

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 59 (1968)
Heft: 15

Rubrik: Energie-Erzeugung und -Verteilung : die Seiten des VSE

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>

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Ausbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung

1. Einleitung

1.1 Im Herbst 1963 hatten die sechs Überlandwerke Aare-Tessin AG für Elektrizität, Olten (Atel), Bernische Kraftwerke AG, Bern (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG, Luzern (CKW), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg (EGL), SA l'Energie de l'Ouest-Suisse, Lausanne (EOS), Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden (NOK), zusammen mit den drei Städtewerken Basel, Bern und Zürich und mit den Schweizerischen Bundesbahnen, Bern (die «10 Werke»), eine Studie über die Eingliederung der ersten Atomkraftwerke in die schweizerische Energiewirtschaft veröffentlicht. Im April 1965 gaben diese 10 Werke einen Bericht über den Ausbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung heraus, in welchem die Deckung des voraussichtlichen Elektrizitätsverbrauches im Zeitraum der 12 hydrographischen Jahre 1964/65—1975/76 ¹⁾ unter Berücksichtigung der zu jener Zeit in Bau befindlichen und projektierten Wasserkraftwerke, konventionellen thermischen Kraftwerke und der ersten geplanten Atomkraftwerke untersucht wurde.

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben insbesondere die Aufgabe, dem Verbraucher elektrische Energie stets in der Menge und zu der Zeit zu liefern, wie er sie zu beziehen wünscht. Sie sind darauf angewiesen, sich bei ihren Überlegungen über die Verbrauchsdeckung auf mittelfristige Entwicklungsschätzungen zu stützen. Von der Inangriffnahme eines Kraftwerksprojektes bis zur Inbetriebnahme des Werkes verstreichen bei Wasserkraftwerken etwa sechs bis zehn Jahre und bei Wärmekraftwerken vier bis sechs Jahre. Auf so lange Zeit hinaus müssen die Elektrizitätswirtschaftler also die Bedarfentwicklung auf nationaler wie auf regionaler Ebene schätzen. Sie stützen sich dabei auf die Vergangenheit, indem sie die Verbrauchszuwachsraten in den einzelnen Jahreszeiten über mehrere Jahre zurück verfolgen, den Einfluss aussergewöhnlicher Verhältnisse berücksichtigen und der heutigen Lage im Hinblick auf die spätere Entwicklung möglichst Rechnung tragen. Das auf diese Weise erhaltene Bild wird

dann in die Zukunft projiziert bzw. die so erhaltene Verbrauchskurve wird extrapoliert.

Die geschätzte Bedarfentwicklung wird, wie die meisten Prognosen, mehr oder weniger von der späteren Wirklichkeit abweichen, vor allem deswegen, weil die allgemeine wirtschaftliche Lage des Landes unvorhersehbaren Änderungen unterworfen ist. Darum werden die Prognosen über den Verbrauchszuwachs laufend überprüft und allfällig veränderten Verhältnissen angepasst.

1.2 Auf Seiten der Elektrizitätserzeugung ist seit der Veröffentlichung des letzten Berichtes der 10 Werke im Jahre 1965 das erste grosse Ölkraftwerk (Chavalon) mit einer Gesamtleistung von 284 MW ²⁾ in Betrieb gekommen. Ferner sind zwei grosse Kernkraftwerke mit Leistungen von 350 MW (Beznau) und 306 MW (Mühleberg) bereits im Bau und sollen 1969 bzw. 1971 fertiggestellt sein. Die Inbetriebnahme eines weiteren Kernkraftwerkes in der Beznau mit einer Leistung von 350 MW ist im Jahr 1972 vorgesehen. Wenn die 10 Werke auch die Eingliederung einiger Ölkraftwerke in das schweizerische Elektrizitätserzeugungspotential vorgesehen hatten, so wird Chavalon einstweilen doch das einzige Gross-ölkraftwerk in unserem Lande sein. Grund hierfür sind vor allem die heftige Opposition, die sich in der Öffentlichkeit bemerkbar machte, trotzdem keine nachteiligen Auswirkungen auf die Luftreinheit festgestellt werden konnten, aber auch die Tatsache, dass sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze zu Gunsten der Kernkraftwerke verschoben hat.

In bezug auf den Bau von Wasserkraftwerken hat sich die Lage nicht wesentlich geändert. Als neues kostensteigerndes Moment kommen zur Bauteuerung und zu den höheren Zinslasten die Forderungen seitens der Konzessionsgeber nach höheren Wasserzinsen hinzu. Gleichzeitig aber bietet sich die Möglichkeit, Kernkraftwerke zu günstigen Preisen zu erstellen, so dass der Bau neuer, in ihrer Erzeugungscharakteristik vergleichbarer Flusswasserkraftwerke nur noch in besonderen Fällen vertretbar erscheint, zum Beispiel, wenn er mit einer Gewässerkorrektur einhergeht. Speicherkraftwerke

¹⁾ 1. Oktober 1964 bis 30. September 1976.

²⁾ 1 MW = 1 Megawatt = 1000 Kilowatt (kW).

mit kurzer Jahresbenutzungsdauer und Pumpspeichieranlagen erhalten erhöhte technisch-wirtschaftliche Bedeutung im Zusammenhang mit dem Bau von Kernkraftwerken, die sich zur Spitzendeckung zur Zeit nicht eignen.

1.3 Nicht nur auf Seiten der Elektrizitätserzeugung sind Änderungen eingetreten, die eine Korrektur des im April 1965 entworfenen Zukunftsbildes erfordern. Auch die Zuwachsraten des Elektrizitätsverbrauches, wie sie im letzten Bericht für den Zeitraum 1964/65—1969/70 auf 6 % im Winter- und 5 % im Sommerhalbjahr und für die Periode 1970/71—1975/76 um 0,5 % tiefer geschätzt worden waren, wurden in den letzten Jahren nicht mehr erreicht. Hierfür sind drei Gründe anzuführen: Die Verlangsamung des Konjunkturanstieges, die durch staatliche Massnahmen gefördert wird; die Verlangsamung der Bevölkerungszunahme wegen der behördlichen Beschränkung der Zulassung ausländischer Arbeitskräfte und schliesslich die Konkurrenzierung der Elektrizität durch das Öl bei Wärmeanwendungen. Eine Anpassung der damals geschätzten Zuwachsraten drängt sich daher auf.

2. Gegenstand des Berichtes

2.1 Der Bericht beinhaltet die Untersuchung des voraussichtlichen Elektrizitätsbedarfes und dessen Deckung. Er bezieht sich auf die gesamte Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz und berücksichtigt einerseits die Entwicklung des Bedarfes, andererseits die Erzeugung in den bestehenden, in den im Bau befindlichen sowie in denjenigen Kraftwerken, deren Baubeschluss vor dem 1. Januar 1968 gefasst wurde, ausgenommen die Kraftwerke Sarganserland, die erst Ende 1976 den Betrieb aufnehmen werden. Da vor allem die Bedarfsentwicklung auf Schätzungen und Annahmen beruht, die von Zeit zu Zeit der Überprüfung bedürfen, erfolgen solche Untersuchungen periodisch.

2.2 Unsere Studien erstrecken sich, ausgehend vom hydrologischen Jahr 1965/66, über die beiden Fünfjahresperioden 1966/67—1970/71 bzw. 1971/72—1975/76, wobei insbesondere die Verhältnisse in den Stichjahren 1970/71 und 1975/76 näher betrachtet werden.

Zunächst werden die voraussichtliche Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes erörtert und die zu erwartende Stromerzeugung behandelt. Die Produktionsmittel werden dann dem zu erwartenden Bedarf entsprechend eingesetzt, wobei sich aus Überschuss und Defizit insbesondere Möglichkeiten für den Energieaustausch mit den Nachbarländern ergeben. Diese Studien stützen sich weitgehend auf statistisches Material des Eidg. Amtes für Energiewirtschaft und des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft.

2.3 Die 10 Werke möchten wiederum nachdrücklich darauf hinweisen, dass die im Bericht verzeichneten Feststellungen und Folgerungen auf Schätzungen und Annahmen beruhen, die die zukünftige Entwicklung möglichst genau widerspiegeln möchten, ihr aber keinesfalls mit Sicherheit gerecht werden können.

3. Schätzung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfes

Energiebedarf

3.1 Der schweizerische Landesverbrauch — ohne die Abgabe an Elektrokessel und Speicherpumpen, deren Umfang von den Werken selbst bestimmt wird — erreichte in den letzten sechs Jahren folgende Werte:

Verbrauch in den Jahren 1960/61—1965/66

Tabelle 1

Jahr	Winterhalbjahr 1. 10. — 31. 3.		Sommerhalbjahr 1. 4. — 30. 9.		Total im Jahr 1. 10. — 30. 9.	
	GWh ¹⁾	Zuwachs %	GWh	Zuwachs %	GWh	Zuwachs %
1960/61	9 111	7,4	9 030	5,1	18 141	6,2
1961/62	9 631	5,7	9 476	4,9	19 107	5,3
1962/63	10 409	8,1*	9 892	4,4	20 301	6,2*
1963/64	10 815	3,9*	10 335	4,5	21 150	4,2*
1964/65	11 296	4,4	10 861	5,1	22 157	4,8
1965/66	11 622	2,9	11 069	1,9	22 691	2,4
1966/67	12 036	3,6	11 551	4,4	23 587	3,9

* Hier ist zu beachten, dass der Winter 1962/63 ungewöhnlich kalt und die Verbrauchszunahme entsprechend gross war. Andererseits fiel der prozentuale Mehrverbrauch im Jahre 1963/64 wegen des hohen Vorjahreswertes verhältnismässig bescheiden aus. Im Durchschnitt der beiden Winterhalbjahre bzw. Jahre ergeben sich Zuwachsraten von 6,0 % bzw. 5,2 %.

In der Zeitspanne 1950/51—1964/65 lag die durchschnittliche Verbrauchszunahme

im Winterhalbjahr bei 5,9 %,

im Sommerhalbjahr bei 5,1 %,

im Jahr bei ca. 5,5 %.

Diese Zuwachsraten wurden in den letzten Jahren deutlich unterschritten. Auch im Winterhalbjahr 1966/67 erhöhte sich der Landesverbrauch nur um 3,6 % und im Sommerhalbjahr 1967 um 4,4 %.

Zukunftsaussichten

3.2 Nach Ansicht der 10 Werke dürften sich die in den zwei letzten Jahren festgestellten niedrigen Zuwachsraten, insbesondere wegen des teilweisen Wegfalls der in Ziff. 1.3 erwähnten behördlichen Konjunkturdämpfungsmassnahmen, wieder etwas erhöhen, so dass für die nächsten fünf Jahre eine durchschnittliche Zuwachsrate in der Grössenordnung von 4,5 % als wahrscheinlich erscheint, wobei dem unterschiedlichen Anstieg im Sommer- und im Winterhalbjahr Rechnung zu tragen ist. Bei dieser eher bescheidenen Annahme soll derselbe Wert für die beiden Fünfjahresperioden angenommen und damit auf die im letzten Bericht erfolgte Differenzierung verzichtet werden.

Auf Grund dieser Überlegungen wird ein jährlicher Verbrauchsanstieg gemäss Tabelle 2 erwartet und den Untersuchungen zugrunde gelegt.

Schätzung des jährlichen Verbrauchszuwachses

Tabelle 2

Periode	Winterhalbjahr	Sommerhalbjahr	Jahr
1966/67—1970/71	5 %	4 %	somit ca. 4,5 %
1971/72—1975/76	5 %	4 %	somit ca. 4,5 %

3.3 Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich für die Stichjahre 1970/71 und 1975/76 folgende Verbrauchszahlen:

Geschätzte Verbrauchsentwicklung

Tabelle 3

Basis- bzw. Stichjahr	Inlandverbrauch in GWh (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen)			Mehrverbrauch gegenüber 1965/66 in GWh		
	Winterhalbjahr 1. 10. — 31. 3.	Sommerhalbjahr 1. 4. — 30. 9.	Jahr 1. 10. — 30. 9.	Winterhalbjahr 1. 10. — 31. 3.	Sommerhalbjahr 1. 4. — 30. 9.	Jahr 1. 10. — 30. 9.
1965/66	11 622	11 069	22 691	—	—	—
1970/71	14 800	13 500	28 300	3200	2400	5 600
1975/76	18 900	16 400	35 300	7300	5300	12 600

¹⁾ 1 GWh = 1 Gigawattstunde = 1 Million Kilowattstunden (kWh).

Sollte statt der angenommenen Zuwachsraten ein um beispielsweise $\pm 0,5\%$ abweichender Verbrauchszuwachs eintreten, so würde sich gegenüber den geschätzten Zahlen ein Mehr- oder Minderverbrauch von rund 700 GWh im Jahre 1970/71 und von 1700 GWh im Jahre 1975/76 ergeben. Dies entspricht der maximal erzielbaren Produktion eines thermischen Kraftwerkes von ca. 100 MW im ersten und von rund 240 MW im zweiten Stichjahr. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind darauf vorbereitet, sich den zu erwartenden Schwankungen in der Bedarfszunahme rechtzeitig anzupassen.

Leistungsbedarf

3.4 Nach den Statistiken des Eidg. Amtes für Energiewirtschaft betrug die Höchstbelastung der Werke für die Deckung des Inlandverbrauches im Jahre 1965/66 4060 MW. Im Zeitpunkt dieser maximalen Spitze dürfte die Abgabe an Elektrokessel und Speicherpumpen unbedeutend gewesen sein.

Während der letzten sechs Jahre stieg die Höchstlast im Winterhalbjahr um durchschnittlich 5,5 %. Im selben Zeitraum erhöhte sich der Inlandverbrauch (Tabelle 1) im Winter um durchschnittlich 5,4 %, im Sommer um 4,3 %. Die virtuelle Benützungsdauer der Höchstlast, resultierend aus dem Quotienten des Verbrauches geteilt durch die Belastungsspitze, schwankte im Winter und Sommer zwischen 2900 und 3000 Stunden.

3.5 Es kann daher angenommen werden, dass sich die Belastungsspitze in etwa demselben Masse erhöhen wird wie der Verbrauch. Aus diesem Grunde sind der vorliegenden Untersuchung auch für die Höchstbelastung Zuwachsraten von 5 % im Winterhalbjahr und 4 % im Sommerhalbjahr zugrunde gelegt worden.

Da die virtuelle Benützungsdauer in den letzten Jahren, wie erwähnt, annähernd konstant geblieben ist und sich statistisch keine Änderung abzeichnet, kann dem zukünftigen Bedarf ein ähnlicher Belastungsverlauf wie der gegenwärtige zugrunde gelegt werden. Dies bedeutet, dass die beanspruchte Leistung und der Energieverbrauch annähernd im gleichen Verhältnis zunehmen werden.

Für die ausgewählten Stichjahre wurden demnach folgende Maximalbelastungen angenommen:

Geschätzte Entwicklung der Höchstbelastung Tabelle 4

Basis- bzw. Stichjahr	Maximale Belastung in MW ¹⁾	Mehrbelastung gegenüber 1965/66 in MW ¹⁾
1965/66	4060	—
1970/71	5100	1100
1975/76	6500	2500

Überschlägige Berechnungen zeigen, dass die schweizerischen Elektrizitätswerke für absehbare Zeit über ansehnliche Leistungsreserven verfügen.

4. Elektrizitätserzeugung

4.1 Bis Oktober 1965 war die schweizerische Elektrizitätsversorgung fast ausschliesslich auf Wasserkraft aufgebaut. Seither ist, wie erwähnt, das Ölkraftwerk Chavalon (284 MW) in Betrieb gekommen, und die im Bau befindli-

chen Kernkraftwerke Beznau I (350 MW) und Mühleberg (306 MW) sollen am 1. Oktober 1969 bzw. am 1. Oktober 1971 den Betrieb aufnehmen. Mit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Beznau II (350 MW) kann im Frühjahr 1972 gerechnet werden.

Bei der Schätzung der Erzeugung genügt es also nicht mehr, die unterschiedlichen Wasserverhältnisse (Trockenjahr, Mitteljahr, Nassjahr) zu berücksichtigen. Es muss zusätzlich der voraussichtliche Einsatz der Wärmekraftwerke geschätzt werden, indem für jedes thermische Kraftwerk eine bestimmte Benützungsdauer angenommen wird.

Hydraulische Erzeugung

4.2 Im Basisjahr 1965/66 betrug die Nettoerzeugung in Wasserkraftwerken (abzüglich Bedarf für Pumpenantrieb) im Winterhalbjahr 11 674 GWh, im Sommerhalbjahr 15 188 GWh.

Sowohl der Winter als auch der Sommer waren aber durch günstige Wasserverhältnisse gekennzeichnet. Nach den Angaben des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft hätten die Wasserkraftwerke bei mittleren Wasserverhältnissen

im Winterhalbjahr 11 200 GWh,
im Sommerhalbjahr 14 600 GWh

erzeugen können.

4.3 Auf Grund der neuesten Schätzungen dieses Amtes und im Einvernehmen mit den 10 Werken kann in den angenommenen Stichjahren mit folgenden im Mittel erzeugbaren Energiemengen gerechnet werden:

Schätzung der mittleren hydraulischen Erzeugung Tabelle 5

Stichjahr	Winterhalbjahr GWh	Sommerhalbjahr GWh	Total GWh
1965/66	11 200	14 600	25 800
1970/71	13 100	16 600	29 700
1975/76	13 300	16 800	30 100

Diese Zahlen stellen die mittlere Nettoproduktion aller bestehenden Wasserkraftwerke dar, unter Berücksichtigung derjenigen, die sich am 1. Januar 1968 im Bau befanden oder deren Baubeschluss bis zu diesem Datum gefasst worden war. Von der Gesamterzeugung ist der Bedarf an Pumpenenergie, der zur Füllung der Saison-Speicherbecken benötigt wird, abgezogen.

Die in Wasserkraftwerken erzeugbaren Energiemengen reduzieren sich gegenüber dem langjährigen Mittel in Jahren ungünstiger Wasserführung bis um ca. 20 % und erhöhen sich in wasserreichen Jahren bis um ca. 15 %. Die Auswirkungen dieser beträchtlichen Produktionsunterschiede werden unter Ziff. 5.1 näher untersucht.

4.4 In den Zahlen der Tabelle 5 ist berücksichtigt, dass die Nutzung der Speicherseen nur zu ca. 80 % auf den Winter entfällt. Im verbleibenden zwanzigprozentigen Anteil des Speicherinhaltes ist die nicht immer vollständige Füllung am 1. Oktober und die Reserve für die Übergangsmonate April und Mai berücksichtigt.

Bei fortschreitendem Anteil der Wärmekraftwerke an der Deckung des Bedarfes kann angenommen werden, dass diese Frühjahrs-Reserve nicht mehr im bisherigen Umfang notwendig sein wird. Sie wird sich aber im betrachteten Zeit-

raum vermutlich noch nicht wesentlich ändern und wurde deshalb in dieser Studie als konstant betrachtet.

4.5 Ein weiterer Schritt in der Anpassung der Produktion der Wasserkraftwerke an den Energiebedarf besteht darin, dass seit einigen Jahren vermehrt Speicherwerke mit Pumpanlagen, insbesondere solche mit Umwälzbetrieb erstellt werden. Diese erlauben, die in den Schwachlastzeiten vorhandenen Energieüberschüsse zu veredeln, damit diese Energie in Starklastzeiten wieder zur Verfügung steht. Mit dem zunehmenden Einsatz von Atomkraftwerken werden die Pumpspeichieranlagen noch an Bedeutung gewinnen; sie ermöglichen eine bessere Ausnutzung der Atomkraftwerke und erhöhen dadurch deren Wirtschaftlichkeit.

5. Deckung des Bedarfes

Energiebilanz

5.1 Im Bericht vom April 1965 betonten die 10 Werke, dass es schwierig sei, bereits feste Voraussagen über den Einsatz von konventionellen thermischen Kraftwerken und von Atomkraftwerken zu machen. In der Zwischenzeit hat die Reaktortechnik beträchtliche Fortschritte gemacht, so dass der Bau von wirtschaftlich konkurrenzfähigen Atomkraftwerken grösserer Leistung möglich wurde. Zudem wurde die Verwirklichung verschiedener Wasserkraftprojekte aufgegeben, auf andere musste aus Kostengründen einstweilen verzichtet werden.

*Energiebudget bei mittlerer Wasserführung für die
Stichjahre 1970/71 und 1975/76*

Tabelle 6

Jahr	Winterhalbjahr			Sommerhalbjahr		
	1965/66 GWh	1970/71 GWh	1975/76 GWh	1966 GWh	1971 GWh	1976 GWh
Energiebedarf	11 600	14 800	18 900	11 100	13 500	16 400
Energieerzeugung Wasserkraftwerke im Mitteljahr	11 200	13 100	13 300	14 600	16 600	16 800
Wärme- kraftwerke	380	2 800	5 400	140	1 375	3 200
Total	11 580	15 900	18 700	14 740	17 975	20 000
Überschuss (+) Manko (—)	— 20	+ 1 100	— 200	+ 3 640	+ 4 475	+ 3 600

Thermische Erzeugung

4.6 Heute sind in den kleineren konventionellen Wärmekraftwerken von Industrie und Elektrizitätsunternehmen insgesamt 230 MW installiert, die bei mittlerer Wasserführung im Winter während etwa 1000 Stunden und im Sommer während ungefähr 500 Stunden eingesetzt werden. Darüber hinaus dienen diese Anlagen als Reserve.

Im Herbst 1965 und 1966 wurde je eine Maschinengruppe des Ölkraftwerkes Chavalon mit einer Leistung von insgesamt 284 MW und im Herbst 1967 eine thermische Anlage von 25 MW in Cornaux in Betrieb genommen. Ihre Benützungsdauer wurde bei mittlerer Wasserführung im Winterhalbjahr mit 4000 Stunden, im Sommerhalbjahr 1971 zunächst mit 1300 Stunden und 1976 mit 2000 Stunden angenommen.

Auf den Winter 1969/70 und 1971/72 werden die beiden im Bau befindlichen Kernkraftwerke Beznau I (350 MW Druckwasserreaktor) bzw. Mühleberg (306 MW Siedewasserreaktor) den Betrieb aufnehmen. Die Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Beznau II ist auf das Frühjahr 1972 vorgesehen. Für diese Anlagen wird mit einer technisch erreichbaren Benützungsdauer von 4000 Stunden im Winterhalbjahr und 2500 Stunden im Sommerhalbjahr gerechnet.

Beim Einsatz der grossen Wärmekraftwerke wurde insbesondere auch deshalb mit hoher Benützungsdauer gerechnet, weil die Brennstoffkosten im Vergleich zu den investitionsbedingten Festkosten verhältnismässig niedrig sind, d. h. Wärmekraftwerke arbeiten um so wirtschaftlicher, je mehr sie produzieren. Die thermischen Kraftwerke werden somit zur Deckung der Grundlast eingesetzt.

Unter der Voraussetzung, dass sich der Bedarf wie angenommen entwickelt, lassen sich die in den Figuren 1 und 2 dargestellten Prognosen über die künftige Bedarfsdeckung für Winterhalbjahr und Sommerhalbjahr aufstellen. In diesen Prognosen sind alle im Betrieb und im Bau befindlichen hydraulischen und thermischen Kraftwerke berücksichtigt sowie diejenigen, deren Baubeschluss vor dem 1. Januar 1968 gefasst wurde.

Die Schätzung der Erzeugungsmöglichkeit in Wasserkraftwerken basiert auf den Erwartungen im Mitteljahr. Die Ausgleichsmöglichkeiten bei niedriger Wasserführung erlauben, die Beurteilung der Bedarfsdeckung auf das Mitteljahr abzustellen.

Solche Ausgleichsmöglichkeiten sind: Energieaustausch im Verbundbetrieb (siehe Ziff. 6.2), Reserve in kleinen thermischen Anlagen sowie Reserve- und andere Einfuhrverträge mit Gesellschaften in Nachbarländern. Die gestrichelte Linie 3 in den Fig. 1 und 2 zeigt die verminderte Erzeugungsmöglichkeit im trockenen Jahr.

Im Winterhalbjahr 1970/71 stehen aus hydraulischen und thermischen Kraftwerken insgesamt 15,9 TWh¹⁾ zur Verfügung (Fig. 1). Bei einem geschätzten Bedarf von 14,8 TWh ergibt sich bei mittleren Wasserverhältnissen ein Überschuss von 1,1 TWh. Mit einer Einbusse von 2,6 TWh bei Niedrigwasser sind 1,5 TWh auszugleichen.

Im Winterhalbjahr 1975/76 werden bei mittleren Zuflussverhältnissen 13,3 TWh hydraulischer Energie zur Verfügung stehen. Hinzu kommen rund 5,4 TWh aus thermischen Kraftwerken, wovon drei Viertel aus Kernkraftwerken, so dass

¹⁾ 1 TWh = 1 Terawattstunde = 1000 GWh = 1 Milliarde kWh.

zur Deckung des geschätzten Gesamtbedarfes von 18,9 TWh nur 0,2 TWh zu beschaffen sind. Der erforderliche Ausgleich bei Niederwasser beträgt 2,7 TWh.

In den Sommerhalbjahren wird bei mittleren Wasserverhältnissen der Überschuss von bisher rund 3 TWh nach Inbetriebnahme der Atomkraftwerke vorübergehend auf etwa 6 TWh ansteigen (Fig. 2). Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die Bedarfssteigerung im Inland die geschätzten 4 % nicht überschreitet. Bei niedriger Wasserführung vermindert sich der Überschuss um 3,3 TWh. Überschüsse dürften im Saison austausch mit Nachbarländern verwertet werden können.

Belastungsdiagramme

5.2 Es wurden, wie bereits im Bericht vom April 1965, auch die Möglichkeiten des Einsatzes der neuen Energiequellen im täglichen Belastungsdiagramm geprüft. Wiederum wurde auf eine eingehende Studie aller Tagesdiagramme der untersuchten Jahre verzichtet, da genügend sichere Schlüsse sich aus einer wesentlich einfacheren Untersuchung ziehen lassen, bei der wie folgt vorgegangen wurde:

Für das Winterhalbjahr und Sommerhalbjahr der Stichjahre 1970/71 und 1975/76 wurde je ein Werktag-Tagesdiagramm erstellt (Figuren 3 bis 6).

Die Form der Belastungskurve (Kurve 1) des Inlandbedarfes basiert auf einer dem Verbrauchszuwachs proportionalen Zunahme des Leistungsbedarfes des Basisjahres 1965/66. Ferner wurde der Energieinhalt dieser Diagramme auf den geschätzten Energiebedarf abgestimmt. Sie sind also charakteristisch für den Belastungsverlauf eines Winter- bzw. Sommerwerktales.

Zur Deckung des Inlandbedarfes sind in den Diagrammen unter Berücksichtigung der Erzeugungsmöglichkeit in einem Jahr durchschnittlicher Wasserführung eingetragen:

- *unten* die unregulierbare Laufenergie (aus Laufwerken und im Sommer auch aus dem Zwischeneinzugsgebiet von Speicherwerken),
- *darüber* die Leistung der dann zumal in Betrieb befindlichen grossen Wärmekraftwerke,
- *oben* die regulierbare Speicherenergie.

Bei der Speicherenergie ist der geringere Bedarf an Samstagen und Sonntagen angemessen berücksichtigt.

Dem Umwälzbetrieb ist insofern Rechnung getragen, als sich dies auf Grund der bestehenden, in Bau befindlichen und definitiv beschlossenen Anlagen sowie deren mutmasslichen Einsatzprogrammen abschätzen lässt.

Der Umfang des dargestellten Energieverkehrs mit dem Ausland entspricht im Winter dem möglichen Energieaustausch. Die Schweiz liefert hochwertige Tagesenergie an das Ausland und bezieht hierfür Nachtenergie zurück. Im Sommer wird der Produktionsüberschuss nach Deckung des Inlandsbedarfes als Ausfuhr dargestellt.

Die Figuren 3 bis 6 zeigen, dass es möglich sein wird, die in den Figuren 1 und 2 für die Deckung des Landesbedarfes vorgesehenen thermischen Kraftwerke im Belastungsdiagramm einzusetzen.

Im Winterhalbjahr 1970/71 ist der Energiebedarf so gross, dass die vorgesehenen thermischen Anlagen an Wochentagen mit Vollast betrieben werden müssen. Dieses Diagramm ist im übrigen gekennzeichnet durch den Energieaustausch mit dem Ausland sowie durch den Umwälzbetrieb zur Verede-

lung von Nachtenergie zu Tagesenergie. Dem Energiebudget entsprechend lässt auch das Diagramm für den Winterwerktag 1975/76 erkennen, dass ab diesem Zeitpunkt neue Kraftwerke zur Deckung des Inlandbedarfes notwendig sein werden.

Die Diagramme für das Sommerhalbjahr 1971 und 1976 zeigen, dass die Einsatzmöglichkeit thermischer Bandenergie gewährleistet ist, dass aber gleichzeitig ein beachtlicher Umwälzbetrieb (Verlagerung von Nachtenergie auf hochwertige Speicher-Tagesenergie) stattfinden wird.

6. Verbundbetrieb

6.1 Das schweizerische Hochspannungsnetz ist mit den Nachbarnetzen über siebzehn 220 kV¹⁾ und 380 kV-Leitungen verbunden. Diese haben im heutigen Zeitpunkt eine Transportkapazität von rund 7000 MW und werden laufend weiter ausgebaut.

Dank diesen leistungsfähigen Verbindungen ist die gegenseitige Aushilfe zwischen der Schweiz und den Nachbarländern sichergestellt. Dies verbürgt eine erheblich verbesserte Sicherheit der Stromversorgung, insbesondere bei Störungen, und ermöglicht auch, die Reserven des einzelnen Landes an Leistung und Energie kleiner zu halten, als dies bei einem nationalen Inselbetrieb notwendig wäre.

6.2 Für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft erhält der Verbundbetrieb eine besondere Bedeutung dadurch, dass unsere Versorgung noch auf längere Zeit weitgehend von den Wasserverhältnissen abhängig ist. In Zeiten guter Wasserführung, vor allem im Sommer, dürfte der Energieüberschuss aus der Erzeugung der Wasserkraftwerke im Ausland verwertet werden können. Die gelieferte Energie wird zum Teil verkauft, zum Teil aber auch im Austausch abgegeben bzw. als Reserve für das nächste oder ein nächstes Winterhalbjahr gutgeschrieben.

In den Monaten niedriger Wasserführung, vor allem im Winter, kann dann die Produktionseinbusse der inländischen Wasserkraftwerke durch Inanspruchnahme der im Sommer geschaffenen Reserven im Ausland sowie durch weitere Energieeinfuhr ausgeglichen werden. Beispielsweise führten die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen im wasserreichen Sommer 1967 rund 5,4 TWh aus. Im strengen Winter 1962/63 dagegen erreichte die Einfuhr über 3,5 TWh, während trotz der angespannten Versorgungslage ca. 1,6 TWh ausgeführt wurden, weil für diese hochwertige Tagesenergie mehr Nachtenergie zurückgeliefert und damit die Versorgungslage verbessert werden konnte. Dem saisonalen Austausch überlagert sich also die Möglichkeit des besseren Einsatzes der Speicherkraftwerke. Freie Leistung wird in den Tages-Höchstbelastungsstunden den Nachbarländern zur Verfügung gestellt, wofür diese weniger wertvolle Energie ausserhalb der Spitzenstunden in entsprechend grösserem Umfang zurückliefern.

Diese beiden Möglichkeiten sind in den Figuren 3 bis 6 berücksichtigt.

6.3 Schliesslich eröffnet der Energieverkehr mit den Nachbarländern einerseits die Möglichkeit der Produktionsverwertung, falls der Kraftwerkbau im Inland gegenüber dem Bedarf einen vorübergehenden Vorsprung gewinnen sollte, andererseits die Möglichkeit der Bedarfsdeckung, wenn der Kraftwerkbau verzögert würde.

¹⁾ 1 kV = 1 Kilovolt = 1000 V.

Voraussichtlicher Energiebedarf und seine Deckung bei mittleren Wasserverhältnissen

1000 GWh

Winterhalbjahr 1. Oktober bis 31. März

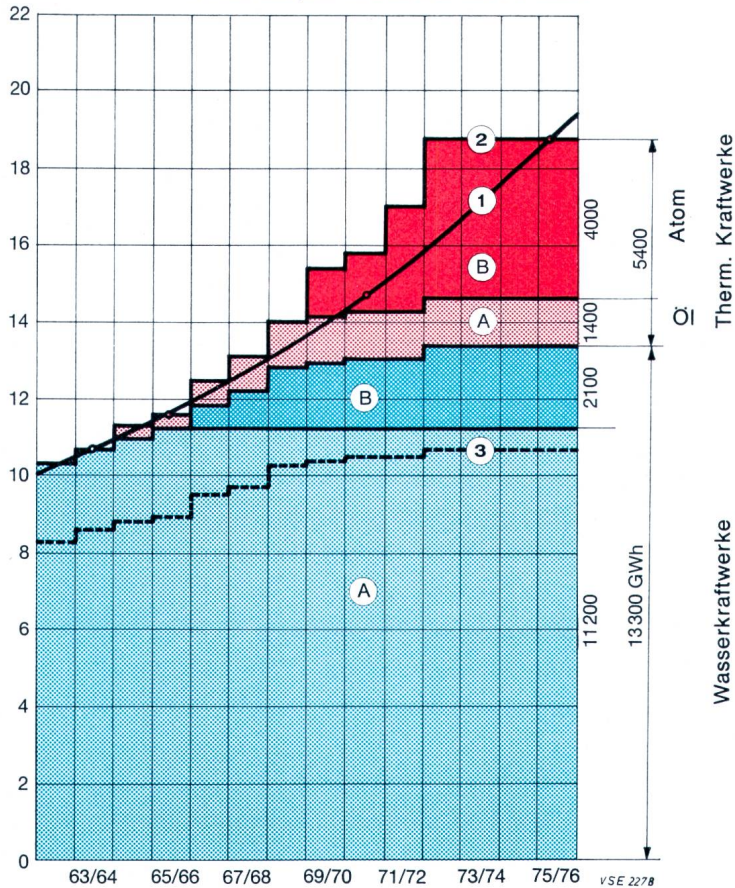


Fig. 1

1000 GWh

Sommerhalbjahr 1. April bis 30. September

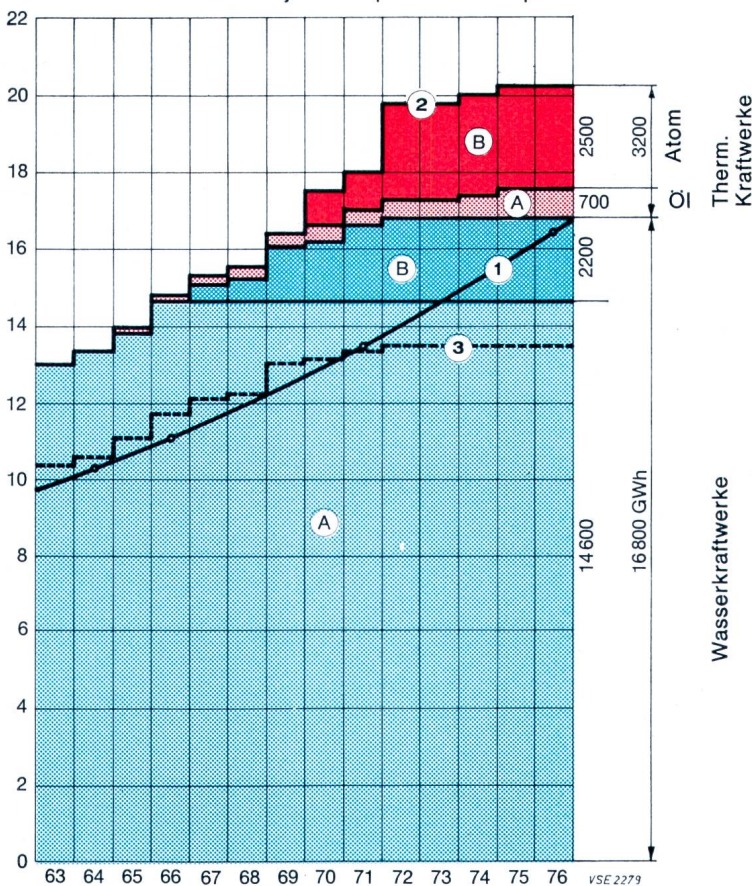
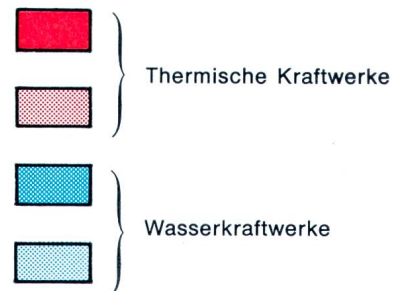


Fig. 2

- ① Inlandverbrauch ohne Elektrokessel und Speicherpumpen
- ② Mögliche Energieerzeugung bei mittleren Wasserverhältnissen und vollem Einsatz der thermischen Werke
- ③ Hydraulische Energieerzeugung in einem trockenen Sommerhalbjahr



(A) in Betrieb

(B) in Bau

- ① Inlandverbrauch ohne Elektrokessel und Speicherpumpen
- ② Mögliche Energieerzeugung bei mittleren Wasserverhältnissen und reduziertem Einsatz der thermischen Werke
- ③ Hydraulische Energieerzeugung in einem trockenen Winterhalbjahr

Voraussichtliches Belastungsdiagramm der Schweiz bei mittleren Wasserverhältnissen

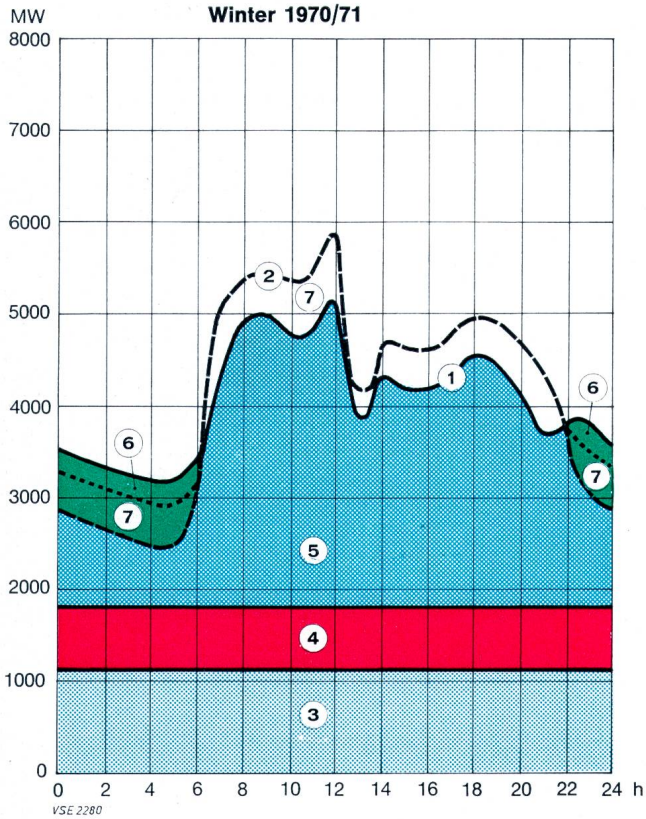


Fig. 3

- | | |
|--|----------------------|
| ① Belastungskurve des schweizerischen Netzes | ③ Laufenergie |
| ② Gesamte Erzeugung der Schweiz | ④ Thermische Energie |
| | ⑤ Speicherenergie |

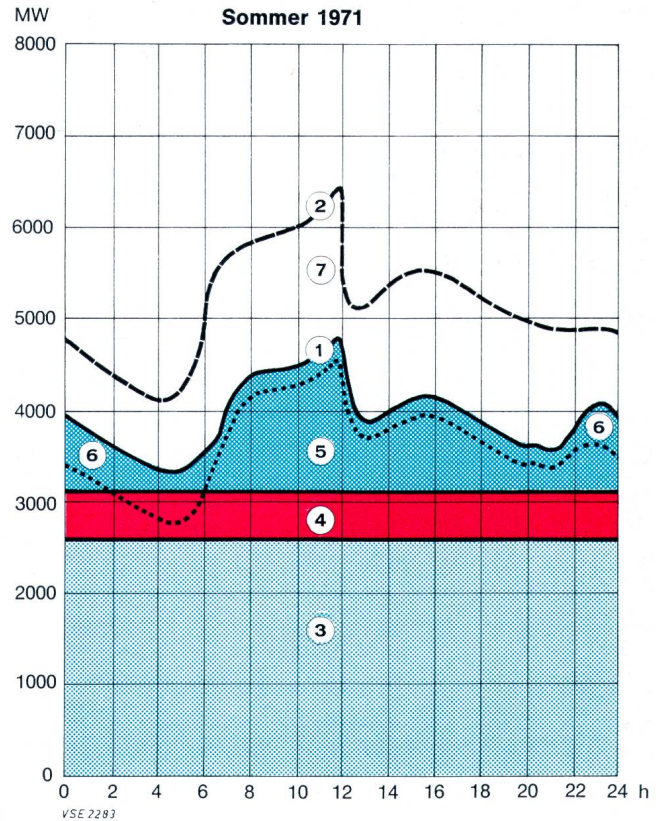


Fig. 4

- | |
|---------------------------------|
| ⑥ Pumpenergie für Umwälzbetrieb |
| ⑦ Austausch mit dem Ausland |

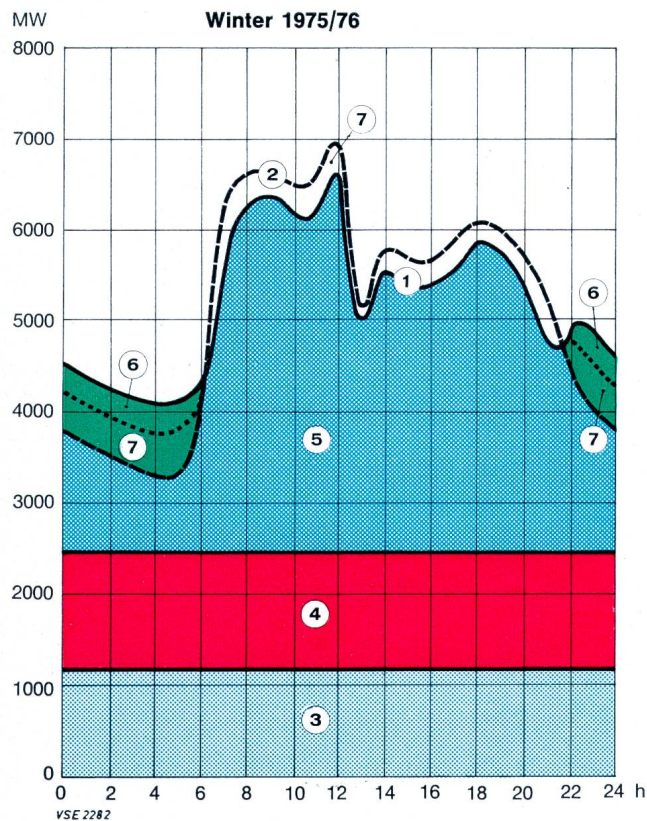


Fig. 5

- | | |
|--|----------------------|
| ① Belastungskurve des schweizerischen Netzes | ③ Laufenergie |
| ② Gesamte Erzeugung der Schweiz | ④ Thermische Energie |
| | ⑤ Speicherenergie |

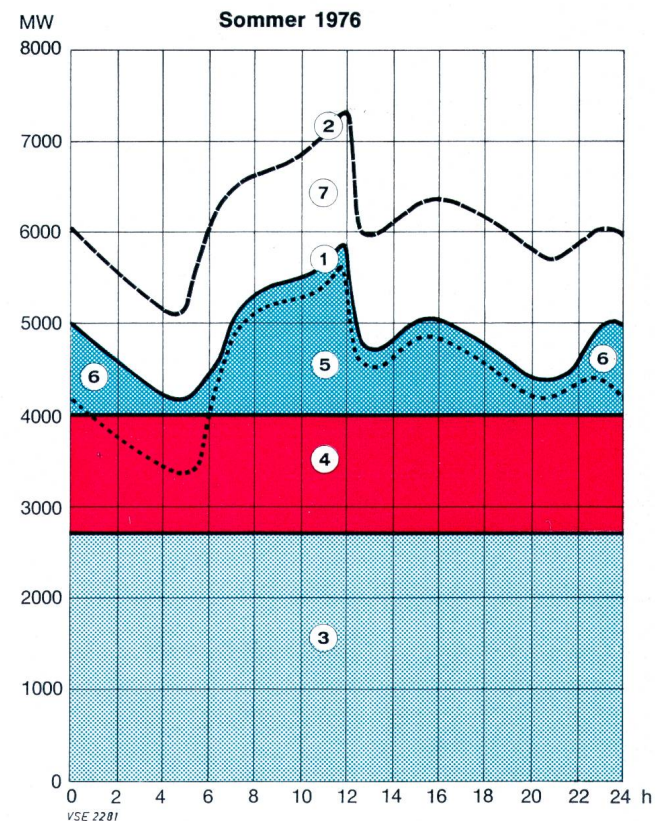


Fig. 6

- | |
|--|
| ⑥ Pumpenergie |
| ⑦ Saison-Austausch mit dem Ausland bzw. Reserve bei schlechten Wasserführungen |

7. Schlussbetrachtung

Mit dem vorliegenden Bericht vermitteln die 10 Werke den Behörden und der Öffentlichkeit einen neuen Überblick über die voraussichtliche Elektrizitätsversorgungslage bis Mitte der siebziger Jahre. Im Vergleich zu den bisherigen Berichten ist insbesondere auf folgende Merkmale hinzuweisen:

Der Bedarf an elektrischer Energie nimmt weiter zu. Für die kommenden Jahre ist die jährliche Zuwachsrate von ca. 4,5% zu erwarten, d.h. dass innert rund fünfzehn Jahren mit einer Verdoppelung des Elektrizitätsverbrauches zu rechnen ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der weitere Ausbau der wirtschaftlich nutzbaren Wasserkräfte seinem Ende entgegengeht. Doch werden die Wasserkraftwerke auch im nächsten Jahrzehnt immer noch den grössten Teil des schweizerischen Elektrizitätsbedarfes decken.

Der Bedarf an Grundlastenergie wird immer mehr von den dazu besonders geeigneten thermischen Kraftwerken gedeckt werden müssen. Da der Bau von weiteren ölthermischen Kraftwerken aus den bekannten Gründen einstweilen nicht in Frage kommen kann, wird diese Aufgabe vornehmlich durch die inzwischen wirtschaftlich gewordenen Kernkraftwerke übernommen.

Für den Bedarf an konsumangepasster Energie werden in vermehrtem Masse Speicher- und Pumpspeicherwerke eingesetzt und solche auch neu erstellt werden.

Die vorliegende Untersuchung zeigt, dass der schweizerische Bedarf an elektrischer Energie in der angenommenen Berichtsperiode, die 1975/76 endet, mit den bestehenden und im Bau befindlichen bzw. beschlossenen Produktionsan-

lagen gedeckt werden kann, und dass sogar zeitweise nicht unbedeutende Überschüsse vorhanden sein werden. Danach wird die zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme weiterer Atomkraftwerke für die Deckung des Inlandbedarfes notwendig sein, sofern nicht eine stärkere Verbrauchszunahme als die angenommene oder andere triftige Gründe zu einer früheren Betriebsaufnahme führen.

Im Jahre 1970/71 tritt ein Energieüberschuss in der Gröszenordnung von einer TWh im Winterhalbjahr und von ungefähr viereinhalb TWh im Sommerhalbjahr auf. Im Jahre 1975/76 ist im Winterhalbjahr die Energiebilanz praktisch ausgeglichen, während im Sommerhalbjahr noch ein Überschuss von ungefähr dreieinhalb TWh vorhanden ist. Diese Zahlen gelten für mittlere Produktionsverhältnisse bei den Wasserkraftwerken und unter der Voraussetzung, dass der Stromverbrauch jährlich — über die ganze betrachtete Periode — im Durchschnitt um 5 % im Winter- bzw. 4 % im Sommerhalbjahr zunimmt.

Im Sinne der bisher bewährten Koordination beim Bau und Einsatz von Kraftwerken werden mehrere schweizerische Elektrizitätsunternehmen während der ersten Betriebsjahre in bedeutendem Ausmass Energie aus den im Bau befindlichen Atomkraftwerken beziehen. Die gegenwärtige Entwicklung zeigt eindeutig, dass die Werke durch intensive Zusammenarbeit nach wie vor geeignete Lösungen treffen werden, um das Land zur richtigen Zeit sicher, ausreichend und preiswert mit elektrischer Energie zu versorgen.

Juni 1968.

Wirtschaftliche Mitteilungen

Energiewirtschaft der SBB im 1. Quartal 1968

Erzeugung und Verbrauch	1. Quartal 1968 (Januar — Februar — März)					
	1968			1967		
	GWh	in % des Totals	in % des Gesamttotals	GWh	in % des Totals	in % des Gesamttotals
A. Erzeugung der SBB-Kraftwerke						
Kraftwerke Amsteg, Ritom, Vernayaz, Barberine, Massaboden sowie Nebenkraftwerk Trient						
Total der erzeugten Energie (A)	180,8		42,2	182,5		44,0
B. Bezogene Energie						
a) von den Gemeinschaftswerken Etzel, Rapperswil-Auenstein, Göschenen, Electra-Massa und Vouvry	171,0	68,8	39,8	136,7	58,8	32,9
b) von fremden Kraftwerken (Miéville, Mühleberg, Spiez, Gösgen, Lungernsee, Seebach, Küblis, Linth-Limmern, Umformer Rapperswil und Deutsche Bundesbahn) . .	77,3	31,2	18,0	95,3	41,2	23,1
Total der bezogenen Energie (B)	248,3	100,0		232,0	100,0	
Gesamttotal der erzeugten und der bezogenen Energie (A + B)	429,1		100,0	414,5		100,0
C. Verbrauch						
a) Energieverbrauch für die eigene Zugförderung ab Unterwerk	352,4		82,3	327,5		78,9
b) Energieverbrauch für andere eigene Zwecke	7,2		1,6	7,2		1,8
c) Energieabgabe an Privatbahnen und andere Dritte . .	18,5		4,3	20,4		4,9
d) Betrieb der Drehstrompumpe im Etzelwerk	—		—	—		—
e) Abgabe von Überschussenergie	0,9		0,2	13,2		3,2
f) Eigenverbrauch der Kraftwerke und der Unterwerke sowie Übertragungsverluste	50,1		11,6	46,2		11,2
Total des Verbrauches (C)	429,1		100,0	414,5		100,0

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, Zürich 1; Postadresse: Postfach 8023 Zürich; Telefon (051) 27 51 91; Postcheckkonto 80 - 4355; Telegrammadresse: Electrunion Zürich.

Redaktor: Ch. Morel, Ingenieur.

Sonderabdrucke dieser Seiten können beim Sekretariat des VSE einzeln und im Abonnement bezogen werden.

eins

Fertigfundament einsetzen



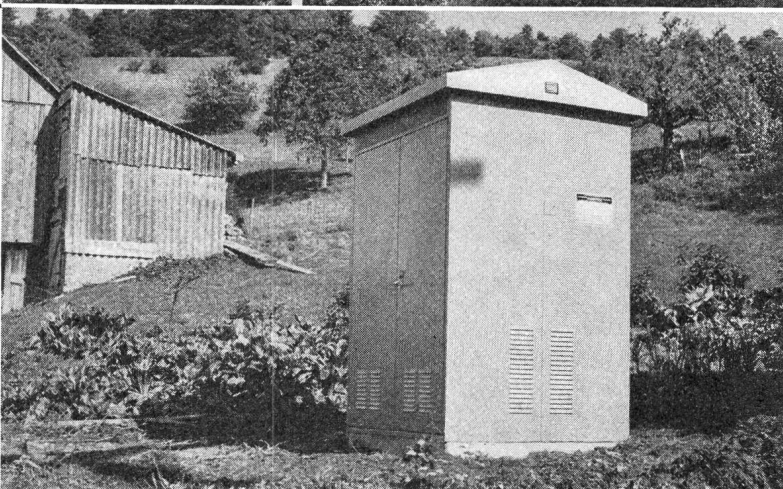
zwei

Klein-Transformator-Station aufsetzen und anschliessen



drei

Einschalten



Sprecher & Schuh AG
5001 Aarau
Tel. 064 22 33 23

Klein-Transformator- und Verteilstationen

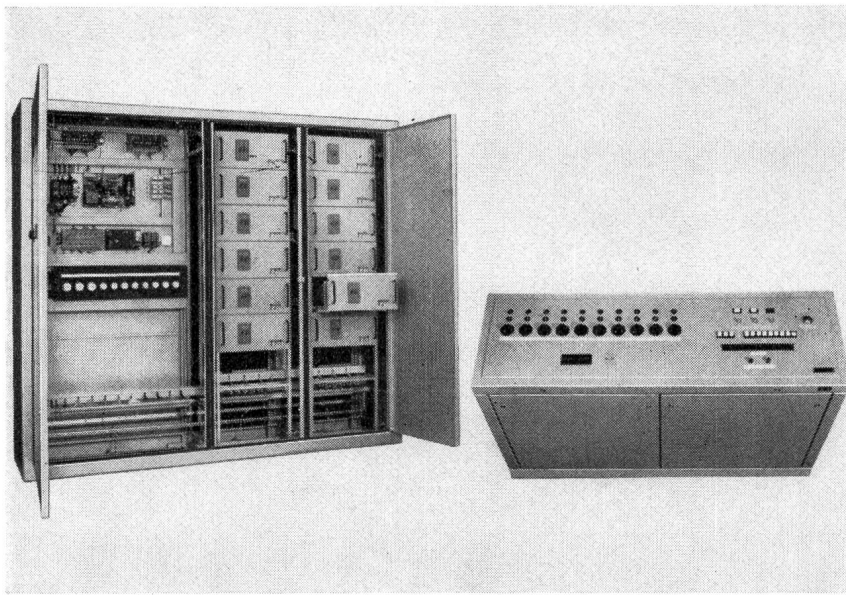
(6-24 kV, max. 1000 kVA) für Grossbaustellen oder abgelegene Gebiete bieten folgende Vorteile:

- Rasche Betriebsbereitschaft (auf Wunsch mit Fertigfundament lieferbar)
- Kein Unterhalt dank einwandfreiem Korrosionsschutz
- Grösste Bedienungssicherheit, da vollständig berührungsgeschützt
- Preisgünstig durch weitgehende Normierung
- Kurzfristig lieferbar (evtl. mit Transformator)
- Auch als fahrbare Station (Ein- und Zweiachs-Anhänger oder auf Kufen) lieferbar

Verlangen Sie unsere Dokumentation und Offerten, auch über grössere Anlagen

N 0501

Hier ist Erfahrung wertvoll; statisch gesteuerte Antriebe sind den neuesten technischen Gegebenheiten angepasst.



GUTOR-Mouvotrol
Stufenlose Drehzahlregulierung für Gleichstrom-Motoren.

Die Mouvotrol-Einheit ist thyristorgesteuert und kann direkt an das Wechselstromnetz angeschlossen werden. Alle Befehlsorgane sind in einem separaten Bedienungskasten eingebaut. Als Standard-Ausführung liefern wir Steuereinheiten für Motoren von 1/10 PS bis 4 PS, für einen Drehzahlbereich von 1:10 bei konstantem Drehmoment.

Eine Anfrage lohnt sich!

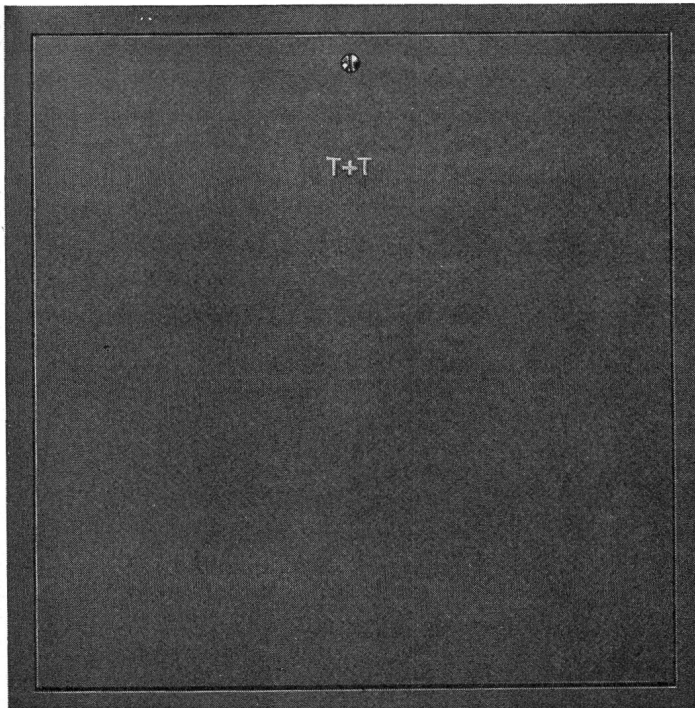
GUTOR AG 5430 Wettingen Telephone 056 625 25



Warum



Amts-Verteiler?



Der Bako-Universalverteiler Gr. II - VIII kann auch als Amtsverteiler verwendet werden.

In diesem Fall ist der Deckel mit einem Schraubverschluss versehen. Der Rahmen lässt sich ganz nach vorn ausziehen, so dass auch Stoppani-Trennleisten eingebaut werden können.

In unserem Verteiler können Sie, wenn nötig, eine Steckdose 10A 220V einbauen.

Verkauf durch Elektro-Grossisten

Baumann, Koelliker

AG für elektrotechn. Industrie
Sihlstr. 37, 8021 Zürich, Tel. 23 37 33

100 JAHRE
IM
DIENSTE
DER
ELEKTRIZITÄT

