

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 35 (1944)  
**Heft:** 1

**Artikel:** Zukunftsprobleme der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft  
**Autor:** Strickler, A.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-1061539>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 03.04.2026

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

<p>REDAKTION: Sekretariat des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins Zürich 8, Seefeldstrasse 301</p>	<p>ADMINISTRATION: Zürich, Stauffacherquai 36 ♦ Telefon 5 17 42 Postcheck-Konto VIII 8481</p>
---	---

Nachdruck von Text oder Figuren ist nur mit Zustimmung der Redaktion und nur mit Quellenangabe gestattet

XXXV. Jahrgang N<sup>o</sup> 1 Mittwoch, 12. Januar 1944

## Zukunftsprobleme der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Von A. Strickler, Küsnacht<sup>1)</sup>

621.311(494)

*Die folgende Studie gibt einen Ueberblick über die heutige Lage der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft und die Richtlinien, die beim Ausbau der Wasserkräfte befolgt werden müssen, wenn die Elektrizitätswirtschaft in Zukunft das leisten soll, was die Oeffentlichkeit von ihr erwartet.*

Ausgehend von dem im Ständerat behandelten Postulat Klöti wird der künftige Energiebedarf der Schweiz beurteilt. Aus der bisherigen Entwicklung und aus dem in den nächsten zwei Jahrzehnten zu erwartenden Energieabsatz schliesst der Referent, dass der Bau neuer Kraftwerke so zu geschehen hat, dass mehr als die Hälfte ihrer Produktionsfähigkeit auf das Winterhalbjahr entfällt. Eingehende Untersuchungen zeigen, durch welche Faktoren die Erzeugungskosten (Fig. 4) und die Verteilungskosten der elektrischen Energie beeinflusst werden. Im besondern werden die Erzeugungskosten von Winterenergie in Hochdruck-Speicherwerken betrachtet (Fig. 10 und 14). Aus den Kurven für die Baukosten von Hochdruckwerken (ohne Speicherung) als Funktion der installierten Leistung in kW und der Baukosten von Staubecken als Funktion des nutzbaren Stauvolumens in m<sup>3</sup> ist zu schliessen, dass im allgemeinen nur grosse neue Kraftwerke den Forderungen der schweizerischen Energiewirtschaft genügen können. Darunter sind Werke zu verstehen, die grosses Gefälle (über etwa 400 m), grosse Leistung (100 000 kW und mehr) und vor allem grosses Stauvolumen (z. B. Rheinwald: 280 Mill. m<sup>3</sup>) besitzen.

Bei Ausbau aller noch möglichen Akkulierwerke und Laufwerke wird nach den Darlegungen des Vortragenden die Energie so teuer, dass ihre Gesehungskosten bei weitem nicht durch die Einnahmen aus der Vermehrung des Energieabsatzes gedeckt werden können. Beschränkt man sich aber auf die allergünstigsten und grössten Staubecken, und baut die andern Gebirgswasserkräfte als Laufwerke aus, dann ergeben sich noch tragbare Kosten.

Der letzte Teil des Vortrages gilt den finanziellen Auswirkungen der Gesehungskosten und der Einnahmen der Elektrizitätswerke. Der Jahresenergiebedarf der Schweiz wird in den nächsten 20 Jahren um mindestens 4000 Mill. kWh zunehmen, wobei erst etwa die Hälfte des heutigen Kohlenbedarfs der Industrie durch Elektrizität ersetzt werden kann. Neben Laufwerken müssen in Zukunft Akkulierwerke mit grosser Winterenergie-Erzeugung gebaut werden, wie dies im Kraftwerk-Bauprogramm des SEV und VSE empfohlen ist. Nachdem der Bau von Rossens beschlossen ist, muss nun in erster Linie der baldige Bau der günstigen Großspeicherwerke Hinterrhein und Urseren gefördert werden.

Im vergangenen September wurde im Ständerat das Postulat Klöti behandelt<sup>2)</sup>, nach welchem der Bundesrat hätte ersucht werden sollen, zu prüfen, ob der Bund zusammen mit den grösseren

*L'auteur expose la situation actuelle de l'économie électrique suisse et suggère la ligne à suivre pour l'aménagement de nos forces hydrauliques, afin d'être à même de répondre aux exigences futures des consommateurs d'énergie.*

Partant du postulat Klöti présenté au Conseil des États, l'orateur examine quels seront, à l'avenir, les besoins d'énergie de la Suisse. Il estime que l'aménagement de nouvelles usines devra être prévu de telle sorte qu'une bonne moitié de leur capacité de production concerne le semestre d'hiver. Des études détaillées font ressortir de quels facteurs dépendent les frais de production (fig. 4) et les frais de distribution de l'énergie électrique, notamment les frais de production d'énergie hivernale par des usines à accumulation à hautes chutes (fig. 10 et 14). Les courbes des frais d'aménagement des usines à hautes chutes (sans accumulation) en fonction de la puissance installée en kW et celles des frais d'aménagement des bassins d'accumulation en fonction du volume utile de retenue en m<sup>3</sup> montrent que les exigences de l'économie suisse de l'énergie ne pourront généralement être satisfaites que par de nouvelles usines présentant une chute élevée (dépassant 400 m), une grande puissance (100 000 kW et plus) et surtout un important volume de retenue (par exemple 280 millions de m<sup>3</sup> au Rheinwald).

Si l'on procédait à l'aménagement de toutes les usines à accumulation et au fil de l'eau susceptibles de l'être, le prix de revient de l'énergie serait si élevé, de l'avis de l'auteur, qu'il ne pourrait plus du tout être couvert par les recettes provenant d'une augmentation de la consommation. Par contre, si l'on se borne à aménager les bassins de retenue les plus favorables et les plus grands et à utiliser les autres forces hydrauliques de montagne dans des usines au fil de l'eau, les frais seraient encore supportables.

La dernière partie de la conférence est consacrée aux repercussions financières des frais de production et des recettes des entreprises électriques. L'augmentation des besoins d'énergie en Suisse sera d'au moins 4 milliards de kWh au cours des 20 prochaines années, ce qui permettra de remplacer par l'électricité la moitié environ de la consommation actuelle de charbon dans l'industrie. A côté d'usines au fil de l'eau, il s'agira de construire des usines à accumulation capables de fournir de gros excédents d'énergie hivernale, ainsi que le recommande le programme de construction de nouvelles usines hydroélectriques établi par l'ASE et l'UCS. L'aménagement du barrage de Rossens ayant été décidé, il faut maintenant avant tout favoriser la construction très prochaine des grandes usines à accumulation des vallées du Rhin postérieur et d'Urseren, qui sont les plus avantageuses à tous points de vue.

Elektrizitätsunternehmen und Verbrauchergruppen ein gesamtschweizerisches Unternehmen zur Ausnützung der noch verfügbaren Wasserkräfte errichten sollte. Das Postulat ist dann nach dem Antrag Weck etwas umgeändert und allgemeiner gestaltet worden, indem der Bundesrat eingeladen wurde, Bericht zu erstatten, ob nicht gewisse Mass-

<sup>1)</sup> Vortrag, gehalten im Linth-Limmat-Verband in Zürich am 17. Dezember 1943.

<sup>2)</sup> Bull. SEV 1943, Nr. 22, S. 676.

nahmen ergriffen werden könnten, um die Ausnutzung der noch verfügbaren Wasserkräfte zu beschleunigen und den Bau oder die Erweiterung von Wasserkraftwerken zu erleichtern.

Die ganze Diskussion im Ständerat hat sich naturgemäss in der Hauptsache um die politische und die rechtliche Seite der Frage gedreht, um die alte Streitfrage Zentralismus — Föderalismus, um die Rechte der Kantone einerseits und des Bundes andererseits. Die Frage der Erstellung von grossen Staubecken, vom Standpunkt des eidg. Wasserrechtsgesetzes gesehen, bildete den eigentlichen Kern der Diskussion. Der Postulant, Ständerat Klöti, hat aber in seiner Begründung unter anderem auch die Wichtigkeit der Behandlung folgender Fragen hervorgehoben:

1. *Wie hoch ist der Energiebedarf des Landes für die nächsten zwei Jahrzehnte zu schätzen?*

2. *Durch welche Art neuer Kraftwerke wird er am besten gedeckt?*

3. *Ist der sofortige Bau eines der beiden Gross-Speicherwerke Rheinwald oder Urseren angezeigt, oder soll man sich zunächst mit dem Ausbau bestehender Werke und der Erstellung bescheidenerer Speicherwerke begnügen?*

Diese Grundfragen sind nicht politischer oder rechtlicher Natur, sondern müssen auf Grund der wirtschaftlichen Verhältnisse studiert und beantwortet werden.

Die Zukunftsprobleme der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft ergeben sich in der Hauptsache aus diesen wirtschaftlichen Faktoren; aber ihre Lösung bedarf naturgemäss der Zusammenwirkung aller Kräfte, auch der politischen.

Meine Darlegungen stellen einen schmalen Ausschnitt aus dem ganzen Fragenkomplex dar. Ich behandle die Frage, wie der Ausbau der noch verfügbaren Wasserkräfte geschehen muss, damit die Gesteungskosten der Energie den zu erwartenden, in Zukunft sehr niedrigen Einnahmen so weitgehend als möglich angepasst werden können.

Einleitend muss ich die Aufmerksamkeit in aller Kürze auf einige Daten lenken, die, zwar bekannt<sup>3)</sup>, für alles Weitere grundlegend sind.

### 1. Der künftige Energiebedarf

In erster Linie werfen wir einen kurzen Blick auf die vor dem Krieg, im Jahr 1938, für alle Zwecke in der Schweiz *verbrauchten Energiemengen*. Tabelle I gibt eine Aufstellung hierüber. In der ersten Vertikal-Kolonne sind die effektiven Verbrauchszahlen enthalten. In der zweiten Vertikal-Kolonne stehen die äquivalenten elektrischen Energiemengen ab Kraftwerken, die für den Ersatz dieser Brennstoffe durch elektrische Energie nötig wären, und zwar nicht etwa dem theoretischen Wär-

<sup>3)</sup> Die Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz im Betriebsjahr 1938/39. Bull. SEV 1940, Nr. 1, S. 1.

H. Niesz: Aktuelle Energiewirtschaft und Kraftwerkbau. Bull. SEV 1942, Nr. 26, S. 767.

G. Lorenz: Der schweizerische Energiebedarf und der Ausbau der Hinterrhein-Wasserkräfte mit dem Stausee Rheinwald. Bull. SEV 1943, Nr. 23, S. 695.

### Energieverbrauch in der Schweiz im Jahr 1938

Tabelle I.

	Effektiver Verbrauch 10 <sup>6</sup> t/Jahr	Energie-Äquivalent 10 <sup>6</sup> kWh/Jahr ab Kraftwerken
<b>a) Steinkohlen, Koks, Braunkohlen</b>		
Industrie ... ..	1,05	6 000
Hausbrand und Gewerbe ...	1,65	10 000
Transportanstalten ... ..	0,18	200
	<u>2,88</u>	
<b>b) Brennholz</b>	1,25	2 800
<b>c) Rohöl und Benzin</b>		
Heizung und industrielle		
Feuerung ... ..	0,14	1 500
Motoren (Fahrzeuge) ...	0,24	300
<b>d) Gas</b>	263 · 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	1 200
		<u>22 000</u>
<b>e) Elektrische Energie</b>		
	10 <sup>6</sup> kWh	
Industrie ... ..	3 000	3 000
Haushalt und Gewerbe ...	1 700	1 700
Transportanstalten ... ..	800	800
	<u>5 500</u>	<u>5 500</u>

mewert der kWh entsprechend, sondern nach den Erfahrungen des praktischen Betriebes, soweit solche vorliegen. Dabei kommt aber für den grössten Teil des einheimischen Brennholzes sowie für einen grossen Teil der flüssigen Brennstoffe ein Ersatz nicht in Frage, ebensowenig für das Gas, da die Gasfabrikation wegen der Erzeugung der wichtigen Nebenprodukte nach Äusserung der Gasfachleute nicht eingeschränkt werden darf.

Von grösster Bedeutung ist die *jahreszeitliche Verteilung* des Energiebedarfes. In Tabelle II sind

Äquivalenzzahlen des Kohlenverbrauchs in 10<sup>6</sup> kWh im Jahr 1938

Tabelle II.

	Winter	Sommer	Jahr
Industrie ... ..	3 500	2 500	6 000
Hausbrand und Gewerbe ...	9 000	1 000	10 000
Transportanstalten ... ..	100	100	200

die elektrischen Äquivalenzzahlen des Kohlenverbrauches enthalten. Die Industrien würden zum vollen Ersatz ihres Kohlenbedarfes im Winter 1000 Mill. kWh mehr als im Sommer brauchen, nämlich 3500 gegen ca. 2500 Mill. kWh. In dieser Milliarde kWh ist der winterliche Raumheizbedarf der Industrien enthalten sowie der Gegenposten zu der schon bisher im Sommer verbrauchten Dampfkesselenergie. Erst recht weist die Gruppe Haushalt und Gewerbe einen sehr grossen Mehrbedarf im Winter auf, nämlich ca. 9000 im Winter gegen 1000 Mill. kWh im Sommer. Nimmt man als Ziel unserer nationalen Energiewirtschaft an, dass ein möglichst grosser Teil des Kohlenimportes durch den Ausbau weiterer Kraftwerke eingespart werden soll, dann erhält man mengenmässig die in Tabelle III dargestellten Zahlen.

In der Industrie können zukünftig im Winter vielleicht etwa 2500 Mill. kWh, im Sommer etwa 1500 Mill. kWh an neuer Energie zum Ersatz von

Ziel des künftigen Kohlenersatzes durch elektrische Energie in 10<sup>6</sup> kWh

Tabelle III.

	Winter	Sommer	Jahr
Industrie ... ..	2 500	1 500	4 000
Hausbrand und Gewerbe ...	2 000	500	2 500
Total Kohlenersatz ... ..	4 500	2 000	6 500
Für weitere Entwicklung	2 200	3 300	5 500
Ausbaufähige Wasserkräfte	6 700	5 300	12 000

Kohle verwendet werden, zusammen 4000 Mill. kWh. Das sind 2/3 des heute noch durch Kohlen gedeckten Energiebedarfes. Der restliche Drittel entspricht solchen Anwendungen, bei denen aus technischen Gründen eine Umstellung auf Elektrowärme z. Zt. unmöglich scheint. Nach dem heutigen Stand der Dinge erachtet Prof. Bauer von der ETH einen Ersatz von vorläufig erst etwa 40% des industriellen Kohlenverbrauches für möglich<sup>4)</sup>. Die technische Entwicklung während der nächsten 10 bis 15 Jahre wird wohl die Erhöhung der Ersatzmöglichkeit von 40 auf 66% erlauben (Zementindustrie<sup>5)</sup> usw.).

Bei den Bedürfnissen des Haushaltes, d. h. der Raumheizung, und des Gewerbes kann, falls es wirtschaftlich ist, mit 2500 Mill. kWh etwa 1/4 des Kohlenverbrauches dieser Gruppe im Jahr 1938 durch hydroelektrische Energie ersetzt werden, wobei aber 2000 Mill. kWh auf den Winter und nur 500 Mill. kWh auf den Sommer entfallen. Der teilweise Kohlenersatz allein erfordert somit 4 1/2 Milliarden kWh Winter- und 2 Milliarden kWh Sommerenergie, wovon für Dampfkessel 1400 Mill. kWh im Winter und 900 im Sommer. Man wird sich im Interesse unserer nationalen Wirtschaft an den bisher etwas abseitigen Gedanken gewöhnen müssen, in Zukunft sogar Akkumulierenergie für Dampfkessel zu verwenden. Es muss einmal ernst gemacht werden mit der guten Absicht, im Interesse der sparsamsten Nutzung der Kohlen keine unvergasteten Steinkohlen mehr in Dampfkesseln zu verbrennen.

Die unterste Linie in Tabelle III zeigt die Produktionsmöglichkeiten der noch auszubauenden Wasserkräfte. Die Zahlen stützen sich auf die Projekte und Studien des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft. Den 5300 Mill. kWh Sommerenergie stehen 6700 Mill. kWh Winterenergie gegenüber. Hiefür braucht es nach den generellen Projekten des Amtes Stauräume von insgesamt ca. 2700 Millionen m<sup>3</sup> \*).

<sup>4)</sup> Bull. SEV 1942, Nr. 23, S. 674.

<sup>5)</sup> Bull. SEV 1943, Nr. 9, S. 266.

\* Anmerkung der Redaktion. Unter der Annahme, dass die 6700 Mill. kWh Winterenergie allein aus den 2700 Mill. m<sup>3</sup> aufgespeichertem Wasser, d. h. ohne Winterzuflüsse, erzeugt würden, müsste 1 m<sup>3</sup> Wasser ca. 2,5 kWh ergeben. Im Etzelwerk mit rund 480 m Gefälle entspricht 1 m<sup>3</sup> Wasser durchschnittlich 1 kWh. Daraus folgt für die noch zu bauenden grossen Speicherwerke bei gleichem Wirkungsgrad ein nötiges Gefälle von 1200 m. In Wirklichkeit, nämlich dank der vorhandenen Winterzuflüsse, dürften die Gefälle künftiger Speicherwerke in der Grössenordnung 800 ... 1000 m (z. B. Rheinwald und Urseren) liegen. Damit wäre sicher eine der 6 Forderungen erfüllt, die für den Bau von Speicherwerken im Bericht über den Vortrag von Professor Meyer-Peter, anlässlich der Tagung über Landesplanung an der ETH (vergleiche Bull. SEV 1942, S. 636) enthalten sind.

Laut Tabelle III verbleiben dann theoretisch, d. h. unter Annahme einer hundertprozentigen Ausnutzung der Kraftwerke, noch 2200 Mill. kWh im Winter und 3300 Mill. kWh im Sommer für den Ersatz eines Teiles des importierten Oeles sowie für die weitere Entwicklung der andern Bedürfnisse übrig. Dies sind Elektrochemie und Metallurgie, Erzverhüttung, Graströcknung, Verkehrswesen, Verbrauch im Haushalt für Kochen und Heisswasserbereitung und schliesslich auch der Export. Praktisch werden es vielleicht nur etwa 2000 Mill. kWh Winter- und 2600 Mill. kWh Sommerenergie sein. Der Elektrizitätswirtschaft erwächst bei der Weiterentwicklung dieser zuletzt genannten Bedürfnisse die schwierige Aufgabe, den Energieabsatz dieser Gruppen im Sommer um 30% höher zu gestalten als im Winter. Dies wird um so schwieriger, als künftig auch die Elektrochemie, die sich bisher mit wenig Winter- und viel Sommerenergie zu behelfen wusste, je länger je mehr das Bedürfnis zu einer grösseren Konstanz ihrer Energie haben wird.

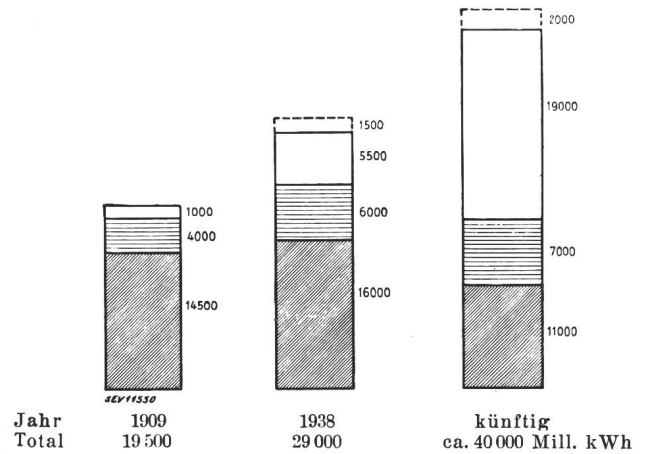


Fig. 1. Entwicklung und Deckung des schweizerischen Energiebedarfes ausgedrückt in Mill. kWh Aequivalenzwert pro Jahr

- Elektrische Energie
- ▨ Diverse Brennstoffe
- ▧ Kohlen
- ⋯ Export elektrischer Energie

Fig. 1 zeigt für die Jahre 1909 und 1938 in graphischer Darstellung die absolute Höhe des Energieverbrauches und die Anteile der verschiedenen Energiearten: Kohlen, andere Brennstoffe und hydroelektrische Energie. Der Stab rechts aussen zeigt das Zukunftsbild bei vollständig erfolgtem Ausbau der Wasserkräfte. Der künftige totale Kohlenverbrauch von ca. 2 Mill. t kann vielleicht durch rationellere und sparsamere Verwendung der Kohlen noch um 20...30% oder noch mehr gesenkt werden. Ein Anfang hiezu wurde bereits in den letzten 2 Jahren gemacht, indem infolge der Kohlenknappheit viele Industriefirmen dieser Frage gezwungenermassen mehr Aufmerksamkeit zuwandten. Auch die Wärmepumpe wird im Sinne einer weitem Reduktion des Kohlenverbrauches wirken.

Fig. 2 zeigt die Aufteilung des Zuwachses an hydroelektrischer Energie auf Winter- und Som-

merhalbjahr, und zwar gibt die Figur links die Zahlen wieder, die in Tabelle III enthalten sind, d. h. bei vollem Ausbau aller vom Wasserwirtschaftsamt studierten Akkumulierwerke. Im Gegensatz dazu zeigt die Figur rechts die Verhältnisse, die sich ungefähr ergeben würden, wenn man auf die grössten und günstigsten Staubecken verzichtet

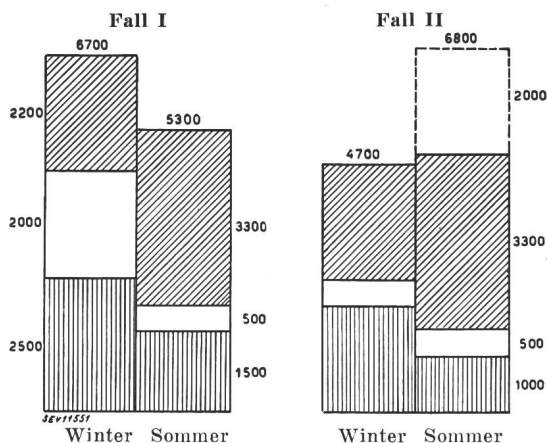


Fig. 2.

Aufteilung des Zuwachses an elektrischer Energie auf Winter und Sommer (Zahlen in Mill. kWh)

- Weitere Entwicklung
- Haushalt und Gewerbe
- Industrie
- Unverwertbar

und die entsprechenden Wasserkräfte als Laufwerke ausbauen würde. Es ergibt sich dann, wenn man ähnliche Voraussetzungen über die weitere Entwicklung macht wie in der Figur links, eine unbenützbare Produktionsfähigkeit von 2 Milliarden kWh im Sommerhalbjahr (weisses Rechteck rechts oben).

Aus diesen Zahlen ist nun mit aller Klarheit ersichtlich, dass der weitere Ausbau der noch verbleibenden Wasserkräfte von etwa 12 Milliarden kWh Jahresproduktion derart geschehen muss, dass mehr als die Hälfte der Produktionsfähigkeit auf des Winterhalbjahr entfällt. Es kann sich in keiner Weise darum handeln, auf die relativ wenigen, grossen und günstigen Akkumuliermöglichkeiten, wie z. B. Rheinwald und Urseren, zu verzichten und den Schwerpunkt der Energieerzeugung dieser Wasserkräfte auf den Sommer zu verlegen.

Der Zeitraum, den der Ausbau aller noch verfügbaren Wasserkräfte in Anspruch nehmen wird, ist begreiflicherweise ein langer; es braucht Jahrzehnte zu seiner Durchführung. Er sollte aber, wenn irgend möglich, beschleunigt werden. Er kann aber überhaupt nur unter der Voraussetzung erfolgen, dass die Gestehungskosten der noch zu erschliessenden Energie sich innert den sehr niedrigen Grenzen halten, die durch die Verwendung dieser Energie zum Ersatz von Kohlen bei der industriellen Wärmeerzeugung mitbestimmend sind. Dies kann nicht deutlich genug betont werden.

## 2. Entwicklung der Einnahmen aus dem Energieverkauf

Es soll nun ganz kurz gezeigt werden, wie sich die Einnahmen der schweizerischen Elektrizitätswerke bisher entwickelt haben und sich voraussichtlich in der nächsten Zukunft entwickeln werden.

Fig. 3 stellt in der obersten Linie die Einnahmen aller Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung aus den Energielieferungen an die Verbraucher inkl. Export in Abhängigkeit von der Energieerzeugung dar. Für das Jahr 1925, bei einer Totalproduktion dieser Werke von 2,7 Milliarden kWh, habe ich den Wert von 180 Millionen Fr. Einnahmen geschätzt; für die Jahre 1930, 1934 und 1938 sind die Zahlen vom Eidg. Amt für Elektrizitätswirtschaft statistisch erhoben worden.

Der Knick der Einnahmenlinie im Jahr 1930 ist sehr bedeutungsvoll. Stieg vorher diese Linie noch beinahe proportional zur Produktion an, so verlief sie nachher viel weniger steil; d. h. der grossen Produktionssteigerung von 1930...1938 entsprechen nur noch relativ geringe Mehreinnahmen. Für die Periode 1925...1930 ergaben sich noch durchschnittlich 4,6 Rp. Einnahmen für jede mehr produzierte kWh, in der Periode 1930...1938 nur noch 1,4 Rp./kWh.

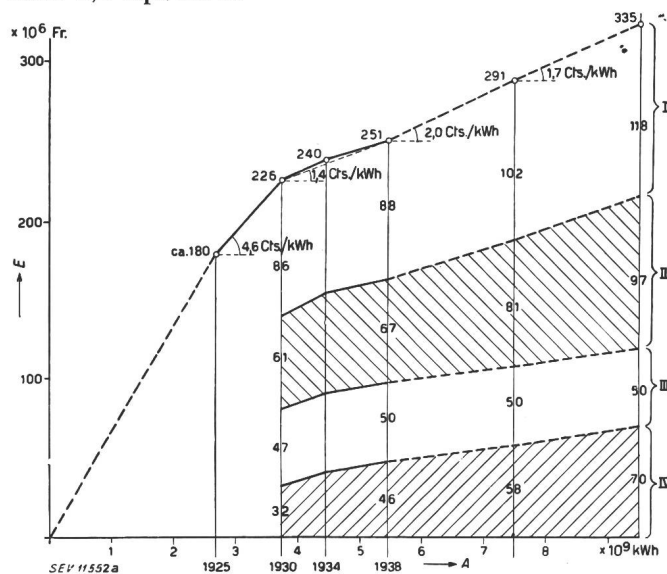


Fig. 3.

Einnahmen der Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung aus der Energielieferung an Verbraucher und aus dem Export

- E Einnahmen
- A Effektive Energieproduktion

Verwendung der Einnahmen:

- I Betrieb, Verwaltung, Steuern
- II Abschreibungen und Fondseinlagen
- III Zinsen und Dividenden
- IV Abgaben an öffentliche Kassen

Diese Wandlung steht zum grössten Teil im Zusammenhang mit der starken Zunahme der für Wärmezwecke, d. h. zu billigen Preisen abgegebenen Energie. Einen massgebenden Anteil an dieser Entwicklung haben die Elektrokessel. Zur Illustration diene die Angabe, dass der Kohlenäquivalenzpreis vor dem Krieg etwa zwischen 0,6 und 0,8 Rp./kWh am Ort der Verwendung lag. Obschon

die Kesselenergie als Unkonstantenergie die aller-niedrigsten Einnahmen erbringt, spielt sie für unsere künftige Energiewirtschaft eine wichtige Rolle als Puffer zum Ausgleich der von Jahr zu Jahr stark schwankenden Wasserführung, die in einem halben Jahr bis zu 15% nach oben und unten vom langjährigen Mittel abweichen kann. Ausserdem wirkten aber auch die Tarifiermässigungen auf den höherwertigen Anwendungen für Licht und Motoren ziemlich stark herabsetzend auf den Durchschnittserlös aus der Mehrproduktion in der Periode 1930...1938.

Es wird nun auch ohne weiteres verständlich, warum in der Zeit von 1922...1928 noch Kraftwerke mit Gestehungskosten der Energie von 4 bis 5 Rp./kWh ohne Bedenken gebaut werden konnten, und warum heute ähnlich teure Kraftwerke keine Aussichten auf Verwirklichung mehr haben.

Wenn man die vorhin genannten Tarifiermässigungen sowie den Export ausschaltet, so ergeben sich in der Periode 1934...1938 für die Abgabe an die Konsumenten im Inland mittlere Einnahmen aus dem Mehrabsatz von 2 Rp./kWh, und diesen Wert kann man auch für die nächsten 10 Jahre als massgebend betrachten.

Diese Zahl bezieht sich auf die erzeugte, nicht auf die beim Abonnenten abgegebene kWh, und basiert auf Vorkriegspreisniveau.

Man kann sich fragen, ob diese Betrachtungsweise der zusätzlichen Einnahmen aus dem Mehrabsatz den richtigen Maßstab zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der weitem Entwicklung bildet, oder ob nicht die jeweiligen Gesamtdurchschnitte massgebend seien. Die mittleren Einnahmen aus dem Inlandabsatz betragen im Jahr 1930 7,5 Rp. pro erzeugte kWh, im Jahr 1938 noch 5,6 Rp., und nach einer Absatzvermehrung um 4 Milliarden kWh werden sie nur noch etwa 3,8 Rp./kWh sein, also etwa die Hälfte des Wertes im Jahr 1930. Dürfen die Gestehungskosten der in den nächsten Jahrzehnten neu zu erschliessenden Energie, einschliesslich Verteilkosten, an die zuletzt erwähnten 3,8 Rp./kWh heranreichen, mit einer angemessenen Gewinnmarge, oder dürfen sie nur den Betrag der vorher genannten 2 Rp./kWh erreichen?

In den nächsten Abschnitten wird einige Klarheit in diese Fragen gebracht.

### 3. Bisherige Entwicklung der gesamten Energiegestehungskosten

Die wirtschaftliche Situation und die Zukunftsaussichten der Elektrizitätswirtschaft sind ausser durch die erzielbaren Einnahmen zu einem grossen Teil durch die Gestehungskosten der Energie bestimmt. Vorerst möchte ich die massgebendsten Faktoren darlegen, die sich bei einer Reihe von kommunalen und Ueberland-Versorgungswerken auswirken. Zu den Gestehungskosten rechne ich ausser den eigentlichen Betriebs- und Verwaltungskosten eine normale Verzinsung des Buchwertes der Anlagen zu 4% sowie Abschreibungen von 2% auf Wasserkraftwerken und grossen Uebertragungsleitungen und von 4% auf Verteilanlagen. Was über diese Zahlen hinausgeht, bedeutet Gewinn und stellt somit nicht Produktionskosten dar.

Aus der Prüfung der einzelnen Faktoren wird sich dann ergeben, was für die nächste Zukunft als erstrebenswert und als erreichbar erscheint.

Fig. 4 zeigt für die Jahre 1936 und 1941 bei ca. 30 kommunalen und 15 Ueberlandwerken die Gestehungskosten in Abhängigkeit von der Grösse der Unternehmung, d. h. vom Jahresumsatz in kWh. Es zeigt sich dabei, dass grosse Unternehmungen mit geringeren Kosten zu rechnen haben als kleine. Aber von einem Jahresumsatz von ca. 50 Mill. kWh an aufwärts ergibt sich keine wesentliche Verbilligung mehr, auch nicht bei Umsätzen von 400 oder 500 Mill. kWh. Im Interesse einer Ermässigung der Energiegestehungskosten scheint es also nicht nötig, die mittelgrossen und grossen Unternehmungen etwa zu fusionieren zu einem eidgenössischen Riesenbetrieb. Ein Nutzen wäre nur zu erwarten aus der Zusammenlegung oder dem Anschluss von kleineren Unternehmungen mit Jahresumsätzen bis zu etwa 10 Mill. kWh.

Interessant ist die aus dem Bild hervorgehende Tatsache, dass die Energiegestehungskosten der kleinen Wiederverkäuferwerke mit Umsätzen von 2...10 Mill. kWh, dargestellt durch volle Kreise, zwar nicht höher sind als die Kosten bei

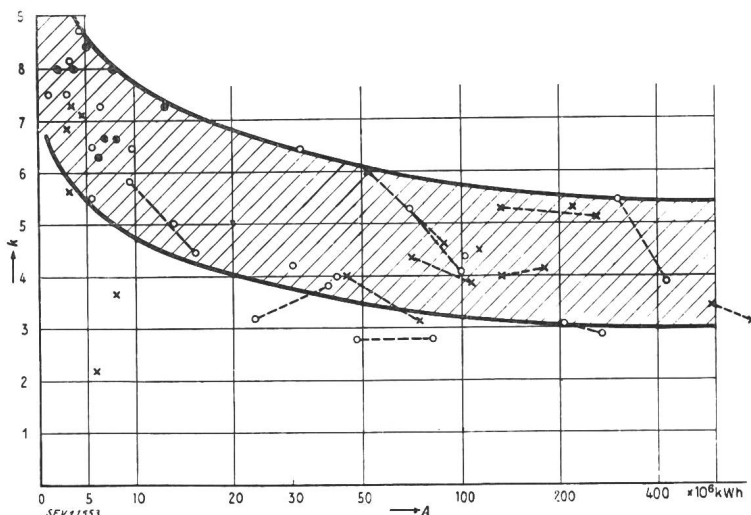


Fig. 4.

Energiegestehungskosten in den Jahren 1936 und 1941 in Abhängigkeit vom Energieumsatz jeder Unternehmung

Zwei verbundene Punkte betreffen die gleiche Unternehmung (für 1936 und 1941)

A Jährlicher Energieumsatz

k Energiegestehungskosten

(Im Jahr 1936 betrug der schweiz. Mittelwert für Inlandabsatz 5 Rp./kWh.)

○ Kommunale Werke mit eigener Erzeugung

× Ueberland-Werke mit eigener Erzeugung

● Wiederverkäufer-Werke ohne eigene Erzeugung

ähnlich kleinen Unternehmungen mit eigenen Kraftwerken; aber bei beiden Gruppen sind sie doch etwa 50 % höher als bei mittelgrossen Unternehmungen.

Fig. 5 zeigt die Abhängigkeit der Gesteungskosten vom *spezifischen Konsum* in kWh pro Einwohner und pro Jahr des versorgten Gebietes. Hier ist die Verbilligung bei höherem Verbrauch schon ganz deutlich sichtbar. Im Jahr 1936 war der spezifische Konsum im Landesmittel bei der Allgemeinversorgung ohne Export ca. 750 kWh/Einw. und die mittleren Gesteungskosten für Erzeugung und Verteilung betragen ca. 5 Rp. pro erzeugte kWh. Einige Unternehmungen hatten schon damals den doppelten Konsum, nämlich 1500 kWh/Einw., bei Gesteungskosten von durchschnittlich etwa 3 Rp./kWh. Die mit der Zeit zunehmende Dichte des Konsums wird somit ganz automatisch eine wesentliche Ermässigung der Gesteungskosten bringen. Aber

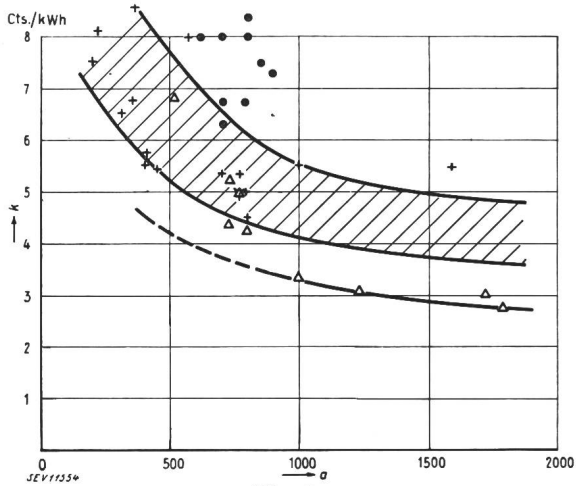


Fig. 5.

Energiegestehungskosten im Jahr 1936 in Abhängigkeit vom spezifischen Konsum

- k Energiegestehungskosten
- a Spezifischer Konsum in  $\frac{\text{kWh}}{\text{Jahr} \cdot \text{Einw.}}$
- + Werke mit Gebrauchsdauer unter 4300 h
- Δ Werke mit Gebrauchsdauer über 4300 h
- ✱ Schweiz. Mittelwert für Inlandabsatz.
- Wiederverkäufer-Werke

noch tiefer als etwa 3...4 Rp./kWh im Durchschnitt werden die Kosten auch bei einem spezifischen Konsum von über 2000 kWh/Einw., d. h. etwa dem doppelten des heutigen, kaum gehen.

Fig. 6 zeigt die Abhängigkeit der Gesteungskosten von der *Gebrauchsdauer der Maximalleistung*. Diese hat einen sehr grossen Einfluss. Eine Erhöhung von 3000 auf 5000 Stunden pro Jahr ermässigt bei mittleren und grossen Werken die Energiegestehungskosten von durchschnittlich 6,5 Rp./kWh auf etwa 3,5 Rp./kWh. Nun liegt allerdings die Verbesserung dieser Gebrauchsdauer nicht vollständig in der Hand der Unternehmungen; aber einen gewissen Einfluss können sie durch die Tarifgestaltung doch ausüben. Hinsichtlich kommunaler und Ueberlandwerke ist in diesem Streufeld kein grundsätzlicher Unterschied zu finden; die kreisförmigen und die gekreuzten Punkte verteilen sich unge-

fähr gleichmässig auf das ganze untere Streufeld. Dagegen sind die Kosten bei kleinen Unternehmungen deutlich höher als bei mittleren und grossen, bei gleicher Gebrauchsdauer.

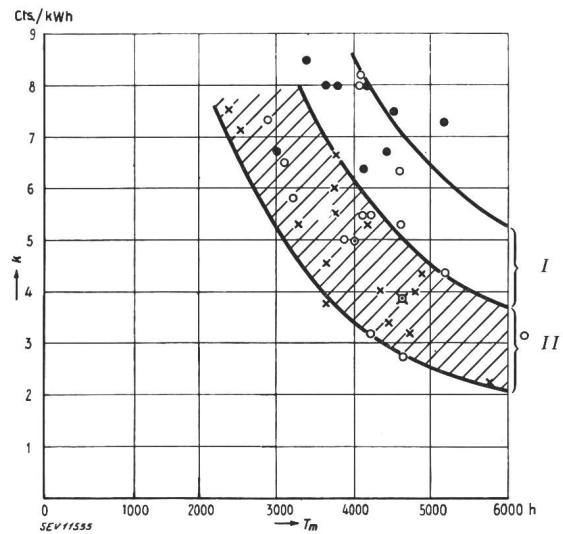


Fig. 6.

Energiegestehungskosten im Jahr 1936 in Abhängigkeit von der Gebrauchsdauer der Maximalleistung

- k Energiegestehungskosten
- $T_m$  Gebrauchsdauer der Maximalleistung
- Kommunale Werke
- × Ueberland-Werke
- ⊠ Schweiz. Mittelwert einschliesslich Ausfuhr
- Schweiz. Mittelwert ohne Ausfuhr
- Wiederverkäufer-Werke
- I kleine Werke
- II mittlere und grosse Werke

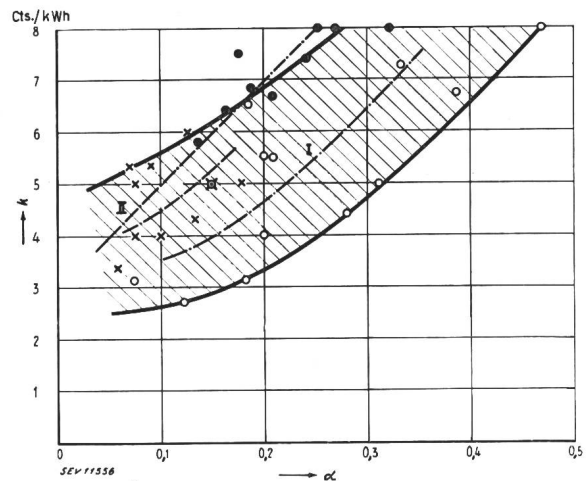


Fig. 7.

Energiegestehungskosten im Jahr 1936 in Abhängigkeit vom Lichtanschlussverhältnis

- k Energiegestehungskosten
- $\alpha = \frac{P_{\text{Licht in kW}}}{P_{\text{total in kW}}} = \text{Lichtanschlussverhältnis}$
- Kommunale Werke
- × Ueberland-Werke
- ⊠ Schweiz. Mittelwert ohne Ausfuhr
- Wiederverkäufer-Werke

Ein anderer Faktor, der die Gesteungskosten beeinflusst, ist in Fig. 7 dargestellt. Es ist das *Lichtanschlussverhältnis*, d. h. das Verhältnis der Lichtanschlüsse zum Gesamtanschluss, gemessen je in kW. Je grösser der Anteil der Lichtanschlüsse

ist, um so mehr Kosten erwachsen dem betreffenden Elektrizitätswerk. Interessant ist die Tatsache, dass die Mehrzahl der grösseren kommunalen Werke höhere Lichtanschlussverhältnisse aufweisen als die Ueberlandwerke. Vergleicht man aber die Lage der Punkte mit einer mittleren Axe des Streufeldes (I), so liegen die Punkte der meisten grösseren kommunalen

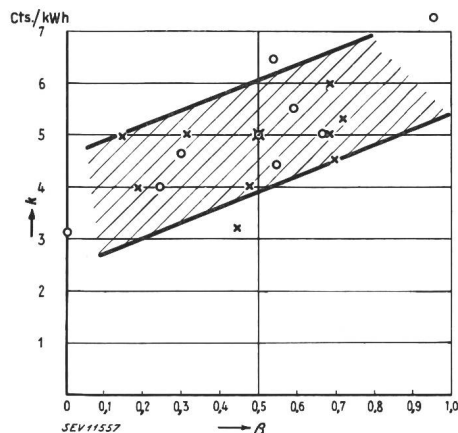


Fig. 8.

Energiegestehungskosten im Jahr 1936 in Abhängigkeit vom Buchwertverhältnis

$$k = \frac{\text{Energiegestehungskosten}}{\text{Buchwert in Fr.}} = \text{Buchwertverhältnis}$$

- Kommunale Werke
- × Ueberland-Werke
- Schweiz. Mittelwert ohne Ausfuhr

nalen Werke etwas unterhalb, diejenigen der Ueberlandwerke etwas oberhalb dieser Axe. Da auch die spezifischen Einnahmen vom Lichtanschlussverhältnis abhängen, und zwar nach der eingezeichneten oberen Axe (II), ist aus dieser Darstellung ohne weiteres der Grund für die wesentlich höhere Gewinnmarge der kommunalen Werke zu erkennen. Diese ist im Durchschnitt etwa 2,5 Rp./kWh; bei Ueberlandwerken war sie im Jahr 1936 kaum 0,5 Rp./kWh. Die Verkaufspreise der Energie sind bei beiden Gruppen ungefähr dieselben; nur bei kleinen Wiederverkäuferwerken sind sie gewöhnlich etwas höher.

Die weitere Entwicklung, d. h. ein sinkendes Lichtanschlussverhältnis, wird den meisten städtischen Werken keine absolute Gewinneinbusse bringen; bei vielen Ueberlandwerken wird aber die heutige kleine Gewinnmarge noch ganz verschwinden.

Schliesslich sind in Fig. 8 die Energiegestehungskosten in Abhängigkeit vom Buchwertverhältnis, d. h. vom Verhältnis der Buchwerte zu den Erstellungskosten der Anlagen<sup>6)</sup>, dargestellt. Im Jahr 1936 waren die gesamten Buchwerte aller Unternehmungen der Allgemein-Versorgung nur noch etwa die Hälfte der Erstellungskosten; die andere Hälfte wird durch Abschreibungen<sup>7)</sup>, Fonds usw. aufgewogen. Die Verbilligung der Energie durch

<sup>6)</sup> A. Härry: Bau- und Betriebskosten schweizerischer Wasserkraftwerke. Bull. SEV 1940, Nr. 11, S. 254.

<sup>7)</sup> W. Rickenbach: Die Abschreibung und Erneuerung von hydroelektrischen Kraftwerken. Bull. SEV 1932, Nr. 19, S. 496.

die bisherige, weitsichtige Abschreibungspolitik ist ganz beträchtlich; wäre das mittlere Buchwertverhältnis 0,75 statt 0,5, d. h. wäre erst 1/4 der Erstellungskosten abgeschrieben statt die Hälfte, dann wäre unsere Energie heute um 15 % teurer als sie wirklich ist. Sind einmal 3/4 der Erstellungswerte abgeschrieben, dann wird die Energie aus den heute bestehenden Anlagen 15 % billiger sein als heute.

Bei allen diesen Betrachtungen kommt man durch Extrapolation zur Anschauung, dass die durchschnittlichen Gestehungskosten der Energie, die im Jahr 1936 für Inlandabsatz 5 Rp./kWh betragen, in Zukunft etwa auf 3,5 Rp./kWh sinken werden. Kann aber die in den nächsten Jahrzehnten neu zu erschliessende Energie wirklich auch mit diesen relativ niedrigen Kosten erzeugt und verteilt werden? Beurteilt man die Wirtschaftlichkeit nur des Zuwachses an Energieerzeugung von etwa 4 Milliarden kWh in den nächsten 20 Jahren für sich allein, dann decken die Einnahmen aus diesem Zuwachs mit etwa 2 Rp./kWh bei weitem nicht die Kosten von 3,5 Rp./kWh für diesen Zuwachs.

Diese Zukunftsaussichten scheinen somit dunkel zu sein. Es rechtfertigt sich daher eine scharfe Prüfung der Kosten der noch zu bauenden Anlagen. Es ist nötig, noch näher in die Einzelheiten einzudringen, und zwar die beiden Komponenten der Gestehungskosten, die Erzeugungskosten einerseits und die Verteilungskosten andererseits, daraufhin zu prüfen, was beim weiteren Ausbau unserer Wasserkräfte und der Verteilanlagen im besten Fall zu erwarten ist.

#### 4. Die Kosten der Energieverteilung

Um vorerst einen Einblick in die Entwicklung der Verteilungskosten zu erhalten, sind in Fig. 9 die

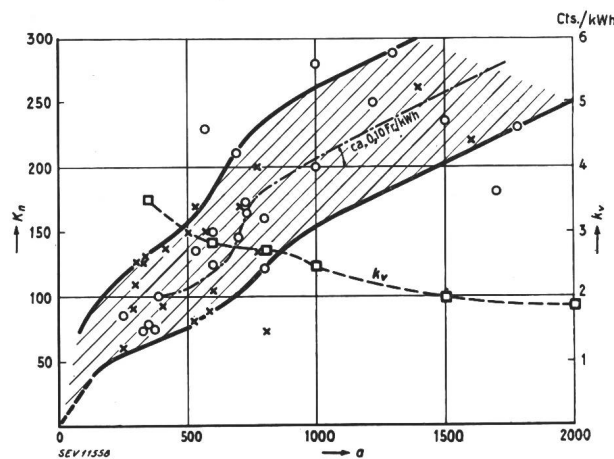


Fig. 9.

Spezifische Netzanlagekosten pro Einwohner im Jahr 1936 in Abhängigkeit vom spezifischen Konsum

$$K_n = \frac{\text{Spezifische Netzanlagekosten in Fr./Einwohner}}{\text{Spezifischer Konsum in } \frac{\text{kWh}}{\text{Jahr} \cdot \text{Einw.}}}$$

$k_v$  Verteilungskosten in Rp./kWh

Netzanlagekosten pro Einwohner in Abhängigkeit vom spezifischen Konsum dargestellt. Der Verlauf des Streufeldes scheint auf den ersten Blick etwas

merkwürdig zu sein, wird aber sowohl durch die Lage der einzelnen Punkte, als auch durch die zeitliche Entwicklung des Landesmittelwertes bestätigt. Der Landesmittelwert ist durch die strichpunktierte Linie dargestellt. Die Entwicklung des spezifischen Konsums von 600 bis auf 750 kWh pro Einwohner und Jahr fiel in die Zeit zwischen 1932 und 1936, als relativ grosse Mittel in die Netze und Uebertragungsleitungen investiert wurden, bei nur mässiger Zunahme des Verbrauches. Es scheint, dass sich dieser Verlauf auch in den spezifischen Netzanlagekosten der meisten Unternehmungen einzeln widerspiegelt. Eine Zunahme über 1000 kWh/Einw. hinaus wird nur noch eine bescheidene Mehrinvestition nötig machen, und zwar etwa 10 Rp. pro kWh Zuwachs des spezifischen Verbrauches. Die Verteilungskosten des künftigen Neuabsatzes betragen dann im Mittel etwa 12 % davon, d. h. 1,2 Rp./kWh, gegenüber einem Wert von durchschnittlich 2,5 Rp. für die kWh der ganzen Produktion in den Jahren 1932 bis 1936. Der weitere Energieabsatz über den heutigen Stand hinaus verursacht daher nur noch etwa die halben Verteilungskosten. Der Gesamtdurchschnitt wird sich später etwa dem Wert 1,8 Rp./kWh nähern. Es wäre irrig zu glauben, dass mit den heute ausgebauten Netzen ganz ohne weitere Investitionen noch wesentlich grössere Energiemengen verteilt werden könnten.

Eine gewisse Vorsicht in der Einschätzung der künftigen Verteilungskosten ist auch durch den Umstand geboten, dass die weitere Energie je länger je mehr aus entfernten Alpentälern in die Konsumgebiete übertragen werden muss. Die soeben erwähnten 1,2 Rp./kWh für den Zuwachs entsprechen den Vorkriegsbaukosten für Verteilanlagen. Rechnen wir vorsichtshalber mit 1,5 Rp. Verteilungskosten für die kWh der Produktionsvermehrung.

### 5. Die Erzeugungskosten der Energie

Fig. 10 zeigt die Erzeugungskosten der Winterenergie von bisher gebauten Kraftwerken in der Schweiz, unter der Annahme einer vollen Ausnutzung der verfügbaren Energie, sowie unter der weitem Annahme, dass die Sommerenergie 1 Rp./

kWh wert sei. Diese Berechnungsweise wird vom Eidg. Amt für Wasserwirtschaft in seinen Publikationen verwendet. Diese Annahme ist zwar etwas schematisch und ergibt in den Fällen, wo die Durchschnittskosten der Jahresenergie kleiner als 1 Rp./kWh sind, unlogischerweise für die Winterenergie höhere Kosten als für die Sommerenergie. Wo dies der Fall wäre, sind in Fig. 10 die Durchschnittskosten der Jahresenergie eingetragen.

Im untersten Streufeld liegen die Punkte für Laufwerke, die vor dem letzten Krieg erstellt wurden. Es zeigt sich eine deutliche Ermässigung der Erzeugungskosten der Winterenergie mit steigender Grösse des Kraftwerkes, diese durch die Jahresproduktionsfähigkeit in einem logarithmischen Maßstab dargestellt. Das grösste und eines der günstigsten Laufwerke dieser Periode ist das Kraftwerk Laufenburg mit ca. 400 Mill. kWh Produktionsfähigkeit und mit Erzeugungskosten von 0,8 Rp./kWh.

Das mittlere Streufeld enthält die grossen Niederdruck-Laufwerke, die seit dem letzten Krieg gebaut wurden. Die Kraftwerke dieser Periode weisen Erzeugungskosten der Winterenergie von durchschnittlich 1,5 Rp./kWh auf und sind damit schon deutlich teurer als die älteren Kraftwerke etwa gleicher Grösse. Ungefähr von dieser Grössenordnung werden die Kosten bei den meisten der noch zu bauenden Laufwerke sein. Wir können also bei diesen keinesfalls auf eine Verbilligung der Energie gegenüber heute rechnen. Die günstigsten Niederdrucklaufwerke sind bereits gebaut.

Das oberste Streufeld enthält die bisher gebauten Akkumulierwerke mit Jahresspeicher. Hier ist die Verbilligung der Energieerzeugungskosten mit steigender Grösse des Kraftwerks bzw. der Kraftwerkgruppe eine viel stärkere. Werke, wie Wägital<sup>8)</sup>, Lungernsee, Etzel<sup>9)</sup>, weisen Erzeugungskosten der Winterenergie auf, die mit 4..6 Rp./kWh das Doppelte dessen betragen, was mit grösseren Werken, z. B. Oberhasli<sup>10)</sup>, erreicht werden kann. Von projektierten Werken sind in diesem Bild eingetragen: Hinterrhein<sup>11)</sup>, Urseren, Blenio-Greina, Misox, Bergell und Muttensee-Limmern.

Diese Darstellung mit der Annahme, dass die Sommerenergie 1 Rp./kWh wert sei, gibt noch kein vollständiges Bild über die Erzeugungskosten und den Wert der Energie.

Die Wichtigkeit der Baukosten und Energieerzeugungskosten bei Akkumulierwerken lässt es angezeigt erscheinen, die Verhältnisse noch eingehender zu prüfen.

<sup>8)</sup> Bull. SEV 1932, Nr. 2, S. 25.

<sup>9)</sup> Bull. SEV 1937, Nr. 23, S. 601.

<sup>10)</sup> Bull. SEV 1942, Nr. 20, S. 529.

<sup>11)</sup> Bull. SEV 1943, Nr. 23, S. 695.

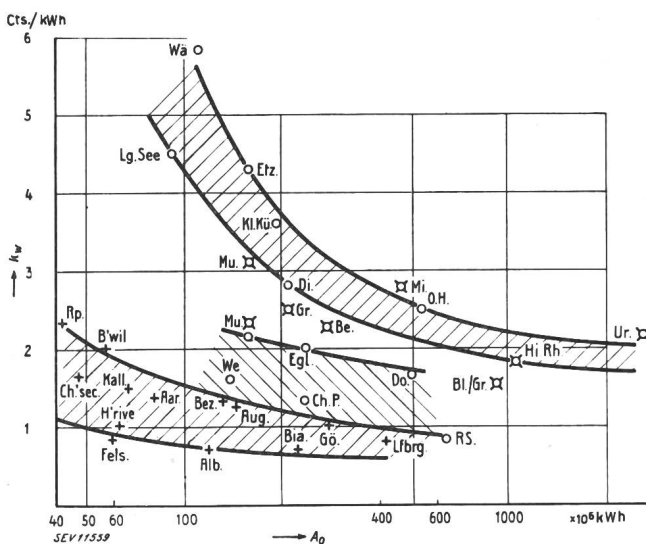


Fig. 10.

Erzeugungskosten der Winterenergie ab bestehenden Kraftwerken

(Wert der Sommerenergie: 1 Rp./kWh)

$k_w$  Gesteuerungskosten der Winterenergie

$A_0$  Jahresproduktionsfähigkeit

In Fig. 11 sind die Baukosten von Hochdruckwerken ohne Staubecken in Abhängigkeit von der installierten Leistung dargestellt. Darnach erhöhen sich die Baukosten bei einem bestimmten Typus von 300 m Gefälle und 10 km Stollenlänge nur von etwa 24 auf 60 Mill. Fr., also auf das 2<sup>1/2</sup>fache, wenn sich die Leistung von 50 000 auf 200 000 kW, also auf das 4fache erhöht.

Bei grösseren Gefällen braucht es für eine bestimmte Leistung eine kleinere Wassermenge,

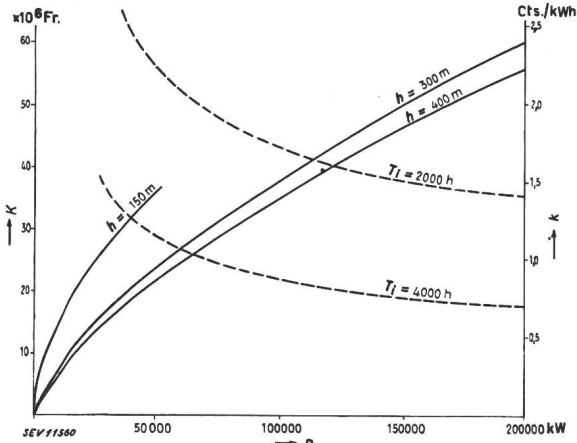


Fig. 11.

Baukosten und Energiegestehungskosten von Hochdruckwerken ohne Speicherung in Abhängigkeit von der installierten Leistung

- K Baukosten
- - - k Energiegestehungskosten
- $P_i$  Installierte Leistung
- $T_l$  Gebrauchsdauer der installierten Leistung
- $h$  Gefälle

daher kleinere Dimensionen der wasserführenden Anlagenteile. Die Kostenkurve liegt bei einem Gefälle von 400 m deshalb tiefer als bei 300 m. Umgekehrt liegt sie bei beispielsweise nur 150 m Gefälle wesentlich höher (oberste Kurve des Diagramms).

Bei Gefällen über 500 m tritt keine wesentliche Verbilligung mehr ein. Die stark zunehmenden Kosten der eisernen Druckleitungen kompensieren die Verbilligung auf den andern Objekten.

Die in Fig. 11 gestrichelten Linien bedeuten die kWh-Kosten der Energie ohne Speicherung bei 300 m Gefälle. Die obere Linie gilt für eine Betriebsdauer der installierten Leistung von 2000 Stunden im Jahr, die untere für 4000 Stunden. Die bis Ende 1937 erstellten Akkumulierwerke weisen im Mittel eine Betriebs- oder Gebrauchsdauer von ca. 1900 Stunden pro Jahr auf. Für die noch zu bauenden Akkumulierwerke braucht es keine so starke Konzentration mehr; es genügt, wenn die verfügbare Energie auf ca. 3000 Stunden im Jahr konzentriert werden kann. Dies wirkt sich glücklicherweise verbilligend aus, weil damit die Ausbaugrösse in kW bei gegebener Energiemenge kleiner sein kann.

Etwas weniger eindeutig sind die Baukosten der Staubecken von Akkumulierwerken miteinander vergleichbar. Es kommt hier in erster Linie auf die besonders topographischen und geologischen Verhältnisse im Einzelfall an. Aber doch kommt auch hier nach dem Gesetz der grossen Zahl eine gewisse

Abhängigkeit der Baukosten von der Grösse der Staubecken deutlich zum Ausdruck, was aus Fig. 12 ersichtlich ist. Für alle im Kanton Wallis noch möglichen Staubecken sowie für einige in Graubünden sind die Baukosten in Abhängigkeit vom Stauinhalt aufgetragen. Die Streuung der einzelnen Punkte ist hier naturgemäss ziemlich gross, aber eine Gesetzmässigkeit ist, wie erwähnt, doch vorhanden. Es ist der gleiche Charakter wie bei den andern Anlagenteilen. Z. B. kostet das 280 Mill. m<sup>3</sup>

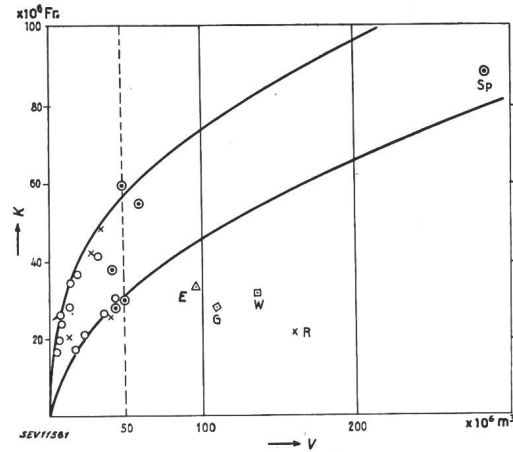


Fig. 12.

Baukosten von Staubecken in Abhängigkeit von nutzbarem Stauvolumen

K Baukosten. V Nutzbare Stauvolumen.

Kraftwerke bzw. Staubecken:  
 E Etzel, G Grimsel, R Rossens,  
 Sp Splügen (Rheinwald), W Wägital.

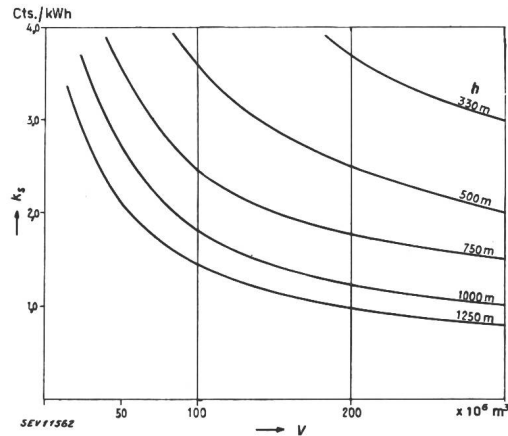


Fig. 13.

Durchschnittliche Speicherkosten pro gespeicherte kWh in Abhängigkeit vom nutzbarem Stauvolumen

$k$ , Speicherkosten.  $V$  Nutzbare Stauvolumen.  $h$  Gefälle.

grosse Staubecken Splügen mit etwa 90 Mill. Fr. nur das 3fache wie ein zehnmal kleineres Becken im Durchschnitt. Oder anders gesagt: Wenn man das grosse Splügener Becken durch 10 kleine von zusammen ebensoviel Inhalt ersetzen wollte, so würde dies 300 Mill. Fr. anstatt nur der 90 Mill. Fr. für Splügen erfordern.

Für das ganz grosse Staubecken im Urserental, dessen Stauinhalt nach dem jetzt vom Syndikat der Urseren-Reusstal-Wasserkräfte bearbeiteten Projekt 1200 Mill. m<sup>3</sup> beträgt, das also viel weiter geht als das amtliche Projekt mit ca. 420 Mill. m<sup>3</sup>, stehen mir die genauen Zahlen noch nicht zur Verfügung.

In Fig. 12 liegen die Punkte für die 3 bestehenden Staubecken Etzel, Grimsel und Wäggitäl weit unterhalb der Streugrenzen für die dargestellten projektierten Staubecken. Begreiflicherweise wurden eben zuerst die günstigsten gebaut. Aehnlich günstig ist noch das projektierte Staubecken Rossens<sup>12)</sup> im Kt. Freiburg.

In Fig. 13 sind die durchschnittlichen Speicherkosten für eine gespeicherte kWh dargestellt. Diese Kosten werden bei einem gegebenen Staubecken um so kleiner, je grösser das Gefälle ist, das im Anschluss an das Staubecken ausgenützt werden kann. Diese Speicherkosten kommen zu den in Fig. 11 dargestellten Energiekosten ohne Speicherung hinzu. Sie nehmen im allgemeinen, wie aus dem Verlauf der Kurven (Fig. 13) ersichtlich ist, mit steigendem Stauvolumen bedeutend ab.

Wenn ausser dem gespeicherten Wasser noch ungespeichertes verarbeitet wird, was immer dann der Fall ist, wenn es sich nicht um reine Winterenergie handelt, dann reduzieren sich die in Fig. 13 angegebenen Kosten entsprechend. Bei reiner Winterenergie kommt man auf noch zulässige Speicherkosten von etwa 1,5 Rp./kWh, wenn das an das Staubecken anschliessende Gefälle mindestens 750 m beträgt und das Stauvolumen mindestens 100 Mill. m<sup>3</sup> gross ist.

Gefälle von nur 400 m oder weniger sind im allgemeinen für Akkumulierwerke schon beinahe hoffnungslos, weil Speicherkosten von über 3 Rp./kWh resultieren. Nur in den besonders günstigen Fällen Wäggitäl und Etzel haben sich noch tragbare Speicherkosten ergeben. Dies wird auch beim ausnahmsweise günstigen Speicherbecken Rossens im Kanton Freiburg der Fall sein, dessen Bau Ende 1943 beschlossen wurde.

Die bisherigen Darlegungen in diesem Abschnitt zeigen, dass im allgemeinen nur bei grossen Akkumulierwerken günstige Baukosten und demgemäss niedrige Energiegestehungskosten zu erwarten sind. Das in letzter Zeit oft gehörte Verlangen seitens der Gegner grosser Akkumulierwerke, die Energieerzeugung zu dezentralisieren, nicht in sogenannten Riesenwerken zusammenzufassen, führt daher zu wesentlich teurerer Energie. Dabei bietet die Dezentralisation allerdings einige Vorteile anderer Art; diese werden aber in den meisten Fällen weit überwogen vom Nachteil der viel höheren Kosten. In Wirklichkeit ergibt sich jedoch eine Dezentralisation ganz von selbst angesichts des Umstandes, dass es sich im ganzen noch um mindestens 60 neue Kraftwerke handeln wird.

Wie ich erwähnt habe, ergibt die Beurteilung einer Akkumulierwasserkraft an Hand der Erzeugungskosten der Winterenergie kein vollständiges Bild. Die einheitliche Annahme, dass die Sommerenergie 1 Rp. wert sei, lässt den höheren Wert einer Wasserkraft mit hohem Winterenergieanteil gegenüber einer solchen mit geringem Anteil zu wenig klar erkennen. Ich habe deshalb versucht, in einer weiteren Darstellung (Fig. 14) eine Ergänzung zu geben. Die Abszissenwerte bedeuten den Anteil der Winterenergie an der gesamten Jahres-

energie. Die tägliche Betriebsdauer, d. h. die Konzentrationsfähigkeit der Energie auf eine bestimmte Stundenzahl im Tag, ist veränderlicher Parameter der Linienschar. Die Ordinatenwerte der schiefen Linien stellen den Marktwert der Energie ab Kraftwerk dar, und zwar für die Jahre 1937...39.

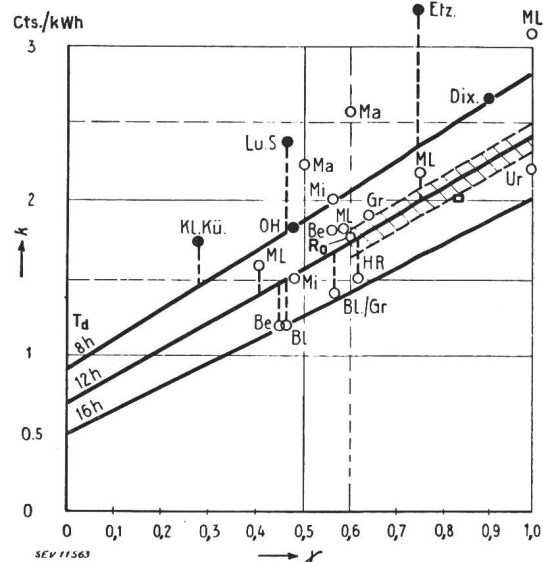


Fig. 14.  
Durchschnittliche Erzeugungskosten und Wert der verfügbaren Akkumulierenergie ab Kraftwerk  
k Erzeugungskosten  
γ Winterenergie-Anteil  
Td Betriebsdauer pro Tag  
○ Projekte für Td = 11...13 h  
● Bestehende Akkumulierwerke: Td = 8 h

Die unterste Linie gilt für Konzentration auf 16 Stunden im Tag, die mittlere für 12 und die oberste für 8 Stunden. Achtstündige Tagesenergie hat den grössten Wert. Der Wert ist aber auch um so grösser, je höher der Winterenergieanteil ist; das drückt sich durch das Ansteigen der Linien nach rechts oben aus. Reine Sommerenergie ist bedeutend weniger wert als 1 Rp.; ein Maßstab ist gegeben durch die Verwendung als Dampfkesselenergie. Aber als Bestandteil von Jahreskonstantenergie kann der Sommerenergieanteil sehr wohl 1 Rp. oder noch mehr wert sein. Reine Winterenergie ist je nach der Konzentrationsfähigkeit 2...3 Rp. wert, weil mit ihr Sommerenergie zu Sommeranteil von Jahreskonstantkraft veredelt werden kann.

Die eingetragenen vollen Kreispunkte beziehen sich auf bestehende Akkumulierwerke mit Konzentration auf ca. 8 Stunden oder weniger; die leeren Kreise beziehen sich auf einige aktuelle Projekte mit Betriebsdauer von 11...13 Stunden im Tag. Bei einigen der ausgeführten Akkumulierwerke liegen die Punkte ganz nahe der zugehörigen Marktwertlinie, z. B. Dixence und Oberhasli; bei andern sind die effektiven Erzeugungskosten bedeutend höher als der Marktwert. Da aber ein Marktwert für bestehende Kraftwerke und ihre längst plazierte Energie nicht mehr existiert, sondern nur für die der Verwirklichung entgegengehenden, spielen diese relativ zu hohen Kosten jener Werke keine grosse Rolle mehr.

Um so wichtiger ist aber die Beurteilung der aktuellen Projekte nach diesen Gesichtspunkten.

<sup>12)</sup> Bull. SEV 1943, Nr. 6, S. 148.

Heute gehen die Anforderungen an zu bauende Akkumulierwerke auf einen Winterenergieanteil von mindestens 60 % der Jahresenergie, und die Kosten sollten nicht höher sein, als dem schraffierten Streifen im Bild entspricht. Dieser Forderung genügen am besten Hinterrhein und Urseren, und beinahe auch Blenio-Greina mit 57 % Winterenergie, sodann auch beinahe Greina allein, Bergell und Muttensee-Limmern bei einem Ausbau auf ca. 58 oder 75 % Winterenergie, während der Ausbau von Muttensee-Limmern auf reine Winterenergie mit über 3 Rp./kWh schon zu teuer wäre. Auch Misox und Maggiatal genügen den Anforderungen schon nicht mehr. Rossens ist besonders günstig, weil es mitten im Absatzgebiet liegt. Bei allen andern Projekten, auch bei denen, die in diesem Bild nicht dargestellt sind, liegen die Punkte entweder zu hoch über dem schraffierten Streifen oder zu sehr links von der Vertikalen bei 60 % Winterenergieanteil. Interessant ist das Resultat einer eingehenden Berechnung, dass im Durchschnitt der noch etwa 50 möglichen Akkumulierwerke ohne Hinterrhein und Urseren die Erzeugungskosten 3,8 Rp./kWh wären. Bei einem ganz andern Ausbauplan, den ich sogleich darlegen werde, ist der Durchschnitt inkl. Hinterrhein und Urseren ca. 2 Rp./kWh (der quadratische Punkt im Streifen).

Nun soll gezeigt werden, was die Energie aus den noch ausbaufähigen Wasserkraften der Schweiz im Durchschnitt ungefähr kosten wird, wenn man die Gesamtheit dieser Kräfte ins Auge fasst.

Nach den Untersuchungen des Wasserwirtschaftsamtes ergeben sich, allerdings etwas umgearbeitet, hinsichtlich der installierten Leistungen, die in der oberen Hälfte der Tabelle IV gezeigten Verhältnisse.

Ausbaufähige Wasserkräfte Tabelle IV

	Energienmengen			Baukosten			Durchschnittliche Gest.-Kosten Rp./kWh
	Winter	Sommer	Jahr	Stau-B.	And. A.	Total	
	Mill. kWh			Mill. Fr.			
a) Alle Akkumuliermöglichkeiten benützt; Urseren 420 Mill. m <sup>3</sup>							
Akkumulierwerke . . .	5030	2670	7700	1980	1170	3150	3,3
Lauf-Werke .	1670	2630	4300		700	700	1,5
Total	6700	5300	12000	1980	1870	3850	2,6
b) Nur die günstigsten Akkumuliermöglichkeiten benützt; Urseren 1200 Mill. m <sup>3</sup>							
Urseren . . .	2600	-500	2100	250	400	650	} 2,0
6 and. Akkumul.-Werke	1870	1380	3250	280	400	680	
Lauf-Werke .	1970	4420	6390		1050	1050	1,5
Total	6440	5300	11740	530	1850	2380	1,7

Die Erzeugungskosten der Akkumulierenergie betragen nach dieser Tabelle durchschnittlich, d. h. im Mittel aus allen günstigen und ungünstigen Werken, 3,3 Rp./kWh. Der Mittelwert der Erzeugungskosten aus allen Akkumulier- und Laufwerken wird etwa 2,6 Rp./kWh betragen. Diese Akkumulierenergie

ist im Durchschnitt wesentlich zu teuer, als dass ihre weitgehende Verwendung zum Ersatz von Kohle bei industrieller Wärmeerzeugung möglich wäre. Es könnten nur die günstigsten der noch ausbaufähigen Akkumulierwerke in Frage kommen, nämlich solche mit Erzeugungskosten von höchstens 1,7 Rp./kWh bei Jahreskonstantenergie und 2,5 Rp./kWh bei reiner Winterenergie. Dies ist nur etwa bei der Hälfte der noch ausbaufähigen Akkumulierwasserkraften der Fall.

Was geschieht aber mit der andern Hälfte? Soll sie unbenützt bleiben? Es gibt glücklicherweise einen Ausweg, der auch diese Gebirgswasserkraften in den Dienst unserer Volkswirtschaft stellen kann, und zwar liegt der springende Punkt darin, dass man sie als Laufwerke ausbaut, mit kleinen Tagesausgleichsbecken. Dafür aber muss die einzigartige Gelegenheit benützt werden, die uns die Natur im *Urserental* zur Verfügung stellt. *Dieses Staubecken muss so gross erstellt werden, dass es nicht nur die Gewässer des Urserentales und des Göschenertales, sondern auch noch diejenigen weiterer Täler im Kanton Uri sowie im Kanton Graubünden in Form von reiner Winterenergie auszunützen ermöglicht.* Dadurch kann der Ausfall an Winterenergie, der durch den Verzicht auf den Bau der vielen kleinen und mittelgrossen, aber teuren Staubecken entsteht, beinahe kompensiert werden.

Die Auswirkungen auf Energiemengen und Gesteigungskosten sind aus dem unteren Teil der Tabelle IV ersichtlich.

Nach diesen allerdings nur approximativen Zahlen scheint es möglich,

1. beinahe die gleichen Winter- und Sommerenergiemengen wie nach der oberen Zusammenstellung herauszubringen,
2. aber mit viel geringeren Baukosten von rund 2,4 gegen 3,8 Milliarden Fr. auszukommen; die Ersparnis von 1,4 Milliarden Fr. entspricht dem Wegfall von etwa 50 Staubecken zu 28 Millionen Fr., und
3. was das Wichtigste ist, man kann viel geringere Erzeugungskosten der Energie, und zwar im Durchschnitt für Lauf- und Speicherwerke 1,7 Rp./ kWh gegen 2,6 Rp./kWh erzielen.

Dieser Unterschied von nicht ganz einem Rappen scheint vielleicht unbedeutend; er ist aber, wie man sehen wird, durchaus entscheidend.

Nun ist noch zu berücksichtigen, dass es in normalen Zeiten nicht möglich ist, die verfügbare Energie der Kraftwerke hundertprozentig auszunützen; im Durchschnitt längerer Zeiträume werden es nur etwa 90 % sein. Dann sind die mittleren Erzeugungskosten pro effektiv produzierte kWh nicht mehr 1,7, sondern 1,9 Rp. ab Kraftwerken. Dazu kommen die zusätzlichen Verteilungskosten mit künftig 1,5 Rp., so dass die gesamten theoretischen Gesteigungskosten bis zum Konsumenten sich auf 3,4 Rp. pro effektiv produzierte kWh belaufen werden. Das ist immer noch bedeutend mehr als die zu erwartenden Einnahmen von 2 Rp. für die neu erschlossene Energie.

Fasst man die Resultate dieses Abschnittes kurz zusammen, so wäre zu sagen, dass es aus wirtschaft-

lichen Gründen nötig sein wird, auf die vielen kleinen, aber teuren Staubecken zu verzichten. Diese Wasserkräfte müssen in Form von Laufwerken mit Tagesbecken ausgebaut werden, dafür aber sind die wenigen günstigen Gelegenheiten für grosse und grösste Staubecken wirklich auszunützen. Das ist gerade das Gegenteil von dem, was die Gegner der grossen Staubecken verlangen, welche glauben, auf die grossen Becken verzichten und die kleinen ausbauen zu können.

Ich habe im 3. Abschnitt gesagt, dass es aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht nötig sei, mittelgrosse Elektrizitätsversorgungs-Unternehmungen zu einem Riesenbetrieb zusammenzufassen. Die Forderung nach Grossspeicherwerken steht hiezu nicht im Widerspruch, da solche als Gemeinschaftswerke von mehreren Partnern gebaut werden müssen. Die wirtschaftlichen Vorteile der Energieerzeugung im grossen, gemeinsam durch mehrere Elektrizitätswerke, wurden schon zur Zeit der Gründung der Nordostschweizerischen Kraftwerke erkannt.

### 6. Finanzielle Auswirkung

Wie ich bereits angedeutet habe, reimen sich die theoretischen Gestehungskosten der noch zu erschliessenden Energie mit etwa 3,5 Rp./kWh auch im günstigsten Fall gar nicht mit den zu erwartenden Einnahmen von nur 2 Rp./kWh zusammen. Aber so ganz hoffnungslos, wie dies auf den ersten Blick scheinen mag, ist die Sache doch nicht.

Von grösster Bedeutung ist nämlich die bereits erwähnte Tatsache, dass die Erstellungskosten der heute im Betrieb stehenden Anlagen schon zur Hälfte abgeschrieben sind. Die Buchwerte sind überhaupt vom Jahr 1934...1938 nicht mehr angestiegen. Mit andern Worten gesagt: Die Neuinvestitionen und Erneuerungen hielten den jährlichen Abschreibungen und Rückstellungen die Waage. Wenn dies in den nächsten Jahrzehnten weiter eingehalten werden kann, so liegt hierin der Schlüssel zur Möglichkeit der Weiterentwicklung bei den erzielbaren minimalen Einnahmen.

Die nähere Begründung dieser Behauptung will ich an Hand der Fig. 3 darlegen. Die Einnahmen, die durch die oberste Linie dargestellt sind, wurden wie folgt verwendet: Zu einem starken Drittel für Betrieb, Verwaltung, Steuern usw. (oberste Schicht), zu einem Viertel für Abschreibungen und Rückstellungen (zweitoberste Schicht), sodann zu etwa einem Fünftel für Dividenden an Dritte und für Zinsen, und schliesslich zu etwa einem Sechstel für Abgaben an öffentliche Kassen, d. h. für Reingewinne über die normale Verzinsung hinaus bei kommunalen Elektrizitätswerken, die ja bekanntlich ergiebige Finanzquellen für die betreffenden Städte sind. Von ganz besonderem Interesse ist der Umstand, dass in den 8 Jahren 1930...1938 diese Reingewinne kommunaler Elektrizitätswerke ungefähr proportional zur Produktionssteigerung angestiegen sind; alle andern Komponenten, d. h. die eigentlichen Produktions- und Verteilkosten, stiegen viel schwächer an. Das steht in Uebereinstimmung mit der Beobachtung in andern Zweigen der Wirtschaft, dass bei steigender Produktion die Kosten in einem schwächerem Mass steigen.

Die weitere Entwicklung für eine Periode von 2000 Mill. kWh effektiver Mehrproduktion, bei Anlagekosten von 700 Mill. Fr. für die neuen Anlagen, kann nun bei Einnahmen von nur 2 Rp./kWh für den Neuabsatz erfolgen, weil die fortschreitenden Abschreibungen auf den alten und neuen Anlagen die Buchwerte konstant halten, somit die Zinslasten nicht weiter ansteigen lassen. Das kommt auf dasselbe heraus, wie wenn für die neuen Anlagen keine Zinslasten zu tragen wären. Dabei können die Reingewinne der kommunalen Werke von 46 auf 58 Mill. Fr. zunehmen. Die Mehreinnahmen von 40 Mill. Fr. brauchen dann nur die Zunahme der Betriebs- und Verwaltungskosten der neuen Anlagen, der Abschreibungen auf denselben und die vermehrten Abgaben an öffentliche Kassen zu decken.

Für eine weitere Periode von 2000 Mill. kWh Produktionssteigerung sind erschwerte Bedingungen angenommen, nämlich nur noch 1,7 Rp./kWh Durchschnittserlös sowie erhöhte theoretische Gestehungskosten der in dieser Periode zu bauenden Kraftwerke und Verteilanlagen.

Das Kunststück, die neue Energie billiger als zu ihren theoretischen Gestehungskosten abzusetzen und trotzdem das finanzielle Gleichgewicht der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft, diese als Ganzes betrachtet, zu erhalten, scheint also möglich zu sein.

Die jährlichen Investitionen können nach diesem Plan innerhalb der nächsten 20 Jahre von 67 auf ca. 100 Mill. Fr. ansteigen. Das ist noch nicht sehr viel; in den Jahren 1930...1933 waren es schon 110 Mill. Fr. pro Jahr.

Nun ist diese Darstellung allerdings schematisch; in Wirklichkeit bilden ja alle diese Elektrizitätswerke noch kein organisches Ganzes, wie für diese Rechnung vorausgesetzt wurde. Der Umstand, dass nur gruppenweise solche Zusammenfassungen bestehen, verschlechtert natürlich das hier errechnete ideale Resultat. Das wirkliche Ergebnis nähert sich aber diesem um so mehr, je mehr die neu zu bauenden Kraftwerke von grösseren Gruppen von Energieproduzenten als Gemeinschaftswerke gebaut werden. Der Anfang wurde schon längst gemacht mit den Gemeinschaftswerken Wägital, Oberhasli, Etzel usw. Die Hinterrheinwerke sollen gemeinsam von 6 bestehenden Energieproduzenten gebaut werden.

Aber die Hintereinanderschaltung von Energieproduzenten, Gross- und Kleinwiederverkäufern erschwert die Sache. Nehmen wir ein konkretes Beispiel: Die NOK bauen ein neues Kraftwerk oder beteiligen sich an einem solchen; sie liefern die Energie an die Kantonswerke Zürich, Aargau usw. Diese ihrerseits liefern nur einen Teil der Energie direkt an Verbraucher, den andern aber an Wiederverkäufergemeinden und Genossenschaften. In welcher Proportion sollen nun die Abschreibungsreserven aller dieser Unternehmungen herangezogen werden, um die Abgabe der neuen Energie an die Verbraucher zu Preisen zu ermöglichen, die unter den theoretischen Gestehungskosten liegen? Dies ist ein sehr heikles Problem. Es könnte vereinfacht

werden, wenn wenigstens die kleinen Wiederverkäufer in den grösseren Unternehmungen aufgehen würden. Sie würden vielleicht gar nicht in der Lage sein, die weitere Energie zu den erwähnten, sehr niedrigen Preisen an die Verbraucher abzugeben. In der günstigsten Lage sind diejenigen Unternehmungen, die den grössten Teil der Energie selbst produzieren und im Detail abgeben.

Ferner wäre zu sagen, dass die soeben gemachte Rechnung doch nicht über mehrere Jahrzehnte unverändert weitergeführt werden kann. Es kommt eine Zeit, wo umfangreiche Erneuerungen der bestehenden Anlagen grosse Mittel in Anspruch nehmen. Die Abschreibungen werden ja zum grössten Teil zu dem Zweck gemacht, diese Mittel bereitzustellen.

Die Sache hat aber noch eine grosse Schwierigkeit: nämlich die starke Baukostensteigerung<sup>13)</sup> seit 1939. Die Darstellung wurde ja auf Grund von Vorkriegsbaukosten gemacht. Wenn die Baupreise sich nach dem Krieg nicht oder nicht mehr vollständig auf das frühere Mass senken, dann ist das Gleichgewicht des dargestellten Entwicklungsganges gestört. Ein neues Gleichgewicht könnte sich herausstellen, wenn in Zukunft auch die Brennstoff-Aequivalenzpreise der elektrischen Energie auf einem bedeutend höheren Niveau als vor dem Krieg liegen würden. Es ist wahrscheinlich, dass die Kohlenpreise nach dem Krieg wieder sinken, wenn auch sicher nicht mehr so tief wie nach dem letzten Krieg.

Tritt aber eine Kompensation zwischen Baukosten und Kohlenkosten nicht ein, so bleibt ein Ausweg offen: Die Einnahmen können den gestiegenen Baukosten angepasst werden, indem die Verkaufspreise der elektrischen Energie erhöht werden auf diejenigen Anwendungen, wo keine Konkurrenz durch Brennstoffe besteht, oder wo diese eine höhere Marge zulässt. Eine Erhöhung von durchschnittlich 4% auf dem ganzen Produktionsumfang des Jahres 1938 würde die jährlichen Einnahmen um 10 Mill. Fr. erhöhen, was für die nächste Periode von ca. 10 Jahren gerade ausreichen würde, um eine 14prozentige Baukostenerhöhung der in dieser Periode zu erstellenden Kraftwerke und Verteilanlagen zu kompensieren; das wäre ein mageres Resultat, denn heute ist die Ueberteuering der Baukosten von Kraftwerken mindestens 60%.

Aber ein solcher Weg wäre überhaupt erst begehbar, wenn die Bundesbehörden den Preisstop auf elektrischer Energie fallen lassen. Das wird einmal kommen müssen. Dann kann sich die Elektrizitätswirtschaft selber aus den Schwierigkeiten heraus helfen. Eine andere Hilfe aus Bundesmitteln in Form von Subventionen à fonds perdus aus Arbeitsbeschaffungskrediten ist kaum zu erwarten. Solche Subventionen werden von den Elektrizitätswerken auch gar nicht gewünscht, dagegen wird in allererster Linie eine *Beschleunigung und Erleichterung bei der Erteilung der Wasserrechtskonzessionen*<sup>14)</sup> erwartet. Eine Ausgleichskasse wird dafür sorgen müssen, dass die Teuerungslasten nicht nur gerade von denjenigen Unternehmungen getragen werden

<sup>13)</sup> Bull. SEV 1942, Nr. 26, S. 778.

<sup>14)</sup> Förderung von Kraftwerkbauten. Bull. SEV 1943, Nr. 18, S. 551.

müssen, die ein neues Kraftwerk bauen, denn auch andere Elektrizitätswerke haben den Nutzen davon. Nachdem ein erster Versuch mit einer Ausgleichskasse, in die 4% von den Einnahmen aller Elektrizitätswerke hätten einbezahlt werden sollen, nicht verwirklicht werden konnte, wird eine andere Form gesucht werden müssen.

Vielleicht habe ich die künftigen Einnahmen mit 2 Rp./kWh, auf Vorkriegspreisniveau, zu niedrig geschätzt. Sind sie z. B. 3 Rp./kWh, dann ist die Erreichung des künftigen Gleichgewichtes weniger schwierig. Aber auch dann sind die theoretischen Gestehungskosten noch um 0,5 Rp./kWh höher als die Einnahmen.

Ziehen wir eine wichtige Schlussfolgerung aus den Untersuchungen dieses Abschnittes, so kann gesagt werden, dass nicht daran zu denken ist, etwa in allernächster Zeit zuerst teurere Kraftwerke zu bauen, um die allgünstigsten auf eine spätere Periode aufzusparen. Die Ueberlegungen an Hand Fig. 3 zeigen mit aller Deutlichkeit, dass umgekehrt zuerst die günstigsten der noch freien Wasserkräfte ausgebaut werden müssen. Schon diese bieten ja in wirtschaftlicher Hinsicht wegen der Bauteuerung noch genügend Schwierigkeiten. Sind aber einmal diese gebaut, dann besteht eine vergrösserte, tragfähige Unterlage, um in einer zweiten Periode auch weniger günstige angliedern zu können, weil dann in der Zwischenzeit durch weitere Abschreibungen auf den Anlagen die Produktionskosten vermindert werden können, und weil durch die ansteigenden jährlichen Abschreibungen mit der Zeit auch jährlich zunehmende Neuinvestitionen für teurere Anlagen ermöglicht werden.

Es ist also leider nicht so, wie in einem Zeitungsartikel vor einiger Zeit geschrieben wurde, dass sich die Elektrizitätswerke infolge der bereits gemachten grossen Abschreibungen nun den Luxus des Baues von relativ teuren neuen Kraftwerken leisten könnten. Diese in weitsichtiger Politik gemachten Abschreibungen ermöglichen im besten Fall gerade nur die weitere Entwicklung durch den Bau von günstigen Kraftwerken. Hätten die Elektrizitätswerke nicht diese weitgehenden Abschreibungen in ihren besten Zeiten befolgt, dann stünden sie heute weniger günstig da, d. h. eine weitere Entwicklung wäre beinahe unmöglich ohne grosse finanzielle Opfer der Allgemeinheit.

Ich bin damit am Schluss meiner Darlegungen angelangt und möchte nochmals zum Ausgangspunkt, zum Postulat Klöti<sup>2)</sup> zurückkehren. Die Einzelfragen, die der Postulant in seiner Begründung aufgeworfen hat, wären nach meiner Meinung auf Grund der vorgelegten Untersuchungen wie folgt zu beantworten:

1. Der *Energiebedarf* des Landes bis in 20 Jahren ist mindestens weitere 4000 Mill. kWh pro Jahr. Damit kann erst etwa die Hälfte des heutigen Kohlenbedarfs der Industrie ersetzt und der Verbrauch der andern Anwendungen um etwa 12% gesteigert werden.

2. Dieser Bedarf kann nur gedeckt werden durch weitere *Kraftwerke mit billigsten Gestehungskosten*.

Ausser Laufwerken braucht es Akkumulierwerke mit grossen Winterenergieüberschüssen, wie dies im Zehnjahreplan des SEV und VSE für den Kraftwerkbau<sup>15)</sup> empfohlen ist.

3. Nur die allerwirtschaftlichsten Akkumulierwerke können vorerst in Frage kommen. Der möglichst baldige Bau eines der günstigen *Großspeicherwerke*, und zwar sollte dies *Hinterrhein* sein, und später auch des andern, *Urseren*, sowie *Rossens* und *Blenio-Greina* ist nötig; erst nachher können und müssen auch die weniger günstigen *Alpenwas-*

<sup>15)</sup> Bull. SEV 1941, Nr. 22, S. 581, und Nr. 23, S. 612.

serkräfte, diese zum Teil aber unter Verzicht auf teure Staubecken, ausgebaut werden.

4. Verzichtet man jedoch auf *Großspeicherwerke* und baut die wenigen in Frage kommenden *mittlergrossen Speicherwerke* so wirtschaftlich als möglich aus, d. h. ungefähr auf Jahreskonstantenergie, so kann damit auf die Dauer bei weitem nicht genügend Winterenergie erschlossen werden. Es ist in diesem Fall auch zu befürchten, dass beinahe die Hälfte der noch verfügbaren Wasserkräfte wegen Unwirtschaftlichkeit nicht zum Ausbau gelangen würde und dadurch für die schweizerische Volkswirtschaft verloren wäre.

## Vom Blitzeinschlag bedingter Spannungsverlauf an einer am Ende einer Freileitung angeschlossenen Kapazität

Bericht an die Forschungskommission des SEV und VSE für Hochspannungsfragen (FKH),  
von K. Berger, Zürich, und J. Giaro, Winterthur

621.316.936

In der vorliegenden Arbeit wird die Schutzwirkung einer Kapazität beim Blitzeinschlag auf eine Freileitung auf Grund quasistationärer Betrachtungen berechnet.

Die Formeln für den allgemeinen Fall und einige spezielle Fälle werden abgeleitet und die Spannungskurvenformen untersucht. Durch Einführung der «relativen Parameter» gelingt es, die Zahl der unabhängigen Parameter für die Extremwerte der Spannung auf 2 zu reduzieren. Damit lassen sich diese Werte als ebene Kurvenscharen darstellen. Einige Kurvennetze sind als Beispiele der Auswertung angeführt.

Die Resultate besitzen allgemeine Gültigkeit für den Ausgleichsvorgang in einem gedämpften Schwingungskreis, der durch eine exponentiell abfallende EMK angestossen wird.

Calcul de l'effet protecteur d'une capacité, en cas de coup de foudre sur une ligne aérienne, en considérant un état quasistationnaire. Etablissement de formules valables en général et pour quelques cas particuliers; examen des courbes de tension. L'introduction des paramètres relatifs permet de ramener à deux le nombre des paramètres indépendants pour les valeurs extrêmes de la tension. Ces valeurs peuvent ainsi être représentées par des groupes de courbes planes. Exemples de quelques réseaux de courbes.

Les résultats sont valables d'une manière générale pour les phénomènes transitoires engendrés par une f. é. m. d'allure exponentielle dans un circuit amorti.

### I. Einleitung und Voraussetzungen der Rechnungsmethode

Der Spannungsverlauf an einem Kondensator, der am Ende einer vom Blitz getroffenen Freileitung angeschlossen ist, hängt von vielen Faktoren ab, z. B. Leitungseigenschaften, Erdungswiderstand, Grösse der Kapazität selbst, Höhe und Halbwertdauer der Blitzspannung. Es besteht eine grosse Mannigfaltigkeit der Kurvenformen, nach denen die Spannung am Kondensator ansteigt und abklingt. Die Untersuchung dieser Kurven und ihrer Abhängigkeit von den erwähnten Faktoren ist das Ziel dieser Arbeit.

Zunächst werden die theoretischen Unterlagen für die Kurven oder Kurvennetze geschaffen, welche für die gegebenen Leitungs-, Kondensator-, Blitz- und Erdungs-Eigenschaften die maximalen Spannungen und ihre Zeitpunkte bestimmen lassen. Dazu sind prinzipiell zwei Untersuchungsmethoden möglich: Eine wellenmässige und eine quasistationäre Berechnung. In der vorliegenden Arbeit wird die zweite Methode benützt, die für nahe und sehr nahe Blitzeinschläge genügend genau ist und einen guten Ueberblick über dieses ziemlich verwickelte Problem gibt<sup>1)</sup>.

<sup>1)</sup> Der andere Grenzfall der sehr weit entfernten Blitzeinschläge, d. h. jener, bei denen das Spiel der Hin- und Rückwellen zwischen Einschlag und Kapazität keine Rolle spielt, weil die grösste Kondensatoraufladung bereits vor der Ankunft der 2. Hinwelle zustande kommt, lässt sich sehr einfach berechnen. Siehe dazu A. Métraux und Rutgers, CIGRE 1939, Bericht 107; H. Meyer, Bull. SEV 1940, S. 597.

Um das Problem rechnerisch behandeln zu können, sollen folgende Voraussetzungen über die Form des Blitzstromes und die Leitungsconstanten gemacht werden:

a) der Blitzstrom habe gemäss Fig. 1 einen exponentiellen Verlauf mit einer sehr steilen Stirn

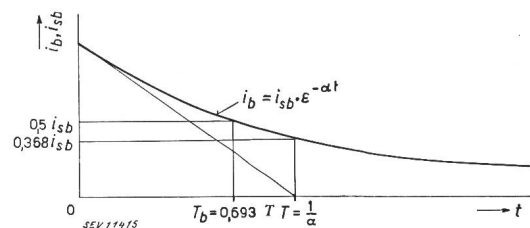


Fig. 1.

Angenommener Blitzstromverlauf

(Frontdauer gleich Null oder jedenfalls  $< 1 \mu s$ ) und einer Halbwertdauer

$$T_b = T \cdot \ln 2 = 0,693 T$$

$$i_b = i_{sb} \cdot \varepsilon^{-\alpha t} = i_{sb} \cdot \varepsilon^{-t/T}$$

$i_{sb}$  ist der Scheitelwert,  $\alpha$  die reziproke Rückenzeitkonstante des Blitzstromes.

b) Die Freileitung nehmen wir als kapazitäts- und verlustfrei an, ihre Induktivität  $L$  als räumlich konzentriert, was bei nicht zu langen Leitungen, d. h. bei nahen Blitzeinschlägen zulässig ist. Ferner bezieht sich die vorliegende Arbeit auf den Fall des einphasigen Blitzeinschlages (Fig. 2). Die