

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 20 (1929)
Heft: 10

Artikel: Automatische Kraftwerke
Autor: Walty, W.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1056817>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.05.2025

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

Automatische Kraftwerke.

Referat von W. Walty, Ingenieur, Baden.

621.317.1 : 621.312.134

Der Autor erörtert die Fälle, in denen es erwünscht ist, Kraftwerke weitgehend oder voll automatisch auszubauen und geht auf die Probleme ein, welche sich beim Entwurf automatischer Anlagen stellen. Er behandelt die Automatisierung des hydraulischen Teiles der Anlagen, die Frage, ob Synchron- oder Asynchronengeneratoren zweckmässiger sind, die verschiedenen Anlassverfahren, das Verhalten der automatischen Werke bei Störungen und erläutert Prinzip und Konstruktion der wichtigsten zum automatischen Betrieb notwendigen Apparate. Zum Schlusse werden drei ausgeführte automatische Anlagen beschrieben.

L'auteur discute jusqu'à quel point il est désirable de rendre automatiques les centrales d'électricité et envisage les problèmes soulevés par la réalisation de cette condition. Il traite le fonctionnement automatique de la partie hydraulique des installations, passe à la question du choix le plus opportun entre génératrices synchrones ou asynchrones, considère les divers modes de démarrage, comment se comportent les centrales automatiques en cas de perturbation, explique le principe et la construction des appareils les plus importants assurant le fonctionnement de ces centrales. Pour terminer, l'auteur décrit trois installations automatiques actuellement en service.

Die erste automatische Kraftanlage in der Schweiz wurde im Jahre 1922 durch die Schweiz. Bundesbahnen gebaut; es ist das zum Teil ferngesteuerte Kraftwerk in Göschenen, das seit der Inbetriebsetzung ununterbrochen läuft. Die zweite war jene von Rançonnière der Gemeinde Le Locle, welche aber erst im Jahre 1926 dem Betrieb übergeben wurde. Heute befinden sich in der Schweiz schon 14 bedienungslose Wasserkraftanlagen im Betrieb. Es ist auffallend, dass es vier Jahre dauerte, bis die zweite Anlage erstellt wurde und dass erst in den letzten Jahren die Nachfrage eine rege geworden ist.

Die Gründe für die Zurückhaltung und die verhältnismässig lange Periode des Zuwartens sind zur Hauptsache auf den damaligen Mangel an Betriebserfahrungen auf diesem Gebiete zurückzuführen. Die Tatsache, dass sich die bedienungslose Betriebsweise in Amerika gut eingebürgert hat, war nicht so überzeugend, da die dortigen Betriebsverhältnisse im Vergleiche zu den unsrigen zu verschieden sind. Der amerikanische Betriebsleiter lässt auf seinem Netz Stromstösse und Spannungsschwankungen zu, die auf einem europäischen Netz nicht geduldet würden. Da nun gerade die dortige Betriebsweise bei der Inbetriebsetzung beträchtliche Stromstösse verursacht, glaubte man nicht an die Möglichkeit des bedienungslosen Betriebes einer normalen Synchronzentrale. Es ist daher auch erklärlich, dass das Kraftwerk Rançonnière nicht mit Synchrongeneratoren, sondern mit Synchron-Asynchron-Generatoren ausgerüstet wurde. In der Zwischenzeit ist jedoch der praktische Beweis erbracht worden, dass auch eigentliche Synchronzentralen bedienungslos und sicher betrieben werden können, ohne bei der Inbetriebsetzung die erwähnten Stromstösse zu verursachen.

Der Grund für die in den letzten Jahren stark gestiegene Nachfrage nach bedienungslosen Energieerzeugungsanlagen ist einesteils auf die guten Betriebserfahrungen mit den vorhandenen Anlagen und andernteils auf die stete Weiterentwicklung der Elektrizitätsindustrie zurückzuführen. Eine Folge dieser Weiterentwicklung ist in erster Linie ein ganz beträchtlicher Mehrbedarf an Bedienungspersonal. Es ist zur Genüge bekannt, dass das letztere ungenügend beschäftigt und daher schlecht ausgenützt ist. Dazu trägt insbesondere der Umstand bei, dass in fast allen Zentralen neueren Datums Einrichtungen vorgesehen werden, welche die Regulierung und den Schutz der Maschinen selbsttätig überwachen. Die Löhne, welche für das Personal ausgelegt werden, machen einen wesentlichen Teil der Betriebsunkosten aus. Durch die ungenügende, und so lange der Betrieb störungsfrei geht, uninteressante Beschäftigung, wird das Personal abgestumpft und versagt dann meistens bei Störungen. Dazu kommen noch die Störungen, die es selbst verschuldet durch Falschschaltungen, Missverständnisse etc., welche, wie die Erfahrung zeigt, einen grossen Teil der Störungen ausmachen. Um sicher zu sein, dass

das Personal seine Pflicht erfüllt, trotzdem es unbeaufsichtigt ist, werden oft kostspielige Einrichtungen geschaffen. Es werden z. B. wichtige Mess- und Kontrollwerte, wie Temperaturen, Wasserunterbruchsmeldungen, Oelströmungsanzeiger etc. auf einem zentral gelegenen Signalschaltfeld vereinigt, nur um die Gewähr zu haben, dass nichts vernachlässigt wird, was für eine betriebssichere Führung zu beobachten notwendig ist. Ein auf diese Weise ausgerüstetes Kraftwerk darf mit Recht als halbautomatisch angesprochen werden, und da der Schritt zur vollautomatischen nicht mehr so gross ist, lässt sich auch das zunehmende Interesse an solchen erklären. Es wären somit der Gründe genug, welche für die Erstellung automatischer Anlagen sprächen. Es sind deren aber noch weitere, die man bei der Projektierung neuer Anlagen viel zu wenig berücksichtigt. Die Gebäude werden einfacher und billiger. Jede Rücksichtnahme auf die Unterkunft des Bedienungspersonals fällt weg, es sind hierfür überhaupt keine Räume vorzusehen. Der Bau kann äusserst einfach gehalten werden, da er nur bei Revisionen betreten werden muss. Gänge, Treppen, Türen, Fenster und selbst der Rauminhalt brauchen nicht mehr den Vorschriften für dauernden Aufenthalt des Personals zu genügen. Bei der Wahl des Aufstellungsortes, der bei Wasserkraftanlagen im allgemeinen gegeben ist, sind nur technische und wirtschaftliche Richtlinien massgebend. Befindet er sich in einer abgelegenen, schwer zugänglichen Gegend, so ist meistens keine Möglichkeit vorhanden, für das Personal die nötigen Wohnstätten zu errichten. In solchen Fällen ist die automatische Betriebsweise für die Ausnützung einer Wasserkraft von ausschlaggebender Bedeutung. Andererseits findet man noch eine grosse Anzahl kleinerer und mittlerer Wasserkräfte, die unausgenützt blieben, weil sich der Betrieb mit ständiger Bedienung nicht lohnt. Dadurch, dass solche Anlagen vollautomatisch eingerichtet werden, lässt sich eine wesentlich rationellere Betriebsführung erzielen, welche den Ausbau in jeder Beziehung rechtfertigt und den Betrieb wirtschaftlich gestaltet. Wenn man bei der Projektierung neuer Anlagen oder beim Umbau bestehender Werke alle diese Erwägungen berücksichtigt, so wird der Entscheid fast durchwegs zu Gunsten der automatisch betriebenen Werke ausfallen. Es seien nun im nachfolgenden die grundsätzlichen Anforderungen an die Apparatur solcher Anlagen, sowie die verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten behandelt.

Was den hydraulischen Teil einer automatischen Anlage anbelangt, so bietet das In- und Ausserbetriebsetzen der Turbine das Hauptinteresse. Bei fast allen Turbinenarten lässt sich dieser Vorgang durch die Betätigung des Wasserabsperrorganes ausführen. Beim Schliessen desselben wird der Leitapparat je nach der Konstruktion der Regulierung entweder geöffnet oder geschlossen. Im ersten Falle kann die Turbine nach Wiederöffnen des Absperrorganes ungehindert wieder anlaufen. Ist dagegen die Konstruktion der Regulierung so durchgebildet, dass bei abnehmendem Wasserzufluss der Leitapparat zunächst öffnet und dann aber bei gänzlichem Abschluss wieder schliesst, so müssen Mittel vorgesehen werden, welche ein gänztliches Schliessen des Leitapparates verhindern. Diese Sperrung lässt sich meistens in einfacher Weise durch Hubbegrenzungsschrauben am Oeldruckregler derart einstellen, dass die Turbine nur so weit geschlossen wird, dass sie von selbst wieder anlaufen kann, sobald das Absperrorgan wieder geöffnet wird. Beide Ausführungen erlauben dann den üblichen Antrieb der Reglerölpumpe von der Turbinenwelle aus beizubehalten, da mit dem Anlaufen der Turbine sofort auch der nötige Oeldruck erzeugt wird, der für das Arbeiten des automatischen Drehzahlreglers notwendig ist. Es gibt nun aber auch Fälle, wo diese Art des Anlassens nicht geht. Ist nämlich die für das Anlaufen der Turbine nötige Leitradöffnung grösser als jene für Leerlauf, so würde das Anbringen einer Sperrung gegen Schliessen bei gewissen Turbinenarten, z. B. Francisturbinen, eine Regulierung auf die Leerlaufdrehzahl im normalen Betriebe verunmöglichen. In einem solchen Falle lässt man die Reglerölpumpe durch einen Elektromotor antreiben, damit der Regler nach dem Öffnen des Absperrorganes in normaler Weise auf die Leerlaufdrehzahl einregulieren kann. Für die Ausserbetriebsetzung ist auch hier das Schliessen des

Absperrorganes und nicht etwa das Schliessen des Leitapparates das richtige, da nur bei ganz vorzüglicher Dichtung des letzteren wirklicher Stillstand der Turbine erreicht wird. Als Absperrorgane kommen bei genügendem Druck in der Regel Schieber zur Anwendung, welche von einem mit Druckwasser arbeitenden Servomotor gesteuert werden. Bei dieser Lösung ist man von irgend einer Hilfsquelle unabhängig, da die zum Schliessen notwendige Energie stets vorhanden ist. Die Steuerung des Servomotors erfolgt gewöhnlich durch sog. Hubmagnete. Bei Niederdruckanlagen empfiehlt es sich, Freifallsschützen zu verwenden, welche nach Auslösen einer Klinke durch ihr Eigengewicht die Zuflussöffnung zur Turbine absperren. In gewissen Fällen kann eine Fernwasserstandsregulierung erwünscht sein, mit welcher eine unzulässige Absenkung des Oberwasserspiegels verhindert werden soll. Die hierfür angewendeten Einrichtungen sind verschiedener Art und beeinflussen den Turbinenregler meistens so, dass die Oeffnung des Leitapparates begrenzt wird.

Die erste Frage, der man beim Entwurf des elektrischen Teiles von automatischen Zentralen begegnet, ist die Wahl zwischen Synchron- und Asynchron-Generatoren. Mit Asynchrongeneratoren kann die Schalteinrichtung einfacher gehalten werden, da die Gleichstromerregung mit Erregerdynamo und Spannungsregulierung wegfällt. Die Spannung des Netzes wird vom synchronen Hauptwerk gehalten und reguliert, so dass im Zusatzwerk sogar der hydraulische Drehzahlregler wegfallen kann, wenn man auf andere Weise das Durchbrennen der Turbine bei plötzlicher Entlastung zu verhindern weiss. Eine eigentliche Parallelschaltung der einzuschaltenden Asynchronmaschine ist nicht notwendig. Es genügt, dass sie beim Einschalten ungefähr die richtige Drehzahl hat. Schaltet man überdies die Maschine über Vorkontaktwiderstände aufs Netz, so wird der Einschaltstromstoss auf einen äusserst geringen Wert herabgesetzt. Ausserdem ist der Asynchron-Generator etwas billiger als ein gleichwertiger Synchron-Generator und hat einen etwas besseren Wirkungsgrad. Alle diese Vorzüge könnten bei etwas oberflächlicher Betrachtung leicht dazu führen, dass man für solche Anlagen durchwegs nur Asynchron-Generatoren vorsehen würde.

Den genannten Vorzügen stehen aber folgende Nachteile gegenüber: Der Asynchron-Generator erzeugt seinen Magnetisierungsstrom nicht selbst, sondern muss ihn aus dem Netz beziehen. Dieses Netz muss daher von Synchronmaschinen gespeist werden. Die eben erwähnte Eigenschaft bringt es mit sich, dass eine Asynchron-Zentrale nie allein in Betrieb genommen werden kann. Soll sie aber auch als selbständig arbeitendes Elektrizitätswerk dienen können, so scheidet die asynchrone Stromerzeugung ohne weiteres aus.

Wegen dem Entzug des Magnetisierungsstromes verschlechtert der Asynchron-Generator den Leistungsfaktor des Netzes. Dieser nachteilige Einfluss wird um so auffallender, je grösser die Leistung der Asynchronmaschine im Verhältnis zur gesamten Netzleistung ist. Da zudem erfahrungsgemäss der Leistungsfaktor eines Netzes mit sinkender Leistung ebenfalls abnimmt, so werden die beiden ungünstigen Vorbedingungen in der Regel gleichzeitig eintreffen. Es kann sich unter Umständen die Notwendigkeit ergeben, dass man im Hauptwerk mit Rücksicht auf die Asynchronmaschine eine grössere Anzahl von Synchronmaschinen in Betrieb halten muss, als wenn dieses Hauptwerk allein die Speisung des Netzes zu übernehmen hätte. Dabei arbeitet dann naturgemäss die ganze Anlage mit bedeutend schlechtem Wirkungsgrad. Beim Zurückgehen der Netzbelastung kann es auch vorkommen, dass diese kleiner ist als die Leistung des Asynchronwerkes. Letzteres wird dann seine überschüssige Leistung an das Hauptwerk abgeben und dessen Synchronmaschinen als Motoren antreiben. Da dadurch das Halten der Netzfrequenz verunmöglicht würde, ist ein solcher Betrieb undenkbar. Es muss somit die Gesamtleistung aller asynchronen Stromerzeuger unter allen Umständen kleiner sein als die kleinste jeweils vorkommende Netzbelastung.

Man hat vielfach versucht, den Nachteil der Asynchronmaschinen bezüglich Blindstromverbrauch durch Verwendung von Phasenkompensatoren aufzuheben. Abgesehen

davon, dass dies nur bis zu einem gewissen Grade möglich ist, verliert dadurch die Asynchronmaschine ihren Hauptvorteil, nämlich den der grösseren Einfachheit gegenüber der Synchronmaschine. Will man im Zusatzwerk die Vorteile der Synchronerzeugung ausnützen, so ist unbedingt die Wahl normaler Synchronmaschinen anzuraten. Alle andern Lösungen sind nicht billiger und haben auch den Vorteil der Einfachheit der Asynchronmaschine nicht mehr.

Man sieht aus diesen Darlegungen, dass die Verwendung von Asynchron-Generatoren, wiewohl sie für den automatischen Betrieb geeignet wären, äusserst beschränkt und nur in ganz seltenen Fällen wirtschaftlich und betriebssicher ist. Es ist dies zugleich eine Erklärung dafür, dass fast alle automatischen Zentralen der Neuzeit als Synchronzentralen gebaut worden sind und es soll im nachfolgenden insbesondere über die Ausrüstung der letzteren die Rede sein. Es sind dabei zwei prinzipiell verschiedene Lösungen auseinanderzuhalten.

Die erstere ist besonders dadurch gekennzeichnet, dass die Inbetriebsetzung in genau gleicher Weise wie in nichtautomatischen Zentralen erfolgt, d. h., dass das Anlassen mit der Turbine vorgenommen wird, wobei nachher der Generator bei Synchronismus mit dem Netz parallel geschaltet wird. Diese Lösung ist überall da zu empfehlen, wo die Generatorleistung in der Grössenordnung von einigen 1000 kVA liegt.

Die zweite Lösung unterscheidet sich von dieser dadurch, dass das Anlassen von der elektrischen Seite aus erfolgt, indem der Generator mit halber Spannung unter dem Einfluss der in den massiven Polschuhen entstehenden Wirbelströme wie ein Asynchronmotor anläuft. Hat er die asynchrone Drehzahl erreicht, so wird er durch Erregen des Polrades von selbst synchronisiert. Erst jetzt wird die Turbine geöffnet und gibt entsprechend ihrer Einstellung Energie ans Netz ab.

Es seien nun im nachfolgenden die Apparate aufgeführt und beschrieben, welche für den selbsttätigen Betrieb einer Synchronzentrale benötigt werden.

Für den Schutz des Generators selbst verwendet man vorerst die üblichen Einrichtungen wie in modernen nicht automatischen Kraftwerken, d. h. Oelschalter mit Maximalstromzeitrelais, Ueberstromschutzregler für den Schutz des Generators gegen Ueberlastung, Rückwatt- oder Differentialstromrelais, welche den Generator bei inneren Defekten abschalten, ferner Maximalspannungsrelais und unter Umständen auch Erdschluss- und Windungsschlusschutzrelais.

Bei automatischem Betrieb kommen als weitere Apparate nur noch Kontaktthermometer oder sogenannte Thermoregulatoren in Frage, welche in die Lager eingebaut werden und bei gefährlichen Erwärmungen derselben ansprechen.

Für die Spannungsregulierung verwendet man selbsttätige Spannungsschnellregler, welche vor dem Parallelschalten des Generators mit dem Netz diesen unabhängig von der Drehzahl auf richtige Spannung einregulieren und nach dem Parallelschalten für eine gleich- oder gesetzmässige Verteilung des wattlosen Stromes auf die verschiedenen Werke sorgen.

Der Ueberstromschutzregler hat den Zweck, bei starker Ueberlastung und namentlich bei Kurzschlüssen im Netz die Erregung der Generatoren vorübergehend und so lange zu vermindern, als die Ueberlastung andauert. Der Regler ist gleich gebaut wie der Spannungsregler, wobei das Drehsystem wie ein Ampèremeter geschaltet ist. Sein Regulierwiderstand ist mit jenem des Spannungsreglers in Serie geschaltet. Im normalen Betriebe befinden sich die Sektoren in der Endlage, so dass der ganze Regulierwiderstand kurzgeschlossen ist. Uebersteigt der Generatorstrom einen bestimmten einstellbaren Wert des Nennstromes, so überwiegt das elektrische Drehmoment. Damit wird in den Erregerkreis des Erregers so viel Widerstand vorgeschaltet, dass sich die Spannung des Generators so weit reduziert, dass der Generatorstrom den eingestellten Wert nicht übersteigen kann. Nach Verschwinden der Störung geht der Regler in die Endlage zurück, worauf der Spannungsregler die Regulierung des Generators wieder übernimmt. Wenn die Generatoren mit einem Ueberstromschutzregler versehen sind, brauchen sie bei

Kurzschlüssen im Netz nicht mehr abgeschaltet zu werden, auch wenn diese Kurzschlüsse mehrere Sekunden dauern. Die vorübergehende Reduktion der Spannung begünstigt das Löschen von Lichtbogen. Ausserdem wird durch die Wirkung des Ueberstromschutzreglers die Kurzschlussleistung reduziert, und damit werden die Schalter und übrigen Anlageteile geschont.

Für das Parallelschalten des Generators mit dem Netz ist vorerst die Regulierung der Turbine auf synchrone Drehzahl erforderlich. Dies besorgt der automatische Oeldruckregler, der zu diesem Zwecke mit einer elektrischen Drehzahlverstellvorrichtung ausgerüstet sein muss. Letztere wird nun durch geeignete Mittel so lange beeinflusst, bis die Frequenz des Generators mit der Netzfrequenz übereinstimmt. Hierzu verwendete man früher eine mit dem Generator gekuppelte Hilfsdynamo, deren Spannung ein Mass für die Drehzahl darstellt. An diese ist ein spannungsempfindliches Relais angeschlossen, welches anzieht, sobald die Drehzahl den normalen Wert um einige Prozent überschreitet und wieder abfällt, wenn die Drehzahl um einige Prozent unter die normale sinkt. Dieses Relais steuert über ein Zwischenrelais den Drehzahlverstellmotor, welcher den Regler so beeinflusst, dass er die Drehzahl je nach der Lage des Steuerrelais erhöht oder erniedrigt. Es werden auf diese Weise Pendelungen um die normale Drehzahl erzeugt. In der Regel erfolgt dann die Parallelschaltung nach 1–2 Pendelungen. Anstelle der Hilfsdynamo mit dem spannungsempfindlichen Relais kann auch eine Kontaktvorrichtung am Reglerpendel vorgesehen werden, welche über ein Zwischenrelais die erwähnten Pendelungen erzeugt. Diese Art, die synchrone Drehzahl zu erreichen, eignet sich nur für Netze deren Frequenz ungefähr konstant ist, oder jedenfalls nicht mehr schwankt, als die durch die Pendelungen verursachten Frequenzänderungen betragen. Für die Fälle, wo diese Voraussetzung nicht zutrifft, müssen andere Mittel verwendet werden.

Die A.-G. Brown, Boveri & Cie. hat hierfür einen Synchronisierapparat entwickelt, der zur Hauptsache aus einem kräftig gebauten Synchronoskop mit dreiphasig gewickeltem Rotor und Stator und einer durch dieses Synchronoskop angetriebenen Kontaktvorrichtung besteht. Stator und Rotor werden nun zwischen Netz und den parallel zu schaltenden Generator geschaltet. Der Rotor des Synchronoskopes hat bekanntlich die Eigenschaft, nur bei Frequenzübereinstimmung zur Ruhe zu kommen. Je nachdem ob die Frequenz des einen Netzes gegenüber dem anderen vor- oder nachsteht, dreht sich sein Rotor im einen oder im anderen Sinne. Beim Synchronisierapparat werden nun sowohl Rotor wie Stator sehr kräftig ausgebildet und erwecken den Eindruck eines kleinen Asynchronmotors. Auf der Welle des Rotors ist ein Nocken angebracht, welcher pro Umdrehung des Rotors eine Kontaktvorrichtung betätigt. Mit diesen Kontakten wird der Drehzahlverstellmotor des Turbinenreglers gesteuert. Ist die Frequenzdifferenz gross, so dreht sich der Rotor mit relativ grosser Geschwindigkeit. Dadurch wird die Kontaktvorrichtung dauernd geschlossen, so dass der Drehzahlverstellmotor am Turbinenregler die Drehzahl im Sinne einer Näherung der beiden Frequenzen steuert. Je näher sich nun die beiden Frequenzen kommen, um so langsamer läuft der Synchronisierapparat und um so weniger oft erfolgen die Einschaltungen des Drehzahlverstellmotors. Auf diese Weise kommt der letztere erst endgültig zur Ruhe, wenn der Synchronisierapparat zum Stillstand gekommen ist, d. h., wenn die beiden Frequenzen miteinander übereinstimmen.

¶ Fig. 1 zeigt die Vorderansicht dieses Apparates. Seitlich sind die Kontaktvorrichtungen sichtbar, welche den Drehzahlverstellmotor im einen oder andern Sinne steuern. Die Kontakte sind mit permanenten Magneten versehen, mit welchen ein eindeutiges Schliessen bzw. Oeffnen der Kontaktvorrichtung erreicht wird. In der Mitte ist eine Dämpfervorrichtung angebracht, welche derart wirkt, dass bei grosser Frequenzdifferenz der beiden parallel zu schaltenden Netze, d. h. bei grosser Dreh-

¶ Dieser Abschnitt ist eine nachträglich vom Autor angebrachte Ergänzung. (Red.)

zahl des Synchronisierapparates die Kontakte dauernd geschlossen bleiben und der Drehzahlverstellmotor somit ununterbrochen laufen kann. Man erreicht auf diese Weise eine sehr rasche Annäherung der beiden Frequenzen. Auf der unteren Seite ist ein Einstellwiderstand angeordnet, der im Stromkreis des Drehzahlverstellmotors liegt und mit welchem die Geschwindigkeit des letzteren eingestellt werden kann. Es lässt sich somit die Genauigkeit der Regulierung jeweils den besonderen Be-

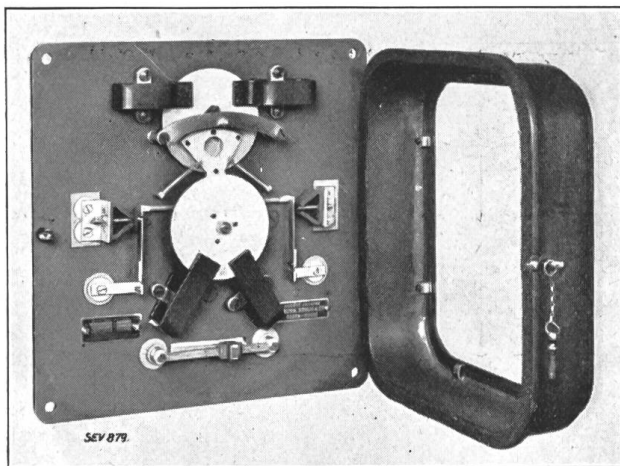


Fig. 1.
Vorderseite

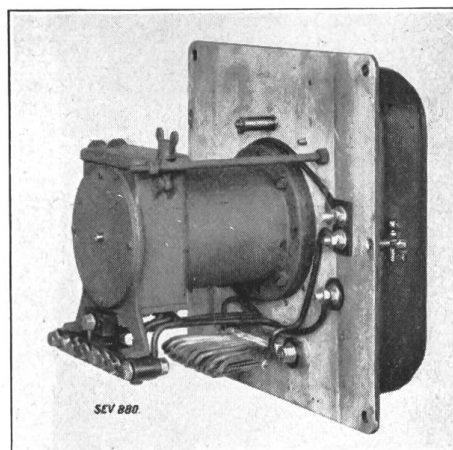


Fig. 2.
Rückseite

Synchronisierapparat für die automatische Steuerung des Drehzahlreglers von Antriebsmaschinen zu Wechselstromgeneratoren.

triebsverhältnissen anpassen. Fig. 2 zeigt die Rückseite des Reglers, mit dem in einem kräftigen Gehäuse eingebauten, nach aussen vollkommen verschlossenen Synchronoskop. Beide Abbildungen verraten eine äusserst robuste, zuverlässige Konstruktion. Der Apparat ist in bestehenden automatischen Zentralen längere Zeit ausprobiert worden und hat ausserordentlich günstige Resultate ergeben, welche in Fig. 3 wiedergegeben sind. Die Kurve stellt den Anlaufvorgang einer Turbinen-Generatorgruppe in Abhängigkeit der Zeit dar. Man sieht daraus, dass die Zeit, welche für das Anlaufen benötigt wird, gerechnet vom Moment der Befehlsgebung für den Anlauf bis zum Moment, wo die Drehzahl in den Bereich kommt, innerhalb welchem die Parallelschaltung stattfinden kann, nicht mehr als $2\frac{1}{2}$ Minuten beträgt. Vergleicht man dieses neue Verfahren mit dem erst erwähnten, bei welchem die Zeit für eine Pendelung allein etwa $2\frac{1}{2}$ Minuten beträgt, so ergibt sich für die Inbetriebsetzung eine 3 bis 5 mal kürzere Zeit. Vergleicht man ferner die Anlaufzeit mit jener, welche in nichtautomatischen Zentralen bei Handregulierung benötigt wird, so erkennt man ebenfalls einen wesentlichen Vorteil zugunsten des neuen Apparates, der aus diesem Grunde auch zur Verwendung in nichtautomatischen Kraftwerken bestens empfohlen werden kann. ¶

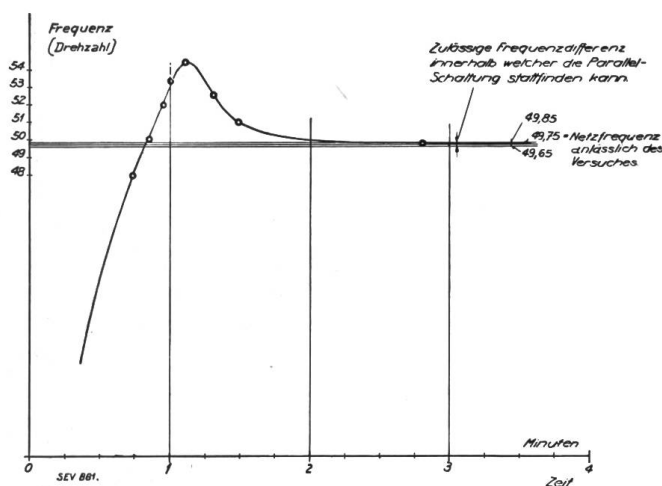


Fig. 3.
Anlaufdiagramm einer Turbinen-Generatorgruppe bei automatischer Steuerung des Drehzahlreglers der Turbine durch einen Synchronisierapparat.

Für die Parallelschaltung des Generators mit dem Netz ist aber nicht nur die Uebereinstimmung der beiden Frequenzen, sondern auch die Uebereinstimmung

der Phasen erforderlich. Diese Kontrolle besorgt ein besonderer Parallelschaltapparat, der in Tätigkeit tritt, sobald sich die Drehzahl der normalen nähert und wieder ausser Betrieb gesetzt wird, wenn die Parallelschaltung vollzogen ist. Diesem Apparat verdanken wir die stossfreie Zuschaltung von Synchrongeneratoren auf ein Netz.

Als weitere Apparate sind noch zu nennen: Kontaktmanometer am Turbinenregler, bzw. am Windkessel, welche bei Rückgang des Oeldruckes die Ausschaltung

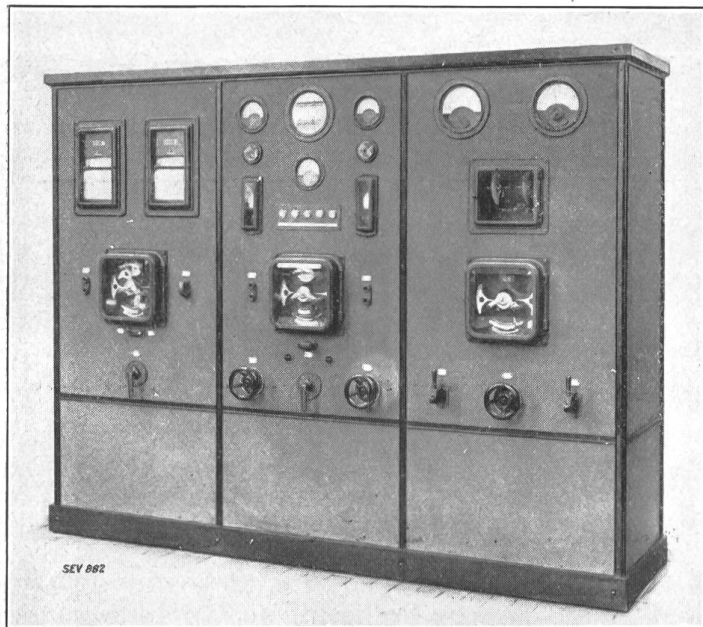


Fig. 4.

Automatisches Kraftwerk Yokawa der Daido Denryoku K. K., Nagoya (Japan). Niederspannungsschalttafel für einen Dreiphasen-Generator 2000 kVA, 11 000 V, 60 Per/sec, 900 U/min, Vorderansicht.

bewirken, oder passende Hilfskontakte, welche beim Abfallen oder Reißen des Ölpumpenriemens ansprechen, ferner Druckanzeiger an Schmierpumpen usw. Alle diese Apparate zusammengefasst bilden die automatische Ausrüstung eines Kraftwerkes. Fig. 4 zeigt eine Schalttafel eines automatischen Werkes mit den eingebauten Apparaten für den bedienungslosen Betrieb.

Die A.-G. Brown, Boveri & Cie. hat verschiedene Schaltungen ausgearbeitet, mit welchen es möglich ist, für alle vorkommenden Verhältnisse eine einwandfreie Lösung vorzuschlagen. Das Hauptmerkmal dieser Schaltungen ist die zwangsläufig richtige Reihenfolge der Schalteroperationen. Die Inbetriebsetzung kann in Abhängigkeit des Oberwasserspiegels oder der Leistung einer oder mehrerer anderer Ein-

heiten, oder zu bestimmten Zeiten, oder auch auf Anordnung eines Betriebsleiters in einem Hauptwerk erfolgen. Ein einziger Befehl genügt für die Einleitung des Inbetriebsetzungsvorganges. Die richtige Reihenfolge der Betätigungen ist dadurch gewahrt, dass jede abgelaufene Operation die nächstfolgende auslöst. Keine Betätigung kann vor sich gehen, ohne dass die vorhergehenden ordnungsgemäss sich abgewickelt haben. Durch diese Verriegelung ist jede Fehlschaltung ausgeschlossen.

Die Störungen werden zweckmässig in zwei Gruppen unterteilt, und zwar in äussere und innere Störungen. Die ersteren sind meistens vorübergehender Natur und werden hauptsächlich durch Kurzschlüsse im Netz verursacht. Wenn sie so lange andauern, dass die Auslösung des Werkes verursacht wird, so erfolgt dies auf solche Art, dass nach dem Verschwinden der Störung der Betrieb sofort wieder selbständig aufgenommen wird. Es wird zu diesem Zwecke ein Auslöserrelais ohne Sperrung betätigt, welches das Öffnen des Hauptschalters und das Abstellen der Turbine verursacht. Wenn der Fehler verschwunden ist, bewirkt dasselbe Relais die automatische Wiedereinbetriebsetzung. Innere Störungen dagegen, wie beispielsweise Kurz- oder Windungsschlüsse im Generator oder Transformator, Defekte in den Lagern des Generators oder der Turbine oder ihrer Regulierorgane haben bleibenden Charakter. In diesem Falle muss die automatische Wiedereinschaltung des Werkes unbedingt verhindert werden, bis sich das Bedienungspersonal an Ort und Stelle begeben und den Defekt behoben hat. Diese Störungen wirken auf ein Relais mit Sperrung, das die Anlage blockiert. Dadurch wird der Hauptschalter geöffnet, die Turbine geschlossen, der Generator entmagnetisiert und eine Alarmvorrichtung in Tätigkeit gesetzt. An besonderen Anzeigeapparaten erkennt das

Personal sofort die Ursache der Störung. Eine Wiederinbetriebsetzung ist erst dann wieder möglich, wenn das Relais mit Sperrung von Hand deblockiert worden ist.

Es sollen nun im nachfolgenden die Anwendungen dieser Apparate in automatischen Kraftwerken sowie einige typische Beispiele erörtert werden:

Die einfachste Ausführung stellen die Wasserkraftanlagen ohne Parallelbetrieb dar. Derartige Kraftwerke dienen der Stromversorgung abgelegener Orte sowie anderer kleiner Stromverbraucher, bei welchen der Anschluss an ein Netz nicht möglich ist, sei es, dass die Kosten der Zuleitung im Verhältnis zur abgegebenen Energiemenge zu hoch sind oder dass ein solches Netz überhaupt fehlt. Solche Anlagen können natürlich nur dann wirtschaftlich arbeiten, wenn sie automatisch betrieben werden und ihre automatische Ausrüstung auf ein Minimum beschränkt wird. Fig. 5 zeigt das Schema einer solchen Anlage. Der Generator 1 mit seinem angebauten Erreger 2 ist mit der Turbine 3 direkt gekuppelt, welche mit dem Absperrschieber 4 in Betrieb gesetzt werden kann. Dieser Schieber wird durch einen Servomotor 5 betätigt, der von einem Hubmagneten 6 derart gesteuert wird, dass bei erregtem Magnet sich der Schieber unter dem Einfluss des Druckwassers öffnet und bei unerregtem Magnet schliesst. Soll die Gruppe in Betrieb gesetzt werden, so hat der Maschinist nur den Generatorschalter 7 zu schliessen und den Magneten 6 von Hand anzuheben. Dadurch öffnet sich der Schieber und die Gruppe läuft an. Der Oeldruckregler 8 der Turbine sorgt nun für konstante Drehzahl und der Spannungsregler 9 für konstante Spannung. Der Maschinist kann nun den Hubmagneten wieder loslassen, der in angezogenem Zustand verbleibt, da er jetzt vom Generator selbst erzeugten Strom erhalten wird. Damit ist die Inbetriebsetzung beendet und die Gruppe kann sich selbst überlassen bleiben. Bei so einfachen Anlagen sind die Schutzeinrichtungen beschränkt. Man begnügt sich im allgemeinen, den Generator-Schalter mit Maximalstromrelais auszurüsten, welche bei Kurzschluss oder sonstiger Ueberlastung die Auslösung desselben verursachen. Durch einen mit dem Schalter mechanisch verbundenen Hilfskontakt wird in einem solchen Falle der Stromkreis des Hubmagneten unterbrochen, worauf dieser abfällt und die Gruppe stillsetzt. Wird der Maschinist nicht schon durch das Aussetzen der Energielieferung aufmerksam gemacht, so sind besondere Mittel, wie beispielsweise Nullspannungsrelais und Sonnerien, vorzusehen, welche seine Aufmerksamkeit erregen. Es ist dies der einfachste Fall einer bedienungslosen Zentrale und die dazu notwendigen Schalteinrichtungen sind, wie aus dem Schema hervorgeht, äusserst einfach.

Nicht mehr ganz so einfach sind die Verhältnisse, wenn das bedienungslose Kraftwerk mit anderen parallel arbeiten muss, da hier noch besondere Mittel für das automatische Parallelschalten hinzukommen. Wie bereits erwähnt, gibt es für das automatische Parallelschalten zwei prinzipiell verschiedene Lösungen. Entweder wird die Gruppe vom Netz aus asynchron angelassen und dann durch das Einschalten der Erregung synchronisiert, oder von der Turbine aus angelassen, worauf das Parallelschalten nach Erreichen der synchronen Drehzahl durch einen besonderen Apparat besorgt wird.

Ein typisches Beispiel für die ersterwähnte Art bildet das automatische Kraftwerk *Glattfelden* des Elektrizitätswerkes des Kantons Zürich. Das Werk ist mit einer Kaplan-Turbine ausgerüstet, welche mit einem vertikalachsigen normalen Synchron-Generator direkt gekuppelt ist. Das Belasten bzw. Stillsetzen der Turbine erfolgt normalerweise durch den Leitapparat. Die elektrische Ausrüstung (Fig. 6)

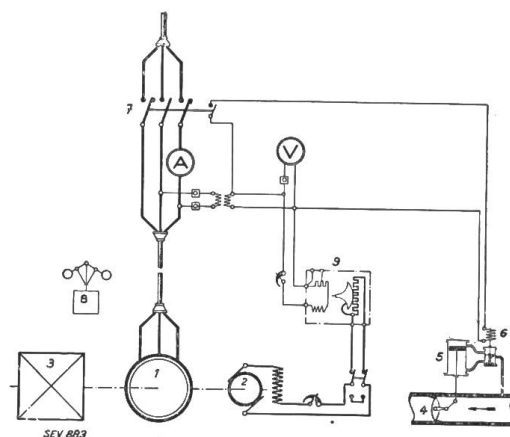


Fig. 5.
Schaltungsschema eines bedienungslosen Kraftwerkes einfachster Art.

besteht in der Hauptsache aus dem Generator 1 mit angebaute Erreger 2 und dem mit Anzapfungen versehenen Transformator 3. Der zwischen Transformator und Generator aufgestellte Anlass-Schalter 4 wird durch einen Motorantrieb 5 betätigt und besorgt das Anlassen der Gruppe. Zu diesem Zwecke besitzt er drei Stellungen: eine Ausschaltstellung, eine Anlasstellung und eine Betriebsstellung. Auf der Hochspannungsseite des Transformators ist ein zweiter Schalter 6 als Hauptschalter eingebaut. Er ist mit Handantrieb und Auslöse-

magnet versehen und dient bei gewissen Störungen als Sperrschalter. Sobald er ausgeschaltet hat, wird das Werk stillgelegt und kann nicht mehr automatisch in Betrieb genommen werden. Zum Schutz der Anlage gegen innere und äussere Störungen sind beide Oelschalter mit aufgebauten unabhängigen Maximalrelais versehen. Ausserdem sind auf der Hochspannungsseite des Transformators Messwandler eingebaut, an welche ein Rückwattrelais angeschlossen ist.

Das Kraftwerk Glattfelden ist mit dem Hauptwerk Eglisau durch eine Freileitung verbunden. Für die Inbetriebsetzung genügt es, diese Leitung unter Spannung zu setzen. Dadurch wird der Stations-Transformator 7 erregt, durch welchen das Einschaltrelais 8 über drei Hilfskontakte erregt wird; der erste dieser Hilfskontakte ist mit dem Hauptschalter 6 gekuppelt und verhindert das Anlaufen, wenn dieser ausgeschaltet ist. Der zweite befindet sich am Anlasser 4 und erlaubt das Einschalten nur dann, wenn er sich in der Stellung „Aus“ befindet. Der dritte Hilfskontakt ist mit dem Erregerschalter 9 verbunden und verhindert das Einschalten, wenn der Erregerschalter geschlossen ist. Durch diese Verriegelungen wird die richtige Reihenfolge der Schaltvorgänge unter allen Umständen gewährleistet. Wenn also der Hauptschalter geschlossen, der Anlasser in der „Aus“-Stellung und der

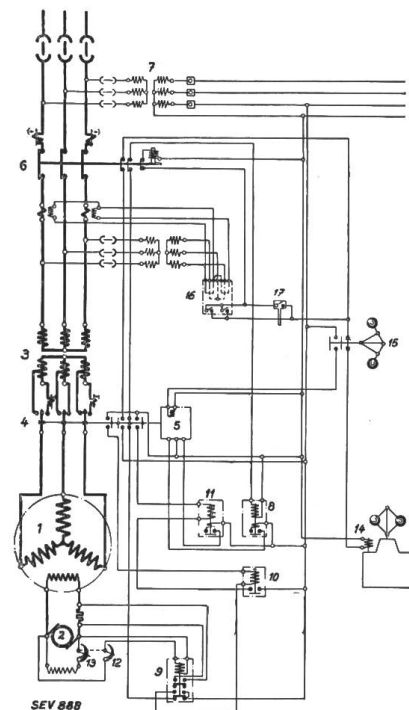


Fig. 6.

Automatisches Kraftwerk Glattfelden der
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich.
Schaltungsschema.

Erregerschalter offen ist, zieht das Einschaltrelais 8 an und setzt über seine Haltespule den Motorantrieb des Anlassers unter Spannung. Dieser bringt den Schalter in die Anlasstellung. Der Generator ist nun an die halbe Spannung angeschlossen und läuft durch die in den massiven Polschuhen erzeugten Wirbelströme als Motor ziemlich rasch an, wobei die Turbine ohne Beaufschlagung vom Generator angetrieben wird. Sobald er die der synchronen nahegelegene asynchrone Drehzahl erreicht hat, kann er durch Einschalten seiner Erregung synchronisiert werden. Diese Einschaltung wird durch die Erregermaschine selbst veranlasst. Bei Erreichen der asynchronen Drehzahl hat die Erregermaschine, die bis jetzt leer mitgelaufen ist, eine ganz bestimmte Spannung angenommen. Die Einschaltspule des Erregerschalters 9, welche an diese Spannung angeschlossen ist, ist derart bemessen, dass sie bei ungefähr asynchroner Drehzahl den Erregerschalter einschaltet. Dadurch wird das Polrad erregt und der Generator selbstständig synchronisiert. Er muss nun lediglich noch an die volle Spannung gelegt werden. Beim Schliessen des Erregerschalters 9 wird durch einen Hilfskontakt ein Zeitrelais 10 unter Spannung gesetzt. Nach Ablauf der eingestellten Zeit schliesst dieses Relais seinen Kontakt und betätigt dadurch ein zweites Einschaltrelais 11. Dieses Relais schaltet den Motorantrieb des Anlassers wieder ein und bringt dadurch den Schalter in die Betriebsstellung. Die Zeiteinstellung des Zeitrelais 10 wird so gewählt, dass die Umschaltung von halber auf ganze Spannung erst dann erfolgen kann, wenn der Synchronisiervorgang sich vollständig abgewickelt hat. Nun kann die Turbine geöffnet und belastet werden. Dies geschieht dadurch, dass ein am

Anlassschalter 4 befindlicher Hilfskontakt den Magneten des Turbinenreglers 14 unter Spannung setzt, worauf dieser entsprechend seiner Einstellung die Turbine belastet. Damit ist die Inbetriebsetzung beendet.

Die Ausserbetriebsetzung geschieht durch das Ausschalten der nach dem Hauptwerk führenden Leitung. Dadurch wird die Gruppe vollständig entlastet und die Drehzahl der Turbine erhöht. Ein Zentrifugalschalter 15 öffnet dann den Stromkreis des Magneten 14, wodurch die Turbine abgestellt und der Leitapparat geschlossen wird. Gleichzeitig schliesst der Zentrifugalschalter den Stromkreis der Auslösespule des Anlassschalters, so dass dieser auslöst. Da der Zentrifugalschalter beim Abfallen der Drehzahl wieder in seine Anlasstellung zurückkehrt und der Anlassschalter sich in der Ausschaltstellung befindet, ist die automatische Zentrale bereit, den Betrieb wieder aufzunehmen, sobald die Linie wieder unter Spannung gesetzt wird.

Bei äusseren Störungen erfolgt die Abschaltung des Werkes durch den Anlassschalter, der durch seine direkt aufgebauten unabhängigen Maximalstromzeitrelais ausgelöst wird. Ein Hilfskontakt an diesem Schalter macht den Magneten 14 am Turbinenregler wiederum stromlos, so dass die Turbine geschlossen wird und zum Stillstand kommt. Bei Heisslaufen eines Lagers besorgen die Thermoregulatoren 17 das Auslösen des Hauptschalters und damit eine bleibende Stillsetzung des Werkes. Irgendwelche Störungen an der Turbine oder ihrer Reguliereinrichtungen, die das Durchbrennen verursachen könnten, haben das Ansprechen des Zentrifugalschalters zur Folge und damit eine Ausserbetriebsetzung der Zentrale. Die Anlage ist bald seit drei Jahren störungsfrei in Betrieb.

Ein weiteres Beispiel, bei dem nun aber der Anlauf von der Turbine aus erfolgt, bilden die bedienungslosen Kraftwerke *Lienz* und *Blatten* der St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerke A.-G. am Rheintalischen Binnenkanal. Die ursprünglich vorhandenen Asynchrongeneratoren mit Kegelradgetriebe wurden durch neue Synchronmaschinen mit Vertikal-Schraubengetriebe ersetzt und gleichzeitig die Einrichtungen so vorgesehen, dass das Bedienungspersonal des Werkes Montlingen auch den Dienst für die Anlagen Lienz und Blatten besorgen kann, so dass hierfür kein besonderes Personal notwendig ist. Die beiden Werke sind in elektrischer Hinsicht genau gleich und mit je einem Generator von 550 kVA Leistung ausgerüstet, welche über Doppelübersetzungsgetriebe 75/750 U/min von vertikalachsigen Francis-Turbinen angetrieben werden. Die Generatoren arbeiten über Transformatoren und Oelschalter je auf eine Freileitung, welche beide direkt nach Montlingen führen, wo die Energie verteilt wird. Da beide Werke dauernd im Betriebe bleiben und eine Ausserbetriebsetzung nur bei Störungen vorkommt, konnte auf eine selbsttätige Inbetriebsetzung verzichtet werden. Fig. 7 zeigt eine Innenaufnahme der Zentrale Lienz. Die Turbine ist mit einem Drehzahlregler ausgerüstet, der einen kleinen Hubmagneten besitzt, mit Hilfe dessen die Schliessung des Leitapparates veranlasst werden kann. Als Sicherheit für das Schliessen dient ein

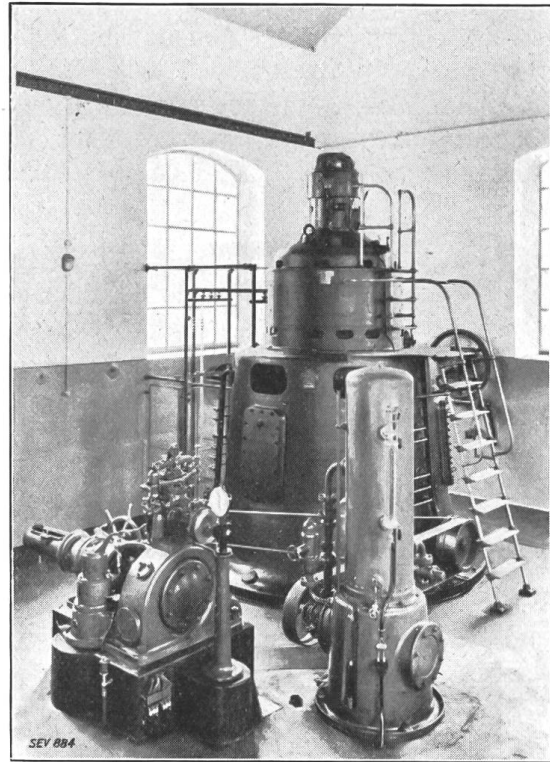


Fig. 7.

St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke A.-G., St. Gallen. Bedienungsloses Kraftwerk Lienz am Rheintalischen Binnenkanal. Dreiphasen-Generator mit Getriebe 550 kVA, 400/10800 V, 50 Per/sec, 74/750 U/min.

Windkessel, welcher mit einem Minimaldruckkontakt versehen ist, der beim Ansprechen das Abstellen der Gruppe veranlasst. Der Drehzahlregler der Turbine ist mit einer elektrischen Drehzahlstellvorrichtung ausgerüstet und besitzt zwei Hilfskontakte an der Pendelmuffe für Parallelschaltzwecke. Auf der elektrischen Seite sind automatische Spannungs- und Ueberstromschutzregler nebst Maximalstrom- und Maximalspannungsrelais und Thermoregulatoren für die Lager vorgesehen. Ebenso sind gewisse zusätzliche Relais notwendig, welche die automatische Einrichtung vervollständigen.

Die Inbetriebsetzung wird durch den Schleusenwärter oder einen vom Werk Montlingen hergeschickten Wärter vorgenommen, der sich vorerst telephonisch zu vergewissern hat, dass der Linienschalter in Montlingen geöffnet worden ist (Fig. 8).

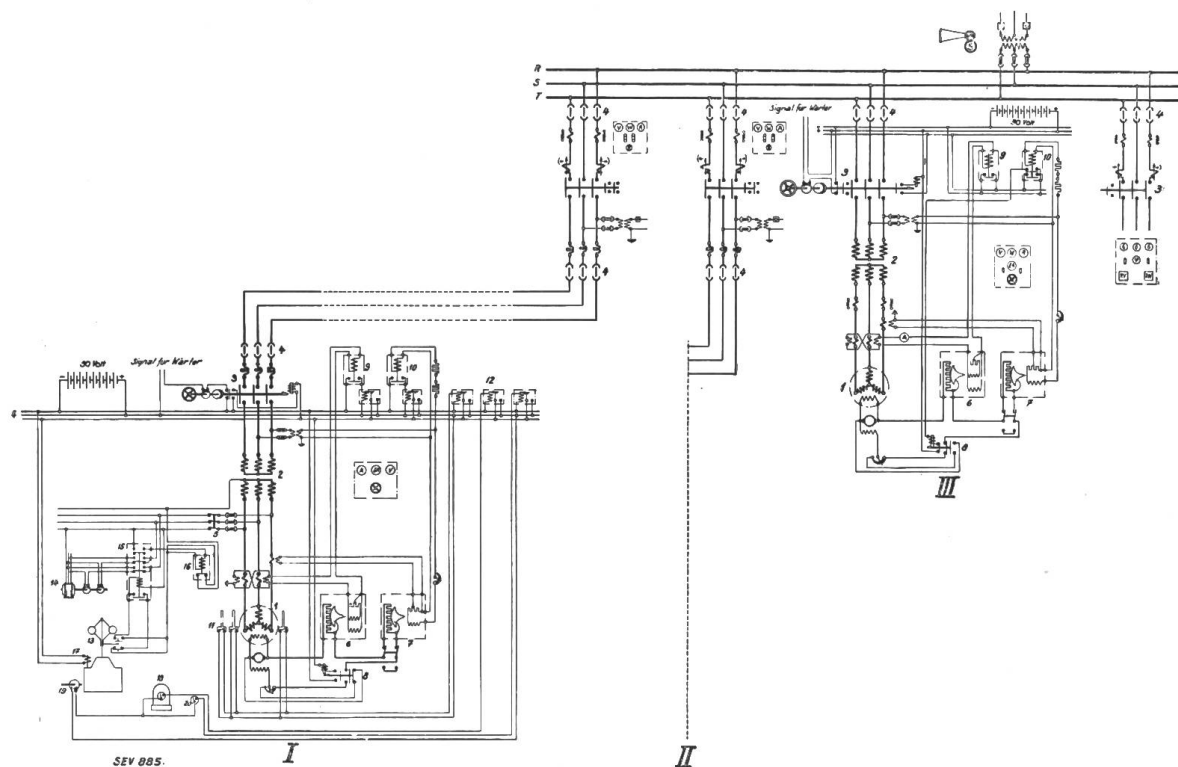


Fig. 8.

St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke A.-G., St. Gallen. Schaltungsschema des Hauptwerkes Montlingen und der bedienungslosen Aussenwerke Lienz und Blatten.

I = Werk Lienz; II = Werk Blatten (analog gebaut wie Werk Lienz); III = Werk Montlingen.

Zuerst ist der Magnetfeldschalter 8 und der Generatorschalter 3 einzuschalten, worauf die Turbine von Hand zu öffnen und dann der Regulator auf automatische Regulierung umzustellen ist. Dadurch läuft die Turbine an und der Generator erzeugt Spannung, welche durch den automatischen Spannungsregler auf den normalen Wert eingestellt wird, währenddem der Turbinenregler das Bestreben hat, auf normale Drehzahl zu regulieren. Der letztere ist, wie schon erwähnt, mit einer elektrischen Drehzahlstellvorrichtung 14 ausgerüstet, die durch ein Umschaltrelais 15 gesteuert wird. Während des Ansteigens der Drehzahl veranlasst das Umschaltrelais 15 den Drehzahlstellmotor zu noch weitergehendem Öffnen der Turbine, sofern sich die Drehzahlstellvorrichtung nicht schon von der letzten Betriebsperiode her in der betreffenden Endlage befindet. Die Drehzahl steigt also über die normale hinaus, bis zu einem Wert, der ca. 3 % über dem normalen liegt. Dann wird durch die Pendelmuffe 13 ein Hilfskontakt geschlossen, durch welchen das Umschaltrelais 15 zum Ansprechen gebracht und der Drehzahlstellmotor auf die andere Drehrichtung umgeschaltet wird. Die Drehzahl der Turbine nimmt somit wieder ab, und zwar bis zu einem Wert, der ca. 3 % unter der normalen

Drehzahl liegt. Hier wird durch einen weiteren Hilfskontakt der Stromkreis des Umschaltrelais 15 wieder unterbrochen, der Drehzahlverstellmotor somit wieder für die andere Drehrichtung umgesteuert usw. Die auf diese Weise erzeugten Pendelungen ermöglichen die Parallelschaltung des Generators mit dem Netz im Werk Montlingen, wo neben den notwendigen Einrichtungen auch stets das Bedienungspersonal vorhanden ist. Nach der Parallelschaltung wird nunmehr die Drehzahl der Gruppe vom Netz aus festgehalten und es wird deshalb kein Kontakt an der Pendelmuffe mehr betätigt; die Pendelungen hören also auf. Läuft nun im Momente der Parallelschaltung der Drehzahlverstellmotor gerade in der Oeffnungsrichtung der Turbine, ist also das Umschaltrelais 15 unerregt, so wird die Turbine ohne weiteres beaufschlagt, da dann der Drehzahlverstellmotor in der Oeffnungsrichtung der Turbine weiterläuft und weil das Umschaltrelais 15 nicht mehr anspricht, schliesslich durch den Endschalter 14 ausgeschaltet wird. Dreht sich demgegenüber der Drehzahlverstellmotor im Momente der Parallelschaltung in der Schliessrichtung, so würde, da das Umschaltrelais 15 nicht mehr ausgeschaltet werden könnte, die Turbine so weit geschlossen, bis ein Endschalter den Motor abstellt. Es kann daher keine Belastung der Turbine vorgenommen werden. Um dies zu vermeiden und in allen Fällen die richtige Beaufschlagung sicher zu stellen, steuert das Umschaltrelais 15 gleichzeitig mit dem Drehzahlverstellmotor auch ein Zeitrelais 16, das jeweils beim Ansprechen des Umschaltrelais 15 auch in Tätigkeit tritt. Wenn nun innerhalb der eingestellten Zeit von ca. 3 Minuten, die etwas grösser ist als die für eine Pendelung benötigte Zeit, das Umschaltrelais 15 nicht wieder abfällt, so läuft das Zeitrelais 16 ab und unterbricht den Stromkreis des Umschaltrelais 15. Dadurch wird der Motor für Drehrichtung im Sinne einer Oeffnung umgeschaltet, worauf die Turbine die Energielieferung ins Netz übernimmt.

Eine gewollte Ausserbetriebsetzung durch einen Wärter kann dadurch vorgenommen werden, dass der Generatorschalter ausgeschaltet und die Turbine geschlossen wird.

Die Maximalstromrelais 9 und die Maximalstromrelais des Linienschalters in Montlingen sind derart eingestellt, dass bei Netzstörungen nur der Linienschalter in Montlingen auslöst. Dadurch steigt die Drehzahl entsprechend der Reglereinstellung an und die Pendelmuffe 13 schliesst den Kontakt, wodurch die erwähnten Drehzahlpendelungen von selbst wieder beginnen, so dass die Wiederparallelschaltung in Montlingen möglich ist, ohne dass Personal nach dem bedienungslosen Werk gesandt werden muss. Bei Kurzschlüssen tritt überdies vorerst der Ueberstromschutzregler in Tätigkeit, der den Kurzschlussstrom des Generators auf einen Wert herabsetzt, der unerheblich über dem Normalstrom liegt, und es erfolgt die Ausschaltung des Linienschalters erst dann, wenn der Kurzschluss einige Sekunden andauert. Bei Kurzschlüssen auf der Verbindungsleitung zwischen Montlingen und der bedienungslosen Zentrale spricht der Ueberstromschutzregler in gleicher Weise an und wenn der Kurzschluss andauert, wird der Generatorschalter ausgelöst. Parallel zur Schalterauslösung wird der Hubmagnet am Turbinen-Drehzahlregler betätigt, wodurch der Leitapparat geschlossen wird und die Turbine praktisch zum Stillstand kommt. In gleicher Weise geht auch die Auslösung vor sich, wenn zufolge Durchbrennens der Turbine das Maximalspannungsrelais oder wenn ein Thermoregulator in den Lagern der Turbine oder des Generators anspricht, ebenso bei gefährlichem Rückgang des Druckes im Windkessel oder in der Förderleitung der Getriebe-Oelpumpe. Alle diese Auslösungen werden durch Fallklappen angezeigt, so dass der durch Signal herbeigerufene Wärter bei einer Auslösung des Generatorschalters ohne weiteres erkennen kann, welche Gründe zu dieser Auslösung geführt haben. Das Auslösen des Generatorschalters erkennt man in Montlingen am Linienwattmeter, das mit einem Minimalkontakt versehen ist. Die Ausschaltung des Generatorschalters im Werk Lienz wird ausserdem durch ein akustisches Signal dem in der Nähe stationierten Schleusenwärter angezeigt. Fig. 9 gibt die Aussenansicht des Werkes Blatten.

Man sieht an diesem Beispiel, wie es mit relativ einfachen Mitteln möglich ist, die verschiedensten Betriebsforderungen zu erfüllen. Die beiden Werke Lienz und Blatten sind nun bald 2 Jahre störungsfrei in Betrieb und arbeiten zur besten Zufriedenheit des Besitzers.



Fig. 9.

St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke A.-G., St. Gallen. Bedienstungsloses Kraftwerk Blatten am Rheintalischen Binnenkanal. Aussenansicht.

Der Schritt vom bedienstungslosen Kraftwerk, wie es durch diese beiden Anlagen representiert wird, zum vollautomatischen Werk ist nur noch sehr klein. Es genügt, wenn noch eine automatische Parallelschalt-Einrichtung sowie jene Apparate hinzugefügt werden, in deren Abhängigkeit das vollautomatische Werk arbeiten soll. Ein Beispiel hierfür bildet das Kraftwerk *Hofen* des Elektrizitätswerkes der Stadt St. Gallen, welches mit einem 400 kVA-Synchron-Generator ausgerüstet ist. Dieses Werk arbeitet normalerweise in Abhängigkeit des Wasserstandes in einem Sammelwei-

her, und zwar derart, dass die Anlage bei einem maximalen Wasserstand in Betrieb und bei einem minimalen Wasserstand ausser Betrieb gesetzt wird. Es ist ferner eine Schaltuhr und ein Handschalter vorhanden, mit welchen in dieses Spiel

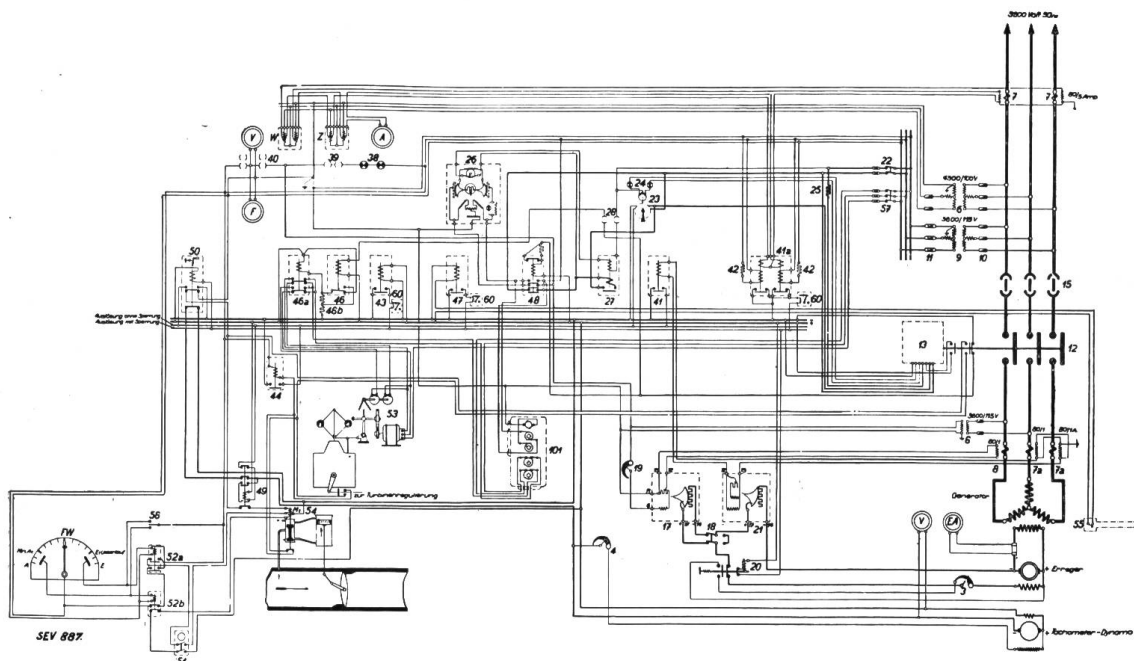


Fig. 10.

E. W. der Stadt St. Gallen. Bedienstungsloses Wasserkraftwerk Hofen. Prinzipschema.

eingegriffen werden kann. Fig. 10 stellt das Schema dieser Anlage dar. Der Wasserstand-Fernmelder *FW* und die Relais 52a und b, in Kombination mit dem Schalter 56 und der Schaltuhr 51, besorgen zusammen die eben erwähnten Steuerungen, indem

sie vermittelt Relais 54 den Turbinenschieber steuern. Das Parallelschalten zum Netz übernimmt der Parallelschaltapparat 26, der durch das Relais 48 eingeschaltet wird, sobald die Drehzahl der Turbine sich der normalen nähert. Um dem Parallelschaltapparat Gelegenheit zum Parallelschalten zu geben, werden auch hier Frequenzpendelungen erzeugt. Hierzu dient die mit dem Generator direkt gekuppelte Hilfsdynamo *R*, deren Spannung ein Mass für die Drehzahl bildet. Mit Hilfe der Relais 46 und 46a, die von dieser Spannung beeinflusst werden, wird die Drehzahlverstellvorrichtung in gewünschtem Sinne gesteuert. Der im Stromkreis des Drehzahlverstellmotors liegende Schaltapparat 101, der in gleicher Weise wie der Parallelschaltapparat vom Relais 48 gesteuert wird, lässt den Motor nur in gewissen Zeitabständen laufen, so dass sich die Drehzahl in einer flachen, treppenförmigen Kurve der synchronen Drehzahl nähert. Bei Phasen-Uebereinstimmung steuert der Parallelschaltapparat 26 das Zwischenrelais 27 und dieses das Schalterantriebsorgan 13 des Oelschalters 12, wodurch der Generator mit dem Netz parallel geschaltet wird. Durch einen Hilfskontakt auf der Oelschalterwelle werden alle für die Parallelschaltung notwendigen Apparate wieder spannungslos gemacht. Für das Abstellen dienen die Relais 44, 49 und 50. Bei vorübergehenden Störungen, wie Kurzschlüssen im Netz, wirkt der Ueberstromschutzregler 21 und limitiert den Generatorstrom auf einen für ihn ungefährlichen Wert. Dauert der Kurzschluss so lange, bis die Maximalstromrelais 41 zum Anprechen kommen, so wird die Auslöseschiene ohne Sperrung 0 und die daran angeschlossenen Auslöserrelais 44 und 49 unter Spannung gesetzt und veranlassen eine vorübergehende Stillsetzung der Gruppe. Bei inneren Störungen dagegen, wie Lagerbeschädigung, Ansprechen des Rückwattrelais usw., wird die Auslöseschiene mit Sperrung *P* unter Spannung gesetzt. Dadurch wird der Magnetfeldschalter 20 ausgeschaltet, der den Generator entmagnetisiert und das Auslöserrelais 50 erregt, welches die Gruppe abschaltet und stillsetzt, sowie jede



Fig. 11.
Bedienungsloses Wasserkraftwerk Hofen des E.W. der Stadt St. Gallen.
Aussenansicht.

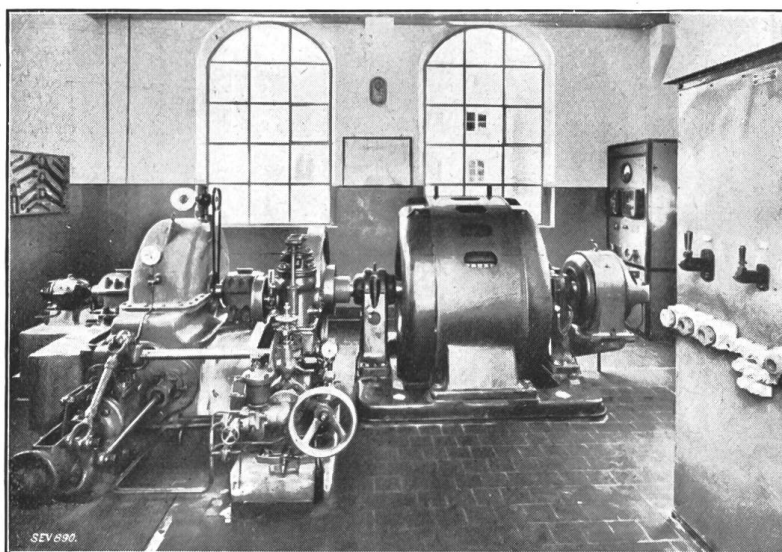


Fig. 12.
Wasser- und Elektrizitätswerk der Gemeinde Buchs, St. Gallen. Neues bedienungsloses und ferngesteuertes Kraftwerk in Altendorf-Buchs. Innenansicht.
Dreiphasen-Generator 920 kVA, 350 V, 50 Per/sec, 1000 U/min.

der Generatorstrom auf einen für ihn ungefährlichen Wert. Dauert der Kurzschluss so lange, bis die Maximalstromrelais 41 zum Anprechen kommen, so wird die Auslöseschiene ohne Sperrung 0 und die daran angeschlossenen Auslöserrelais 44 und 49 unter Spannung gesetzt und veranlassen eine vorübergehende Stillsetzung der Gruppe. Bei inneren Störungen dagegen, wie Lagerbeschädigung, Ansprechen des Rückwattrelais usw., wird die Auslöseschiene mit Sperrung *P* unter Spannung gesetzt. Dadurch wird der Magnetfeldschalter 20 ausgeschaltet, der den Generator entmagnetisiert und das Auslöserrelais 50 erregt, welches die Gruppe abschaltet und stillsetzt, sowie jede

Wiederinbetriebsetzung sperrt. Fig. 11 zeigt eine Aussenansicht des Werkes Hofen. Die Ersparnisse, welche durch den Umbau dieser Anlage auf automatischen Betrieb erzielt werden, betragen ungefähr Fr. 5000.— pro Jahr. Das Werk ist seit September 1927 in Betrieb. Eine ausführliche Beschreibung ist in den BBC-Mitteilungen vom August 1928 erschienen.

In gleicher Weise wie Kraftwerke mit einer Einheit lassen sich solche mit mehreren Einheiten automatisch betreiben. Alle jene Apparate, welche für das Anlassen und Parallelschalten gebraucht werden, also nur während der Inbetriebsetzung arbeiten müssen, können für alle Gruppen gemeinschaftlich verwendet werden, da kein Bedürfnis vorhanden ist, zwei Einheiten gleichzeitig anzulassen. Dadurch wird die automatische Ausrüstung wesentlich vereinfacht.

Es war bisher stets die Rede von Werken, welche entweder selbsttätig oder durch einen Wärter in Betrieb gesetzt werden. Es ist leicht einzusehen, dass es ohne weiteres auch möglich ist, solche Anlagen vom Hauptwerk aus in oder ausser Betrieb zu setzen, sei es durch Benützung der Hochspannungsleitung selbst oder

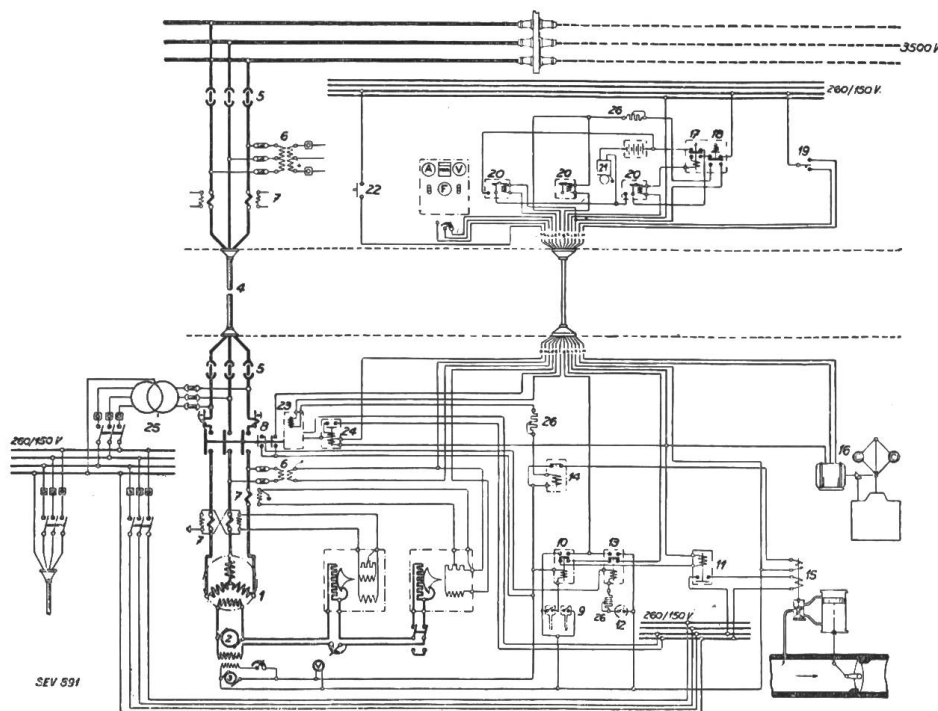


Fig. 13.

Wasser- und Elektrizitätswerk der Gemeinde Buchs, St. Gallen. Neues bedienungsloses und ferngesteuertes Kraftwerk in Altendorf-Buchs. Schaltungsschema.

durch Verlegen spezieller Steuerdrähte. In besonderen Fällen kann auch der Wunsch vorliegen, die Leistung oder die Spannung vom Hauptwerk aus beeinflussen zu können. Hierfür sind natürlich besondere Steuerleitungen nötig. Ein Beispiel einer solchen Anlage ist das Werk Altendorf des Wasser- und Elektrizitätswerkes der Gemeinde Buchs (St. Gallen) (Fig. 12 und 13). Es ist mit einer Turbinen-Generator-einheit von 900 PS ausgerüstet und wird nicht nur ohne Bedienung betrieben, sondern es ist dabei auch der gleichzeitige Betrieb des bestehenden Werkes derart vereinfacht worden, dass seit der Inbetriebsetzung der neuen Einheit, die tagsüber allein in Betrieb ist, der Wärter nur noch Präsenzdienst hat und nur bei Störungen herbeigerufen wird. Der Generator ist in üblicher Weise mit einem automatischen Spannungsregler und einem Ueberstromschutzregler ausgerüstet und die Lager besitzen die bekannten Thermoregulatoren. Die Pelton-Turbine, die mit dem Generator direkt gekuppelt ist, hat einen Drehzahlregler, der mit einem hydraulischen

Servomotor versehen ist, um ein Durchbrennen der Turbine im Falle des Versagens der Oeldruckregulierung zu verhindern. Ein Kontaktmanometer am Servomotor sorgt beim Versagen des Oeldruckreglers für die Ausserbetriebsetzung. Der Oeldruckregler ist ferner mit einer elektrischen Drehzahlverstellvorrichtung ausgerüstet, mit welcher die Drehzahl verändert bzw. die Belastung eingestellt werden kann. Für den Abschluss der Rohrleitung dient ein Keilschieber, der hydraulisch gesteuert wird und durch einen Hubmagneten beeinflusst werden kann. Das freie zweite Wellenende der Turbine ist mit einer kleinen Hilfsdynamo gekuppelt, die für Auslösezwecke dient und während des Betriebes der Gruppe stets Spannung liefert. Die Apparatur für das Erzeugen von Pendelungen für Parallelschaltzwecke sowie ein Parallelschaltapparat selbst sind nicht vorhanden. Dafür ist die Schaltung so getroffen worden, dass sowohl die Regulierung der Drehzahl wie die Steuerung des Generatorschalters vom Hauptwerk aus besorgt werden kann. Eine ausführliche Beschreibung dieses Werkes ist in den BBC-Mitteilungen vom Mai 1928 erschienen.

In vorliegendem Beispiel ist für die Steuerung und Rückmeldung ein zwölfadriges Kabel notwendig. Wenn die Distanz zwischen dem Hauptwerk und dem automatischen Werk gross ist oder das Bedürfnis vorhanden ist, noch mehr Steuerungen oder Rückmeldungen zu realisieren, so fallen die Kosten für die Verbindungsleitungen und das Verlegen derselben so sehr ins Gewicht, dass sie die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen. Es kommen dann besondere Fernsteuer- und Fernmelde-Einrichtungen zur Anwendung, welche dadurch gekennzeichnet sind, dass mit einigen wenigen Steuerleitungen eine grosse Zahl von Betätigungen resp. Rückmeldungen ausgeführt werden können. Diese ferngesteuerten Kraftwerke bilden jedoch ein Kapitel für sich und gehören nicht in den Rahmen dieses Vortrages.

Der *Vorsitzende* verdankt auch dieses Referat bestens und eröffnet die *Diskussion*.

Kesselring-Strassburg erkundigt sich nach der Regulierung der Blindleistung in automatischen Kraftwerken; *Regard*-Elektrobank, Zürich, bemerkt, dass sich die im Referat angeführten Beispiele und Erläuterungen jeweils auf automatische Zentralen mit einer einzigen Betriebseinheit beziehen. Er fragt an, ob Anlagen mit zwei oder mehreren Gruppen für vollautomatischen Betrieb auch ausgeführt worden sind und ob nicht, für solche Verhältnisse, besondere Schwierigkeiten und Komplikationen, sei es für die Schaltung oder für die Apparatur selbst, zu erwarten sind, speziell was die unbedingt einzuhaltende Zwangsläufigkeit in der Reihenfolge der Zu- und Abschaltungsmanöver der Gruppen anbetrifft.

Der *Referent* teilt mit, dass die Blindleistung am Spannungsregler der automatisch betriebenen Gruppe beliebig eingestellt werden könne; ist zwischen Hauptwerk und bedienungslosen Maschinen eine Steuerleitung vorhanden, so kann die Blindleistung auch vom Hauptwerk aus reguliert werden. — Ausführungen von bedienungslosen Kraftwerken mit mehr als zwei Einheiten sind bisher nicht gemacht worden. Bei zwei Einheiten wird die Gesamtleistung z. B. so aufgeteilt, dass der eine Generator $\frac{1}{3}$, der andere $\frac{2}{3}$ übernimmt, wodurch der Wirkungsgrad der Anlage maximal wird. Bei Anlauf des Werkes geht zuerst die kleinere Einheit in Betrieb. Steigt die Leistung, so geht die grössere in Betrieb, die kleinere ausser Betrieb. Steigt die Leistung noch mehr, so gehen beide Einheiten in Betrieb. Bei sinkender Leistung gehen die Generatoren in umgekehrter Reihenfolge ausser Betrieb. Eine solche Anlage ist ausgeführt in Bözingen.

Puppikofer-M. F. O. Oerlikon zeigt eine Reihe von Lichtbildern über das von der Maschinenfabrik Oerlikon entwickelte System automatischer Kraftwerke. Ein erstes Bild stellt die im Vortrage des Herrn Wälti erwähnte erste vollautomatische Wasserkraftanlage der Schweiz dar, das Werk La Rançonnière der Stadt Le Locle, das von den Services industriels du Locle zusammen mit der Maschinenfabrik Oerlikon gebaut wurde. Da dieses Werk eventuell zeitweise selbständig und allein auf das Netz der Stadt Le Locle arbeiten muss, wurde es durch ein Vieladerkabel mit Le Locle verbunden, so dass es auch mit Fernsteuerung von dort aus betrieben werden kann. Das Werk ist mit 2 Generatoren von 360 resp. 220 kW ausgerüstet, die, um das Synchronisieren zu vermeiden, als Synchron-Induktionsmaschinen ausgeführt wurden. Die Maschinenfabrik Oerlikon hat ein spezielles System für den Anlauf automatischer Gruppen, sowie ein Parallelschaltrelais entwickelt, mit welchem die Parallelschaltung von Synchronmaschinen jeder Grösse glatt und stosslos ausgeführt werden kann. Er erläutert an Hand von Schemata und Kurven die Arbeitsweise der Oerlikon-Anlagen, wovon sich z. Zt. eine mit zwei Generatoren in Spanien im Bau befindet. (Wir verzichten hier auf die ausführliche Wiedergabe dieser Ausführungen, da voraussichtlich im Bulletin S. E. V. 1929, No. 12, ein eingehender Aufsatz von Herrn Puppikofer über das selbsttätige Anlassen und Parallelschalten der Generatoren in automatischen Kraftwerken erscheinen wird. Dieser Aufsatz enthält die heutigen Darlegungen des Herrn Puppikofer. Die Redaktion.)

Der *Vorsitzende* dankt den Diskussionsrednern für ihre Voten und ersucht die Anwesenden, Wünsche betr. Diskussionsthema für weitere Versammlungen bekannt zu geben. Es sind auch die Vorträge für die nächste Generalversammlung des S. E. V. festzusetzen. Folgende Themata sind bereits vorgesehen:

Gegenwärtiger Stand der Elektrifizierung in Aegypten und Aussichten für die Zukunft. (Ing. F. Rutgers, Professor an der Techn. Hochschule in Kairo).

Die wirtschaftliche Deckung des Energiebedarfes für das Kochen; stärkere Entwicklung der Abgabe elektrischer Energie.

Mitteilungen des Amtes für Wasserwirtschaft: „Wirtschaftliches über die Energieversorgung des Landes im Winter“.

Übersicht und Untersuchung über die in der Schweiz üblichen und angewandten Tarifsysteme. Statische Kondensatoren zur Blindleistungskompensation.

Hohlseile in Höchstspannungsanlagen.

Spannungsregulierung unter Last in Höchstspannungsanlagen.

Untersuchung der Windungsbeanspruchung von Transformatoren mit dem Kathodenstrahl-oszillograph.

Zukunftsaussichten in der Entwicklung von Starkstromapparaten im Zusammenhang mit Hochvakuum.

Fernbetätigung und Fernablesungen.

Anwendung von Elektroöfen unter Ausnützung von Abfallstrom.

Das Dampfkraftwerk in Konkurrenz mit dem Wasserkraftwerk.

Prof. Wyssling regt einen Diskussionsvortrag an über die Mittel zur Verbesserung des $\cos \varphi$ in Netzen. Heute sind es zwei Hauptfragen, welche die Elektrizitätswerke interessieren: der Selektivschutz und die Verbesserung des $\cos \varphi$.

Weitere Vorschläge werden keine gemacht.

Der *Vorsitzende* dankt im Namen des Vorstandes des S. E. V. den Mitgliedern und Gästen des S. E. V. für ihre Teilnahme an dieser Diskussionsversammlung. Die grosse Zahl der Anwesenden zeugt für das Interesse, das der Erörterung von Neuerungen auf elektrotechnischem Gebiet entgegengebracht wird; den Vorstand wird dieser Erfolg veranlassen, gelegentlich weitere Diskussionsversammlungen zu veranstalten. Er gibt der Hoffnung Ausdruck, dass sich, im Sinne der Anregung des Herrn Prof. Wyssling, bei späteren Gelegenheiten auch Vertreter der Elektrizitätswerke mit ihrer Betriebserfahrung als Vortragsredner melden, obschon sie sich, namentlich zur Behandlung wirtschaftlicher Fragen, in erster Linie zur Verfügung des V. S. E. stellen werden.

Schluss der Versammlung um 15³⁰.

Wirtschaftliche Mitteilungen. — Communications de nature économique.

Aus Geschäftsberichten bedeutenderer schweizerischer Elektrizitätswerke.

Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau, Arbon, pro 1928.

Der Energieumsatz betrug 45,14 Millionen kWh, gegenüber 41,34 im Vorjahre. In die Sekundärnetze wurden 42,13 Mill. kWh abgegeben, gegenüber 38,12 Mill. im Vorjahre. Die Höchstbelastung betrug 10 800 kW, gegenüber 10 500 im Vorjahre.

Pro abgegebene kWh betrugen die Selbstankaufskosten 4,11 Rp., gegenüber 4,347 Rp., und die durchschnittlichen Einnahmen 6,401 Rp., gegenüber 6,975 Rp. im Vorjahre.

Von der Beteiligung bei den N. O. K. abgesehen, betrugen die *Betriebseinnahmen*:

aus dem Energieverkauf	Fr. 2 697 609
diverse Einnahmen aus dem Installationsgeschäft, dem Prüfbetrieb und andere	33 210

Die *Ausgaben* betrugen:

für Energiebezug	1 731 696
für Verzinsung des investierten Geldes	171 387
für Verwaltung, Betrieb u. Unterhalt	398 051
für Abschreibungen aller Art	428 010

Der Erstellungswert der Verteilanlage betrug bis Ende 1928 Fr. 6 494 238 und deren Buchwert Fr. 3 581 237.

Service électrique de la ville de Lugano, sur l'année 1928.

La quantité d'énergie distribuée a atteint 55,77 millions de kWh en augmentation de 2,48 millions par rapport à l'année précédente.

kWh	
44 087 100	furent produits à Verzasca
1 907 740	à Valmara
893 000	dans l'usine thermique
8 881 250	furent achetées à l'Ofelti.

	Mill. de kWh
L'exportation a absorbé	32,57
la traction	1,65
la ville de Lugano	6,88
les communes des environs	8,16
les pertes dans les canalisations et les transformateurs ont été de	6,51
Les recettes provenant de la vente du courant et de la location des compteurs se sont montées à	2 883 935
Les frais d'administration et d'exploitation, y compris l'intérêt des capitaux investis, se sont montés à	1 286 368
Pour l'énergie achetée il a été payé	367 951