Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 52 (1961)

Heft: 15

Artikel: Rationalisierungserfolge in der Elektrizitätswirtschaft

Autor: Roser, H.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-916859

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: 08.08.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Rationalisierungserfolge in der Elektrizitätswirtschaft

Von *H. Roser*, Frankfurt a. M.

658.5 : 621 : 311.1

Der nachstehend wiedergegebene Aufsatz wurde in der «Elektrotechnischen Zeitschrift» [1]) *und auszugsweise auch in der Zeitschrift «L'Economie Electrique»* [2]) *veröffentlicht.*

Der Autor berichtet über die Rationalisierungserfolge in der Elektrizitätswirtschaft, die u. a. durch eine rechtzeitige Erneuerung von Kraftwerken, durch Verbesserung der Blindstromkompensation, durch wirtschaftliche Auslastung der Netze, durch Einsparungen in den Verteilungskosten beim Übergang auf höhere Spannungen, durch Normung sowie durch Automatisierung des Kraftwerk- und Netzbetriebes erzielt werden.

L'article suivant a paru dans l'«Elektrotechnische Zeitschrift» [1]) *et, sous forme d'extraits, dans «L'Economie Electrique»* [2]).

L'auteur rend compte des succès réalisés dans l'économie électrique, dus à la rationalisation, notamment par le renouvellement judicieux de l'équipement de production, l'amélioration du facteur de puissance, une exploitation rationnelle des réseaux, le passage à des tensions plus élevées, enfin par la normalisation et l'automatisation de l'exploitation des centrales et des réseaux.

1. Ziel der Arbeit

Der Durchschnittserlös für die Kilowattstunde ist in den letzten 20 Jahren nur um etwa 10 bis 20 % angestiegen. Diese verhältnismässig geringe Erhöhung der Strompreise seit 1939 steht im Gegensatz zu der allgemeinen Preisentwicklung auf den meisten Gebieten der Investitionsgüter-Produktion, bei denen die Preise viel stärker erhöht worden sind (Fig. 1). Der amtliche

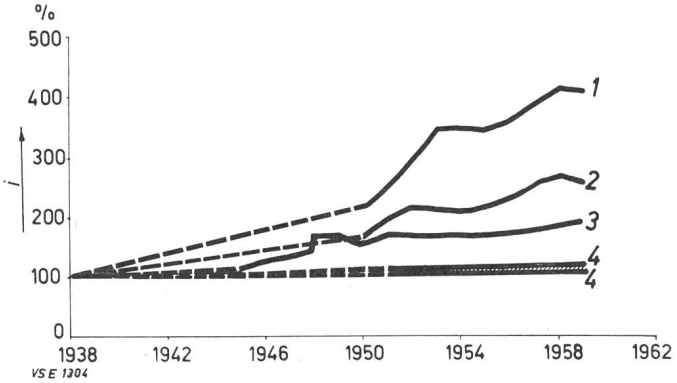


Fig. 1
Preisentwicklung in Westdeutschland seit 1938
i Preisindex
1 Steinkohle
2 Maschinen
3 Lebenshaltung
4 Elektrizitätstarife

Lebenshaltungsindex für den 1. Januar 1959 betrug in Westdeutschland 186 % des Preisstandes von 1938. Bei der Steinkohle, dem wichtigsten Energieträger der Stromerzeugung, beträgt der Preisindex heute sogar ca. 400 % und bei den Maschinen ca. 260 % gegenüber 1938. Dass die Strompreise hinter der allgemeinen Kostenprogression so stark zurückgeblieben sind, und dass heute der Strom zu den billigsten Energieträgern überhaupt gehört, hat folgende zwei Gründe: Ein beachtlicher Teil des Erfolges ist auf die Organisation und die seither erzielten Fortschritte des Verbundbetriebes zurückzuführen. Damit ist insbesondere die Benutzungsdauer und die Ausnutzung der Einrichtungen erhöht worden. Während es vor 20 Jahren in der Elektrizitätsversorgung noch zahlreiche «Inselbetriebe» gab, hat sich inzwischen doch allgemein der Gedanke der Zusammenarbeit der Werke im Verbundbetrieb durchgesetzt, so dass wohl heute bei uns kaum noch ein grösserer Betrieb ohne eine Anschlussmöglichkeit an das Verbundnetz vorhanden sein dürfte. Diese Vorteile des Verbundbetriebes sind im Schrifttum bereits vielfach beschrieben [1 bis 10] [3]) und sollen hier nicht weiter behandelt werden.

Die folgenden Ausführungen werden sich vielmehr auf ein zweites Gebiet erstrecken, auf dem gleichfalls erhebliche Verbesserungsmassnahmen zur Verbilligung der Stromkosten beigetragen haben, nämlich die *Fortschritte der Technik* in der Stromerzeugung und Stromverteilung, die in den letzten zwei Jahrzehnten erzielt werden konnten.

Die elastische Organisation der Elektrizitätswirtschaft hat es ermöglicht, diese Fortschritte fortlaufend so intensiv auszunutzen und in die Praxis einzuführen, dass damit die stetige Kostenerhöhung in den Löhnen, den Wiederbeschaffungswerten der Betriebseinrichtungen (wie Maschinen, Geräte, Kabel) und vor allem auch in der Kohle fast vollständig aufgefangen werden konnte. Der heute so niedrige Preis für die Kilowattstunde ist somit als ein echter Rationalisierungserfolg der Elektrizitätswirtschaft anzusehen. Es kommt jetzt darauf an, diesen in der Vergangenheit erzielten Erfolg durch Fortführung der Massnahmen zu halten und damit die besondere Preiswürdigkeit des Stromes auch für die Zukunft zu sichern. Es ist also die Frage zu stellen, ob und wo in der Technik der Elektrizitätsversorgung noch weitere Rationalisierungserfolge möglich sind.

2. Grösste Wirtschaftlichkeit durch ausreichende Investitionen

Die jährliche Erhöhung (Steigerungsquote) der Elektrizitätserzeugung in den letzten 40 Jahren dürfte wohl von keinem anderen Wirtschaftszweig in der Welt auch nur annähernd erreicht sein. Während z. B. die Eisenerzeugung in Europa mit einem Wert von ca. 44 Millionen t im Jahre 1920 auf eine Jahresproduktion von ca. 160 Millionen t im Jahre 1960, d. h. auf das 3,6-fache, angewachsen ist, betrug die Steigerung der europäischen Stromerzeugung im gleichen Zeit-

[1]) ETZ-A, Bd. 81(1960), Nr. 20/21, S. 688...697.
[2]) Economie Electrique Bd. 34(1960), Nr. 24, S. 138...143, Nr. 25, S. 5...9.
[3]) s. Literaturverzeichnis am Schluss des Artikels.

raum das 11-fache (1920: ca. 43 Milliarden kWh. 1960: ca. 500 Milliarden kWh) (Fig. 2). Diese Entwicklung hat in den letzten vier Jahrzehnten nahezu einheitlich in allen grösseren Industrieländern zu einer mittleren

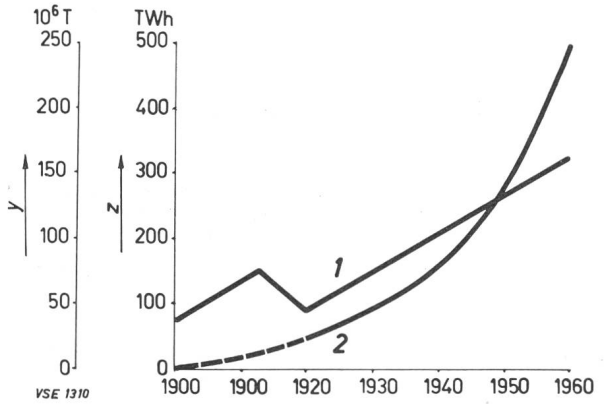


Fig. 2

Entwicklung der Eisenerzeugung und der Erzeugung elektrischer Energie in Europa seit 1900

y Eisenerzeugung
z Erzeugung elektrischer Energie
1 Eisenerzeugung
2 Erzeugung elektrischer Energie

Zuwachsrate in der elektrischen Energieerzeugung von ca. 7 % im Jahr geführt; der Stromverbrauch hat sich also im Durchschnitt alle zehn Jahre verdoppelt (Fig. 3).

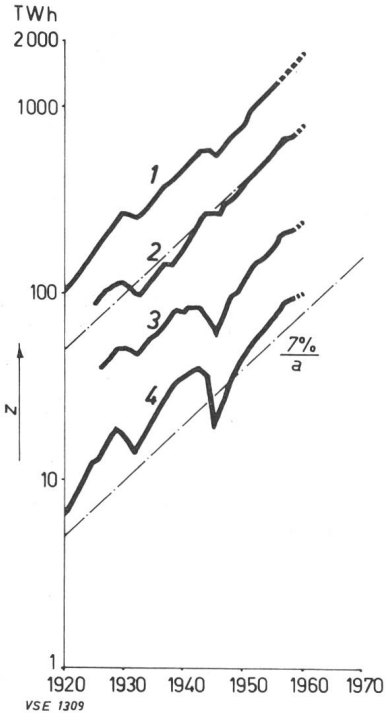


Fig. 3

Entwicklung der elektrischen Energieerzeugung (für öffentliche Versorgung und aus industriellen Eigenanlagen) seit 1920

z Erzeugung elektrischer Energie
1 in der gesamten Welt
2 In den USA
3 in den Montanunion-Staaten
4 in der Bundesrepublik Deutschland

Diese ausserordentlich hohe Steigerungsquote wird vorläufig anhalten. Wenn auch in der Zukunft eines Tages ein Sättigungspunkt erreicht werden muss — nach der Grosszahlforschung lässt zufolge einer amerikanischen Veröffentlichung der Verlauf der Gausskurven einen derartigen Höhepunkt erst nach der Jahrtausendwende erwarten (Fig. 4) [11] — so kann doch heute ohne allzu grosses Risiko vorausgesagt werden, dass zumindest für die nächsten ein bis zwei Jahrzehnte bei uns auch weiterhin mit der gleichen Steigerung, d. h. mit einem mittleren Satz von ca. 7 % im Jahr, gerechnet werden kann, falls nicht sogar infolge der überall verstärkt zunehmenden Mechanisierung und Automatisierung die Zuwachsrate der Elektrizitätsanwendung in der nächsten Zukunft einen noch stürmischeren Verlauf nimmt.

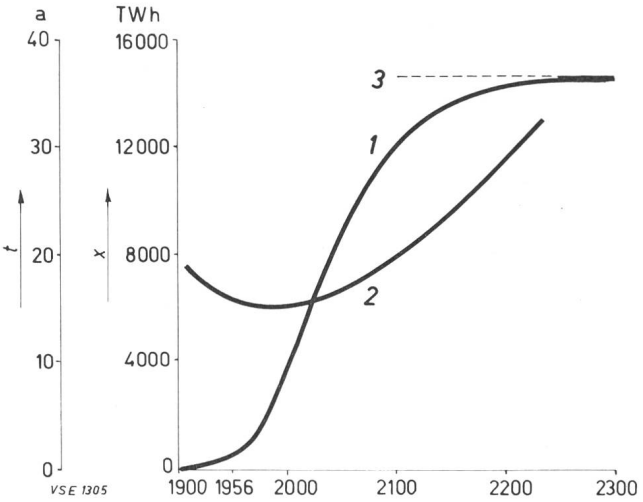


Fig. 4

Voraussichtliche Entwicklung des Bedarfes an elektrischer Energie in den USA nach *Gompertz* [11] und mittleres Lebensalter der Anlagen

t Zeit
x Jahres-Energiebedarf
1 Jahres-Energiebedarf
2 mittleres Lebensalter der Anlagen
3 Sättigung

Diese Vorhersage kann nicht zuletzt deshalb mit einem so hohen Grad von Wahrscheinlichkeit gemacht werden, weil in Europa der Stromverbrauch gegenüber den USA noch stark zurückgeblieben ist. Während im Jahre 1958 in den USA je Kopf der Bevölkerung 3833 kWh verbraucht worden sind, liegt der Verbrauch in Westdeutschland z. Z. noch bei 1640 kWh/Einwohner. Entsprechend steht jedem Arbeiter in den USA eine Leistung von 9 kW zur Verfügung, im Vergleich zu nur 2,5 kW in Westdeutschland. Die USA sind uns also im Stromverbrauch um etwas 10 bis 15 Jahren voraus. Anderseits besteht aber kaum ein Zweifel, dass die Entwicklung der Elektrizitätsanwendung in Europa ungefähr den gleichen Verlauf nehmen wird wie in den USA, wo übrigens im Stromverbrauch auch noch keinerlei Anzeichen für eine etwaige Sättigung sichtbar geworden sind. Man kann also aus dem Vorsprung der USA im Stromverbrauch eine verhältnismässig sichere Prognose für den weiteren Verlauf der Belastungskurven in Europa in den nächsten 10 bis 20 Jahren ableiten.

Und noch etwas anderes zeigt das amerikanische Beispiel mit aller Deutlichkeit: die sehr starke Zunahme des Anlagekapitals, das für die Befriedigung des wachsenden Strombedarfs Jahr für Jahr benötigt wird. Nach amtlichen Angaben ist allein für das Jahr 1960 für die Elektrizitätswirtschaft in den USA ein Investitionsprogramm für 5 Milliarden $ aufgestellt [12,

13], etwa zehnmal so viel wie in Deutschland, wo die Investitionen der öffentlichen Elektrizitätswerke im Jahre 1960 ca. 2 Milliarden DM betragen dürften. Dabei ist zu beachten, dass auch der Stromumsatz in den USA z. Z. ca. neun- bis zehnmal so gross ist wie in der Bundesrepublik. Die vorhandenen Anlagen der Stromerzeugung und Stromverteilung sind dabei voll ausgelastet, so dass jede Erhöhung der Stromabgabe Neuinvestitionen erfordert. Der hieraus sich ergebende sehr grosse und jährlich sich steigernde Kapitalbedarf wird auch bei uns in den nächsten Jahren an den Kapitalmarkt hohe Anforderungen stellen, und es bedarf sicher grosser Anstrengungen finanztechnischer Art aller Beteiligten, um ihn überhaupt befriedigen zu können [14, 15].

Um so mehr ist es in der Elektrizitätswirtschaft das oberste Gebot für den Ingenieur, durch Ausschöpfung aller Möglichkeiten der Technik diesen Kapitalbedarf möglichst klein zu halten. Hier liegt aber eine grosse Versuchung und damit auch eine Gefahr: Dieser Zwang zur Drosselung des Kapitalbedarfs darf nicht etwa zu einer «falschen Sparsamkeit am falschen Ort» führen, d. h. die Anlagekosten können nicht unter eine bestimmte Grenze gesenkt werden, ohne dass die Wirtschaftlichkeit des Betriebes darunter leidet. Nur allzu leicht führt die Einsparung von Anlagekosten in einem bestimmten Jahr, die vielleicht betrieblich eine kurze Zeit «verdaut» werden könnte, nicht nur zu einer unwirtschaftlichen Erhöhung der Betriebskosten und damit zu kleineren Einnahmen, sondern zu einem so grossen Anstieg des Investitionsbedarfes für die folgenden Jahre, dass dann — bei verringerten Eigenmitteln — die Fremdmittel um so mehr beansprucht werden müssen. Allzu grosse Sparsamkeit in der Anlagenfinanzierung bewirkt also oft gerade das Gegenteil von dem, was beabsichtigt war; sie führt nur allzu schnell zur Überlastung der vorhandenen Anlagen. Hinzu kommt noch, dass bei der stürmischen Entwicklung der Technik heute in modernen Anlagen ein viel besserer Wirkungsgrad erzielt wird als in den alten Einrichtungen.

Die Elektrizitätsversorgung ist in der glücklichen Lage, sozusagen «selbsttätig» mit einem grossen Teil der Anlagen immer sehr modern zu sein. Bei einer Verdoppelung des Stromverbrauchs alle zehn Jahre müssen sich im gleichen Zeitraum zwangsläufig auch die Anlagenwerte in den Kraftwerken und Netzen nahezu verdoppeln. Eine gewisse Einschränkung ist vielleicht bezüglich der Niederspannungsnetze berechtigt. Die Ortsnetze, im Kapitalbedarf ein oft nennenswerter Posten, enthalten meist grössere Reserven als die Mittelspannungsnetze. Zumindest in ländlichen Netzen ist daher die Verdoppelung in zehn Jahren wohl nicht ganz erforderlich. Trotzdem dürfte aber doch nahezu die Hälfte aller Anlagen fortlaufend ein Lebensalter von weniger als zehn Jahren haben, und nur ein Viertel aller in Betrieb befindlichen Anlagen hat ein Lebensalter von 20 Jahren und darüber, soweit diese inzwischen nicht auch erneuert sind (Fig. 4).

In diesem Rest von Anlagen aber, die heute schon ein Betriebsalter von 20 Jahren und darüber aufweisen, bleibt an vielen Stellen noch manches nachzuholen. Der beste Rationalisierungserfolg stellt sich eben erst dann ein, wenn nicht nur die Neuanlagen oder Erweiterungen entsprechend dem fortgeschrittenen Stand der Technik und mit dem besten technischen und wirtschaftlichen Wirkungsgrad ausgeführt, sondern auch die Altanlagen fortlaufend durch Modernisierung oder Ersatz auf einem möglichst hohen Leistungsstand gehalten werden.

3. Einsparungen durch rechtzeitige Erneuerung von Kraftwerken

In vielen Dampfkraftwerken sind heute noch Turbogruppen im Grundlastbetrieb, die vor 1939, d. h. vor mehr als 20 Jahren, aufgestellt worden sind. Die steuerliche Abschreibungszeit für diese Maschinen beträgt zwar nur 16²/₃ Jahre (6 %); sie sind also heute buchmässig im allgemeinen bereits abgeschrieben, auch wenn sie in der DM-Eröffnungsbilanz im Jahre 1948 teilweise neu bewertet wurden, und mancher Betriebsingenieur freut sich vielleicht, dass er aus diesen abgeschriebenen Maschinen, d. h. ohne nennenswerte Kapitalkosten, noch so «billig» Strom erzeugen kann.

Aber ist dieser Strom tatsächlich so billig? Sehen wir uns doch einmal die Wirkungsgrade der Turbogeneratoren und insbesondere auch der Kessel von damals im Vergleich zu heute an:

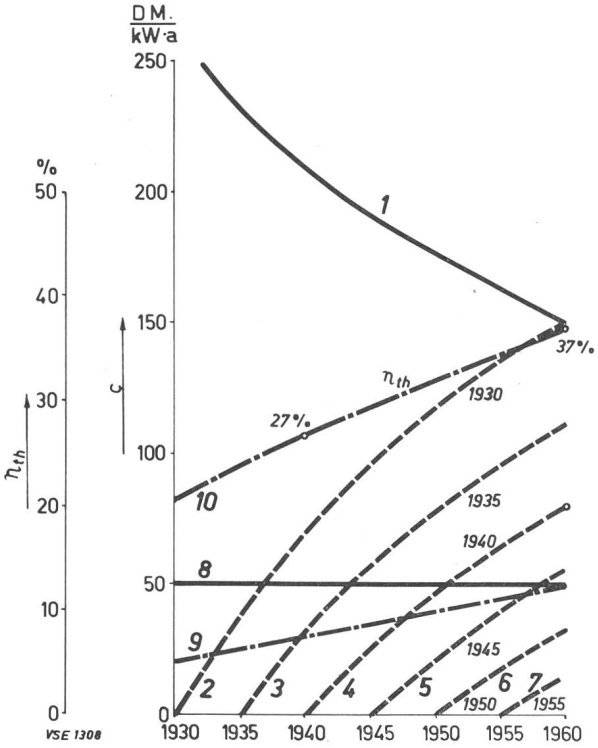


Fig. 5

Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Dampfkraftwerken seit 1930

η_{th} Wirkungsgrad
c spezifische Kosten
1 spezifische Kohlekosten
2...7 Differenz der spezifischen Kosten für Brennstoff und Reparatur gegenüber denen einer Anlage aus dem jeweils an den Kurven angegebenen Jahr der Errichtung
8 Kapitaldienst
9 spezifische Reparaturkosten
10 thermischer Wirkungsgrad

In Fig. 5 ist die Entwicklung der Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades der Kraftwerke und der entsprechenden Verminderung der spezifischen Kohlenkosten seit 1930 dargestellt [16]. Ausserdem enthält das Bild noch die Kurven für die jeweils zu erzielenden Ersparnisse an Kohlen- und Reparaturkosten bei modernen Maschinen gegenüber älteren Maschinen aus den Jahren 1930, 1935, 1940, 1945, 1950 und 1955.

Aus dieser Kurvendarstellung sei das folgende Beispiel entnommen: Der thermische Wirkungsgrad einer Turbogruppe im Jahre 1939 (z. B. für einen 150-t-Kessel mit 100 at Überdruck und 500 °C) betrug 27 % (im Vergleich hierzu 1960: 37 % bei einem 500-t-Kessel mit 200 at Überdruck, 550 °C und zweifacher Zwischenüberhitzung). Dementsprechend sank der Wärmeaufwand je Kilowattstunde von 3200 kcal (1939) auf 2300 kcal (1960), bzw. von 0,46 kg Kohle (1939) auf 0,33 kg Kohle (1960). Damit ergeben sich aber in diesem Beispiel bei einer modernen 60-MW-Maschine mit 6000 Jahresstunden gegenüber der Maschine aus dem Jahre 1940 Einsparungen an spezifischen Kohle- und Reparaturkosten von ca. 70 DM/kW oder 4,2 Millionen DM für 60 MW im Jahre 1960.

Das entspricht bei einem Kapitalisierungsfaktor von 10 % einem möglichen Anlagekapital von 42 Millionen DM. Eine neue Turbogruppe von 60 MW würde heute bei einem Errichtungspreis von 500 DM/kW aber nur ca. 30 Millionen DM kosten. Diese Turbogruppe von 60 MW aus dem Jahre 1939 ist also nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich als überholt anzusehen und sollte daher eigentlich schon längst — obwohl sie noch als voll betriebstüchtig gelten kann — durch eine moderne Maschinengruppe — dann natürlich möglichst mit einer höheren Einheitsleistung — ersetzt werden, wenn — ja, wenn — das notwendige Anlagekapital bereitgestellt werden könnte. Das war aber in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten aus zeitbedingten Gründen oft nicht der Fall, und deshalb sind heute noch vielfach unwirtschaftliche Kraftwerksmaschinen (selbst aus der Zeit vor 1930) im Netzbetrieb eingeschaltet.

Nur allzu leicht hält der Betrieb am alten fest und sieht den wirtschaftlichen Erneuerungsturnus mit dem technischen Turnus für identisch an, was er aber keineswegs ist. Das Beispiel zeigt, dass in der Elektrizitätserzeugung der technische Fortschritt, ebenso wie in den übrigen Industriezweigen, die Lebensdauer der Einrichtungen immer kürzer werden lässt bei einem dementsprechend höheren Kapitalbedarf, falls nicht rechtzeitig erneuert wird.

Das Beispiel gilt natürlich nur für den Grundlast-Betrieb mit hoher Benutzungsdauer (6000 h). Für den Spitzenbetrieb (z. B. mit 1500 h) dürfte eine Turbogruppe aus dem Jahre 1940 auch im Jahre 1960 immer noch ihre wirtschaftliche Existenzberechtigung behaupten können. In der Praxis werden daher Dampfkraftwerke mit zunehmendem Alter — allerdings unter Beachtung der Möglichkeiten des Verbundbetriebes — immer mehr aus dem Grundlastbetrieb in die Spitzenabdeckung und schliesslich zur Reservestellung übernommen.

Einen Begriff über die Grössenordnung der in den letzten Jahren in der öffentlichen Stromversorgung Westdeutschlands durch die Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades der Steinkohlenkraftwerke erzielten Kohleneinsparungen geben die folgenden Zahlen aus der Statistik: Im Jahre 1959 betrug der Steinkohlenverbrauch der öffentlichen Kraftwerke 11,5 Millionen t bei einem mittleren spezifischen Wärmeverbrauch von 3170 kcal/kWh gegenüber einem spezifischen Wärmeverbrauch von 4310 kcal/kWh im Jahre 1950. Bei dem technischen Stand von 1950 würden also die westdeutschen Steinkohlenkraftwerke im Jahre 1959 nicht 11,5 sondern 11,5 Millionen t · 4310/3170 = 15,6 Millionen t Steinkohle verbraucht haben. Also allein im Jahre 1959 ist ein Betrag von ca. 4,1 Millionen t Steinkohle eingespart worden. Insgesamt konnte auf diese Weise in den 10 Jahren von 1950 bis 1959 eine Ersparnis von ca. 20 Millionen t Steinkohle erreicht werden.

Ebenso beachtlich wie bei der Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades und der Verringerung der Betriebskosten sind aber auch die Rationalisierungserfolge, die bei den *Anlagekosten* der Kraftwerke in den letzten 20 bis 30 Jahren erzielt werden konnten. Diese Ersparnis der Anlagekosten ist in der Hauptsache darin begründet, dass grosse Turbo-Aggregate spezifisch billiger sind als kleine Einheiten. Fig. 6

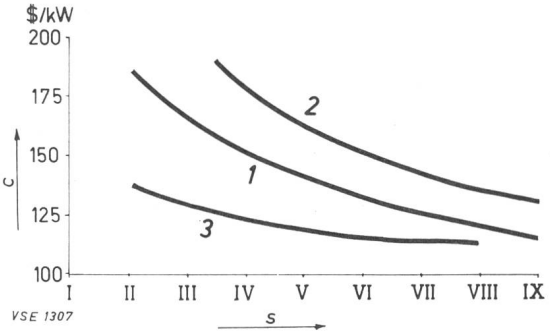


Fig. 6
Baukosten von Dampfkraftwerken in den USA 1958

c spezifische Baukosten
s Leistungsstufen
1 sämtliche Kraftwerke
2 Kohle-Kraftwerke
3 Gas- und Öl-Kraftwerke

I	0...19 MW	*VI*	100...149 MW
II	20...39 MW	*VII*	150...299 MW (1957)
III	40...59 MW (1940)	*VIII*	300...499 MW (1960)
IV	60...74 MW	*IX*	500 und mehr MW
V	75...99 MW (1950)		

zeigt hierfür gleichfalls ein Beispiel aus der amerikanischen Praxis [17]. Danach sind in den USA die spezifischen Errichtungskosten je Kilowatt abgegebene Leistung für Dampfkraftwerke von etwa 165 $/kW für die Leistungsstufe III (bis 59 MW, d. h. grösste Leistungsstufe im Jahre 1940) zurückgegangen auf etwa 120 $/kW im Jahre 1960 (Leistungsstufe VIII bis IX ... 500 MW). Man sieht also aus Fig. 5 und 6, dass sich bei den Dampfkraftwerken sowohl in den Betriebskosten (durch Verbesserung des spezifischen Wirkungsgrades) als auch in den Anlagekosten (durch Kostenverringerung bei grösseren Einheiten) beachtliche Ersparnisse erzielen lassen. Dies gilt auch für Wasserkraftwerke, insbesondere auch für Pumpspeicherwerke, bei denen mit zunehmender Maschinengrösse gleichfalls die Anlagekosten stark zurückgehen.

Hier besteht allerdings für die Zukunft eine Einschränkung. In den Darstellungen von Fig. 5 und Fig. 6 ist noch die Tatsache bemerkenswert, dass die Kurven nicht linear, sondern gekrümmt sind. Die Kurve für den thermischen Wirkungsgrad (Fig. 5) nähert sich asymptotisch immer mehr dem mit den heute verfügbaren Werkstoffen möglichen Bestwert von ca. η_{th} = 45 % entsprechend einem kleinsten Wärme-Aufwand von ca. 1900 kcal/kWh [18, 19]. Ebenso zeigt die Kurve für die Abnahme der Anlagekosten (Fig. 6) einen gekrümmten Verlauf, d. h. die mit zunehmender Maschinengrösse erzielten Ersparnisse werden immer kleiner. Das bedeutet aber, dass die Ersparnismöglichkeiten durch Wirkungsgradverbesserung und Steigerung der Einheitsgrössen in den Dampfkraftwerken

in den kommenden Jahren immer mehr vermindert sein werden. Es gehört also nicht viel dazu, vorauszusagen, dass dementsprechend die betriebswirtschaftlich richtigen Abschreibungszeiten für Dampfkraftwerke, die während der letzten zwei bis drei Jahrzehnte infolge des schnellen technischen Fortschrittes in der Dampftechnik stark rückläufig waren, in den kommenden Jahren wieder zunehmen werden.

Im übrigen ist darauf hinzuweisen, dass die Wirkungsgradverbesserung in den letzten zwei bis drei Jahrzehnten nicht nur in den Dampfkraftwerken, sondern auch in den Wasserkraftwerken erhebliche Einsparungen ermöglicht hat. Besonders drastisch zeigt sich diese Wirkungsgradverbesserung bei der Pumpspeicherung, die das RWE bekanntlich bereits im Jahre 1929 durch Errichtung des Koepchenwerks in die Praxis eingeführt hat. Die seit 1930 erzielten Verbesserungen bei den Pumpspeicherwerken gehen aus Tab. I hervor.

Verbesserungen bei den Pumpspeicherwerken seit 1930

Tabelle I

	1930	1960
Pumpspeicher-Wirkungsgrad %	60 bis 65	70 bis 75
Verhältnis Pumpstrombedarf : Spitzenstromerzeugung	1,6	1,4
Kohlenverbrauch im Wärmekraftwerk kg/kWh	0,5	0,33
Kohlenverbrauch im Pumpspeicherwerk kg/kWh	0,8	0,46
Kohlenersparnis infolge Wirkungsgradverbesserung		über 40 %

Tab. I zeigt, dass Hand in Hand mit der Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades der Dampfkraftwerke sowie der zusätzlichen Verbesserung des hydraulischen Wirkungsgrades der Pumpspeicherwerke insgesamt eine Kohlenersparnis von über 40 % des Kohlenbedarfes für die Pumpspeicherung erzielt werden konnte. Dabei ist beachtlich, dass der Kohlenverbrauch für die Spitzenbelastung bei der modernen Pumpspeicherung auf einen Wert von 0,46 kg/kWh gesenkt werden konnte. Heute wird für die Spitzenbelastung mit Pumpspeicherung unter bestimmten Voraussetzungen also weniger Kohle verbraucht als bei einer Erzeugung in thermischen Spitzenkraftwerken [20]. Dieser grosse Erfolg hat dazu geführt, dass neuerdings die Pumpspeicherung nicht nur in Deutschland, sondern auch im Ausland immer mehr angewendet wird.

4. Einsparungen durch Blindstromkompensation

Wie bei der Wirkstromerzeugung sind in den bestehenden Netzen auch auf dem Gebiete der Blindstromerzeugung und im Blindstromtransport noch grössere Einsparungen möglich. Auch hierfür sei ein Beispiel aus der Praxis angeführt (Fig. 7):

In einer älteren Phasenschieberanlage stehen seit etwa 30 Jahren 4 Generatoren mit einer Gesamtblindleistung von 35 MVar zum Stützen des angeschlossenen Hochspannungsnetzes (Fig. 7 a). Da die Anlage inzwischen vollständig abgeschrieben ist, sind heute als Kosten für diese Phasenschieberanlage lediglich die Kosten für die Wirkstromverluste der Generatoren sowie für die Streuverluste des Transformators anzusetzen. Die Streuverluste des Transformators bei einer Blindbelastung von 35 MVar betragen ca. 4 MVar, so dass die an die Hochspannungs-Sammelschiene abgegebene Blindleistung nur 31 MVar ist. Die Anlage ist jährlich ca. 4000 h in Betrieb. Damit stellen sich die bei Fig. 7 a eingetragenen Wirkverluste im Betrage von 337 000 DM/Jahr ein.

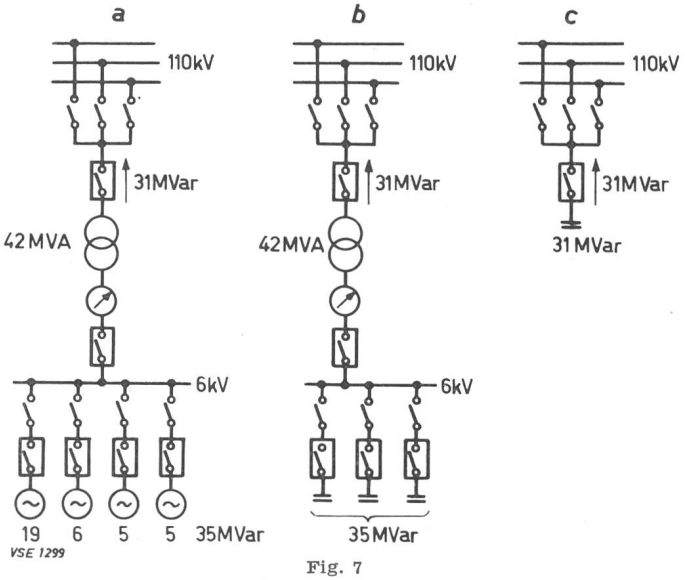


Fig. 7

Jahreskosten einer Blindstromkompensation

a Anschlußschema der Phasenschieberanlage mit Blindstromgeneratoren

b und *c* Blindstrom-Erzeugungsanlagen mit Leistungskondensatoren

Jährliche Kosten (DM/Jahr)	Anlage nach Bild 7a	7b	7c
Kapitalkosten	—	97 300	104 520
Wirkverbrauch der Generatoren	280 000	—	—
Kosten für Verluste Transformatoren	57 000	57 000	—
Kosten für Kondensatoren	—	16 800	14 880
Total	337 000	171 100	119 400

Demgegenüber würde das Aufstellen einer Kondensatorenbatterie mit 35 MVar nach Fig. 7 b bei einem 6-kV-Anschluss der Kondensatoren einen Kostenaufwand von 171 000 DM/Jahr erfordern. Noch geringere Jahreskosten würden sich bei einem unmittelbaren Hochspannungsanschluss der Kondensatoren nach Fig. 7 c im Betrage von 119 400 DM ergeben.

Die Jahreskosten der Kondensatorenbatterie nach Schaltung 7c betragen also fast nur ein Drittel der Jahreskosten der Phasenschieberanlage mit umlaufenden Maschinen, so dass mit den gleichen Kosten fast die dreifache Blindstrommenge erzeugt werden könnte. Der Vergleich zeigt also, dass — obwohl die Phasenschieberanlage vollständig abgeschrieben ist und nur die Verluste dieser Anlage zu berücksichtigen sind — der Betrieb mit modernen Leistungskondensatoren in jedem Falle billiger ist. Dies ist ein weiteres Beispiel dafür, dass grösste Wirtschaftlichkeit nur durch rechtzeitige Modernisierung von Anlagen zu erzielen ist, und es zeigt sich, dass ausserdem auch der Übergang auf höhere Spannungen (bei Schaltung 7 c gegenüber 7 b) noch zusätzliche Einsparungen ermöglicht.

Aber nicht nur bei der Blindstrom-*Erzeugung*, sondern auch bei der Blindstrom-*Verteilung* und dem Blindstrom-*Transport* lassen sich in den Netzen oft noch grössere Einsparungen erzielen. Gerade das Gebiet der Blindstromkompensation ist heute noch bei manchen Werken stärker vernachlässigt, obschon auf dieses Gebiet im Schrifttum seit 20 Jahren immer

wieder hingewiesen wird [21, 22] und insbesondere auch aus dem Ausland umfangreiche Erfahrungen vorliegen [23]. Es muss das Bestreben sein, die Hochspannungsleitungen und Verteilungsnetze möglichst von grösseren Blindstromtransporten freizuhalten, d. h. der Blindstrom ist möglichst da zu erzeugen, wo er verbraucht wird, also nahe beim Abnehmer. Das ideale Mittel hierzu bilden die Phasenschieber-Kondensatoren, die in den letzten zwei Jahrzehnten eine grosse technische Vollkommenheit und Zuverlässigkeit erreicht haben.

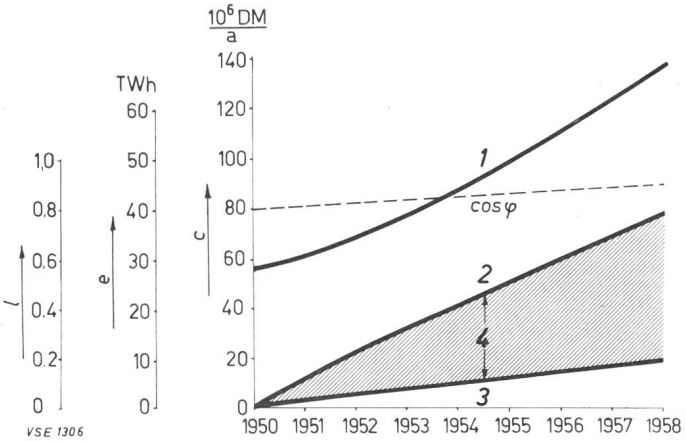


Fig. 8

Geschätzte Einsparung an Verlustkosten der öffentlichen Energieversorgung im westdeutschen Netz durch Blindstromkompensation im Zeitraum von 1950 bis 1958

l Leistungsfaktor cos φ
e übertragene Energie
c Kapitaldienst und Kostenersparnis
1 übertragene Energie
2 eingesparte Kosten für Übertragungsverluste
3 jährlicher Kapitaldienst für Kondensatoren
4 tatsächliche Einsparung an jährlichen Kosten für die Verluste

Fig. 8 zeigt die Erfolge, die bereits mit der Blindstromkompensation in unseren westdeutschen Netzen erzielt worden sind: Nach der Bundesstatistik betrug die Abgabe elektrischer Energie der öffentlichen Versorgung im Jahre 1950 ca. 29 Milliarden kWh. Im Jahre 1958 belief sich die Abgabe aus dem öffentlichen Netz auf ca. 66 Milliarden kWh. Hierbei ist in den Jahren zwischen 1950 und 1958 durch Einbau von Phasenschieber-Kondensatoren und entsprechende Tarifmassnahmen erreicht worden, dass im Durchschnitt der Leistungsfaktor in unseren Netzen von cos $\varphi \approx$ 0,8 (1950) auf ca. 0,9 (1958) verbessert werden konnte.

Der hierdurch erzielte Wirtschaftlichkeitserfolg ist aus den Kurven der Fig. 8 zu entnehmen. Bis 1958 sind nach Schätzungen auf Grund von Angaben des ZVEI in Westdeutschland Kondensatoren mit insgesamt ca. 4000 MVar Blindleistung eingebaut worden. Die hierdurch erreichte Verlusteinsparung im Jahre 1958 kann bei einem angenommenen Verlustpreis von 4 Pf/kWh auf ca. 80 Millionen DM gegenüber einem Kapitalaufwand von ca. 20 Millionen DM Jahreskosten für die Kondensatoren geschätzt werden. Der durch die Blindstromkompensation in Westdeutschland erzielte Gewinn dürfte also in der Grössenordnung von etwa 60 Millionen DM im Jahre 1958 liegen. Diesen Erfolg gilt es, in der Zukunft weiter auszubauen, d. h. es müssen auch bei der weiteren Steigerung der Stromabgabe fortlaufend zusätzlich neue Kondensatoren in die Netze eingebaut werden, damit der Leistungsfaktor der Verteilung möglichst nicht geringer als 0,9 wird und damit weitere Jahreskosten in den Verlusten für den Blindstromtransport eingespart werden.

5. Einsparungen durch wirtschaftliche Auslastung der Netze

Unsere Versorgungsnetze sind heute ebenso wie die Hochspannungsnetze infolge der ausserordentlichen Belastungssteigerung in den letzten Jahren vielfach so stark überlastet, dass die Kosten für die hierbei auftretenden Netzverluste oft höher sind als die Investitionskosten, die für eine Verstärkung der Transportquerschnitte und neue Leitungen notwendig sein würden [24]. Eine Leitung ist bekanntlich am wirtschaftlichsten bei einer Belastung, bei der die Verlustkosten gleich den Kapitalkosten sind. Bei Überschreitung dieses Bestpunktes wird je nach der Anzahl der bereits vorhandenen parallelen Leitungen bald der Punkt erreicht, bei dem sich die Errichtung eines neuen Leitungssystems wirtschaftlich lohnt [25]. Auch hierfür sei ein Beispiel angeführt.

Fig. 9 zeigt die Leitungskosten je Kilowattstunde für eine 20 km lange 25-kV-Übertragung in Abhängigkeit von der Belastung. Diese Leitungskosten sind aus den Kapitalkosten und Verlustkosten zusammengesetzt. Bei einer Leitung, die mit 5 MW belastet ist, betragen die Übertragungskosten bei 4000 h Benutzungsdauer z. B. 0,28 Pf/kWh.

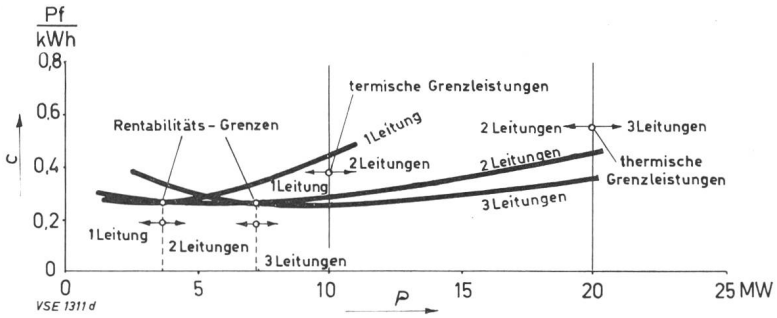
Durch Errichtung einer weiteren Leitung wird der Kapitalanteil verdoppelt, der Verlustanteil dagegen halbiert; man erhält eine neue Kurve, welche die erste bei etwa 4 MW schneidet. Von hier ab wird also die Errichtung einer zweiten Leitung wirtschaftlich lohnend. Entsprechend ergibt sich die Rentabilitätsgrenze für eine dritte Leitung bei einer Belastung von 7,2 MW. Wesentlich höher liegt die thermische Grenzleistung, nämlich bei 10 MVA je Leitung.

Fig. 9

Spezifische Kosten einer 25-kV-Übertragung, abhängig von der übertragbaren Leistung

Leitungslänge 20 km, Beseilung 3 × Al/St 95/15, 4000 Benutzungsstunden pro Jahr, Verlustkosten 4 Pf/kWh, cos φ 0,8

c spezifische Leitungskosten
P übertragbare Leistung



Wie dieses Beispiel zeigt, würde es also in vielen Fällen billiger sein, die heute sozusagen «chronische» Überlastung mancher Versorgungsnetze dadurch zu beseitigen, dass mehr neue Leitungen gebaut werden.

Allerdings ergibt sich in diesem Beispiel gegenüber den vorigen Beispielen der Unterschied, dass dabei die alten Einrichtungen (Leitungen) nicht verschrottet, sondern lediglich durch Neubau von zusätzlichen Leitungen ergänzt werden sollten. Hierbei können dann allerdings diese neuen Leitungen auch in mancher Hinsicht bedeutend wirtschaftlicher gestaltet werden als die alten Leitungen mit den wesentlich höheren spezifischen Anlagekosten in Deutsche Mark je Kilowatt Übertragungskapazität, insbesondere durch Anwendung höherer Spannungen, wie im nächsten Abschnitt beschrieben wird.

6. Einsparungen in den Verteilungskosten durch Übergang auf höhere Spannungen

Eine besondere Möglichkeit der Rationalisierung ist in der Elektrotechnik durch die Abnahme der spezifischen Anlagekosten je Kilovoltampère für eine Übertragungsanlage bei zunehmender Betriebsspannung gegeben [26]. Wie aus der Kurvendarstellung in Bild 10 hervorgeht, betragen z. B. die *spezifischen Anlagekosten* für eine 220-kV-Übertragung auf 350 km

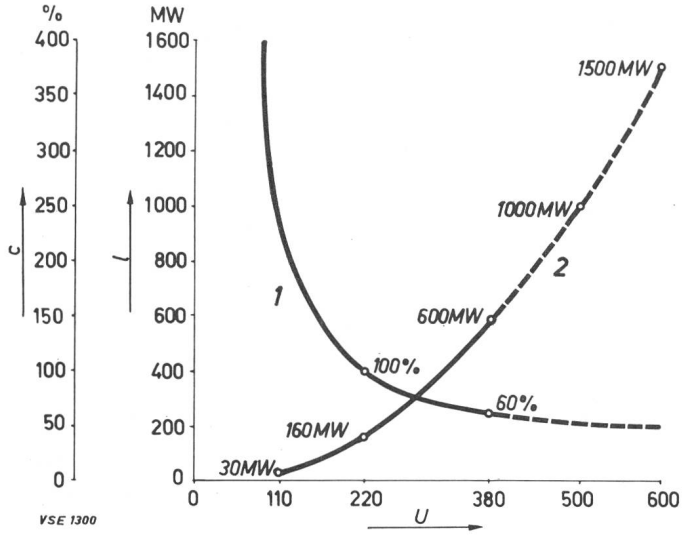


Fig. 10

Natürliche Leistung und spezifische Errichtungskosten für 350 km Übertragungslänge in Abhängigkeit von der Übertragungsspannung

- *c* spezifische Anlagekosten
- *P* übertragbare Leistung
- *U* Übertragungsspannung
- *1* spezifische Errichtungskosten, bezogen auf diejenigen einer 220-kV-Anlage
- *2* übertragbare Leistung je System

nur etwa 45 % der Anlagekosten je kVA für eine 110-kV-Übertragung und bei 380 kV nur ca. 60 % gegenüber 220 kV. Das bedeutet aber, dass der Neubau einer 220-kV-Leitung zum Entlasten von zwei alten 110-kV-Leitungen — falls diese 220-kV-Leitung schon nach kurzer Anlaufzeit voll ausgenutzt werden kann — unter Umständen sogar dann noch wirtschaftlich wäre, wenn dabei z. B. infolge Platzmangels, die beiden alten 110-kV-Leitungen abgerissen und die Trassen für den Neubau der 220-kV-Leitung in Anspruch genommen werden müssten.

Unter Beachtung der gleichen wirtschaftlichen Stromdichte würden die spezifischen Verlustkosten je Kilowattstunde bei der 220-kV-Leitung auf die Hälfte zurückgehen. Die spezifischen Kapitalkosten für zwei neue 110-kV-Leitungen — vier 110-kV-Leitungen haben ungefähr den gleichen Transportquerschnitt wie eine 220-kV-Leitung — wären jedoch doppelt so hoch wie für die 220-kV-Leitung, so dass in beiden Fällen der gleiche Kapitalaufwand erforderlich wäre. Wegen der geringeren Verlustkosten bringt die Errichtung der 220-kV-Leitung aber im Endeffekt Ersparnisse.

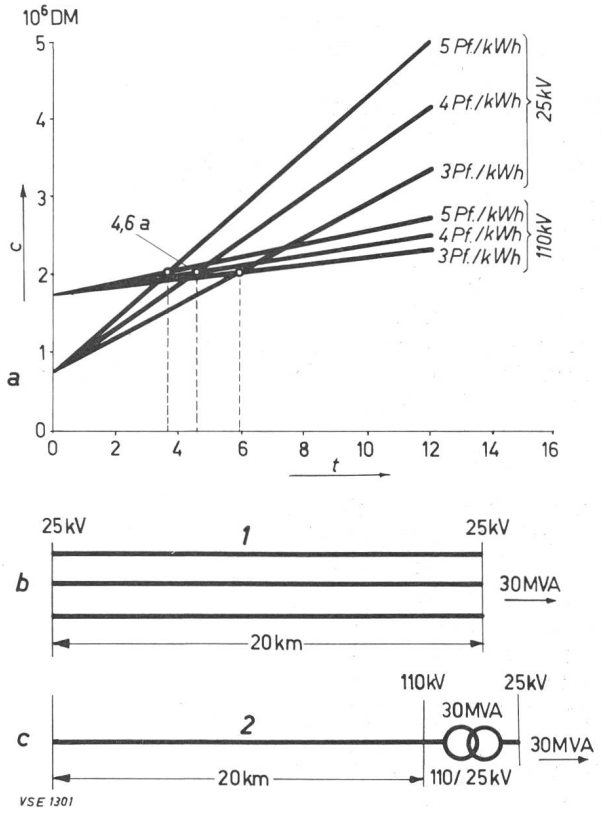


Fig. 11

Wirtschaftlichkeit einer Übertragung mit 110 kV im Vergleich zu einer solchen mit 25 kV

- *c* insgesamt aufgewendete Kosten
- *t* Zeit
- *a*) insgesamt aufgewendete Kosten, abhängig von der Benutzungsdauer und den Verlustkosten
- *b*) Schema der 25-kV-Übertragung
- *1* 3 Holzmasten Al/St 95/15
- *c*) Schema der 110-kV-Übertragung
- *2* Masttyp A 15 Al/St 120/21

Ebenso wie die spezifischen Anlagekosten je Kilovoltampère sind bei den höheren Spannungen auch die *Verlustkosten* verringert. Ein Beispiel ist in Fig. 11 dargestellt. Hier ist (in Anlehnung an Fig. 9) ein Vergleich gezogen für eine 20 km lange Übertragungsentfernung, die einmal mit 25 kV (3 Leitungssysteme) und im Gegenbeispiel mit 110 kV (1 Leitungssystem) überbrückt werden soll. Die Anlagekosten belaufen sich auf ca. 0,9 Millionen DM bei der 25-kV-Übertragung nach b) gegenüber 1,7 Millionen DM bei der 110-kV-Übertragung nach c). Trotzdem ist die 110-kV-Leitung wirtschaftlicher, weil die Verluste geringer sind. Wie Fig. 11 a zeigt, würden die bei 110 kV eingesparten Verluste schon nach ca. 4,6 Jahren (bei einem Verlustwert von 4 Pf/kWh) die höheren Anlagekosten wettmachen. Da in der Praxis die Belastung aber ständig ansteigt, machen sich die die höheren Anlagekosten für die höhere Spannung in der Regel noch viel schneller bezahlt.

In dem vorliegenden Beispiel (Fig. 11) würde es gegebenenfalls auch möglich sein, anstatt einer neuen 25-kV-Leitung (in Parallelschaltung zu den bereits be-

stehenden 25-kV-Leitungen) die Masten der neuen Leitung nicht für 25 kV, sondern für 110 kV auszulegen und dann zunächst mit 25 kV zu betreiben und später — je nach dem weiteren Verlauf des Belastungsanstieges — auf 110 kV umzustellen. Nach den Erfahrungen des Betriebes tritt diese Umstellung, da ja der Strombedarf fortlaufend steil ansteigt, sehr schnell ein, und man ist froh, damit rechtzeitig eine im voraus wenig Mehrkosten verursachende Vorleistung auf die Zukunft ermöglicht zu haben. Im Endeffekt lassen sich dann in den meisten Fällen bei dieser äusserst einfachen und auch billigen Umstellung auf höhere Spannungen recht erhebliche Ersparnisse erzielen, Dies ist ein besonderer Vorzug der Elektrotechnik wegen der einfachen Spannungsumwandlung in ruhenden Transformatoren.

Für die Stromverteilung bietet also der infolge zunehmender Auslastung der Netze sich eigentlich zwangsweise ergebende Übergang auf höhere Spannungen für die kommede Entwicklung noch erhebliche Chancen zu einer Verminderung der Verteilungskosten.

7. Einsparungen durch Normung

Ein weiteres wichtiges Gebiet, auf dem noch beträchtliche Einsparungen in der Elektrizitätswirtschaft möglich sind, ist das in der Praxis allerdings sehr schwierige Gebiet der Normung. Auch hier verleiht die Dynamik der Stromexpansion dem Problem heute ein ganz besonderes Gewicht. Ein Beispiel möge dies erläutern:

Die Elektrotechnik bemüht sich auf dem Gebiet der Spannungsnormen seit vielen Jahren nahezu vergeblich darum, in die Vielzahl der gebräuchlichen Betriebsspannungen eine Ordnung zu bringen. Seit der Anfangszeit der Elektrizitätsversorgung sind in den verschiedenen Werken die verschiedensten Spannungen im Netz gebräuchlich — nämlich 60 V, 100 V, 220 V, 380 V, 1 kV, 2 kV, 3 kV, 5 kV, 10 kV usw. —, und bei den Netzerweiterungen baut der Betrieb dann immer in den vorhandenen Spannungsstufen weiter. Jeder ist zwar für die Normung, aber der andere soll ändern, d. h. niemand will von «seiner» Spannung abgehen, weil die Umstellung z. B. eines Netzes von 6 kV auf 10 kV zu «teuer» ist. Durch dieses Fortschleppen von «alten Sünden» würde dann also 10 Jahre später — wenn dann doch ein Übergang zur genormten höheren Spannung nützlich erscheint — die Netzumstellung von 6 auf 10 kV den doppelten Aufwand erfordern, und infolgedessen wird weitere 10 Jahre mit 6 kV gearbeitet. Dann aber würde sich der Aufwand vervierfachen, in weiteren 10 Jahren verachtfachen usw. Es ist schon der Ausspruch gefallen, es sei eigentlich billiger, mit der gesamten Stromverteilung einen völlig neuen Anfang zu machen und hierbei die nicht mehr normgerechten Anlagen kurzerhand zu verschrotten; und dies alles so schnell und radikal wie möglich — bevor die schnelle Wachstumstendenz unserer Netze bei längerem Zuwarten später nur noch grössere Aufwendungen für die dann doch einmal notwendig werdende Umstellung erforderlich macht. Was ist an diesen Überlegungen richtig? Was kann durch die Normung eingespart werden?

Die Antwort ist — wie die Frage selbst — vielschichtig:

1. Beim Elektrizitätswerk kann durch die Normung in erster Linie die Reservehaltung an den üblichen Ersatzteilen (Transformatoren, Leistungsschalter, Wandler usw.) verringert werden.

2. Eine durchgehende Vereinheitlichung der Geräte würde aber auch für die Elektroindustrie sehr grosse Einsparungen ermöglichen. Die heute vorhandene Zersplitterung der Abnehmerwünsche hat bekanntlich zur Folge, dass eine Vielzahl von Typen in der Herstellung beachtet werden muss, mit hohen Kosten für Konstruktion, Fabrikation, Maschinenbelegung, Werkstoffverbrauch usw. Wenn stattdessen in der Industrie durch eine straffere Normung grössere Serien aufgelegt werden, würden die dabei erzielten Einsparungen zu einer starken Preissenkung führen können und damit letzten Endes auch wieder dem Elektrizitätswerk, d. h. dem Verbraucher, zugute kommen. So entfällt z. B. in einer grossen Transformatorenfabrik des Auslandes infolge der zersplitterten Kundenwünsche auf je zwei Arbeiter ein Angestellter (Konstruktion), während in einer deutschen Transformatoren-Fertigung, bei der in der Vergangenheit schon eine stärkere Typenbereinigung erzielt werden konnte, nur ein Angestellter bei drei Arbeitern im Durchschnitt tätig ist.

3. Schliesslich kommen hierzu aber auch noch weitere Ersparnisse dadurch, dass bei der Neubeschaffung von modernen Typen der Anlageteile auch noch zusätzliche Einsparungen an Verlusten möglich sein würden, da sich selbstverständlich auch hierbei der technische Fortschritt in besseren Wirkungsgraden und in grösserer Wirtschaftlichkeit ausdrücken müsste.

Es ist natürlich schwierig, die Grössenordnung der vorstehenden drei Arten von Einsparungsmöglichkeiten durch die Normung genau abzuschätzen. Eine grobe Übersicht dürften aber vielleicht die folgenden Überlegungen bieten:

Zu 1. Bei den Elektrizitätswerken kann die Lagerhaltung für die Netzausrüstung in der Grössenordnung von etwa 10 % des Wiederbeschaffungswertes geschätzt werden. Wenn hiervon nur die Hälfte, d. h. ca. 5 %, durch Vereinheitlichung oder Verringerung der Standardtypen fortfallen könnte, so würden sich damit bereits bei einem Wiederbeschaffungswert der Verteilungsnetze in Westdeutschland von ca. 10 Milliarden DM beträchtliche Einsparungen erzielen lassen (in den nächsten 10 Jahren ca. 500 Millionen DM).

Zu 2. Bezüglich der Verbilligung der Geräte, welche die deutsche Elektroindustrie durch eine straffere

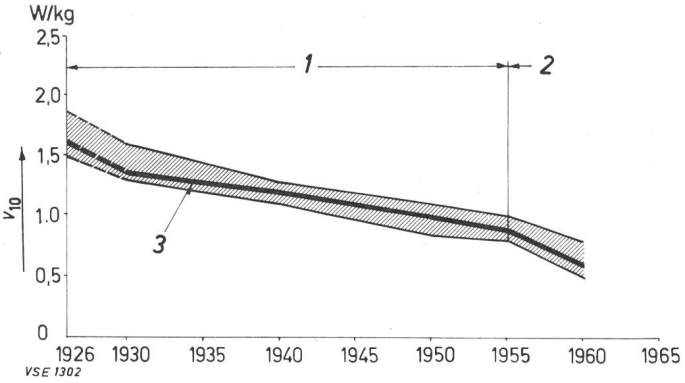


Fig. 12
Eisenverluste von Transformatorenblechen

V_{10} Eisenverluste
1 warmgewalzte Bleche
2 kaltgewalzte, kornorientierte Bleche
3 hauptsächlich verwendete Transformatorenbleche

Normung erzielen könnte, wurde von Industrieseite eine Grössenordnung von 5 bis 10 % im Durchschnitt für alle Geräte genannt. Auf die Möglichkeit einer noch grösseren Serienfertigung, z. B. im Rahmen des Europäischen Marktes als Folge einer auch internationalen, strafferen Normung, sei hier nur hingewiesen. Diese Einsparungen liessen sich natürlich nur bei Neubeschaffungen erzielen. Schätzt man den Investitionsbedarf der Netze in Westdeutschland auf etwa 2 Milliarden DM/Jahr, so würde dies also eine jährliche Einsparung von ca. 100 bis 200 Millionen DM ermöglichen.

Zu 3. Bezüglich der Verluste, die bei der teilweisen Auswechslung von älteren Anlagenteilen im Zuge von Normungsarbeiten eingespart werden könnten, sei insbesondere auf die Entwicklung der Transformatorenverluste hingewiesen [27]. Die spezifischen *Eisenverluste* der Transformatoren sind bekanntlich von einem Wert von ca. 1,5 W/kg (1930) auf 0,5 W/kg (1960) zurückgegangen (Fig. 12), und gleichzeitig sind bei modernen Transformatoren auch die *Kupferverluste* verringert worden. Unter der Annahme, dass der Strom zwischen Erzeugung und Verbrauch im Durchschnitt viermal umgespannt wird und dass die Nennleistung der Transformatoren doppelt so gross ist wie die Leistungsspitze, ergibt sich heute bei 0,3 % Eisenverlusten ein Kostenaufwand von etwa 100 Millionen DM/Jahr in der Bundesrepublik Deutschland [28]. Durch Verringerung dieser Eisenverluste auf die Hälfte liesse sich allein in der westdeutschen Stromversorgung ein Betrag von 50 Millionen DM/Jahr einsparen.

Die vorgenannten Schätzzahlen, die nur als grobe Annäherungen angesehen werden können, zeigen, dass, wie zu erwarten war, der sofortige Ersatz der gesamten nicht normgerechten Netzeinrichtungen natürlich aus wirtschaftlichen Gründen ausscheiden muss. Denn die hierdurch zu erzielenden Ersparnisse dürften auf keinen Fall ausreichen, um den Wiederbeschaffungswert unmittelbar zu finanzieren. Trotzdem erscheint aber auch hier die Tendenz zu einer teilweisen, möglichst frühzeitigen Erneuerung, besonders von nicht normgerechten Netzanlageteilen, die bereits länger als 2 bis 3 Jahrzehnte in Betrieb sind, durchaus gerechtfertigt.

8. Einsparungen an Personalkosten

Auch bei der Einsparung von Personal sind in der Vergangenheit bereits beachtliche Erfolge erzielt worden. Fig. 13 zeigt hierfür gleichfalls ein Beispiel aus der amerikanischen Praxis [29]. Demnach ist in den Kraftwerken der USA die spezifische Beschäftigtenzahl von 0,8 Mann je Megawatt Maschinenleistung um das Jahr 1930 auf durchschnittlich 0,3 Mann je Megawatt im Jahre 1960 zurückgegangen. In den europäischen Kraftwerken liegt diese Zahl zur Zeit teilweise erheblich höher, doch wird auch hier sicher in den nächsten Jahren bei den zur Zeit projektierten Grosskraftwerken ein ähnlich günstiger Personalstand erreicht werden können. Allerdings ist auch hier in der weiteren Entwicklung schon bald eine gewisse Sättigung zu erwarten, da der Prozess der Betriebsautomatisierung in den grossen Kraftwerken heute schon ziemlich abgeschlossen sein dürfte. Damit sind auch bei einer weiteren Steigerung der Kraftwerksleistung keine grösseren Personaleinsparungen mehr möglich, zumal auch die spezifischen Personalzahlen in bezug auf Instandsetzung der Kraftwerksnetze von der Grösse der Kraftwerke nur in geringerem Umfange abhängig zu sein scheinen [17].

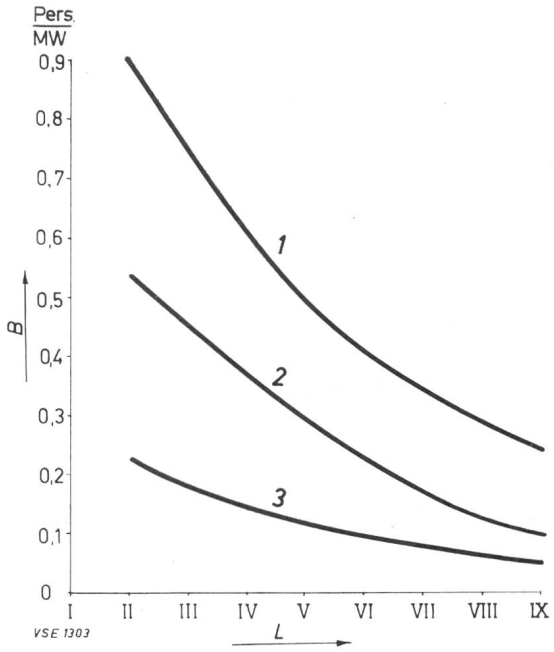


Fig. 13
Belegschaft der Kraftwerke in den USA je Megawatt

B Personenbedarf
L Leistungsstufen
1 Gesamtzahl der Personen
2 Betriebspersonal
3 Instandhaltungspersonal

I	0...19 MW	*VI*	100...149 MW
II	20...39 MW	*VII*	150...299 MW (1957)
III	40...59 MW (1940)	*VIII*	300...499 MW (1960)
IV	60...74 MW	*IX*	500 und mehr MW
V	75...99 MW (1950)		

Ebenso günstig ist die Entwicklung auch auf dem Gebiet der Stromverteilung verlaufen; dies dürfte nicht zuletzt auch auf die immer bessere Ausnutzung der vorhandenen Anlagen zurückzuführen sein. Nach der Statistik der VDEW betrug die Zahl der in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung Tätigen im Gebiet der heutigen Bundesrepublik 1938 62 300 Personen bei einer Energieabgabe von 19 Milliarden kWh, während 1958 bei einer Beschäftigungszahl von 117 000 Personen 66 Milliarden kWh verbraucht wurden. Das entspricht also einem Rückgang des spezifischen Personalaufwandes von ca. 3,3 auf 1,8 Beschäftigte je 1 Million kWh in der öffentlichen Versorgung. Auch hier sind aber in Zukunft bei weiterer Zunahme des Stromabsatzes sicher noch grössere Einsparungen im Personalstand möglich und zu erwarten.

In diesem Zusammenhang ist besonders auf die Automation hinzuweisen, die in den letzten Jahren auch in der Elektrizitätsversorgung eine zunehmende Bedeutung erlangt hat. Dabei werden automatische Einrichtungen nicht nur in den Kraftwerken, sondern neuerdings in steigendem Masse auch in den Verteilungsnetzen angewendet. Fig. 14 zeigt ein Beispiel aus der Praxis. In einem Netzbetrieb werden von einer besetzten Kontrollstation aus 5 Unterstationen, die früher gleichfalls mit Personal besetzt waren, neuerdings durch Fernsteuerung überwacht oder als vollautomatische «Roboter-Stationen» betrieben. Wie Fig. 14 zeigt, ist die hierbei erreichte Einsparung an Personal und Jahreskosten nicht unbeträchtlich.

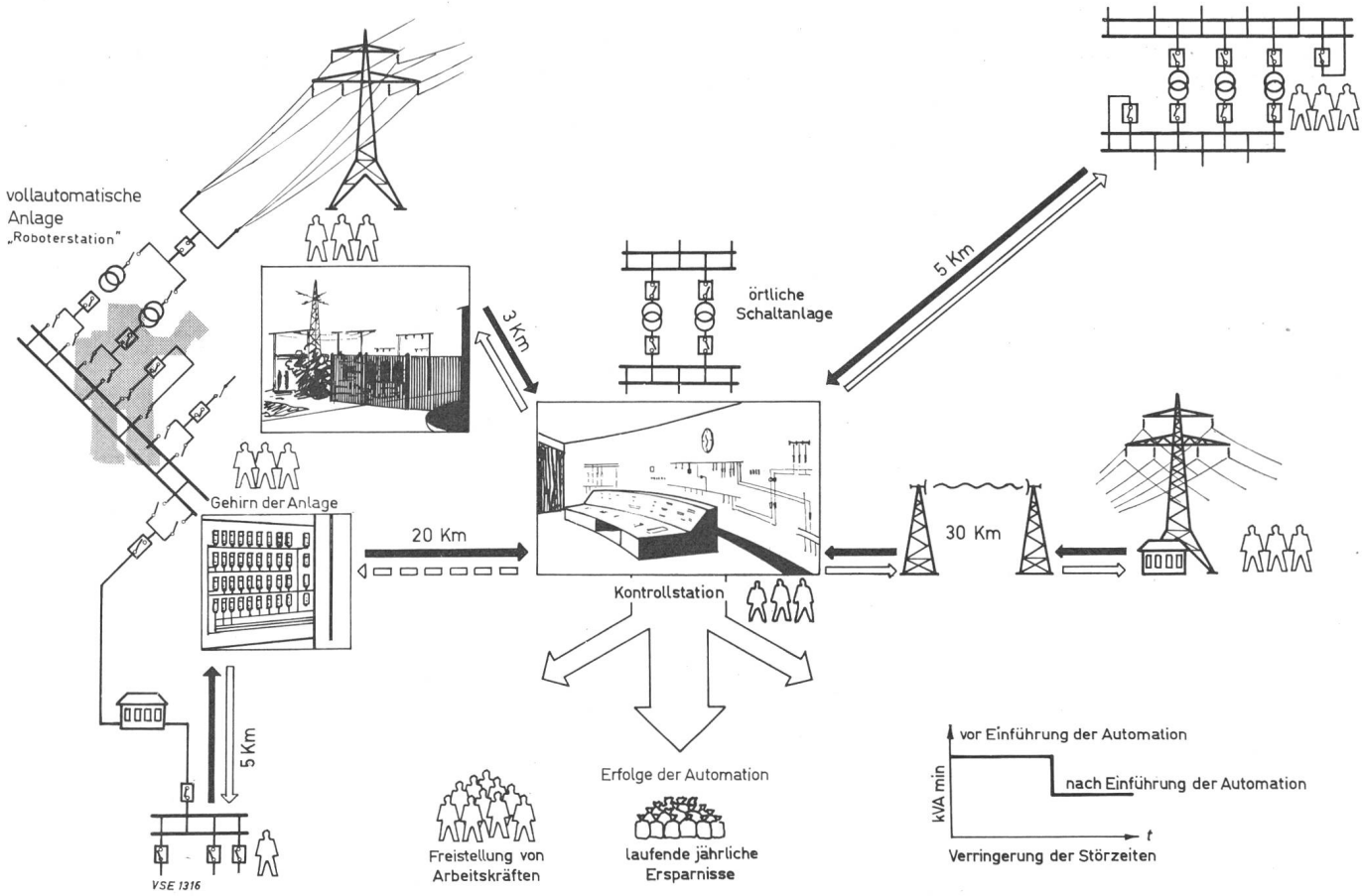


Fig. 14
Automation im Netzbetrieb
Grundsätzliches Schema

Hier ist auch auf die neuere Entwicklung der UKW-Fahrzeug-Telephonie hinzuweisen, deren Anwendung die Besetzung von Verteilungsstationen überflüssig machen und durch die sonstiges Netzpersonal eingespart werden kann. Heute wird mit Eifer an dieser Automatisierung des Netzbetriebes gearbeitet, und es steht zu erwarten, dass diese Technik, die sich jetzt noch in den Anfängen befindet, in den kommenden Jahren weitere grosse Fortschritte macht und zusätzliche Einsparungen an Personalkosten bringen kann.

Zusammenfassung und Ausblick

Die expansive Tendenz der Elektrizitätswirtschaft zwingt zu der Festlegung von ständig grösser werdenden Investitionsbeträgen in den Kraftwerken und Netzen. Der grosse Kapitalbedarf dafür ist oft nur unter grössten Schwierigkeiten zu befriedigen und hat besonders in den Kraftwerken dazu geführt, alte Anlagen möglichst lange auch im Grundlastbetrieb zu halten, in der Annahme, dass hierdurch der Kapitalbedarf für Neuanlagen eingespart werden könnte. Es zeigt sich aber, dass dies in vielen Fällen nicht nur bezüglich der momentanen Betriebsergebnisse sondern auch der Inanspruchnahme langfristiger Fremdmittel nicht wirtschaftlich ist und dass es günstiger wäre, alte Anlageteile möglichst frühzeitig zu ersetzen und die gesamten Einrichtungen laufend auf einem möglichst modernen Stand zu halten.

Weitere Rationalisierungserfolge lassen sich auf dem Gebiete der Blindstromkompensation, der Pumpspeicherung, der wirtschaftlichen Netzbelastung, der Wirkungsgradverbesserung der Transformatoren und besonders auch durch Übergang auf höhere Spannungen erzielen. Ausserdem sind auch weitere Einsparungen an Personalkosten durch zunehmende Automation im Kraftwerks- und Netzbetrieb in den nächsten Jahren zu erwarten.

In der Elektrizitätsversorgung scheint der Zwang zur Rationalisierung auf den ersten Blick im allgemeinen nicht so gross zu sein wie in vielen Sparten der übrigen Industrie. Das Produkt der Elektrizitätserzeugung — die «Kilowattstunde» — ist in der «Qualität» immer gleichbleibend und auch keiner «Mode» unterworfen. Etwaige Strukturänderungen in der Stromerzeugung und auch in der Stromanwendung — z. B. die Umstellung der thermischen Kraftwerke von Kohle auf Gas und Öl, oder die Konkurrenz zwischen der Stahlerzeugung in Siemens-Martin-Öfen und Elektro-Öfen, schliesslich auch der Wettbewerb zwischen der Gasbeleuchtung mit dem elektrischen Licht — vollziehen sich im allgemeinen in viel grösseren Zeiträumen und kommen oft erst in Jahrzehnten zu einer endgültigen Entscheidung. Trotzdem lohnt sich auch hier die Rationalisierung ganz besonders. Der hier nicht so starke Konkurrenzdruck darf nicht dazu verführen, allzulange mit alten abgeschriebenen Anlagen Betrieb zu machen — der richtige Zeitpunkt für die Erneuerung der Anlagen wird nicht durch die technische Lebensdauer, sondern durch die technische Entwicklung bzw. durch die Wirtschaftlichkeit der Betriebseinrichtungen bestimmt.

In der Praxis konnten diese Gesichtspunkte in der Vergangenheit unter dem Zwang der Kriegsfolgen und

der damit zusammenhängenden fehlenden Beschaffungsmöglichkeiten für die Finanzierungsmittel oft nicht voll beachtet werden. Um so mehr müsste es jetzt nach Wiederherstellung eines normalen Kapitalmarktes möglich sein, Versäumnisse nachzuholen und ein grosszügigeres Investitionsprogramm nicht nur für den Momentanbedarf, sondern auch für die Zukunft einzuplanen. Es ist jedenfalls ein Irrtum, anzunehmen, dass es in der Elektrizitätswirtschaft von heute keine lohnenden Rationalisierungsmöglichkeiten mehr gäbe. Diese Möglichkeiten zu nutzen, ist eine echte Unternehmeraufgabe der Gegenwart und Zukunft.

Schrifttum

[1] *Koepchen, A.:* Die Aufgaben der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Essen, 16. Jan. 1936.

[2] *Schöller, H.:* Grossraum-Verbundwirtschaft. Essen: West-Verlag 1948.

[3] *Roser, H.:* Energieübertragung mit Drehstrom höchster Spannung. ETZ-A Bd. 79(1958), S. 837...851.

[4] *Roser, H.:* Transportfragen in der westdeutschen Stromversorgung. Vortrag auf der Deutschen Kohlenbergbau-Tagung. Essen: Glückauf 1952, S. 49.

[5] *Fleischer, W.* und *C. Th. Kromer:* Verbundbetrieb in Westeuropa. ÖZE. Bd. 9(1956), S. 251...257.

[6] Der Verbundbetrieb in der deutschen Stromversorgung. Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg 1953.

[7] Entwicklung des Verbundbetriebes 1948 bis 1958. Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg 1959.

[8] *Ailleret, P.:* Power system planning in France — Conférence prononcée en recevant la Médaille Axel Axelson Johnson de l'Académie des Sciences Techniques de Stockholm. IVA. Tidskrift för teknisk-vetenskaplig forskning. Bd. 26(1955), S. 128...140.

[9] *Cahen, F.:* L'interconnexion internationale et ses aspects techniques — La tension de 400 kV en Europe. Bull. Soc. Belge Electr. Bd. 72(1956), S. 197...211.

[10] *Cahen, F.* und *A. Déjou:* Problèmes économiques concernant les lignes à très haute tension. UNIPEDE — Congrès de Lausanne 1958 — IV. 1.

[11] *Krieg, E. H.* und *H. C. Leonhard jr.:* Gompertz curves aid utility growth predictions. Electr. Wld. Bd. 148(1957), Nr. 11, S. 56...58.

[12] Construction expenditures — investor-owned electric utilities. EEJ-Statistik 1958.

[13] 1959 budget holts at 58 s $ 4.9 Billion. Electr. Wld. Bd. 151(1959) Nr. 4, S. 84...98.

[14] Cautius, W.: Kapitalbedarf der Netze. Elektr.-Wirtsch. Bd. 55 (1956), S. 119...121.

[15] *Biermann, S.:* Die Finanzierung des Anlagenausbaues der öffentlichen Elektrizitätsversorgung im Bundesgebiet seit 1958. Kommunalwirtsch. Bd. 1959, Nr. 2, S. 57...63.

[16] *Schröder, K.:* Kraftwerksblocks mit Leistungen von 200 bis 1500 MW. Siemens-Z. Bd. 33(1959), S. 667...680.

[17] *Kroms, A.:* Kostenangaben über neue amerikanische Dampfkraftwerke. Elektrizitätswirtsch. Bd. 59(1960), Nr. 1, S. 9...13.

[18] *Krieg, E. H.:* A look at the future in power-station design. Mechanical Engng. Bd. 80(1958), Nr. 11, S. 66...70.

[19] *Reese, H. R.:* Advanced developments in pomponent design for large steam turbines, presented before the American Power Conference at Chicago. Advance design section, Westinghouse Electric Corp., Illinois, März 1959.

[20] *Böhler, K.:* Die Entwicklung der Pumpspeicherung im westdeutschen Verbundnetz. Elektr.-Wirtsch. Bd. 56(1957), S. 341...346 und 385...389.

[21] *Roser, H.:* Das Blindstromproblem im Verbundbetrieb. ETZ Bd. 63(1942), S. 250...253.

[22] *Roser, H.* und *F. Lehmhaus:* Kondensatoren. CIGRE-Berichte 1958, Nr. 133, und 1960, Nr. 121.

[23] *Cahen, F.:* Die wirtschaftlichen und technischen Aussichten der elektrischen Energieübertragungen mit Höchstspannungen. ETZ-A Bd. 76(1955), S. 17...25.

[24] *Jansen, B.:* Die technisch-wirtschaftliche Weiterentwicklung der Elektrizitäts-Verteilungsnetze unter dem Einfluss der Verbrauchssteigerung und des Kapitalmangels. Elektr.-Wirtsch. Bd. 51(1952), S. 245...263.

[25] *Tuercke, J.:* Ergänzende und kritische Bemerkungen zum Kapitel Netzverluste. Elektr.-Wirtsch. Bd. 58(1959), S. 651...660.

[26] *Haager, K.:* Die Spannungsstufung im Mittelspannungsnetz städtischer und ländlicher Versorgungsbetriebe. Elektr.-Wirtsch. Bd. 58(1959), S. 642...650.

[27] *Schick, W.:* Die wirtschaftliche Verlustaufteilung bei Transformatoren. ETZ-A Bd. 73(1952), S. 14...15.

[28] *Sixtus, K.:* Neue magnetische Werkstoffe und ihre Bedeutung für die technische Entwicklung. ETZ-A Bd. 77(1956), S. 790...799.

[29] *Braymer, D.:* 11th steam station cost survey. Electr. Wld. Bd. 152(1959), Nr. 14, S. 71...86.

Adresse des Autors:

Dr. Ing. *H. Roser,* Vorstandsmitglied der Elektrizitäts-Actien-Gesellschaft vorm. W. Lahmeyer & Co., Frankfurt a. M.

Verbandsmitteilungen

97. Meisterprüfung

Vom 11. bis 14. Juli 1961 fand in der Ecole secondaire Professionnelle in Fribourg die 97. Meisterprüfung für Elektroinstallateure statt. Von insgesamt 40 Kandidaten aus der deutsch- und französischsprechenden Schweiz haben folgende die Prüfung mit Erfolg bestanden:

Auf der Maur, Walter, Ingenbohl
Bourqui, Raphaël, Nyon
Bühler, Arthur, Frauenfeld
Candrian, Anton, Zürich
Egli, Fritz, St. Gallen
Feuz, Peter, Gsteigweiler
Geiser, Denis, Gorgier
Grau, Willy, Corcelles
Häusler, Alfred, Belp
Hufschmid, Marcel, Biel-Mett
Krapf, Fridolin, Genf
Kugler, Marcel, Neukirch-Egnach
Laffely, Marc, Montreux
Löffel, Kurt, Biel
Moser, Peter, Bern
Pahud, Henri, Prilly
Piller, Josef, Fribourg
Ramseier, Max, Zürich
Richon, Serge, Marly-le-Petit
Roth, Siegfried, Bassersdorf
Sydler, Hans, Scherz
Schilliger, Konrad, Vitznau
Schmidt, Florian, Lausanne
Visinand, Charles, Montreux
Vurlod, André, Clarens
Walther, Hans Ulrich, Zollikofen
Weisskopf, Hasso, Pratteln
Wieland, Eduard, Chur
Zingg, Kurt, Amriswil

Meisterprüfungskommission VSEI/VSE

Nächste Kontrolleurprüfung

Die nächste Prüfung von Kontrolleuren findet, wenn genügend Anmeldungen vorliegen, im Oktober 1961 statt.

Interessenten wollen sich beim Eidg. Starkstrominspektorat, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, bis spätestens am *30. September 1961* anmelden.

Dieser Anmeldung sind gemäss Art. 4 des Reglementes über die Prüfung von Kontrolleuren für elektrische Hausinstallationen beizufügen:

das Leumundszeugnis
ein vom Bewerber verfasster Lebenslauf
das Lehrabschlusszeugnis
die Ausweise über die Tätigkeit im Hausinstallationsfach

Die genaue Zeit und der Ort der Prüfung werden später bekannt gegeben, Reglemente sowie Anmeldeformulare können beim Eidg. Starkstrominspektorat in Zürich bezogen werden (Preis der Reglemente 50 Rp.). Wir machen besonders darauf aufmerksam, dass Kandidaten, die sich dieser Prüfung unterziehen wollen, gut vorbereitet sein müssen.

Eidg. Starkstrominspektorat
Kontrolleurprüfungskommission