verbunden werden.

Für die Befehls-, Melde-, Messwert- und Zählwertübertragung wurden elektronische Fernwirkanlagen nach dem Frequenz-Zeitmultiplex- und dem Tonfrequenzmultiplexverfahren eingesetzt. Auf den Hauptstrecken zwischen Wartengebäude Kühmoos und den Stationen Betriebsgebäude Säckingen, Kaverne, Bergstation und Rheinkraftwerk Säckingen sind Fernwirkgeräte mit erhöhter Fehlersicherung (Hammingdistanz 3) eingesetzt, die je ein Übertragungskanal in Befehls- und Melderichtung nach dem Zeitmultiplexverfahren mit Hilfe von kodierten Impulstelegrammen bei einer Telegraphiegeschwindigkeit von 200 Baud haben. Die übrigen Stationen sind mit Tonfrequenzmultiplex-Fernwirkgeräten ausgerüstet, die alle Informationen gleichzeitig und solange sie vorliegen übertragen.

Die entfernte Aufstellung des Leistungsschalters in der Schaltanlage Kühmoos erforderte besondere Massnahmen für die Übertragung des Schutzauslösebefehles. Jedem Maschinensatz wurde ein Spezialkabel mit hoher Spannungsfestigkeit zugeordnet, über welches der Schutzauslösebefehl mit Hilfe von Tonfrequenzgeräten, die mit Vier-Frequenz-Umtastung (F 6-Modulation) arbeiten, gesendet wird. Zusätzlich kann der Leistungsschalter in der Schaltanlage Kühmoos über eine direkte kodierte Drahtsteuerung ferngesteuert werden.

Das Pumpspeicherwerk Säckingen und die 220/380-kV-Schaltanlage Kühmoos sind fernmeldetechnisch mit drei in der Telephonautomatenhauptanlage Kühmoos endenden Amtsleitungen an das Fernsprechnet der Deutschen Bundespost angeschlossen. Ferner können die ca. 200 Teilnehmer über Trägerfrequenzhochspannungstelephonie oder Betriebs- und Richtfunk erreicht werden. Die Telephonautomatenhauptanlage Kühmoos und die beiden Unterzentralen, Kaverne Säckingen und Betriebsgebäude, sind in der bekannten EVU-Technik ausgeführt; eine Personensuchanlage ist angeschlossen.

Für die zentrale Uhrenanlage und die Betriebszustandsanzeigeeinrichtungen waren weitere nachrichtentechnische Verbindungen nötig.

6.9 Pegel- und Messanlagen

Der Eggbergbeckenpegel wird in der Sickerwasserkontrollstation mit einer hydrostatischen Druckwaage gemessen, die über einen reibungsfrei gedichteten Kolben den Wasserdruck erfasst und auf eine Präzisionswaage überträgt.

Die Pumpen- und Turbinendurchflusswassermengen werden über Schwimmerdifferenzdruckmesser mit Kurvenscheibengetriebe zur Radizierung der Wirkdruckmesswerte gemessen. Der angeschlossene Fernzählkontakt wirkt auf einen elektronischen Coder, der von der im Abschnitt 6.7 beschriebenen Datenerfassungsanlage abgefragt wird.

7. Zusammenfassung

In dem vorliegenden Bericht wurden die Aufgaben, die Funktionsweise und die technische Ausführung der wesentlichen Bauwerke und Einrichtungen des Pumpspeicherwerkes Säckingen beschrieben. Es wird z. Z. als Tagespumpspeicher-

werk betrieben, kann jedoch nach Fertigstellung der Oberstufe Strittmatt mit dem Jahresspeicher Lindau als Saisonpumpspeicherwerk mit grosser Momentanreserve eingesetzt werden. Die Anlagen wurden nach den neuesten Erkenntnissen im Bau von Pumpspeicherwerken errichtet, wobei viele Erfahrungen, insbesondere des unterirdischen Kraftwerkbaues, bei der Planung, Projektierung und Bauausführung sehr wertvoll waren. Das Kraftwerk ist in der überaus kurzen Bauzeit von vier Jahren erstellt worden und ging termingerecht Ende 1966 in Betrieb. Die Anlagen und Geräte arbeiten zur Zufriedenheit. Die inzwischen abgeschlossenen Gesamtwirkungsgradmessungen ergaben die erwünschten Werte.

Literatur

- [1] Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1967. Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft. *Elektr.-Wirtsch.* 67(1968)16, S. 449...479.
- [2] K. Schäfer: Das Pumpspeicherwerk, ein Mittel zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Verbundbetriebes. *Siemens Z.* 38(1964)8, S. 607...613.

- [3] E. Pfisterer: Wasserkraftanlagen im Südschwarzwald und am Hochrhein. *Wasserwirtschaft* 53(1963)5, S. 142...150.
- [4a] E. Pfisterer: Das Hotzenwaldwerk. *Elektr.-Wirtsch.* 60(1961)6, S. 167...172.
- [4b] E. Pfisterer: Die Unterstufe Säkingen des Hotzenwaldwerkes. *Elektr.-Wirtsch.* 67(1968)24, S. 697...707.
- [5] E. Pfisterer und H. Press: Erfahrungen im Bau und Betrieb grosser Pumpspeicherwerke. *Brennstoff-Wärme-Kraft* 20(1968)8, S. 367...372.
- [6] E. Pfisterer: Pumpspeicherwerk Säkingen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 00(1968)7, S. 323...334.
- [7] Unterstufe Säkingen des Hotzenwaldwerkes. *Hochtief-Nachrichten* 41(1968)11, S. 1...50.
- [8] H. Blind: Excavating the Säkingen Cavern. Part I/II. *Water Power* 20(1969)6, S. 219...226 + 20(1969)7, S. 284...287.
- [9] E. Pfisterer und M. Spielbauer: Vorkehrungen gegen unzulässige Leistungsschwingungen in Wasserkraftanlagen infolge Resonanzerscheinungen. *Wasserwirtschaft* 57(1967)1, S. 63...66.
- [10] K. Blank und H. Oschanitzky: Die Generatoren des Pumpspeicherwerkes Säkingen. *BBC Nachrichten* 49(1967)11, S. 563...570.
- [11] G. Bär, G. de Montmollin, K. Oelenheinz und U. Thimme: 235-kV-Kabel für 430 m Höhenunterschied. *Elektr.-Wirtsch.* 67(1968)24, S. 708...717.
- [12] G. Bär: Aufgaben und Beurteilung der Maschinensteuerung des Pumpspeicherwerkes Säkingen. *BBC Nachrichten* 51(1969)4, S. 206...212.

Adresse des Autors:

G. Bär, Dipl.-Ingenieur, Schluchseewerk AG, Rempartstrasse 16, D-78 Freiburg i. Br.

Commission Electrotechnique Internationale (CEI)

Sitzungen des CE 65, Système de Commande de processus, vom 18. und 19. Juni 1969 in Baden-Baden

Die Sitzungen wurden vom Präsidenten des CE 65, Dr. K. Stahl (Deutschland), geleitet. Es standen im wesentlichen Fragen der Koordination mit anderen Institutionen und die Normung der mechanischen Abmessungen von Geräten zur Prozessautomation zur Diskussion. Ausserdem wurden die Berichterstattungen von den verschiedenen Arbeitsgruppen angehört und besprochen. Zwischen dem CE 124 der ISO und dem CE 65 der CEI bestehen enge Verbindungen, so dass bereits das schon länger bestehende CE 124 der ISO vorgeschlagen hat, die beiden Komitees zusammenzulegen. Einen gleichen Beschluss hat auch das CE 65 gefasst. Dieser Beschluss wird dem Comité d'Action zugeleitet.

Zum Vorschlag über die mechanische Normung, Dokument 65(Secrétariat)7, lagen verschiedene Stellungnahmen vor. Der Vorschlag und die Stellungnahmen wurden teilweise diskutiert, insbesondere wurden die genauen französischen und englischen Bezeichnungen für die einzelnen Bauteile festgelegt. Da die Probleme der mechanischen Normung mehr in das Arbeitsge-

biet des CE 48 gehören, wurde beschlossen, alle diesbezüglichen Unterlagen mit den Diskussionsbeiträgen an das CE 48, Composants électromécaniques pour équipements électroniques et de télécommunication, zu übergeben.

Bei allen Arbeitsgruppen waren im wesentlichen Fragen der Abgrenzung und genaue Festlegung der Arbeitsgebiete vorherrschend. Die Arbeitsgruppe 4, Interface characteristics, erarbeitete ein Dokument über die Normung der analogen DC-Signale und wird es dem Sekretariat zur Behandlung unter der 6-Monate-Regel übergeben.

Für weitere Fragen wie Speisespannungen und Lastimpedanz, sowie die Normung eines Signales von $-10...+10$ V für schnelle Regelungen werden demnächst Fragebogen an die Nationalkomitees verschickt.

Die nächste Tagung des CE 65 ist auf das Frühjahr 1970 vorgesehen und soll in Washington stattfinden. *H. Hoedle*