

**BETRIEBSWISSENSCHAFTLICHE
FORSCHUNGEN DES WIRTSCHAFTSVERKEHRS**

HERAUSGEGEBEN VON PROF. DR. K. OBERPARLEITER

HEFT 23

**DIE
SELBSTKOSTENRECHNUNG
DER WASSERKRAFTWERKE**

VON

Dr. KARL KÖLLIKER
WIEN



SPRINGER-VERLAG IN WIEN / 1941

BETRIEBSWISSENSCHAFTLICHE
FORSCHUNGEN DES WIRTSCHAFTSVERKEHRS

HERAUSGEGEBEN VON PROF. Dr. K. OBERPARLEITER

HEFT 23

**DIE
SELBSTKOSTENRECHNUNG
DER WASSERKRAFTWERKE**

VON

Dr. KARL KÖLLIKER

WIEN



SPRINGER-VERLAG IN WIEN / 1941

ISBN 978-3-7091-5881-4 ISBN 978-3-7091-5931-6 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-7091-5931-6

**ALLE RECHTE, INSBESONDERE DAS DER ÜBERSETZUNG
IN FREMDE SPRACHEN, VORBEHALTEN.**

Inhaltsverzeichnis.

	Seite
1. Einleitung	5
Die Bedeutung der Kostenrechnung für die Volkswirtschaft	5
Betriebswirtschaftliche Aufgaben der Kostenrechnung . . .	8
Arten der Kalkulation	9
Verschiedene Kostenbegriffe	11
2. Technische Voraussetzungen	14
3. Die Kostenarten	18
a) Die Kosten der Abnutzungsgüter	18
b) Die Zinskosten	29
c) Die Instandhaltungskosten	33
d) Die Arbeitskosten	36
e) Sonstige Kosten	36
4. Die Kostenstellen	38
a) Allgemeine Vorbemerkung	38
b) Stromerzeugung	40
c) Die Stromverteilung	41
d) Hebedienst	42
e) Die Verwaltung	44
5. Der Kostenträger	46
a) Das Belastungsdiagramm	46
b) Die Möglichkeit der Umlegung der Kosten auf den Kostenträger	52
c) Berechnung der Kosten pro kWh unter Berücksichtigung der jeweiligen Belastung	59
6. Preispolitik	67
Literaturverzeichnis	72

1. Einleitung.

Die Bedeutung der Kostenrechnung für die Volkswirtschaft.

Einer der Hauptzwecke der Kostenrechnung ist die richtige Ermittlung der Selbstkosten; d. h. die Kostenrechnung hat dafür zu sorgen, daß jedem Produkte genau jene Kosten angerechnet werden, die zu seiner Herstellung aufgewendet wurden. Damit ist die Kostenrechnung für die gesamte Volkswirtschaft ebenso wichtig wie für den Einzelbetrieb. Die Bedeutung einer richtig ausgebauten Kostenrechnung für den Einzelbetrieb wird von den meisten in der Wirtschaft Stehenden erkannt; die Einsicht ihrer Wichtigkeit für die Volkswirtschaft setzt sich dagegen erst langsam durch. Der Erlaß des Reichswirtschaftsministers und des Ministerpräsidenten Generalfeldmarschalls Göring, Beauftragter für den Vierjahresplan, Reichskommissars für die Preisbildung vom 16. Januar 1939, betreffend die allgemeinen Grundsätze der Kostenrechnung wird bereits mit folgendem Satz eingeleitet: „Ein gut ausgebautes betriebliches Rechnungswesen ist die Grundlage für die Förderung der Wirtschaftlichkeit und damit der Leistungssteigerung der deutschen Wirtschaft.“ Wir sehen in diesem Satze die klare Erkenntnis von der volkswirtschaftlichen Notwendigkeit einer einwandfreien Kostenrechnung ausgedrückt.

Unrichtige Kostenrechnung kann zu einer Festsetzung zu hoher oder zu niedriger Preise führen. Bei zu niedrig kalkulierten Preisen werden zusätzliche Verbraucher angelockt und der Konsum wird sich ungebührlich ausweiten. Dies bedeutet, daß der Leistungsverzehr größer ist, als Gegenleistungen in Form der Preisvergütung hierfür gewährt werden. Für die gesamte Volkswirtschaft ist es aber wichtig, daß auf längere Sicht ein Volk soviel produziert, als es verbraucht. Professor Dr. F. Schmidt nennt dies in seinem Buche „Kalkulation und Preispolitik“ den Gleichlauf von Produktion und Konsumtion. Ein zu hoch angesetzter Preis andererseits wird zur Konsumeinschränkung und in deren Folge zur Verringerung des Wirtschaftsvolumens führen.

Nach liberalistischer Wirtschaftsauffassung soll durch den Einfluß des freien Wettbewerbes in der freien Wirtschaft eine natürliche Anpassung der Preise an die Gesteungskosten in der Weise erfolgen, daß Betriebe mit zu hohen Preisen durch die Konkurrenz gezwungen werden, dieselben zu ermäßigen, und daß zu niedrige Preise zu Vermögensverzehr führen, wodurch diese Betriebe von selbst vom Markte verschwinden. Diese Ueberlegung ist durchaus richtig, es ist jedoch die Frage aufzuwerfen, ob es eine sogenannte freie Wirtschaft überhaupt gibt. Schmalenbach definiert die freie Wirtschaft in seinem Buche „Selbstkostenrechnung und Preispolitik“ (6. Auflage, S. 97) folgendermaßen: „Das Wesen der freien Wirtschaft besteht in der freien, unter ungehemmter Konkurrenz der Nachfragenden und der Anbietenden stehenden Preisbildung. Hört die freie Preisbildung auf, tritt an die Stelle des frei sich bildenden Preises ein irgendwie gebundener Preis, so ist von freier Wirtschaft keine Rede mehr, die Wirtschaft ist in dem Grade gebunden, wie der Preis gebunden ist.“ Derselbe Autor behauptete bereits auf einer Betriebswirtschaftertagung im Jahre 1928 in Wien, daß die mit der fortschreitenden Mechanisierung der Wirtschaft immer höher werdenden Anteile der fixen Kosten an den Gesamtkosten auf die Dauer die freie Wirtschaft zerstören müßten. Als Ursache führt er den Auftragshunger der mit hohen fixen Kosten belasteten Betriebe besonders in Zeiten der Krise an, der zur völligen Untergrabung der Preise und in weiterer Folge zwangsläufig zu Preisvereinbarungen, wenn nicht Monopolen führen müsse, da sonst der ganze betroffene Industriezweig im Konkurrenzkampf vernichtet würde. Die Richtigkeit dieser Behauptung wurde damals stark angezweifelt; die Entwicklung der folgenden Jahre gab dem Autor jedoch recht. Da es die technische Entwicklung und die verstärkte Arbeitsteilung mit sich bringt, daß der Anteil der fixen Kosten an den Gesamtkosten in der Industrie noch ständig im Wachsen begriffen ist, ist der Uebergang zur gebundenen Wirtschaft auch in Ländern mit liberaler Wirtschaftsauffassung noch keineswegs abgeschlossen.

Bei uns im Deutschen Reich wurde diese Entwicklung rechtzeitig begriffen und bewußt der Weg zur gebundenen Wirtschaft in Form der staatlich gelenkten Wirtschaft beschritten. Während aber in der freien Wirtschaft die Kostenrechnung und in Verbindung damit die Preisbestimmung zunächst eine Angelegenheit des Betriebes ist (wobei dann die Preise durch den freien Wettbewerb eine Korrektur erfahren), ist in der gebundenen Wirtschaft die richtige Preisfestsetzung eine wichtige gesamtwirtschaftliche Angelegenheit. Hieraus ergibt sich die große volkswirtschaftliche Bedeutung der Selbstkostenrechnung gerade in der gelenkten Wirtschaft, die auf die freie Regulierung der Preise im Konkurrenzkampf bewußt verzichtet.

Diese allgemeinen Feststellungen gelten in besonderem Maße für die volkswirtschaftlich so wichtige Ware „elektrische Energie“. Die Elektrizität dient ja heute nicht nur in einer nicht mehr wegzudenkenden Weise dem direkten Konsum, sondern in viel stärkerem Maße ist sie ein wichtiger Kostenfaktor für fast alle Industrieerzeugnisse geworden; darüber hinaus bestimmt sie mit ihrer fortschreitenden Verwendung in der Landwirtschaft auch die Kosten der Agrarprodukte mit. Ein auf Grund von unrichtigen Kalkulationen errechneter Strompreis muß also besonders große gesamtvolkswirtschaftliche Auswirkungen haben. Denken wir beispielsweise an unsere chemische Industrie, in der die Kosten für elektrische Energie einen Hauptbestandteil der Gesamtkosten ausmachen. Ein falsch kalkulierter zu niedriger Strompreis kann unter Umständen den Anreiz zu Industrie Gründungen geben, die sich als Kapitalfehlleitungen herausstellen, wenn in der Folgezeit der ursprünglich kalkulierte Strompreis nicht zu halten ist. Ein zu hoher Strompreis wird vielleicht wieder die Gründung von Industrien verhindern und so das Wirtschaftsvolumen einschränken. Die immer weitergehende Verwendung des elektrischen Stromes, besonders in der thermischen Behandlung der Werkstoffe, bringt es mit sich, daß die Elektrizitätswerke heute schon eine Schlüsselstellung für gewisse Industriezweige einnehmen.

An den Elektrizitätswerken kann nun die Richtigkeit der Behauptung Schmalenbachs festgestellt werden, daß Betriebe mit hohen Anteilen an fixen Kosten unter Ausschaltung des freien Wettbewerbs Preisbindungen anstreben und darüber hinaus Monopolcharakter anzunehmen trachten. Dasselbe ist übrigens auch bei den anderen Zweigen der Versorgungsindustrien (Gas- und Wasserwerken), bei Straßen-, Eisenbahnen usw. zu beobachten, die ebenfalls mit besonders hohen Fixkosten arbeiten. Es leuchtet schließlich jedem auch wirtschaftlich weniger Gebildeten ein, daß es unsinnig wäre, wollte man in einer Stadt etwa zwei oder mehrere miteinander konkurrierende Gaswerke errichten; jedes dieser Werke würde parallel mit dem anderen ein Gasrohrnetz bauen und es bliebe dem Konsumenten überlassen, von welcher Gesellschaft er Gas beziehen wolle.

Solche Zustände hat es z. B. in London tatsächlich gegeben. Die Folge war ein wilder Konkurrenzkampf der Gesellschaften untereinander, der schließlich so weit führte, daß die Gaserzeuger infolge der niedrigen Verkaufspreise nicht mehr imstande waren, die notwendigen Reparaturarbeiten an ihren Rohrnetzen vorzunehmen, so daß es zu großen Gasexplosionen in den Straßen Londons kam.

Andererseits neigen nicht konkurrenzierte Betriebe dazu, unter Ausnutzung ihres Monopolcharakters die Preise für ihre Erzeugnisse unnötig hoch zu halten, um auf diese Weise einen über-

mäßigen Gewinn zu erwirtschaften. Gemildert wird dieser Uebelstand dadurch, daß es 100%ige Monopole kaum gibt; der Verbraucher hat praktisch doch meist Ersatz- und Ausweichmöglichkeiten, die den Absatz der monopolisierten Ware einschränken können. Immerhin zeigen diese Ueberlegungen, daß eine einwandfreie Kalkulation gerade für Betriebe mit verhältnismäßig hohen fixen Kosten von besonders großer Bedeutung ist.

Zusammenfassend kann also gesagt werden: Infolge ihrer volkswirtschaftlichen Schlüsselstellung und ihres Monopolcharakters ist eine einwandfreie Kostenrechnung in der Versorgungsindustrie insbesondere aus volkswirtschaftlichen Gründen notwendig; denn nur dann ist eine vernünftige und wirtschaftlich tragbare Preispolitik möglich. Darüber hinaus wird ein geordnetes Rechnungswesen durch richtige Erkenntnis der Kosten zu Leistungssteigerungen der Einzelbetriebe und dadurch der Gesamtwirtschaft führen können.

Betriebswirtschaftliche Aufgaben der Kostenrechnung.

Die betriebswirtschaftlichen Aufgaben der Kostenrechnung sind bedeutend mannigfaltiger als die volkswirtschaftlichen. Schmalenbach unterscheidet in seinen für die deutsche Betriebswirtschaftslehre grundlegend gewordenen Untersuchungen folgende Aufgaben (aus „Grundlagen der Selbstkostenrechnung und Preispolitik“, 2. Auflage, G. A. Gloeckner, Leipzig 1926):

1. Die Kontrolle der Betriebsgebarung.
2. Die eigentliche Preiskalkulation.
 - a) Die Errechnung des erzielbaren Preises.
 - b) Die Preiskalkulation mit dem Ziel der günstigsten Beschäftigungsart.
 - c) Die Berechnung der Preisuntergrenze.
3. Nebenzwecke.
 - a) Berechnung von Betriebs- und Verrechnungspreisen.
 - b) Ermittlung von Inventurwerten.
 - c) Beurteilung konkurrierender Fabrikationsverfahren.
 - d) Feststellung von Entschädigungen bei Feuer und anderen Versicherungsfällen.

Der amerikanische Betriebswirtschaftler John Maurice Clark führt in seinem Buche „Theory of Overhead costs“, S. 236, folgende Aufgaben der Kalkulation an:

1. Bestimmung des Verkaufspreises der Produkte.
2. Bestimmung der Untergrenze für den Konkurrenzpreis.
3. Die Feststellung der den höchsten Gewinn bringenden Produkte.
4. Die Inventurkontrolle.

5. Die Bestimmung des Inventurpreises.
6. Die Vergleichung der Leistung der einzelnen Arbeitsprozesse.
7. Die Vergleichung der Leistung einzelner Abteilungen.
8. Die Entdeckung von Verlusten, Verschwendung und Diebstahl.
9. Die Trennung der festen von den laufenden proportionalen Produktionskosten.
10. Die Materialbeschaffung für finanzielle Rechnung.

Hiermit sind jedoch kaum alle Aufgaben der Kostenrechnung für den Betrieb erschöpft. Von Fall zu Fall ergeben sich stets neue Aufgaben, wofür ein gut ausgebautes Kalkulationssystem von größter Bedeutung sein kann; wir erwähnen hier beispielsweise noch den Betriebsvergleich. Dieser setzt allerdings den einheitlichen Aufbau der Betriebsabrechnung der zu vergleichenden Unternehmen voraus. Die Einführung des Normalkontenplanes soll letzten Endes diesem Zwecke dienen. In dem schon früher erwähnten Erlaß des Reichswirtschaftsministers und des Ministerpräsidenten Generalfeldmarschalls Göring, Beauftragter für den Vierjahresplan, Reichskommissars für die Preisbildung vom 16. Januar 1939 betreffend die allgemeinen Grundsätze der Kostenrechnung heißt es in der Einleitung: „Das letzte große Ziel der Reform des Rechnungswesens ist der von der Gemeinschaft aller Betriebsführer eines Wirtschaftszweiges durchgeführte zwischenbetriebliche Erfahrungsaustausch. Namentlich in der Form betriebsvergleichender Untersuchungen gewährleistet dieser eine allgemeine Hebung der Wirtschaftlichkeit auf den für einen Wirtschaftszweig jeweils höchstmöglichen Stand. Dieses Ziel gebietet den einheitlichen Aufbau der Kostenrechnung in allen Betrieben der gewerblichen Wirtschaft.“

Auch die betrieblichen Aufgaben der Kalkulation in der Elektrizitätswirtschaft sind vielfältige. Naturgemäß scheiden die Aufgaben, die sich auf die Bewertung von Lager beziehen, für das Produkt dieser Unternehmungen, den elektrischen Strom, aus, da dieser aus technischen Gründen nicht speicherbar ist. Für den Betriebsvergleich eignet sich dieser Wirtschaftszweig allerdings besonders gut. Es wird in allen Werken das gleiche Produkt hergestellt, wobei die Produktionsweise in großen Sektoren dieser Wirtschaftsgruppe dieselbe ist. In der vorliegenden Arbeit sollen die Kostenverhältnisse in dem großen Sektor der Wasserkraftwerke näher untersucht werden.

Arten der Kalkulation.

In der Literatur wird einmal unterschieden zwischen a) Einkaufs-, b) Produktions-, c) Verkaufskalkulation. Die erstere ist

für die Elektrizitätserzeugung durch Wasserkraft weniger wichtig, da sie sich nur auf den Einkauf von Hilfsmaterial beziehen kann. In großen Unternehmen nehmen allerdings auch der Einkauf und die damit zusammenhängenden Kalkulationen von Installations-, Leitungsmaterial, von Zählern usw. einen breiten Raum ein. Für Leitungsgesellschaften, die den Strom nicht selbst erzeugen, sondern nur verteilen, ist die Einkaufskalkulation für Strom natürlich besonders wichtig. Aber auch für Unternehmen mit Eigenstromerzeugung empfehlen sich genaue Kalkulationen für die Prüfung der Frage, ob sich der Fremdstrombezug nicht billiger stellt als die Selbsterzeugung.

Die Trennung zwischen Produktions- und Absatzkalkulation läßt sich bei Elektrizitätswerken nicht streng durchführen, da sich die Grenzen, wo die Produktionskosten aufhören und die Aufwendungen für den Absatz beginnen, nicht scharf ziehen lassen. Der Begriff Produktion muß ja hier viel weiter gefaßt werden; es gehört dazu auch die Umformung, Verteilung und schließlich unter Umständen auch die Messung der elektrischen Energie.

Eine andere Einteilung der Kostenrechnungen ist die in Vor-, Zwischen- und Nachkalkulation. Hierzu ist zu sagen, daß alle drei Kalkulationsarten bei Elektrizitätswerken angewandt werden, wobei naturgemäß die Vor- und Zwischenkalkulation nur annäherungsweise ausgeführt werden können. Eine genaue Nachkalkulation kann allerdings, wie später noch auszuführen sein wird, erst am Ende des Jahres erfolgen.

Nach der eingeschlagenen Methode unterscheidet man Stückkalkulation (auch Zuschlagskalkulation), Serienkalkulation und schließlich Divisionskalkulation. Die erste Methode erfaßt weitestgehend die Kosten pro erzeugter Einheit; die auf die Einheit nicht direkt erfaßbaren Aufwendungen werden nach einem bestimmten Verteilungsschlüssel zugeschlagen (daher Zuschlagskalkulation). Bei rationeller Fertigung erfolgt die Produktion möglichst in größeren Auflagen gleichartiger Erzeugnisse (Serien). In der Kalkulation brauchen dann nicht die Kosten je erzeugte Einheit festgestellt werden; es genügt, die direkt ermittelbaren Kosten, wie auch die Gemeinkostenzuschläge je erzeugte Serie zu erfassen und durch einfache Division auf die Produktionseinheit aufzuteilen. Die Serienkalkulation könnte nach ihrer Methode auch als Kombination von Zuschlags- und Divisionskalkulation aufgefaßt werden. Die Divisionskalkulation schließlich sammelt die gesamten Kosten aller Erzeugnisse und dividiert sie am Ende eines Erzeugungsabschnitts durch die Anzahl der produzierten Einheiten, wodurch man die Kosten der Einheit erhält. Voraussetzung ist hierbei allerdings die Erzeugung eines einheitlichen Produktes.

Die Elektrizitätswerke werden in der Literatur im allgemeinen als der klassische Fall für die Anwendung der Divisionskalkulation

angegeben. Die weiteren Ausführungen sollen jedoch beweisen, daß dies bloß für den ersten Teil der Methode, nämlich der Sammlung der Gesamtkosten zutrifft. Die Aufteilung dieser Kosten auf die erzeugten KWh kann keinesfalls durch einfache Division erfolgen, wie später noch eingehend ausgeführt wird.

Verschiedene Kostenbegriffe.

Vor der Erläuterung der Kosten von Wasserkraftwerken im einzelnen soll an dieser Stelle eine Definition des Kostenbegriffs gegeben werden. F. Leitner definiert in seinem Buche „Privatwirtschaftslehre der Unternehmung“, Berlin 1922, 3. Auflage, S. 64, die Kosten folgendermaßen:

„Unter Kosten im allgemeinen verstehen wir alle einmaligen oder wiederkehrenden, in einer Geldsumme ausdrückbaren Aufwendungen an Sachgütern und Arbeit zur Erreichung eines bestimmten wirtschaftlichen Zweckes.“

Leitner kennt in dieser Definition keinen Unterschied zwischen Kosten und Aufwendungen. E. Schmalenbach macht in den „Grundlagen der Selbstkostenrechnung und Preispolitik“, Leipzig 1926, 3. Auflage, diesen Unterschied bereits, denn er sagt dort auf Seite 9:

„Derjenige Güterverzehr, der in der Kostenrechnung durch die Erstellung einer wirtschaftlichen Leistung entsteht, heißt Kosten. Denjenigen Güterverzehr, der in der Erfolgsrechnung erscheint, nennen wir Aufwand. Kosten und Aufwand fallen größtenteils zusammen, aber sie decken sich nicht ganz...“

Wir finden in der betriebswirtschaftlichen Literatur aber auch andere Unterscheidungen zwischen den Begriffen Aufwand und Kosten. Beispielsweise St. Lorentz in „Grundlagen der Kostengestaltung“, Berlin-Wien 1932, auf Seite 51:

„Kosten sind also der in Geld ausgedrückte Wert (zweite Funktion des Geldes) des Verbrauchs, im Gegensatz zum Aufwand, den wir als mengenmäßigen Verbrauch ansprechen.“

Da sich in den Normalkontenplänen im allgemeinen die Schmalenbachsche Unterscheidung zwischen Kosten und Aufwand durchgesetzt hat, wollen wir dieselbe auch für unsere weiteren Untersuchungen beibehalten. Aufwendungen, die in keinem Zusammenhang zum eigentlichen Betriebszweck stehen, nennt Schmalenbach „neutralen Aufwand“. Sie belasten zwar die Gewinn- und Verlustrechnung, nicht aber die Kalkulation. Beim Verbrauch geschenkter Kostenteile wieder werden bei richtiger Kalkulation zwar Kosten aufscheinen, denen jedoch keine Aufwendungen gegenüberstehen.

Eine wesentliche Unterscheidung muß ferner zwischen Ausgaben und Kosten gemacht werden. Die bloße Ausgabe für ein Gut und dessen Eingang in das Unternehmungsvermögen verursacht noch keine Kosten. Diese entstehen erst beim Eingang dieses Gutes in den Produktionsprozeß. Beim Anlagevermögen beispielsweise ist diese Umwandlung von Vermögensteilen in Kosten ein Jahre währender Prozeß, da die Anlagen stets nur mit dem jeweiligen Wertverzehr, dem die kalkulatorische Abschreibung zu entsprechen hat, in die Kalkulation als Kosten eingehen.

Nun noch kurz eine Einteilung der Kosten: Die wichtigste Unterscheidung ist wohl die in feste, proportionale, degressive und progressive Kosten. Feste oder fixe Kosten nennt man solche, die unabhängig sind von der Größe der Produktion. Sie ändern sich nicht, ob z. B. 100 Einheiten oder 300 Einheiten in einem Zeitabschnitt erzeugt werden. Es liegt aber in der Natur der Dinge, daß auch die festen Kosten nur innerhalb bestimmter Grenzen fest sind. Werden diese Grenzen über- oder unterschritten, so ändern sich zumeist auch die festen Kosten. In diesem Zusammenhang seien jedoch zwei Kostenarten erwähnt, die durchaus fixer Natur sind; nämlich die Stillstandskosten und die Kosten bei gänzlicher Außerbetriebsetzung. Im ersten Fall beispielsweise wird ein Werk zwar stillgelegt, aber soweit gewartet und instandgehalten, daß es jederzeit als Reserve eingesetzt werden kann. Neben der Verzinsung und Abschreibung werden hierbei z. B. noch Kosten für Bewachung, Instandhaltung und Wartung entstehen. Bei völliger Außerbetriebsetzung wird es nur notwendig sein, die stillgelegten Anlagen (eventuell verteilt auf mehrere Jahre) abzuschreiben und in dieser Zeit das für diese Anlagen gebundene Kapital zu verzinsen. Diese Kosten werden hier deshalb besonders erwähnt, weil beim Anschluß von kleinen Elektrizitätswerken an große Verbundnetze sehr oft die Frage der Stilllegung oder gänzlichen Außerbetriebsetzung auftritt. Es ist dann notwendig, die Stillstandskosten genau zu erfassen und gegebenenfalls auf den Stromabsatz im Versorgungsgebiet des alten Werkes umzulegen. Erst dann ergibt sich ein richtiger Vergleich zwischen den Kosten des im alten Werk erzeugten und des aus dem Verbundnetz bezogenen Stromes.

In Wasserkraftwerken treten praktisch überhaupt nur feste Kosten auf.

Proportionale Kosten nennt man jene, die sich etwa proportional zur Herstellungsmenge ändern, wie z. B. die Materialkosten in einem Fabrikationsbetrieb. Diese steigen entsprechend der erzeugten Menge. Als weitere Beispiele sind verschiedene Verkaufskosten zu nennen, wie z. B. Umsatzsteuer, Rabatte, Skonti u. a. m. Die Proportionalität ist allerdings meist auch nur

innerhalb bestimmter Grenzen gegeben. Beispielsweise können bei größerer Erzeugung auch die Materialkosten eventuell durch bessere Ausnützung, Abfallverwertung, Einkauf in größeren Mengen etc. auch im Verhältnis auf die Produktionseinheit gesenkt werden. Die Verkaufskosten wieder können unter Umständen bei zunehmenden Umsätzen steigen, weil vielleicht entferntere Märkte aufgesucht werden müssen, man muß, um die erhöhte Erzeugung unterzubringen, den Kunden höhere Rabatte einräumen usw.

In diesem Zusammenhang kommen wir also zwangsläufig auf die progressiven und degressiven Kosten zu sprechen. Die zuerst genannten steigen stärker als die Herstellungsmenge. Sie treten vor allem bei Betrieben auf, die sich bereits an der Grenze ihrer Leistungsfähigkeit befinden und nur durch besondere Anstrengungen einen darüber hinausgehenden Umsatz bewältigen können. Solche Fälle ereignen sich beispielsweise sehr oft in Konjunkturzeiten in der Versorgungsindustrie. Es werden dann unter Umständen alte bereits stillgelegte Anlagen oder ganze Werke wieder in Betrieb genommen, die durch unrationelles Arbeiten höhere Kosten verursachen, als die ständig betriebenen modernen Anlagen; daher das Auftreten von progressiven Kosten.

Die degressiven Kosten steigen langsamer als die Herstellungsmenge; sie stehen damit zwischen den festen und den proportionalen Kosten.

Die Betriebe selbst nehmen meist eine andere Gliederung der Kosten vor, und zwar nach: Arbeitskosten, Materialkosten und Kosten der Abnutzungsgüter. Man nennt dies die Einteilung nach Kostenarten. Der Normalkontenplan sieht weiters eine Erfassung der Kosten nach Kostenstellen vor. Schließlich erfolgt in der Kalkulation die Umlegung der Kosten auf das erzeugte Produkt. Dies geschieht meist auch in der Buchhaltung auf dem sogenannten Fabrikationskonto. Im Normalkontenplan sind hierfür die Kontengruppen 8 und 9 vorgesehen.

Bei der weiteren Erörterung der Kostenverhältnisse bei Wasserkraftwerken soll die im Normalkontenplan getroffene Einteilung angewandt und zuerst die Kostenarten besprochen werden. Hierauf folgt eine kurze Darstellung der Kostenstellen und schließlich wird die Umlegung der Kosten auf den Kostenträger „elektrische Energie“ in den Kreis der Betrachtungen gezogen. Im Zusammenhang damit sollen nicht bloß die Kostenverhältnisse der Wasserkraftwerke selbst besprochen, sondern auch die Kosten, die bei der Stromverteilung und schließlich auch bei der Stromverrechnung auftreten, untersucht werden.

2. Technische Voraussetzungen.

Die dem fließenden Wasser innewohnende Energie wurde bereits frühzeitig von der Menschheit genutzt. Früher mußte allerdings die erzeugte Energie sofort an Ort und Stelle verbraucht werden. Dadurch war die Nutzung der Wasserkräfte auf einige wenige Industriezweige beschränkt. Ein großer Teil der Gebirgsässer in schwer zugänglichen Gegenden konnte aus verkehrstechnischen Gründen überhaupt nicht genutzt werden.

Erst die Möglichkeit der Umwandlung der mechanischen in elektrische Energie schuf hier eine grundlegende Wandlung. Der verhältnismäßig einfache Transport der elektrischen Energie machte es möglich, daß weite Kreise zu Abnehmern der aus dem Wasser gewonnenen Arbeit wurden. Nun erst war der Zeitpunkt gekommen, Wasserkraftwerke im großen Stil zu errichten. Alle diese Werke wandeln die erzeugte mechanische Energie sofort in elektrische Energie um und erst diese wird dann, entweder durch Rückumwandlung in mechanische Energie oder in Form von Wärme verbraucht. Die Zahl und Bedeutung der Wasserkraftwerke, die die erzeugte mechanische Energie direkt verwenden, ist verschwindend. Diese Arbeit behandelt deshalb nur die der Stromerzeugung dienenden Werke.

Prinzipiell müssen zwei Arten von Wasserkraftwerken unterschieden werden:

1. Laufkraftwerke,
2. Staukraftwerke.

Laufkraftwerke nutzen die Energie des fließenden Wassers entsprechend dem Zufluß. Da die Krafterzeugung eines Werkes stets abhängig ist von der augenblicklichen Abnahme der erzeugten Energie, wird bei geringer Werksbelastung, besonders in den Monaten mit ergiebiger Wasserspende, ein Teil des Wassers, ohne der Krafterzeugung gedient zu haben, abfließen. In den wasserarmen Monaten hingegen wird meist ein Teil der Anlagen wegen Wassermangel ungenützt bleiben, da sich die Größe der Anlagen bei Laufkraftwerken meist nach der mittleren sekundlichen Wassermenge richtet. Die Alpenwässer haben den Nachteil, daß sie gerade in den Monaten des höchsten Energiebedarfs, das sind in der Regel die Monate Dezember, Jänner, Februar, die niedrigsten Wasserstände besitzen. Um nun diese fehlende Energie zu erzeugen, wurden früher vor allem Dampfkraft- oder Dieselanlagen zu Hilfe genommen.

In den letzten Jahren ist man nun darangegangen, die im Winter fehlende Energie in sogenannten Speicherwerken zu erzeugen. Diese sammeln unter Umständen während des ganzen Sommers das zufließende Wasser in großen Staubecken, aus welchen es bei Bedarf zur Krafterzeugung entnommen werden kann. Die Größe der Krafterzeugungsanlagen ist von dem natürlichen Zufluß unabhängig. Sie richtet sich vor allem nach der Größe der auftretenden Leistungsspitzen, die durch das Staukraftwerk gedeckt werden sollen.

Neben diesen jahreszeitlichen Staukraftwerken gibt es auch solche, die bloß die Belastungsspitzen im Laufe eines Tages decken sollen und daher nur viel kleinerer Stauanlagen bedürfen. In der Praxis ist es überhaupt so, daß fast jedes Laufkraftwerk zeitlich begrenzte Belastungsunterschiede durch ein Aufstauen, bzw. Absenken des Oberwasserspiegels ausgleicht. Diesem Zweck dienen auch bei vielen Laufkraftwerken Stauweiher und überflutbares Gelände. Andererseits kommt es natürlich auch vor, daß ausgesprochene saisonale Staukraftwerke regelmäßig während der Sommermonate bei vollem Staubecken als Laufkraftwerke in Betrieb sind.

Bezüglich der Baukosten kann gesagt werden, daß die Staukraftwerke im allgemeinen pro ausgebaute PS teurer sind als ähnliche Laufkraftwerke. Die Ursache dieser höheren Kosten liegt vor allem in den sehr kostspieligen Staubecken, wozu unter Umständen die Ueberflutung weiter Gebiete, die Errichtung von Sperrn etc. notwendig sind. Da außerdem die Ausnutzung von Staukraftwerken, verglichen mit Laufkraftwerken, eine viel geringere ist — sie dienen ja vor allem bloß zur Spitzendeckung — liegt es auf der Hand, daß die dort erzeugte Energie teurer sein muß als reine Laufkraftenergie.

Je nach dem Gefälle des genutzten Wassers unterscheidet man Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckanlagen. Die in einem Kraftwerk erzielbare Leistung errechnet sich aus dem Produkt von Wassermenge per Sekunde und dem vorhandenen Gefälle, d. i. der Unterschied zwischen Ober- und Unterwasserspiegel. Um die gleiche Leistung zu erzielen, müssen also bei Niederdruckanlagen viel größere Wassermengen die Turbinen durchfließen, als dies bei Hochdruckanlagen notwendig ist. Die Turbinen und Druckrohre werden dementsprechend größer dimensioniert, d. h. teurer sein müssen.

Im allgemeinen werden also Hochdruckanlagen die verhältnismäßig geringsten Baukosten haben. Die Kosten von Wasserkraftwerken lassen sich allerdings nicht so einheitlich beurteilen, wie dies etwa bei Dampf- oder Dieselanlagen möglich ist; sie sind ja in erster Linie abhängig von den natürlichen Voraussetzungen, die ganz verschieden sein können. Man rechnet derzeit im all-

gemeinen mit durchschnittlichen Baukosten von RM 800.— bis RM 1000.— pro kW (= 1.32 PS) Ausbauleistung. Die Erzeugung der mechanischen Arbeit erfolgt beinahe durchwegs mit Hilfe von Turbinen, die allerdings bei Hochdruckanlagen zum Teil den früheren Wasserrädern sehr ähnlich sind. Die Formel für die Leistung dieser Turbinen ist folgende:

$$\text{PS an der Turbinenwelle} = \frac{\text{Lt. Wassermenge/sek.} \times \text{Gefälle in m}}{75} \times \text{Wirkungsgrad der Turbine (0.9—0.96)}.$$

Wie bereits früher erwähnt, wird fast bei allen Wasserkraftwerken die mechanische Leistung an der Turbinenwelle mit Hilfe eines Generators sofort in elektrische Energie umgewandelt. Bei Gleichstrombetrieb wird die an der Turbinenwelle abgegebene

Leistung in kW = der erzeugten Spannung (Volt) \times der Stromstärke (Ampère) \times dem Wirkungsgrad des Generators sein.

Bei der Erzeugung von Drehstrom ergibt sich folgende Formel:

$$\text{kW} = \text{Volt} \times \text{Ampère} \times \text{Leistungsfaktor} \times \text{Wirkungsgrad des Generators.}$$

Der Leistungsfaktor, in der Praxis auch mit $\cos \phi$ bezeichnet, entsteht in Drehstromnetzen dadurch, daß die Transformatoren und Motoren im Netz für die Magnetisierung der Blechpakete, die ihren Eisenkörper bilden, bzw. für die Erzeugung der magnetischen Felder derselben bestimmte Strommengen brauchen. Der Strom, der hierfür aufgewendet wird, leistet keine nutzbare Arbeit, verbraucht aber auch keine.

Der in dem Generator fließende Strom besteht also aus zwei Komponenten: einer, die in nutzbare Arbeit umgesetzt wird, das ist der „Wirkstrom“ und einer anderen, der wattlosen, die keine Arbeit leistet und die mit „Blindstrom“ bezeichnet wird. Wirkstrom plus Blindstrom geben die Scheinlast. Das Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinlast ist $\cos \phi$ der Leistungsfaktor. Die Größe des Leistungsfaktors, der höchstens 1 sein kann, ist abhängig von der Art der Netzbelastung; sie kann vom Stromerzeuger nur durch Einbau von kostspieligen Phasenschiebern, Kondensatoren und ähnlichem beeinflusst werden.

Der Leistungsfaktor $\cos \phi$ ist für die Kostengestaltung von großem Einfluß, denn die Generatoren, Transformatoren und Leitungen sind für einen Stromwert zu dimensionieren, der um so größer ist, je kleiner bei gleichbleibendem Wirkstrom, also bei gleichbleibender Leistung, der Leistungsfaktor $\cos \phi$ wird.

Die genannten Anlagenteile müssen also größer dimensioniert werden, als der Leistung der Antriebsturbinen entspricht, wodurch erhöhte Anlagenkosten entstehen, die eine Erhöhung der fixen Kosten der Stromerzeugung mit sich bringen. Aber auch die proportionalen Kosten werden eine Vermehrung erfahren, da die vorgenannten Anlagen vom Gesamtstrom (Wirkstrom + Blindstrom) durchflossen werden, der entsprechend größere Stromwärmeverluste verursacht, die im Quadrat der Stromstärke wachsen.

Der Blindstrom verursacht überdies bei schlechtem $\cos \phi$ Spannungsverluste, die die normalen Ohmschen Verluste stark übersteigen und die für den geregelten Betrieb nötige Konstanthaltung der Spannung sehr erschweren. Es sind dann besondere Regeleinrichtungen notwendig, die wieder zusätzliche Kosten verursachen.

Es ist daher einleuchtend, daß ein Abnehmer, der durch die Art seiner Belastung zur Verschlechterung des $\cos \phi$ beiträgt, zur Deckung der hieraus entstehenden Kosten herangezogen werden soll, während ein anderer, der durch entsprechende Einrichtungen eine $\cos \phi$ -Verbesserung bewirkt, hieraus gewisse Vorteile haben soll. Eine sehr große Anzahl von Großabnehmer-tarifen nimmt bereits auf den Wirkungsgrad in dem hier erwähnten Sinne Rücksicht.

3. Die Kostenarten.

a) Die Kosten der Abnutzungsgüter.

Es ist sicher ungewöhnlich, wenn die Besprechung der Kostenarten mit den Abschreibungskosten begonnen wird, da diese in den meisten Erzeugungsbetrieben größenordnungsmäßig von untergeordneter Bedeutung sind. Für Wasserkraftwerke bilden jedoch die Abschreibungen auf die Anlagegüter meist den Hauptposten der Jahresgewinn- und Verlustrechnung. Wasserkraftwerke gehören zu den anlageintensiven Betrieben, in welchen sehr viel Kapital gebunden ist. Das Umlaufvermögen ist verhältnismäßig klein, je nach Art des Unternehmens (ob Kleinverteilung vorherrscht oder ob die elektrische Energie an Großabnehmer abgegeben wird, dem Alter der Anlagen etc.) beträgt es etwa ein Zehntel bis zu einem Drittel des Gesamtvermögens. Den Hauptposten des Umlaufvermögens bilden in der Regel die offenstehenden Stromforderungen. Eine Ausnahme sind Unternehmen mit starker Installationstätigkeit für eigene oder für fremde Rechnung. Solche Unternehmen besitzen dann auch entsprechende Materialvorräte. Da andererseits der Kapitalumschlag ein sehr niedriger ist, nehmen naturgemäß die Abschreibungskosten einen breiten Raum innerhalb der Selbstkosten ein. Zur Veranschaulichung des geringen Kapitalumschlages möge folgendes Beispiel dienen:

Angenommen wird ein Laufkraftwerk mit 1000 kW Ausbauleistung. Die mittleren Ausbaukosten eines derartigen Werkes mit nicht allzulangen Kanälen betragen etwa RM 800.— pro kW, das Anlagevermögen für das Werk beträgt daher rund RM 800.000.—. Nehmen wir weiter an, das Werk hätte 6000 Ausnutzungsstunden, so wird es jährlich 6 Mio kWh erzeugen. Der durchschnittliche Wert der erzeugten kWh wird ab Werk etwa RM —.02 betragen. Der Jahresumsatz beträgt dann RM 120.000.—, d. h., daß sich das Anlagevermögen erst in etwa 7 Jahren einmal umschlägt. Gewiß kommen Werke mit Kleinverteilung und entsprechend höheren Strompreisen auf günstigere Kapitalumschläge, doch unter 2 bis 3 Jahre bringen es wohl nur wenige. Die Mindestabschreibungen eines derartigen Werkes betragen im Durchschnitt etwa 3%, d. s. RM 24.000.— pro Jahr, was ein Fünftel der Bruttoeinnahmen in dem hier angegebenen Fall bedeuten würde. Dieses

Beispiel zeigt also bereits, welche Bedeutung den Abschreibungen auf die Anlagegüter in der Kostenrechnung von Wasserkraftwerken zukommt. Die richtige Erfassung derselben ist daher von größter Wichtigkeit.

Die genaue Feststellung dieser Kosten stößt jedoch auf große Schwierigkeiten, da sie eine exakte Lebensdauerschätzung der Abnutzungsgüter zur Voraussetzung hat. Dabei ist unter Lebensdauer nicht die Dauer der tatsächlich möglichen Gebrauchsfähigkeit zu verstehen, sondern es ist vor allem die wirtschaftliche Nutzungsdauer zu berücksichtigen. Diese Nutzungsdauer ist weitgehend abhängig von der Bauart, der Beanspruchung, der Instandhaltung des Anlagegutes, ferner davon, ob technische Neuerungen auf dem Gebiete zu erwarten sind usw. Bei einer so großen Zahl von unsicheren Faktoren ist es klar, daß es bloß Schätzungen sein können, die als Grundlage für die Ermittlung der Abschreibungen dienen.

Für die Festsetzung der bilanzmäßigen Abschreibungen hilft sich die Praxis meist in der Form, daß sie in die Abschreibungsprozentsätze gewisse Sicherheitsfaktoren einbaut, d. h. höhere Abschreibungssätze anwendet, als der voraussichtlichen Nutzungsdauer entsprechen würde. Man schafft sich auf diese Art stille Rücklagen, wie sie in der kaufmännischen Praxis vielfach üblich sind. Anlässlich der Erstellung der Reichsmarkeröffnungsbilanzen in der Ostmark zeigten sich bei fast allen Unternehmen erhebliche stille Reserven aus zu hohen Abschreibungen.

Mag diese Methode der Festsetzung der bilanzmäßigen Abschreibungen durchaus ihre Berechtigung haben, so muß man doch in der Kalkulation bestrebt sein, möglichst die tatsächlichen Abnutzungskosten zu erfassen. Aus diesem Grunde ergibt sich von selbst, daß die bilanzmäßigen und die kalkulatorischen Abschreibungen meist verschieden groß sind.

Es ist durchaus möglich, daß schon die Abschreibungsbasen voneinander abweichen. Beispielsweise sind noch Anlagen in Betrieb, welche in der Bilanz bereits bis auf einen Merkposten abgeschrieben erscheinen. Bilanzmäßig werden keine weiteren Abschreibungen möglich sein; in der Kalkulation müssen jedoch, solange der Anlagegegenstand in Betrieb ist, Abschreibungen entsprechend seiner nun tatsächlich längeren Nutzungsdauer gemacht werden. Auch unentgeltlich erworbene Abnutzungsgüter sind durch kalkulatorische Abschreibungen zu berücksichtigen. Beispielsweise ist es bei Elektrizitätswerken üblich, daß Hausanschlüsse oder oft auch Netzausbauten auf Kosten des angeschlossenen Konsumenten errichtet werden, bei ihrer Fertigstellung jedoch kostenlos in das Eigentum des versorgenden Elektrizitätswerkes übergehen. Viele Werke nehmen nun diese Anlagen nur mit einem Merkposten in die Bilanz auf, bilanzmäßige Abschreibungen wer-

den demgemäß keine gemacht. Kalkulatorisch muß jedoch auch auf solche Anlagen abgeschrieben werden.

Dagegen könnte man einwenden, daß die Kosten gerade deshalb vom Verbraucher übernommen werden, weil eben die Kalkulation gezeigt hat, daß die Abschreibung und Verzinsung dieses Netzteiles nicht hereingebracht werden können. Wenn man hinterher wieder Abschreibungen kalkuliert, ergibt sich scheinbar ein falsches Bild. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, daß die Abschreibungen vor allem dazu da sind, um der Notwendigkeit einer Wiederherstellung der abgenutzten Anlagegüter Rechnung zu tragen. Um aber trotzdem die Zuwendungen der Verbraucher in Form von Bezahlung von Hausanschlüssen, Netzteilen etc. zu berücksichtigen, sollten diese Einnahmen als Erträge (verteilt auf einen entsprechenden Zeitraum) in die Kalkulation aufgenommen werden. Die Betriebsordnung für Gemeindebetriebe sieht beispielsweise vor, daß derartige Anlagen, die kostenlos ins Eigentum des Versorgungsbetriebes übergehen, mit ihrem vollen Wert in die Bilanz aufgenommen werden und in gleicher Höhe eine Rückstellung gebildet wird, die in 20 Jahren mit je 5% durch Vereinnahmung als Gewinn wieder aufgelöst wird. Abschreibungen werden auf diese Anlagen auch bilanzmäßig normal durchgeführt. Aus Gründen der Bilanzklarheit ist diese Methode sehr empfehlenswert, wobei natürlich der Zeitraum der Vereinnahmung fallweise entsprechend festgesetzt werden kann.

Neben dem Abschreibungssatze und der Abschreibungsbasis kann sich auch die Abschreibungsmethode in Kalkulation und Bilanz unterscheiden.

Professor Dr. Hermann Großmann unterscheidet in seinem Buche „Die Abschreibung vom Standpunkt der Unternehmung, insbesondere ihre Bedeutung als Kostenfaktor“, Industrieverlag Spaeth & Linde, Wien 1925, folgende Abschreibungsmethoden (Seite 211 und folgende):

- A. Die vom Wert des Abschreibungsobjekts unabhängige Methode:
 1. Methode ohne Abschreibung.
 2. Die prinzipienlose Abschreibung.
 3. Abschreibung nach Maßgabe der Rentabilität des Abschreibungsobjekts.
 4. Der Gewinn als Bemessungsgrundlage für Abschreibungen.
 5. Abschreibung nach Maßgabe der Beanspruchung.
- B. Die vom Wert des Abschreibungsobjekts abhängigen Abschreibungsmethoden:
 1. Die Abschreibung vom Anschaffungswert.
 2. Die Abschreibung vom Rest- oder Buchwert.
 3. Die Abschreibung vom Wiederbeschaffungswert.

C. Abschreibungsformeln:

1. Die konstante Abschreibung.
2. Die degressive Abschreibung.
3. Die progressive Abschreibung.

Zu den einzelnen hier genannten Methoden wäre in großen Zügen folgendes zu bemerken:

A. Die vom Wert des Abschreibungsobjekts unabhängige Methode:

1. Methode ohne Abschreibung:

Bei diesem System bleibt der Anschaffungswert der Anlagen unverändert und alle Reparaturen, Instandhaltungen und Erneuerungen werden zu Lasten der Gewinn- und Verlustrechnung gebucht. Voraussetzung hierfür sind Anlagen von dauernd brauchbarem Zustand und von unveränderter Produktionsfähigkeit. Ein Beispiel hierfür bieten Bahnkörper von Eisenbahnen, die ja ständig voll instandgehalten werden müssen und deren Produktionsfähigkeit deshalb ständig voll erhalten bleiben dürfte. Im allgemeinen ist diese Methode wenig geeignet, weil z. B. neue Erfindungen die Anlagen trotz ihrer technischen Gebrauchsfähigkeit entwerten können.

2. Die prinzipienlose Abschreibung:

(Abschreibung nach Gefühl und Willkür.)

Die Abschreibung ist hier ein Mittel der Bilanzpolitik. Es können hierbei steuerliche, geschäfts- und finanzpolitische Gesichtspunkte maßgebend sein. Sie dient als Mittel, um einerseits durch zu hohe Abschreibungen große Gewinne zum Verschwinden zu bringen und andererseits durch zu niedrige Abschreibungen Rentabilität vorzutauschen. Für die Selbstkostenrechnung ist eine solche Methode natürlich völlig unbrauchbar, doch wird in der Praxis die überhöhte Abschreibung zum Zwecke der Selbstfinanzierung häufig angewandt, besonders auch dann, wenn die Steuerbehörden zur Förderung der Investitionstätigkeit höhere Abschreibungen zuläßt.

3. Abschreibung nach Maßgabe der Rentabilität des Abschreibungsobjekts:

Es kann sich hierbei nur um solche Betriebsgegenstände handeln, deren Rentabilität feststellbar ist, wie z. B. um einzelne Maschinen. Nach dieser Methode werden bei guter Rentabilität des Anlagegegenstands entsprechend hohe Abschreibungen gemacht und umgekehrt. Hiezu ist folgendes zu sagen: Die Abschreibung soll den Grad der Abnutzung feststellen. Diese ist aber von der Rentabilität unabhängig, denn es können beispielsweise bei geringer Abnutzung hohe Gewinne erzielt werden, während sich bei schlechter Geschäftslage und hoher Beanspruchung ohne weiteres Verluste ergeben können. Auch diese Methode ist daher für die Bilanzaufstellung wie für die Kalkulation gleich unbrauchbar.

4. Der Gewinn als Bemessungsgrundlage für Abschreibungen:

Großmann setzt sich bei Besprechung dieser Abschreibungsmethode in dem in 1925 erschienenen obgenannten Buch mit der damals noch teilweise herrschenden falschen Auffassung auseinander, daß die Abschreibungen aus dem Gewinn zu decken sind. Heute kann man wohl mit allgemeiner Gültigkeit behaupten, daß sich die betriebswirtschaftliche Erkenntnis über den Kostencharakter der Abschreibungen soweit durchgesetzt hat, daß wohl kein Kaufmann vor Abzug der Abschreibungen von Gewinn spricht. Im übrigen gilt auch für diese Methode, daß die Abschreibung, die ja die Abnutzung und damit die Wertminderung der Anlagen zum Ausdruck bringen soll, nicht vom Gewinn abhängig gemacht werden kann.

5. Abschreibung nach Maßgabe der Beanspruchung:

Bei dieser Methode wird die Abnutzung auf Grund der Beanspruchung festgestellt. Man müßte annehmen, daß sie für die Kalkulation besonders geeignet ist, da sie die erzeugten Produkte mit gleichen Abschreibungsquoten belastet. Die sonst fixen Abschreibungskosten nehmen hierbei proportionalen Charakter an. Anzuwenden ist diese Methode nur bei Anlagen, die gleichmäßige Leistungen erbringen. So bietet etwa die Kilometerleistung von Eisenbahnfahrparks, Automobilen etc. eine gute Grundlage für diese Methode. Es wird hierbei allerdings vernachlässigt, daß neben der Wertverminderung durch Abnutzung auch eine solche durch reinen Zeitablauf — selbst bei Nichtbenutzung der Anlagen durch Veralten — eintritt. Da besonders bei Abnutzungsgütern mit längerer Lebensdauer dieser Umstand für eine Entwertung sogar maßgebend sein kann, ist für die Abschreibung solcher Güter diese Methode nicht anwendbar.

B. Die vom Wert des Abschreibungsobjekts abhängigen Abschreibungsmethoden:

1. Die Abschreibung vom Anschaffungswert:

Diese Abschreibung geht stets von derselben Basis aus. Bei gleichbleibendem Prozentsatz wird die jährliche Gewinn- und Verlustrechnung je Anlagegegenstand mit gleichbleibenden Abschreibungsquoten belastet. Wenn wir einen Anlagegegenstand mit einem Wert von RM 10.000.— annehmen, so werden sich bei 10%iger Abschreibung folgende Wertänderungen ergeben:

	1. Jahr RM	2. Jahr RM	3. Jahr RM	4. Jahr RM	5. Jahr RM	6. Jahr RM	7. Jahr RM	8. Jahr RM
Buchwert	10.000	9000	8000	7000	6000	5000	4000	3000
Abschreibung	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000 usw.

Diese Methode eignet sich besonders für Anlagegegenstände, bei denen eine gleichmäßige Abnahme der Gebrauchsfähigkeit wahrscheinlich ist. Es ist dies die in der betriebswirtschaftlichen

Literatur am meisten empfohlene Abschreibungsmethode. (Calmes, Passow, Schiff, Langhans, Reisch-Kreibig u. a. treten hierfür ein.) Die allgemeinen Kostenrechnungsgrundsätze und die Steuerrichtlinien von 1939 geben ebenfalls den Anschaffungswert als Abschreibungsbasis an.

2. Die Abschreibung vom Rest- oder Buchwert:

Diese Methode setzt die jährlichen Abschreibungen vom jeweiligen Anlagewert ab, d. h. der abzuschreibende Betrag wird von Jahr zu Jahr vom letzten Buchwert ermittelt. (Gleichbleibender Prozentsatz, jedoch ungleichmäßige Abschreibungsquote!) Wenn wir das früher erwähnte Beispiel anwenden, so zeigt sich folgendes Bild:

	1. Jahr RM	2. Jahr RM	3. Jahr RM	4. Jahr RM	5. Jahr RM	6. Jahr RM	7. Jahr RM	8. Jahr RM
Buchwert	10.000	9000	8100	7290	6561	5905	5314	4783
Abschreibung	1000	900	810	729	656	591	531	478 usw.

Ein Vergleich mit der früheren Tabelle zeigt jedenfalls, daß bei Anwendung von gleichen Abschreibungsprozentsätzen der Wert des Anlagegutes im 8. Jahr bei Abschreibung vom Buchwert RM 4783.— beträgt, gegen RM 3000.— bei Abschreibung vom Anschaffungswert. Es muß also bei gleicher Lebensdauerschätzung ein entsprechend höherer Prozentsatz der Abschreibung zugrunde gelegt werden. Die Abschreibungsquote ist nach 7 Jahren beinahe auf die Hälfte gesunken. Auf den ersten Blick wird man annehmen, daß eine Methode, die die Gewinn- und Verlustrechnung so ungleichmäßig belastet, doch wohl kaum als richtig zu bezeichnen ist. Dennoch wird sie in der Praxis sehr häufig angewandt. Ihre Verfechter behaupten, es entspreche der tatsächlichen Wertabnutzung, wenn an einer Maschine in den ersten Jahren hohe Abschreibungen vorgenommen werden, denn gerade in diesen Jahren sei ihre Entwertung am größten. Man denke beispielsweise an einen neugekauften Kraftwagen, welcher im ersten Jahre wohl seine höchste Entwertung durchmacht. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, daß die Abschreibungen durchaus nicht den Zweck haben, den Wert der Anlagegüter entsprechend zu regeln (sie müßten da unter ganz anderen Gesichtspunkten festgestellt werden, als dies üblich ist), sondern sie sollen jenen Teil der Abnutzungsgüter feststellen, mit welchem dieselben an der Erzeugung beteiligt sind. In der Kalkulation muß jedenfalls der Wert der betrieblichen Leistung und nicht die Minderung des Verkehrswertes berücksichtigt werden. Es ist nicht einzusehen, daß eine mit einem Generator im fünften Jahr erzeugte kWh nur mit den halben Abschreibungen belastet werden soll, während eine solche aus dem ersten Betriebsjahr das doppelte zu tragen hätte.

Der Hauptgrund, weshalb diese Abschreibungsmethode so stark verbreitet ist, liegt wohl in der Einfachheit ihrer Anwendung. Außerdem entspricht sie der schon früher erwähnten kaufmännischen Vorsicht, lieber die Gegenwart und nähere Zukunft mit hohen Kosten zu belasten und für die immerhin ungewisse fernere Zukunft stille Reserven zu schaffen. Tatsache ist weiter, daß bei den meisten Unternehmungen die Anlagegüter ja nicht auf einmal angeschafft werden, so daß durch das unterschiedliche Alter ein gewisser Ausgleich in der jährlichen Gesamtabschreibungsquote geschaffen wird.

3. Die Abschreibung vom Wiederbeschaffungswert (Tagesbeschaffungswert):

Die Abschreibung vom Tagesbeschaffungswert wird vor allem von Professor Dr. F. Schmidt in seinem Buch „Organische Tageswertbilanz“ vertreten. Er geht hierbei von der Erkenntnis aus, „daß die Abschreibung aus dem Erlös der verkauften Produkte den Betrag zurückstellen soll, der den Wert des verbrauchten Anteils an der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlagen am Umsatztage darstellt“ (Schmidt, „Kalkulation und Preispolitik“, S. 47). Bei dieser Methode ist nicht der Anschaffungswert des Anlagegutes, sondern dessen Tageswert als Basis für die Abschreibungsberechnung anzunehmen. Die Richtigkeit dieser Ansicht ist ohne weiteres einzusehen, wenn man überlegt, daß beispielsweise bei steigenden Preisen eine neue Maschine — infolge des höheren Anschaffungspreises und der damit verbundenen höheren Abschreibungen — teurer produzieren muß als eine ältere billiger erstandene Maschine. Außerdem wird die Ersatzmöglichkeit der verbrauchten Anlagen, was ja, wie schon früher erwähnt, das Hauptziel der Abschreibung sein soll, bei dieser Methode am besten gesichert.

Eines muß allerdings gesagt werden: Ist diese Abschreibungsmethode theoretisch zweifellos richtig, so wird sie sich in der Praxis doch sehr schwer durchsetzen. Es ist nämlich unerhört schwierig, die Tagesbeschaffungswerte von Anlagegütern einwandfrei festzustellen, wie sich bei der Erstellung der Reichsmarkteröffnungsbilanzen in der Ostmark gezeigt hat. So wurden z. B. die Gebäude eines Wasserkraftwerkes von zwei verschiedenen Bau-sachverständigen einmal mit RM 1,000.000.—, das anderemal mit RM 1,500.000.— geschätzt und es ließ sich nicht einwandfrei entscheiden, welche Schätzung von beiden die richtige war. Es wurde vorgeschlagen, für die Berichtigung der Wiederbeschaffungswerte der Anlagen Indizes (Bauindex, Maschinenindex etc.) heranzuziehen. Doch muß auch diese Methode bei Kraftwerken versagen, da es sich hierbei um Spezialbauten und Maschinen in Einzelherstellung handelt, für die die Indizes meist keine Geltung haben.

Abschließend ist zu sagen, daß bei starken Aenderungen der Tageswerte der Anlagen gegenüber ihrem seinerzeitigen Anschaf-

fungswert eine Richtigstellung durch Neuschätzung erfolgen müßte. Im übrigen wird man sich mit dem Anschaffungswert als Abschreibungsbasis begnügen können.

C. Abschreibungsformeln:

1. Die konstante Abschreibung:

Zur Errechnung der Abschreibungsquote wird bei dieser Methode der Anschaffungswert durch die Anzahl der Jahre der geschätzten Nutzungsdauer dividiert. Will man nicht auf Null, sondern auf einen bestimmten Alt- oder Schrottwert abschreiben, so ist vor der Division dieser Betrag vom Anschaffungswert abziehen.

2. Die degressive Abschreibung:

Bei Anwendung dieser Formel werden die jährlichen Gewinn- und Verlustrechnungen mit fallenden Abschreibungsquoten belastet. Sie wird bei jenen Anlagegegenständen am Platze sein, deren Nutzeffekt allmählich abnimmt. Die einfachste Form einer geometrisch degressiven Abschreibung ist die Abschreibung vom Buch- oder Restwert. Die Formel für den Prozentsatz bei gegebener Nutzungsdauer lautet:

$$p = 100 \left(1 - \sqrt[n]{\frac{R_n}{A}} \right)$$

In dieser Formel bedeuten:

- p = Abschreibungsprozentsatz,
- n = geschätzte Lebensdauer in Jahren,
- R_n = Restwert (Schrottwert) nach n Jahren,
- A = Anfangswert.

Man kann theoretisch noch nach arithmetischen oder anderen geometrischen Progressionen abschreiben, doch haben diese Methoden in der Praxis wenig Eingang gefunden.

3. Die progressive Abschreibung:

Die wichtigste der progressiven Abschreibungen ist die Abschreibung mit Zinsrechnung. Es wird hierbei von der Erwägung ausgegangen, daß durch die Abschreibung Vermögensteile frei werden, die bis zur Wiederbeschaffung des Anlagegegenstandes zinsbringend angelegt werden können. Durch das Anwachsen der freiwerdenden Mitteln aus den jährlichen Abschreibungen erhöhen sich auch die Zinseinnahmen hieraus und die Gewinn- und Verlustrechnungen der einzelnen Jahre werden steigende Erträge aufweisen. Zu demselben Ergebnis kommt man auch, wenn man Fremdfinanzierung annimmt und aus den Abschreibungsbeträgen die Kreditrückzahlungen vornimmt. Da dann bloß mehr der Buchrestwert der Anlagegegenstände zu verzinsen ist, wird die Gewinn- und Verlustrechnung mit fallenden Fremdkapitalzinsen zu

belasten sein. Um nun hierfür einen Ausgleich zu schaffen und die Gewinn- und Verlustrechnungen der einzelnen Jahre aus der Summe von Zinsen und Abschreibung möglichst gleichmäßig zu belasten, kann man die Abschreibung mit Zinsrechnung anwenden.

Professor Dr. F. Schmidt zeigt in seinem Buche „Kalkulation und Preispolitik“, Industrieverlag Spaeth & Linde, Berlin-Wien 1930, auf Seite 50 hierfür folgende Abschreibungstabelle:

(Anschaffungswert des abzuschreibenden Gegenstandes Reichsmark 10.000.—, Lebensdauer 5 Jahre, Zinsen 10%; ein Altmaterialwert von RM 1000.— ist im voraus abgezogen.)

Lebensjahr der Anlage a	Anlagebestand am Jahresende b	Abschreibungsbeträge am jeweiligen Jahresende c	Zins zu 10 Prozent auf Anlagebestand des laufenden Jahres d	Jahresbelastung der Kostenberechnung aus Abschreibung plus Zins (= c + d) auf Restbestand e	Aufgesammlter Abschreibungsbetrag am Jahresanfang f	10 Prozent Zins auf angelegte Abschreibungsbeträge = ersparter Zins auf (f) g	Für Gewinnausschüttung oder Zinszahlung verfügbar. Aus Zins auf Restbest. plus auf ges. Abschreibung (= d + g) h
1	9.000.—	1.474.19	900.—	2.374.19	—	—	900.—
2	7.525.81	1.621.60	752.58	2.374.18	1.474.19	147.42	900.—
3	5.904.21	1.783.76	590.42	2.374.18	3.095.79	309.58	900.—
4	4.120.45	1.962.13	412.05	2.374.18	4.879.55	487.95	900.—
5	2.158.32	2.158.34	215.83	2.374.17	6.841.68	684.17	900.—
Ende 5		<u>9.000.02</u>			<u>9.000.02</u>		

Für die Kostenrechnung ist es an sich gleichgültig, ob die Anlagenfinanzierung mit Eigen- oder Fremdkapital erfolgt. Durch die Abschreibung ermäßigt sich jedenfalls das zu verzinsende betriebsnotwendige Kapital. Bei Fremdkapitalrückzahlung geschieht dies auch in der Bilanz des Unternehmens; werden die freiwerdenden Mittel durch andere Investitionen gebunden, so müssen die hierfür angeschafften Anlagen die Verzinsung erwirtschaften. Werden aber Effekten, Wertpapiere oder ähnliches angeschafft, so scheiden dieselben in der Regel als nichtbetriebsnotwendige Vermögensteile aus und sind in der Kalkulation auch nicht zu verzinsen.

Die Abschreibung mit Zinsrechnung wird häufig für die bilanzmäßige Abschreibung von kommunalen Versorgungsbetrieben angewandt, vor allem, wenn diese Anlagen mit Fremdkapital errichtet wurden. Diese Betriebe arbeiten vielfach mit kameralistischer Buchhaltung und es entspricht der Einnahmen- und Ausgabenrechnung dieses Buchhaltungssystems, daß die Abschreibung

in Höhe der Kapitalrückzahlung des aufgenommenen Darlehens angesetzt wird. Da es sich meist um langfristige Kredite handelt, deren Verzinsung und Rückzahlung in Form von gleichbleibenden Annuitäten erfolgen, steigen die Kapitalrückzahlungen und entsprechend hiezu auch die Abschreibungen.

Diese Abschreibungsmethode wird im allgemeinen besondere Bedeutung für Anlagen mit sehr langer Nutzungsdauer und gleichbleibender Gebrauchsfähigkeit haben. Bei gleichbleibenden Abschreibungsquoten werden die mit den Anlagen hergestellten Erzeugnisse in den ersten Jahren außer mit den Abschreibungsbeträgen noch mit den hohen Zinsquoten belastet, wodurch sich bedeutend höhere Gesamtselbstkosten je Produktionseinheit ergeben können, als in späteren Jahren. Für Wasserkraftwerke, die im allgemeinen mit Anlagen von gleichbleibender Leistungsfähigkeit und langer Lebensdauer arbeiten, trifft dieser Umstand besonders zu. Man hat die Erfahrung gemacht, daß neuerrichtete Werke, besonders wenn ein wesentlicher Teil ihrer Anlagen mit Fremdkapital gebaut wurde, bei gleichbleibender Abschreibung in den ersten Jahren infolge der hohen Zinsbelastung mit Rentabilitätsschwierigkeiten zu kämpfen haben, während alte, oft unmoderne Werke, die nur mehr niedrige Anlagenwerte verzinsen müssen, meist sehr ertragskräftig sind.

Man kann also sagen, daß besonders in der Kostenrechnung von Wasserkraftwerken die progressive Abschreibung am Platze ist. Hierbei muß allerdings berücksichtigt werden, daß neben fallenden Zinsen und steigenden Abschreibungen noch eine dritte, von den Anlagen abhängige Kostenart auftritt, die im allgemeinen progressiven Charakter hat, nämlich die Instandhaltung der Anlagen. Eine große Zahl der oben erwähnten kommunalen Versorgungsbetriebe kam bei genauer Ausrichtung der Abschreibungsquoten auf die Kapitalrückzahlungen bei fortgeschrittenem Alter der Anlagen in Rentabilitätsschwierigkeiten, da erhöhte Abschreibungen und Reparaturen die Gewinn- und Verlustrechnungen dann stärker belasteten.

Die Erfahrung zeigt jedoch, daß im allgemeinen bei Wasserkraftwerken die Reparaturkosten mit zunehmendem Alter der Anlagen nicht in demselben Maße steigen, in dem die Zinskosten sinken. Um eine gleichmäßige Belastung der Gewinn- und Verlustrechnung zu erreichen, wird man deshalb die Progression der Abschreibungsquoten geringer halten müssen, als den fallenden Anlagekapitalzinsen entsprechen würde.

Zusammenfassend kann gesagt werden, daß für die Kalkulation von Wasserkraftwerken die Berechnung der Abschreibungen am besten progressiv vom Anschaffungswert der betriebsnotwendigen Anlagen erfolgen soll, und zwar unter Anpassung der Ab-

schreibungsbeträge an die fallenden Zinsen und an die steigenden Instandhaltungskosten.

Vor Abschluß dieses Kapitels soll noch auf eine Besonderheit der Anlagenbilanzierung in der Versorgungsindustrie hingewiesen und ihre Berücksichtigung in der Selbstkostenrechnung besprochen werden, nämlich die Heimfallpflicht der Betriebsanlagen.

Der Heimfall von Anlagen kommt vor allem bei jenen konzessionspflichtigen Unternehmen vor, an denen ein öffentliches Interesse besteht. Der Staat, das Land oder die Gemeinde überlassen es der privaten Initiative, ein Unternehmen auszubauen und geben demselben Zeit, das aufgewendete Kapital zu verzinsen und zu amortisieren. Die Konzession wird in solchen Fällen nur für einen bestimmten Zeitraum erteilt, nach dessen Ablauf die Betriebsanlagen zur Gänze oder auch teilweise an den Konzessionsgeber heimfallen. Der Heimfall kann entweder kostenlos oder gegen Entschädigung erfolgen. Praktisch kommt Heimfall hauptsächlich bei Privateisenbahnen, Straßenbahnen und Versorgungsbetrieben vor.

Die Berücksichtigung des Heimfalles durch die Anlagenabschreibung kann auf zweierlei Arten erfolgen:

1. Die Nutzungsdauer der Anlagegegenstände wird derart abgestellt, daß die Anlagen spätestens am Heimfalltag voll abgeschrieben erscheinen.

2. Die Abschreibungen werden normal durchgeführt, darüber hinaus wird daneben ein sogenannter Heimfallfonds (-stock) gebildet.

Die letzte Methode ist für Kleinbahnen in der Form der Aktiengesellschaft bindend, da das aktienrechtliche Formblatt für die Bilanzgliederung einen eigenen Passivposten — Heimfallstock — vorsieht.

Bei Anwendung der erstgenannten Methode ist zu berücksichtigen, daß auch heimfällige Grundstücke, Rohwasserkräfte, Konzessionen, usw., die keiner Abnutzung unterliegen, abgeschrieben werden müssen. Diese Methode hat den Nachteil, daß die Ertragsrechnungen der letzten Jahre vor dem Heimfall unter Umständen mit besonders hohen Abschreibungen belastet erscheinen. Dies wird dann der Fall sein, wenn Anlageteile, die eine kürzere Nutzungs- als Konzessionsdauer haben, in den Jahren kurz vor dem Heimfall erneuert und dann unter Umständen in ein bis zwei Jahren voll abgeschrieben werden müssen.

Die ungleichmäßige Belastung soll durch Bildung eines Heimfallstockes möglichst verhindert werden. Dieser Heimfallfonds soll über die ganze Konzessionsdauer möglichst gleichmäßig derart dotiert werden, daß er am Heimfalltag dem Buchwert des heimfälligen Anlagevermögens, auf welches laufend entsprechend seiner Nutzungsdauer abgeschrieben wird, gleichkommt.

Die Schwierigkeit der Bemessung einer ausreichenden fortlaufenden Dotierung des Heimfallstocks liegt in der Schätzung seiner wahrscheinlichen Höhe am Heimfalltag. Zur Schätzung der voraussichtlichen Höhe des Buchwertes am Heimfalltag müssen einerseits alle bis dahin wahrscheinlich noch durchzuführenden Investitionen zugesetzt, andererseits die noch durchzuführenden Abschreibungen abgezogen werden. Daß eine solche Schätzung, besonders wenn sie lange Zeiträume betrifft, nur überschlägig sein kann, liegt auf der Hand und es ist daher notwendig, diese Rechnung mindestens alle drei bis vier Jahre zu überprüfen, um die Höhe des Heimfallfonds eventuell den geänderten Verhältnissen anzupassen.

Ist die Höhe des Heimfallstocks am Heimfalltag festgelegt, so wäre noch die zweite Frage, nämlich die der Dotierung, offen.

Am einfachsten ist es, den am Heimfalltag notwendigen Heimfallstock durch die Anzahl der Konzessionsjahre zu dividieren und die jährliche Gewinn- und Verlustrechnung mit dem entsprechenden Teilbetrag gleichmäßig zu belasten. Aus der Ueberlegung, daß es sich hier um eine zusätzliche Abschreibung handelt, die auch das betriebsnotwendige Vermögen und in Verbindung damit die Zinsen hierauf verringert, verdienen jedoch (besonders für die Zwecke der Kalkulation) steigernde Zuführungen zum Heimfallstock unter Berücksichtigung der ersparten Zinsen den Vorzug.

b) Die Zinskosten.

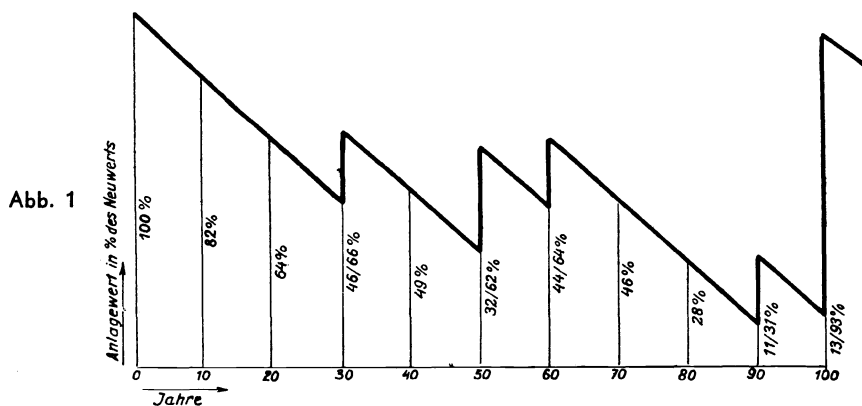
Ein weiterer wichtiger Kostenfaktor in der Selbstkostenrechnung der Wasserkraftwerke sind die Zinsen. Unter Zinsen sind nicht bloß die Fremdkapitalzinsen zu verstehen, sondern auch jene für die eigenen Mittel. Es wird zwar häufig der Standpunkt vertreten, daß die Zinsen für Eigenkapital keinen Kostencharakter tragen und daher im Gewinnzuschlag ihre Deckung finden müssen. Richtig ist jedoch, daß auch die eigenen Mittel mit einem gewissen Hundertsatz zu verzinsen sind, da sich ja sonst niemand finden würde, der sein Kapital dem Unternehmen zur Verfügung stellt, so daß auch diese Zinsen Kostencharakter tragen.

Bei den Leitsätzen für die Preisermittlung auf Grund der Selbstkosten bei Leistungen für öffentliche Auftraggeber vom 15. November 1938 (LSOe.) werden die Eigen- und Fremdkapitalzinsen als Bestandteil des Gewinns betrachtet. Man will damit den Einfluß der Finanzierungsart bei der Festsetzung der Selbstkosten ausschalten. Der nach LSOe. festgesetzte Gewinnzuschlag ist aber eine Mischung von Kosten und Gewinn, da in ihm neben den Fremdkapitalzinsen auch andere Aufwendungen vergütet werden, die ausgesprochenen Kostencharakter tragen.

Zur Veranschaulichung des Ausmaßes der Zinsen und damit

ihrer Wichtigkeit für die Kostenrechnung, wollen wir uns das schon früher genannte Beispiel mit dem Kraftwerk von 1000 kW und einem Anschaffungspreis von RM 800.000.— nochmals vor Augen führen. Bei einem Zinssatz von bloß 6% würde die Verzinsung im ersten Jahr RM 48.000.— betragen, d. s. 40% der mit RM 120.000.— angenommenen Jahresgesamteinnahme. Mit zunehmendem Alter des Werkes sinken allerdings infolge der Abschreibungen die Zinsen stark ab. Wenn das Werk zu 50% aus Wasserbauten und Baulichkeiten mit einer durchschnittlichen Lebensdauer von 100 Jahren, zu 30% aus Wehranlagen etc. mit 50 Jahren Lebensdauer und zu 20% aus Maschinen, die durchschnittlich 30 Jahre betriebsfähig sind, besteht, so zeigt das Anlagevermögen — eine gleichmäßige Abschreibung vorausgesetzt — folgenden Verlauf:

(Angenommen wurde hierbei, daß die Anlagen tatsächlich entsprechend ihrer Lebenserwartung nach 30, 50, bzw. 100 Jahren ausgetauscht werden.)



In der Praxis ergeben sich natürlich nicht so krasse Spitzen, wie dies in dieser Kurve angegeben ist, da normalerweise nicht alle Maschinen oder Wasserbauten auf einmal erneuert werden. Diese Erneuerung verteilt sich auch bei richtiger Lebensdauer-schätzung meist auf mehrere Jahre.

Im Zusammenhang mit dem gezeigten Verlauf des Anlagevermögens sei auch kurz die Finanzierung von Wasserkraftwerken behandelt. Im allgemeinen wird man anzunehmen geneigt sein, der Idealfall wäre der, daß die Anschaffung der gesamten Anlagen durch Eigenkapital erfolgt. Dieser Vermögensteil ist ja dauernd im Besitz der Unternehmung und muß deshalb entsprechend finanziert werden. Eine Betrachtung der Anlagenkurve zeigt jedoch, daß bei zunehmendem Alter der Anlagen bloß 40 bis 60% der ursprünglich hierfür aufgewandten Mittel dauernd gebunden bleiben. Die Praxis

bestätigt diese Behauptung, denn der Anlagenzeitwert von älteren Wasserkraftwerken liegt in der Regel zwischen 40 bis 60% des Neuwerts. Es kann natürlich auch vorkommen, daß infolge übermäßiger Abschreibungen stille Reserven geschaffen werden, wodurch der Anlagenzeitwert unter den hier genannten Prozentsatz fällt.

Auf Grund dieser Tatsachen könnte daher die günstigste Finanzierung der Anlagenbeschaffung derart erfolgen, daß etwa 40 bis 60% (je nach Art des Werkes, ob viele Anlagenteile mit kürzerer Lebensdauer vorhanden sind oder nicht, wird dieser Prozentsatz variieren) durch Eigenkapital aufgebracht werden, während für den Rest langfristige Anleihen aufzunehmen sind. Für größere Werksbauten eignen sich hierfür wohl am besten Obligationenanleihen mit einer Laufzeit von 25 bis 40 Jahren, sonst Hypothekendarlehen, Pfandbriefe usw.

Aus den Abschreibungsbeträgen können die Anleiherückzahlungen durchgeführt werden, während bei 100%iger Eigenkapitalfinanzierung die freiwerdenden Mittel irgendwie anders anzulegen wären. Für die hier vorgeschlagene Kapitalaufteilung spricht auch eine steuerliche Ueberlegung. Während der Gewinn natürlich einkommensteuerpflichtig ist, sind es Zinsen für Dauerschulden nicht. Eine Aktiengesellschaft muß deshalb, wenn sie 5% Dividende ausschütten will, bei einer Körperschaftssteuer von 40% rund 8.3% verdienen, während der Anleihenzinsfuß derzeit zwischen 4 und 6% liegt. Dieser steuerliche Vorteil des Fremdkapitals gegenüber den eigenen Mitteln kann dazu führen, daß man das Unternehmen bloß mit einem geringen Eigenkapital ausstattet und den größten Teil der Anlagen aus fremden Mitteln beschafft. Diese Methode wurde häufig von Banken praktiziert, die sich auf diese Weise unter Umständen erhöhte Zinseinnahmen für langfristige Darlehen verschafften. Dies ist natürlich eine ungesunde Art der Finanzierung. Das Unternehmen wird seine gesamten flüssigen Mittel, die sich aus den Anlagenabschreibungen ergeben, zur Darlehensrückzahlung verwenden müssen und daher bei der geringsten Neuanschaffung oder Ergänzung seiner Anlagen neuerdings auf Fremdkapital angewiesen sein. Außerdem ist bei Auflegung einer Obligationenanleihe, die auch in der Öffentlichkeit Aufnahme finden soll, ein entsprechend hohes Eigenkapital notwendig, denn dieses dient in erster Linie zur Sicherung der Gläubiger.

In der Praxis kommt es natürlich auch vor, daß der Bau eines Wasserkraftwerkes zur Gänze mit Eigenkapital finanziert wird. Die durch die Abschreibungen freiwerdenden Mittel der folgenden Jahre werden meist laufend zu Anlagenerweiterungen, vor allem Leitungsbauten, verwendet. Ist eine solche sukzessive Festlegung von er-

übrigten Mitteln im eigenen Betrieb möglich, so ist auch eine Finanzierung mit 100% Eigenkapital durchaus am Platze.

Die Finanzierung des Umlaufvermögens kann entsprechend seiner Flüssigkeit stets durch kurzfristiges Fremdkapital erfolgen. Diese Frage ist jedoch von geringerer Bedeutung, da dasselbe meist nur einen Bruchteil des Anlagevermögens ausmacht. Ein Teil desselben wird normalerweise durch unverzinsliche Lieferantenkredite finanziert.

Die Art der Finanzierung ist sicherlich für alle Unternehmen wichtig. Bei einem derart kapitalintensiven Betrieb, wie es Wasserkraftwerke sind, hat sie begreiflicherweise eine besondere Bedeutung, da sie die Rentabilität des Unternehmens weitgehend beeinflussen kann.

Für die Ermittlung der Größe des in der Kalkulation zu verzinsenden Kapitals geht man wohl am besten von der Aktivseite der Bilanz, also vom Gesamtvermögen aus. Von dieser Summe sind jene Vermögensteile auszusondern, die als nichtbetriebsnotwendig anzusehen sind. Hierher gehören die nichtbetriebsnotwendigen Anlagen, ferner Beteiligungen, über das normale Maß angelegte flüssige Mittel und überhaupt alle Vermögensgegenstände, die mit der Stromerzeugung, der Verteilung oder dem Verkauf nicht zusammenhängen. Ferner muß vom Gesamtvermögen jener Teil abgezogen werden, der dem Unternehmen in Form von zinsfreien Krediten (z. B. Lieferantenkrediten) zur Verfügung steht. Vergrößert wird das in der Bilanz ausgewiesene Vermögen durch Auflösung der darin enthaltenen stillen Reserven. Diese stillen Reserven sind ja nichts anderes als Eigenkapital, das durch Gewinneinbehaltung gebildet wurde. Der Unternehmer, der Kapital zur Verfügung stellt, muß für den Gewinnentgang, der durch die Eigenfinanzierung entstanden ist, in Zukunft in Form einer Verzinsung dieser nichtausgeschütteten Gewinne entschädigt werden. Eine kalkulatorische Verzinsung dieser stillen Reserven ist daher durchaus als betriebswirtschaftlich richtig anzusehen.

Die weitere Frage ist die, welcher Zinsfuß der Kalkulation zugrunde zu legen ist. Auch hierfür ist von dem berichtigten Gesamtvermögen des Unternehmens auszugehen. Für die Verzinsung in der Kostenrechnung ist es prinzipiell einerlei, ob es sich um eigene oder fremde Mittel handelt. Der Reingewinn besteht ja aus mehreren Komponenten, nämlich in der Hauptsache aus Kapitalzins, Risiken- und Haftungsprämie und Unternehmerlohn. In diesem Zusammenhang wird jedoch bloß der erste Faktor berücksichtigt, während alle anderen Gewinnteile im Gewinnzuschlag ihre Deckung finden müssen. Bei der Aktiengesellschaft tritt ein Teil des Unternehmerlohnes in Form der Vorstandsbezüge als

Kosten auf. Im Gewinnzuschlag werden dann lediglich eventuell gewährte gewinnabhängige Tantiemen abgegolten.

Für die Festsetzung des Zinsfußes haben wir lediglich zu unterscheiden, welcher Teil der Kapitalien lang-, kurz- oder mittelfristig gebunden ist, welche Sicherheiten hiefür eventuell gegeben werden können usw. Haben wir das notwendige Kapital derart geteilt, so wird dann für jeden Teil der entsprechende landesübliche Tageszinsfuß eingesetzt. Bei Wasserkraftwerken wird es sich in der Hauptsache um langfristiges Kapital handeln, das entsprechend zu verzinsen ist. In die Kostenrechnung ist hiebei nicht der tatsächlich gezahlte Zinsfuß für Fremdkapital einzusetzen, sondern der Tagessatz. Zahlt ein Unternehmen höhere Zinsen, so muß es aus irgendeinem Grunde schlecht geleitet sein, was sich letzten Endes in einem kleineren Gewinn auswirken wird. Bei niedrigeren bezahlten Zinsen liegt hingegen eine zusätzliche Rente der besseren Kapitalbeschaffung vor, die sich ebenfalls im Gewinn ausdrücken soll. Die Kostenrechnung, die ja schließlich für die Wettbewerbsfähigkeit ausschlaggebend sein soll, darf hievon nicht beeinflusst werden.

Bei Versorgungsbetrieben kommt es, besonders in ländlichen Gebieten, öfter vor, daß beispielsweise der Staat für den Netzausbau in einem bestimmten Gebiet aus volkswirtschaftlichen oder bevölkerungspolitischen Gründen entweder Zuschüsse oder zinsfreie Kapitalien zur Verfügung stellt. Für eine richtige Kalkulation erscheint es notwendig, vorerst festzustellen, was der Strom tatsächlich „kostet“ und erst zum Schluß von diesen Gesamtkosten den Betrag, den der Staat in Form von Zinsen vergütet, von den Selbstkosten abzusetzen.

c) Die Instandhaltungskosten.

Die dritte Kostenart, die ebenfalls durch die Anlagen bedingt ist, sind die Instandhaltungskosten. Es ist sehr schwierig, über die Größe der Instandhaltungen etwas zu sagen, da hiefür fast keine Erfahrungszahlen vorliegen. Der Reparaturaufwand hängt zum Teil auch von der Verrechnungshandhabung in der Buchhaltung ab. Manche Unternehmen führen auch große werterhöhende Reparaturarbeiten direkt über das Gewinn- und Verlustkonto, während andere solche aktivieren. Es ist hiebei natürlich nicht leicht, eine Grenze zu ziehen. Beispielsweise wird bei fast allen Unternehmungen die Auswechslung von Leitungsmasten als Reparatur angesehen und dementsprechend behandelt, während es sich tatsächlich um eine Erneuerung eines wesentlichen Teiles der Leitung handelt und daher der Aufwand hiefür in der Bilanz zu aktivieren wäre.

Die Kostenrechnung hat nun die schwierige Aufgabe, alle Reparatur- und Instandhaltungsarbeiten, die voraussichtlich erst nach mehreren Jahren wieder notwendig sein dürften, im Rechnungsjahr auszuscheiden und dieselben auf mehrere Jahre zu verteilen. Daß diese Aufgabe eines der schwierigsten Probleme in der exakten Kostenrechnung ist, ist wohl einzusehen. Besonders bei so anlageintensiven Betrieben, wie es die Wasserkraftwerke sind, wird dieses Problem von ausschlaggebender Bedeutung sein.

Die beste Lösung wäre wohl die, Erfahrungsziffern zu sammeln und für die verschiedenen Anlageteile (ähnlich den Abschreibungssätzen) Sätze für normalen Reparaturaufwand zu ermitteln. Auf Grund dieser Sätze könnten jährlich gleichmäßige Rückstellungen gebildet werden, zu deren Lasten dann der gesamte Reparaturaufwand gebucht würde. Auf diese Weise wäre eine gleichmäßige Belastung der Periodenrechnung durch die Instandhaltungskosten in den einzelnen Jahren zu erzielen. Es müßte hierzu allerdings noch sehr viel Arbeit geleistet werden, um auf allgemein gültige durchschnittliche Reparatursätze zu kommen. In manchen Betrieben ist hiefür bereits wertvolle Vorarbeit geleistet worden, da oftmals auf der Anlagenkarteikarte auch die Kosten der für den Anlagenteil durchgeführten Reparaturarbeiten vermerkt werden.

Die Schwierigkeit der Festsetzung von angemessenen Instandhaltungskosten ergibt sich bei jeder Kostenrechnung, z. B. auch bei der LSOe.-Kalkulation. Man hilft sich in der Regel dadurch, daß man den Durchschnitt einer Reihe von Jahren als normal annimmt.

Im allgemeinen weist der Reparaturaufwand mit zunehmendem Alter der Anlagen eine steigende Tendenz auf, also entgegengesetzt den Zinsen.

An dieser Stelle soll nun eine kurze Zusammenfassung der drei hauptsächlich durch die Anlagen bedingten Kostenarten, Abschreibung, Zinsen und Instandhaltung gegeben werden. Vom Standpunkt der gleichmäßigen Belastung der Rentabilitätsrechnung in den einzelnen Jahren wäre es wichtig, daß sich die Summe dieser drei Kostenarten nicht ändert. Normalerweise wird ja ein Werk imstande sein, im 10. oder 25. Jahr genau dieselben kWh zu erzeugen wie im ersten, weshalb auch die Erzeugungskosten möglichst dieselben sein sollten. Von den drei Kostenarten sind nun Zinsen und Instandhaltung zwei gegebene Größen. Lediglich die Abschreibung kann so gewählt werden, daß die Summe dieser drei möglichst konstant bleibt. Bei Besprechung der Abschreibungen wurde bereits erwähnt, daß sich hiefür am besten die Abschreibungsmethode mit Zinsrechnung eignet. Wendet man diese Methode konsequent an, so geben zwar Verzinsung und Abschreibung eine gleichbleibende Belastung, durch den steigenden

Reparaturaufwand erscheinen in der Gewinn- und Verlustrechnung jedoch von Jahr zu Jahr anwachsende Kosten, was natürlich durchaus unerwünscht ist. Um dies zu vermeiden, müßte für die Abschreibungsberechnung ein niedrigerer Zinsfuß eingesetzt werden, als tatsächlich der Zinsrechnung für das betriebsnotwendige Kapital zugrundeliegt. (Etwa 3% bei 5% Verzinsung des langfristigen Kapitals.) Dadurch ergibt sich aus Kapitalzinsen plus Abschreibung eine fallende Belastung der Gewinn- und Verlustrechnung, wodurch das Ansteigen der Instandhaltungskosten ausgeglichen werden soll. In ein Diagramm gebracht, sieht für einen Anlagen- teil mit zehnjähriger Lebenserwartung im Idealfall die Belastung folgendermaßen aus:

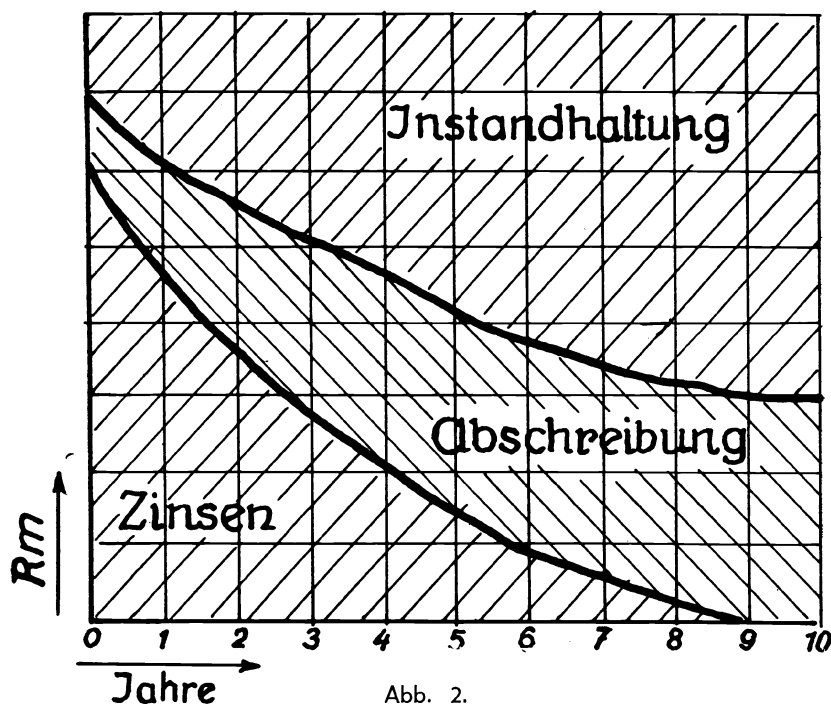


Abb. 2.

Wählt man allerdings für die Festlegung der Instandhaltungen die vorgeschlagene Methode mit jährlichen gleichmäßigen Rückstellungen, so können die Abschreibungen zu demselben Prozentsatz abgerechnet werden, wie die Zinsen.

d) Die Arbeitskosten.

So wichtig bei sonstigen Erzeugungsbetrieben größtenteils die Lohnkosten sein mögen, bei Wasserkraftwerken treten dieselben doch mehr oder weniger in den Hintergrund. Neben der Instandhaltung handelt es sich ja in der Hauptsache um die Wartung der Anlagen. Als Lohnsystem kommt hierfür bloß Zeitlohn in Frage. Akkordentlohnung kann in Ausnahmefällen eventuell bei größeren Netzreparaturen vorkommen. Eine andere Art von Leistungsentlohnung findet man auch für das Inkasso. Der Inkassant erhält dann neben seinem eigentlichen festen Lohn einen prozentuellen Anteil von den inkassierten Geldern. Diese Methode wird fast ausschließlich beim Inkasso von Kleinkonsumenten angewendet und der Prozentsatz schwankt je nach den festen Bezügen des Einhebers; meist ist er kleiner als 1%.

Dieses System hat sich im allgemeinen gut bewährt, da die Arbeit der im Hebedienst beschäftigten Personen schwer zu kontrollieren ist. Wichtig ist hierbei, daß die Berechnung der Inkassoprovision nicht von den abgelesenen, sondern von den kassierten Beträgen erfolgt, denn dann hat der Inkassant selbst ein Interesse, möglichst wenig Rückstände in seinen Monatsabrechnungen zu haben.

Die Erfassung der Löhne und Gehälter bietet in der Regel für die Kalkulation keine Schwierigkeiten. Normalerweise belasten sie auch die Gewinn- und Verlustrechnung der einzelnen Jahre ziemlich gleichmäßig; Schwierigkeiten können höchstens bei ihrer Aufteilung auf die Kostenstellen entstehen. Hierüber soll jedoch erst im nächsten Kapitel gesprochen werden.

e) Sonstige Kosten.

Von den sonstigen Kosten wäre vor allem das Betriebsmaterial, in der Hauptsache Schmier- und Transformatorenöl hervorzuheben, da das Instandhaltungsmaterial bereits bei der entsprechenden Kostenart erwähnt wurde. Die Schmiermaterialkosten wären deshalb besonders zu nennen, weil sie bei Wasserkraftwerken vielleicht den einzigen Aufwand bei der Erzeugung und Verteilung darstellen, der bis zu einem gewissen Grad proportional zum erzeugten Strom auftritt. Alle anderen bis jetzt genannten Kosten sind durchaus fixer Natur. Aber auch die Schmiermaterialkosten sind nicht unbedingt proportional, denn der Schmiermaterialverbrauch einer Turbine mit dem gekuppelten Generator wird von der Belastung ziemlich unabhängig sein. Nur wenn die Maschine ganz abgestellt wird, hört natürlich auch der Verbrauch auf. Man müßte hier, genau genommen, von sogenannten Sprungkosten sprechen. Wenn nämlich die Netzbelastung über ein gewisses Maß steigt, so daß ein wei-

terer Generator zugeschaltet werden muß, steigen diese Kosten sofort auf einen bestimmten Betrag. Da aber der Schmiermaterialverbrauch im Verhältnis zu den anderen Kosten sehr gering ist, so wird man im allgemeinen keinen nennenswerten Fehler machen, wenn man der Einfachheit halber auch diesen Aufwand in der Kalkulation als feste Kosten einsetzt.

Eine andere Kostenart, die allerdings nicht in der Erzeugung und Verteilung auftritt und als 100%ig proportional anzusehen ist, ist die Umsatzsteuer, ferner andere Abgaben an Gemeinden, Beratungsgebühren an Muttergesellschaften usw., sofern dieselben vom Umsatz berechnet werden. Es bietet keine Schwierigkeiten, diese proportionalen Kosten in der Selbstkostenrechnung zum Schluß per kWh zuzuschlagen.

Von den anderen Steuern sei nur gesagt, daß die Körperschaftssteuer im Gewinnzuschlag Berücksichtigung finden soll. Grund-, Hauszins- und Gewerbekapitalsteuer sind ja fix, daher ohne weiteres den anderen Kosten zuzuschlagen. Eine Ausnahme bildet lediglich die Gewerbeertragsteuer, die ebenfalls zum Teil gewinnabhängig ist. Man kann diesen Teil eventuell ebenfalls im Gewinnzuschlag berücksichtigen, wird jedoch mit Rücksicht auf den in der Versorgungsindustrie in der Regel ziemlich gleichmäßigen Ertrag keinen allzugroßen Fehler begehen, wenn man auch diese Aufwendung als fix betrachtet und sie den anderen Kosten zuschlägt.

In allen übrigen vorkommenden Kosten (soziale Abgaben, Reisespesen, Bürokosten, Porti etc.) dürften für ihre Erfassung in der Kalkulation keine allzu großen Schwierigkeiten enthalten sein, so daß auf ihre Besprechung verzichtet werden kann.

4. Die Kostenstellen.

a) Allgemeine Vorbemerkung.

Wie schon eingangs dieser Arbeit erwähnt, muß es Hauptaufgabe der Kostenrechnung sein, jedem Produkt jene Kosten anzurechnen, die zu seiner Herstellung notwendig sind. Um nun diese Zuteilung sachgemäß vorzubereiten, ist es notwendig, die verbrauchten Kosten auf Kostenstellen zu sammeln. Professor Dr. F. Schmidt definiert die Kostenstellen in seinem Buche „Kalkulation und Preispolitik“ (Industrieverlag Spaeth & Linde, Berlin-Wien 1930, Seite 69) folgendermaßen: „Kostenstellen sind systematische Sammelstellen für Kosten gleicher und ungleicher Art, die in eine gleichartige Leistung für die Produktion münden und einen einheitlichen Zuteilungsmaßstab zum Produkt und seinen sonstigen Kosten besitzen.“ Den Zweck und die Art der Kostenstellen gibt der Grundplan der Selbstkostenberechnung des Ausschusses für wirtschaftliche Fertigung wie folgt an:

„Die Kostenstellen in der Selbstkostenberechnung sollen, wie bereits ausgeführt, hauptsächlich zwei Aufgaben erfüllen: sie sind das Mittel, um die Kosten, die an einer bestimmten Stelle oder für einen bestimmten Zweck entstehen, zu sammeln und mit der entsprechenden Leistung zu vergleichen, sie sind ferner das Mittel zur Verteilung der Gemeinkosten auf die eigentlichen Kostenträger (Erzeugnisse und Leistung für den Verkauf und für eigene Anlagen).“

Eine Kostenstelle braucht nicht immer ein Raum zu sein; es kann darunter auch eine Tätigkeit, z. B. die Hausverwaltung oder das Fuhrwesen verstanden werden. Ueberhaupt kann man die Bildung einer Kostenstelle dazu benutzen, um die Kosten für irgendeinen Zweck zu sammeln oder zusammenzufassen, ohne daß für diesen Zweck eine besondere organisatorische Abteilung besteht.“

Der Normalkontenplan für die meisten Industriezweige sieht bereits eine Kostenstellenrechnung vor, die entweder innerhalb der Buchhaltung oder außerhalb derselben, eventuell in Form von

Betriebsabrechnungsbögen, geführt werden kann. Wichtig ist hiebei die Umlegung der Hilfskostenstellen auf die Hauptkostenstellen. Der derzeit veröffentlichte Entwurf des Normalkontenplanes für die Versorgungsbetriebe fällt in der Hinsicht stark aus dem Rahmen, da er gänzlich unzulängliche Kostenstellen vorsieht und auf diese den größten Teil der Aufwendungen direkt bucht, ohne daß vorher die Kostenartenkonten berührt wurden. Für die Selbstkostenrechnung ist jedenfalls diese Lösung völlig unbefriedigend und in einem erläuternden Aufsatz hieß es, daß Kostenrechnungen separat außerhalb der Buchhaltung angestellt werden sollten. Der Zweck des Einheitskontenplanes ist aber gerade die Selbstkostenrechnung aller Betriebe auszurichten, um einen Kostenvergleich zu ermöglichen. In der Einleitung zu dieser Arbeit ist zur Genüge darauf hingewiesen worden, daß besonders in der Versorgungsindustrie eine einwandfreie Selbstkostenrechnung für die gesamte Volkswirtschaft von besonderer Bedeutung ist. Sollte der endgültige Normalkontenplan von seinem derzeitigen Entwurf nicht ganz entscheidend abweichen, so wird es wohl notwendig sein, für die Kostenrechnung außerhalb der Buchhaltung eine ordentliche Kostenstellenrechnung durchzuführen. Prinzipiell wird es sich hierbei um drei große Gruppen von Kostenstellen handeln, die je nach Art und Größe des Betriebes aufzugliedern sind:

1. Erzeugung,
2. Verteilung,
3. Hebedienst.

(Wenn eventuell noch Nebenbetriebe, wie Installationsabteilungen oder ähnliches vorhanden sind, kommt eine weitere Gruppe Nebenbetriebe.)

Die Aufteilung der Kostenarten bietet im allgemeinen hiebei keine allzu großen Schwierigkeiten. Die Abschreibungen können an Hand der Anlagenkartei ohne weiteres auf die einzelnen Kostenstellen verteilt werden. Hiefür kommen allerdings vor allem die beiden ersten Gruppen in Frage, da für den Hebedienst im allgemeinen wenig Anlagen (höchstens Strommesser, Adressier- und andere Buchungsmaschinen, eventuell Fahrzeuge etc.) in Frage kommen. Die Zinsen werden nach den von den betreffenden Kostenstellen in Anspruch genommenen Mitteln aufgeteilt. Also vor allem nach den Anlagen laut Anlagenkartei und dem pro Kostenstelle benötigten Umlaufvermögen, wobei die Stromforderungen zur Gänze dem Hebedienst zuzurechnen sind. Die Reparaturen und Instandhaltungen sollen im Betrieb bereits entsprechend der Kostenstelle abgerechnet werden. Noch besser wäre allerdings Feststellung dieser Aufwendungen per Anlagenteil und Auftragen dieser Kosten auf die Anlagenkartei, wodurch es mit der Zeit möglich sein wird, durchschnittliche Reparaturkosten für die ein-

zelen Anlagenteile zu errechnen. Werden die in Eigenregie durchgeführten Reparatur- und Instandhaltungsarbeiten von einer eigenen Montageabteilung ausgeführt, so ist dieselbe als eigene Hilfskostenstelle aufzuziehen. Die Abrechnung geschieht dann in der gleichen Form, als ob es sich um einen fremden Reparaturbetrieb handeln würde.

Die Aufteilung der Arbeitskosten kann meist weitestgehend direkt erfolgen. Hierbei sollen aber nicht bloß die Löhne, sondern auch die Gehälter möglichst direkt verteilt werden, um die immer ungenaue Schlüsselung, so gut es geht zu vermeiden. Auch bei den sonstigen Kosten muß oberster Grundsatz sein, dieselben so weit als möglich den betreffenden Kostenstellen direkt anzulasten. Man wird beispielsweise die Grund- und Hauszinssteuer genau nach den Grundstücken, die Kosten des Lohnbüros nach den an den einzelnen Kostenstellen beschäftigten Gefolgschaftsmitgliedern und ähnliches verteilen können. Allgemeine Angaben für die Schlüsselung der Verwaltungskosten lassen sich hier nicht machen, diese müssen für jeden Betrieb individuell vorgenommen werden. Zur Sammlung dieser Kosten sind wieder entsprechende Hilfskostenstellen zu verwenden.

Soviel im allgemeinen über die Kostenstellen. In den folgenden Abschnitten werden nun die Besonderheiten der einzelnen Gruppen behandelt.

b) Stromerzeugung.

Für Unternehmen mit mehreren Werken ist es notwendig, für jedes einzelne Werk eine Kostenstelle einzuführen. Die Aufwendungen für Dienstwohngebäude sind dieser Kostenstelle ebenfalls zuzurechnen, soweit es sich um Dienstwohnungen für die in diesem Werk Beschäftigte handelt.

Ein besonderer Unterschied ist zwischen Laufkraft- und Speicherwerken zu machen. Während nämlich beim Laufkraftwerk die gesamte maschinelle und bauliche Anlage derart dimensioniert sein muß, daß sie die notwendige Spitzenleistung, auch wenn dieselbe nur kurzfristig auftritt, hervorbringen kann, besteht diese Notwendigkeit beim Speicherkraftwerk nur bei einem Teil der Anlagen. Die elektrische Energie läßt sich im großen bekanntlich nicht speichern. Um diesen Nachteil teilweise wettzumachen, speichert man die Energie des Wassers in Staubecken, aus welchen nach Bedarf das Wasser zu den Turbinen zur Energieumwandlung weitergeleitet wird.

Betriebswirtschaftlich müssen hierbei wohl zwei Anlagengruppen auseinandergehalten werden: erstens der Stausee mit seinen

Mauern, Wehreinrichtungen etc., und zweitens das Kraftwerk als solches, beginnend etwa mit der Entnahmeleitung aus dem Stausee. Erstere Anlagengruppe gleicht einem Rohmateriallager, in welches das Rohmaterial nach dem natürlichen Anfall eingelagert und bei Bedarf entnommen werden kann. Die Energiespitzenentnahmen haben mit der Größe des Lagers praktisch nichts zu tun. Die Größe des Speichers und damit seine Kosten sind abhängig von der abzugebenden Gesamtenergiemenge. Betriebswirtschaftlich heißt das, daß diese Kosten durch einfache Division auf die kWh umgelegt werden können. Für die Umlegung der Kosten des übrigen Kraftwerks müssen hingegen ganz andere Methoden angewandt werden. Bei Speicherwerken, die eigene Pumpwerke zum Hochpumpen von Wasser in den Stausee besitzen, müssen natürlich diese Anlagen dem Speicher zugerechnet werden, da sie wieder mit der Entnahmeleistung nichts zu tun haben. Mit diesen Ueberlegungen wird zwar etwas vorausgegriffen, da die Umlegung der Kosten auf den Kostenträger erst im nächsten Abschnitt behandelt wird, doch schien dies notwendig, um die Auseinanderhaltung der Kostenstellen „Speicherung“ und „Kraftwerk“ bei Staukraftwerken klar begründen zu können.

c) Die Stromverteilung.

Diese Kostenstelle wird wieder unterteilt in Hochspannungsleitungen etwa über 6 kV, Mittelspannungsleitungen von 380 V bis 6 kV und Niederspannungsleitungen. Die Transformatoren samt den dazugehörigen Stationen und Umspannwerken können ebenfalls als eigene Kostenstelle aufgefaßt werden, ansonsten werden sie den Leitungen zugeschlagen.

Die Unterteilung kann natürlich bei großen Leitungsanlagen viel weiter gehen. So kann man beispielsweise jedes Niederspannungsnetz oder jede größere Hochspannungsleitung als eigene Kostenstelle aufziehen. Es ist dies ganz von den Bedürfnissen des einzelnen Betriebes abhängig. Andererseits können auch Gebiete mit ähnlicher Verbraucherstruktur zusammengefaßt werden, etwa Gebiete mit bäuerlicher Bevölkerung und entsprechend schwacher Besiedlung und dichtverbaute Stadtgebiete. Jedenfalls ist eine weitgehende Unterteilung für den Leiter des Unternehmens sehr aufschlußreich, da er dadurch in die Lage versetzt wird, interne Kostenvergleiche anzustellen.

Die Aufteilung der Kosten — es handelt sich ja in der Hauptsache um Abschreibung, Verzinsung, Instandhaltung und anteilige Verwaltungskosten — erfolgt wie zu Beginn dieses Abschnittes erwähnt. Eine Kostenart von besonderer Eigenart tritt bei der Verteilung allerdings auf, es sind dies die Leitungsverluste. Denn bei

einer einwandfreien Kostenrechnung müssen die Verlust-kWh bewertet und auf die entsprechenden Kostenstellen der Verteilung umgelegt werden. Zu überlegen wäre vor allem, ob es sich hierbei um fixe oder proportionale Kosten handelt. Nach dem Ohmschen Gesetz, welches lautet: „Elektromotorische Kraft = Widerstand \times Stromstärke“, wächst die elektromotorische Kraft zur Ueberwindung eines bestimmten Widerstandes proportional mit der Stromstärke. Je größer also ein durch eine Leitung fließender Strom, desto höher die Verluste. Nach diesem Gesetz haben also die für die Erzeugung des Verlustes aufgewandten Kosten rein proportionalen Charakter. Dies trifft jedoch bloß für jenen Teil des Verlustes zu, der sich auf Grund des Ohmschen Gesetzes ergibt. Neben diesem treten aber in den Netzen sogenannte Leerlaufverluste auf. Das ist die Summe aller Stromverluste, welche auch dann entstehen, wenn gar kein Strom abgenommen wird, sondern die Leitungen und Umformer lediglich unter Spannung stehen. Sie bestehen in der Hauptsache aus den sogenannten Eisen- oder Leerlaufverlusten bei den Transformatoren, dem Eigenverbrauch der Zähler und schließlich aus eventuell vorhandenen Erdschlüssen. Die Trafoleerlaufverluste spielen besonders eine Rolle, wenn überdimensionierte oder schlecht ausgenutzte Umspanner sich im Netze befinden. Die Zählerleerlaufverluste können beim Kleinkonsum ebenfalls eine beachtliche Rolle spielen. Wenn man bloß einen Eigenverbrauch pro Zähler von $1\frac{1}{2}$ Watt annimmt, so ergibt dies im Monat zirka 1 kWh. Bei einer Monatskleinabnahme von 5 kWh ergibt sich hieraus allein schon ein 20%iger Verlust. Die im Niederspannungsnetz vorkommenden Erdschlüsse sind eine weitere Ursache von Verlusten. Dieselben zu beziffern, fällt allerdings schwer, da sie ja eigentlich Störungen sind, die in gutgewarteten Netzen nicht auftreten sollten.

Die sogenannten Leerlaufverluste sind also ausgesprochen fixe Kosten und können deshalb den anderen Kostenarten der Kostenstellen ohne weiteres zugeschlagen werden. Anders verhält es sich mit den Verlusten auf Grund des Ohmschen Widerstandes. Diese Kosten kommen zwar auch auf die Kostenstellen, müssen jedoch bei der Umlegung auf den Kostenträger ganz gesondert behandelt werden, da es sich, wie erwähnt, um ausgesprochen proportionale Kosten handelt.

d) Hebedienst.

Der Kostenstellengruppe „Hebung“ gehören die Zähler, Schaltuhren, Maxigrafen und sonstige beim Konsumenten befindlichen Meßgeräte an. Ferner erscheinen hier die Kosten des Strominkassos, der Stromverrechnung und eventuell der Strombuchhaltung (Kontokorrent etc.).

Hier stehen an erster Stelle die Kostenarten „Gehälter“ und „Löhne“. Aber auch Verzinsung und Abschreibung, vor allem auf die Zähler, Büromaschinen etc., erscheinen auf dieser Kostenstelle.

Nach stark vertretener Ansicht wären die Zähler zur Kostenstelle „Stromverteilung“ zu rechnen, wo man sie vom rein technischen Standpunkt auch einordnen kann. Für die Kalkulation ist es jedoch richtiger, wenn die Zählerkosten unter der Kostenstelle „Hebung“ erscheinen, da die Umlegung der hier gesammelten Kosten auf den Kostenträger ganz verschieden von denen der Stromverteilung erfolgen muß.

Während die Stromerzeugungs- und Verteilungskosten in einer im nächsten Absatz noch näher zu erörternden Weise direkt auf die erzeugte kWh umgelegt werden, müssen die Hebungskosten zumindest vorerst auf die Konsumenten aufgeteilt und den eigentlichen Stromerzeugungs- und Verteilungskosten erst zum Schluß zugeschlagen werden. Die Hebungskosten entstehen ja, gleichgültig, ob viel oder wenig Strom abgenommen wird, sie entstehen in der Hauptsache pro Abgabestelle.

Auf die Zähler ist die Ueberlegung, die für die anderen Hebungskosten gilt, allerdings nicht ganz zutreffend, da ihre Größe und in Verbindung damit auch weitestgehend ihre Kosten von den Belastungsspitzen abhängen, also ähnlich jenen der Leitungen. Für ihre Stückzahl hingegen ist die Anzahl der Abgabestellen maßgebend. Da aber in erster Linie die Anzahl der Zähler innerhalb von bestimmten Konsumentengruppen für die Kostengestaltung mitbestimmend ist, erscheint es richtiger, die Strommesser in die Kostenstellengruppe „Hebung“ miteinzubeziehen.

Diese Kostenstelle muß unterteilt werden in Klein-(Licht-)Konsumenten, Kraftabnehmer, Großabnehmer usw. Man kann auch weiter unterteilen in Abnehmer in städtischen Bezirken und ländliche Konsumenten. Dies ist notwendig, um die Hebungskosten für die einzelnen Konsumentengruppen möglichst einwandfrei erfassen zu können, denn eine genaue Kostenrechnung braucht diese Ziffern. Die hierbei ermittelten Kosten werden, wie bereits erwähnt, zuerst pro Abnahmestelle innerhalb einer Abnehmergruppe berechnet und den übrigen Kosten per erzeugte kWh in der Weise zugeschlagen, indem man die Hebungskosten innerhalb der betreffenden Konsumentengruppe (die unter Umständen auch nur ein einziger Großabnehmer sein kann) durch die abgegebene kWh dividiert.

Es mag vielleicht etwas zu weitgehend anmuten, wenn für die Umlegung der Hebungskosten, die ja, wie alle übrigen Kosten von Wasserkraftwerken, durchaus fixen Charakter haben, eine etwas umständliche und von der Umlegung der übrigen Kosten ab-

weichende Methode gewählt wird. Dies ist aber durchaus gerechtfertigt, wenn man sich vor Augen hält, einen wie großen Teil bei manchen Konsumentengruppen gerade diese Kosten vom Gesamtaufwand ausmachen. Im Kleinkonsum sind beispielsweise Monatsverbräuche von 3 bis 6 kWh durchaus keine Seltenheit. Bei einem reinen Arbeitstarif von angenommen RM 0.30/kWh ergibt das eine Monatseinnahme von RM —.90 bis RM 1.80. Bei Kleinabnehmern dürfte etwa die Hälfte dieser Einnahmen auf Hebungs-kosten entfallen, während bei Großabnehmern die Hebungskosten bloß einen oft verschwindenden Anteil der Gesamtkosten betragen. Gerade dieser Unterschied in der Größe dieser Kosten bei den einzelnen Konsumentengruppen macht eine genaue Rechnung und einwandfreie Umlegung notwendig.

e) Die Verwaltung.

Wenn der größte Teil der in einem Wasserwerk auftretenden Kosten in die vorgenannten Kostenstellengruppen aufgeteilt wurde, werden schließlich gewisse Aufwendungen übrig bleiben, die keine Hauptkostenstellengruppe direkt betreffen. Dies werden in erster Linie Verwaltungskosten sein, ferner gewinnabhängige „andere Steuern“ und betriebsfremde (nach Schmalenbach neutrale) Aufwendungen.

Die Verwaltungskosten werden auf einer Hilfskostenstelle gesammelt und dann nach einem bestimmten Schlüssel auf die einzelnen Kostenstellen umgelegt. Schwierig ist hierbei die Wahl des gerechten Verteilungsschlüssels, da so verschiedene Kostenstellen, wie Stromerzeugung, -Fortleitung und Hebung, belastet werden sollen. Am besten dürften die den einzelnen Kostenstellen ange-lasteten Löhne und Gehälter als Umlegungsmaßstab dienen. Wie bereits früher erwähnt, sollen möglichst viele Kosten den einzelnen Kostenstellen direkt zugeteilt werden, so daß für die Aufteilung durch Schlüsselung ein verhältnismäßig geringer Teil verbleibt.

Die gewinnabhängigen Steuern, vor allem wohl Körperschaft- oder Einkommensteuer und Gewerbeertragsteuer können entweder bei den kalkulatorischen Zinsen auf das Gesamtvermögen Berücksichtigung finden, oder sie werden in der Selbstkostenrechnung überhaupt nicht in Ansatz gebracht und finden dann in einem entsprechend höheren Gewinnzuschlag ihre Deckung. Werden diese Steuern auf der Kostenstelle „Verwaltungskosten“ gesammelt, so muß zumindest ihre Aufteilung auf die einzelnen Hauptkostenstellen nach dem betriebsnotwendigen Kapital derselben erfolgen, was letzten Endes auf dasselbe hinauskommt, wie wenn man dieselben gleich in die kalkulatorischen Zinsen miteinbezieht. Schwierig ist hierbei, besonders bei Vorkalkulationen, die Schätzung der

Einkommensteuer, da bei ihr zufolge der Progression der Prozentsatz variiert. Allerdings kommt ja die Einkommensteuer als Aufwendung bei Wasserkraftwerken seltener vor, da infolge der hohen Kapitalintensität die Kapitalgesellschaft, in erster Linie die Aktiengesellschaft, die gegebene Gesellschaftsform sein dürfte.

Die Grund- und Vermögensteuer, sowie die Aufbringungsumlage, können auf Grund der Anlagenkartei, auf der auch die Einheitswerte eingetragen sein sollen, auf die Kostenstellen verteilt werden. Die Umsatzsteuer, eventuelle vom Stromverkauf berechnete Gemeindeabgaben, ferner Skonto, Rabatte etc., sind als Erlösminderung vom Umsatz direkt abzusetzen, finden daher in der eigentlichen Selbstkostenrechnung keine Berücksichtigung.

Die betriebsfremden Ausgaben kommen ebenfalls nicht in Ansatz. Ist dem Werk eine eigene Installationsabteilung angegliedert, so sind die Kosten hierfür auf einer eigenen Kostenstelle zu sammeln, wobei auch entsprechende Verwaltungskosten umzulegen sind. Die gesamten so gesammelten Kosten sind den Erträgen dieser Abteilung gegenüberzustellen. Ebenso ist mit sonstigen angegliederten Betrieben zu verfahren.

5. Der Kostenträger.

a) Das Belastungsdiagramm.

Die von einem Elektrizitätswerk höchstmögliche zu leistende Jahresarbeit wird bestimmt durch seine Ausbauleistung. Es kann z. B. ein Werk von 100 kW ausgebauter Leistung im Höchstfall $100 \times 8.760 = 876.000$ kWh jährlich erzeugen. 100 ist hierbei die ausgebaute Leistung in kW und 8.760 ist die Stundenzahl eines Jahres (24×365). Diese Jahresleistung kann durch ein Rechteck dargestellt werden, dessen Grundlinie die 8.760 Stunden und dessen Höhe die ausgebaute Leistung darstellt. Die Fläche dieses Rechtecks ist dann die größtmögliche Jahresarbeit.

Bei einem Wasserkraftwerk wird die größtmögliche Leistung bestimmt durch die Jahreswasserspende. Laufkraftwerke werden in der Regel etwa in den Monaten Dezember, Jänner und Februar durch das in diesen Monaten auftretende Niedestwasser nicht in der Lage sein, mit ihrer vollen ausgebauten Leistung zu arbeiten. Die Fläche des oben erwähnten Rechtecks muß um jene Arbeit verringert werden, die sich durch den Minderzufluß des Wassers ergibt. Das Diagramm für die von einem Laufkraftwerk maximal zu leistende Jahresarbeit sieht etwa wie folgt aus:

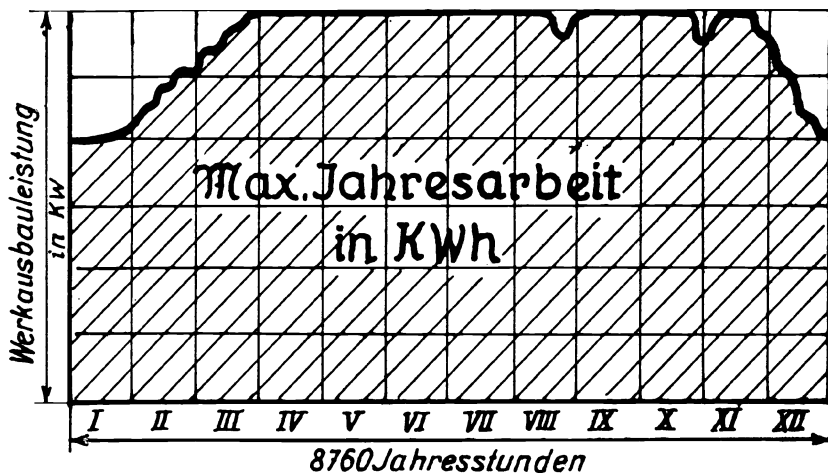


Abb. 3.

Die von einem Wasserkraftwerk tatsächlich geleistete Jahresarbeit hängt aber nicht bloß von seiner ausgebauten Leistung und der Wasserspende ab, sondern wird vor allem von der Abnahmebelastung beeinflusst. Nach dem heutigen Stand der technischen Entwicklung ist es nicht möglich, die elektrische Energie in großen

Mengen zu speichern. Das bedeutet, daß das Elektrizitätswerk in jedem Augenblick jene elektrische Energie erzeugen muß, die gerade gebraucht wird. Die Größe der Anlagen muß derart bemessen sein, daß damit die während eines Jahres auftretenden höchsten Abnahmespitzen gedeckt werden können. Je höher diese Spitzen im Verhältnis zur Gesamtleistung sind, desto ungünstiger wird die Ausnutzung eines Elektrizitätswerkes sein.

Das Elektrizitätswerk wird durch die vielen in der Art ihrer Abnahme sehr verschiedenen Verbraucher elektrischer Arbeit eine in ihrer Höhe stets geänderte Belastung je Tages- und Jahreszeit erfahren. Wenn wir uns diese Belastungen während eines Tages in ein Diagramm einzeichnen, so erhalten wir für einen Wintertag etwa folgende Kurve:

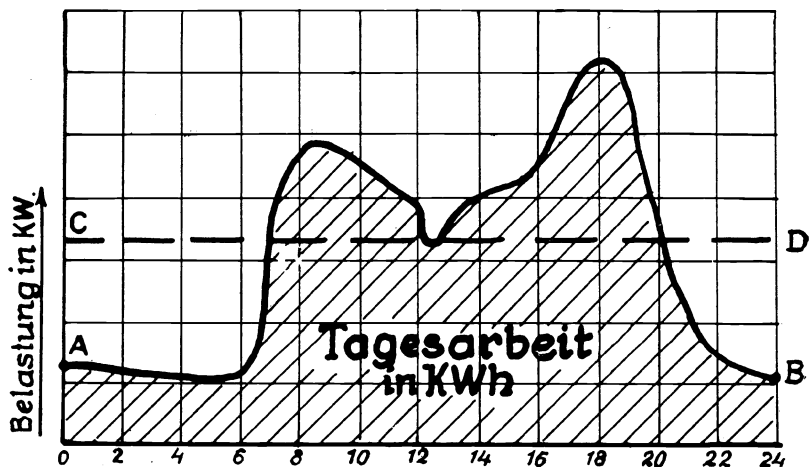


Abb. 4.

Von Mitternacht fällt die Belastung noch während einiger Stunden, um dann gegen Morgen langsam anzusteigen. Zwischen 6 und 8 Uhr vormittags wird die Belastungskurve steiler ansteigen, da der Kraftverbrauch für Gewerbe und Industrie sich geltend macht, und um Mittag folgt dann, der Mittagspause dieser Gruppe entsprechend, eine Absenkung. Nach dieser Pause findet ein neuerlicher Anstieg dieser Kurve statt, der zur Zeit der Dämmerung immer steiler wird und schließlich wird das Maximum, „die Spitze“, dann erreicht, wenn die Kraftversorgung mit der Beleuchtung zusammenfällt. Je mehr Beleuchtung, desto stärker wird diese Spitze in Erscheinung treten. Mit Schluß der Arbeit in den Fabriken werden die Motoren abgestellt, die Büros und Kaufläden schließen und die Belastung fällt stetig, wie es im Diagramm zum Ausdruck kommt.

Die Fläche OAB 24 stellt die von dem Kraftwerk tatsächlich geleistete Tagesarbeit in kWh dar. Die Diagramme ändern sich natürlich täglich. Man kann dasselbe je Tag aus Karton ausschneiden und hintereinander in einem Kästchen zusammenstellen und erhält auf diese Weise ein sogenanntes Belastungsgebirge, das jedes Elektrizitätswerk herstellen sollte, um in seine schwankenden Belastungsverhältnisse Einblick zu gewinnen.

Verwandelt man die durch die Belastungskurve entstandene Fläche OAB 24 in das flächengleiche Rechteck OCD 24 mit derselben Grundlinie, dann stellt die Höhe OC den Mittelwert aller Ordinaten dar, also die mittlere Belastung. Werden diese Mittelwerte einem Jahresbelastungsdiagramm zugrunde gelegt, so wird sich etwa folgendes Bild ergeben:

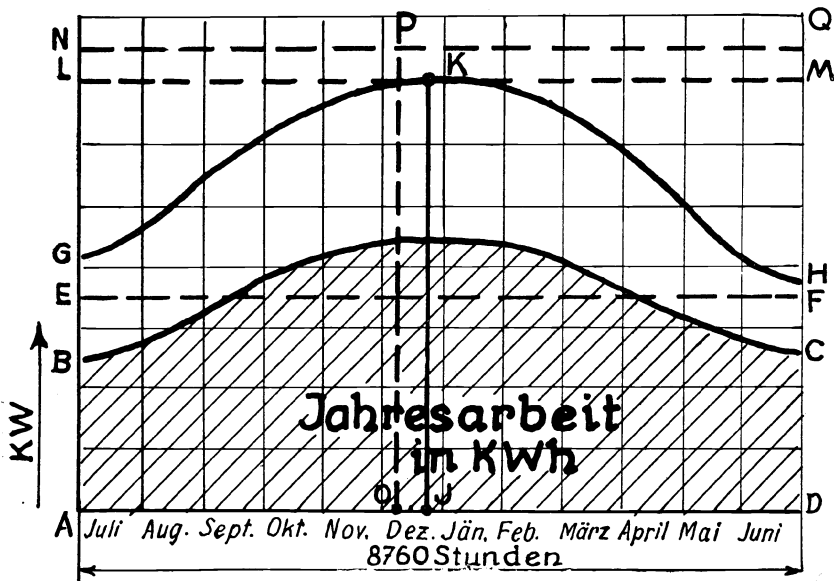


Abb. 5.

Die untere Kurve BC wird hierbei als die Tagesmittelkurve konstruiert. Die schraffierte Fläche ABCD stellt dann die gesamte während des Jahres geleistete Arbeit dar. Man kann auch diese Arbeit durch ein flächengleiches Rechteck AEFD auf der gleichen Basis (8.760 Stunden) darstellen. Die Höhe zeigt dann jene Belastung an, mit welcher das Elektrizitätswerk gleichmäßig das ganze Jahr hindurch arbeiten müßte, um dieselbe Energie zu erzeugen.

Die Ordinaten in dem Diagramm ABCD sind Mittelwerte der 24stündigen Belastung, die Tagesleistungsspitzen liegen natürlich wesentlich höher. Tragen wir diese ebenfalls als Ordinaten in

unser Diagramm ein, so erhalten wir die Kurve GH, die etwa parallel zu der ersten Kurve verlaufen dürfte. Diese Kurve enthält nun als Ordinate JK das höchste Belastungsmaximum des Werkes während eines Jahres. Diese Maximalbelastung ist sehr wichtig, da durch sie die Leistungsobergrenze und damit die Größe des Elektrizitätswerkes bestimmt wird. Dieses Belastungsmaximum ist auch für die Kostengestaltung von ausschlaggebender Bedeutung, da von der durch sie bestimmten Werksausbauleistung fast die gesamten anderen Kosten abhängig sind.

Wenn das Werk mit der Höchstbelastung (JK) in kW das ganze Jahr gearbeitet hätte, dann wäre von ihm eine Arbeit geleistet worden, die durch das Rechteck ALMD ihre Darstellung findet. Die tatsächlich geleistete Arbeit wird, wie erwähnt, durch das Rechteck mit gleicher Basis AEFD versinnbildlicht. Das Verhältnis dieser beiden Flächen, also

$$\frac{\text{AEFD}}{\text{ALMD}} = \frac{\text{jährlich tatsächlich erzeugte kWh}}{\text{maximale Belastung in kW} \times 8.760}$$

wird als „Belastungsfaktor“ bezeichnet.

Da die beiden Rechtecke über derselben Grundlinie errichtet sind, verhalten sich ihre Flächen so wie ihre Höhen. Daher ist auch der

$$\text{Belastungsfaktor} = \frac{\text{mittlere Jahresbelastung (AE) in kW}}{\text{maximale Belastung (AL) in kW.}}$$

Da die größten auftretenden Jahresbelastungsspitzen eines Elektrizitätswerkes natürlich nicht genau vorausszusehen sind und außerdem auch im Verlaufe der Jahre Schwankungen auftreten werden, muß aus Gründen der Betriebssicherheit die Ausbauleistung des Werkes im allgemeinen größer sein, als dem tatsächlich auftretenden Belastungsmaximum entsprechen würde.

Die installierte Maschinenleistung in kW sei durch die Ordinate AN dargestellt. Die vom Werk auf Grund seiner Ausbauleistung höchstmögliche Jahresarbeit zeigt dann die Fläche des Rechtecks ANQD. Das Verhältnis der auf Grund der installierten Leistung höchstmöglichen Arbeit zur tatsächlichen Arbeit heißt Ausnutzungsfaktor, also

$$\begin{aligned} \frac{\text{AEFD}}{\text{ANQD}} &= \frac{\text{tatsächlich geleistete Arbeit in kWh}}{\text{installierte Leistung in kW} \times 8.760} \\ &= \frac{\text{AE}}{\text{AL}} = \frac{\text{mittlere Belastung in kW}}{\text{installierte Leistung in kW}} \end{aligned}$$

An Stelle des Rechtecks AEFD kann auch das flächengleiche Rechteck ANPO errichtet werden, dessen Höhe die ausgebaute Werksleistung ist. Die Grundlinie gibt dann die Anzahl der Stunden an, während welcher die installierte Leistung arbeiten müßte,

um die tatsächliche Jahresarbeit zu leisten. Die Stunden werden Benutzungsstunden der Anlage genannt und sie errechnen sich:

$$\frac{\text{tatsächlich geleistete Jahresarbeit in kWh}}{\text{installierte Maschinenleistung in kW.}}$$

Der Ausnutzungsfaktor, bzw. die Benutzungszeit ist für die Beurteilung der Rentabilität eines Werkes von ausschlaggebender Bedeutung. In Verbindung mit den beim Verkauf der elektrischen Arbeit erzielten Preisen bilden sie das Um und Auf der Erlösseite in der Erfolgsrechnung von Elektrizitätswerken.

Zum Unterschied von kalorischen Werken muß bei hydraulischen Anlagen berücksichtigt werden, daß die installierte Leistung nur im Ausmaße der Jahreswasserspense ausgenützt werden kann. Zur Beurteilung der Ausnutzung muß daher die auf Grund der Jahreswasserspense mögliche Jahresarbeit (siehe Abbildung 3) zur tatsächlich geleisteten Jahresarbeit ins Verhältnis gesetzt werden. Ein Wasserkraftwerk, das eine in Abbildung 5 gezeigte mittlere, bzw. maximale Jahreshöchstbelastungslinie aufweist, könnte allerdings seine Ausbauleistung niemals ausnützen, da während der Wintermonate, in denen die Höchstleistungen auftreten, eine Ausnutzung zufolge der geringen Wasserspense nicht möglich ist. Die Größe eines solchen Werkes müßte man entweder auf die niederste Jahreswassermenge abstellen, oder für die Winterspitzen die Energie anderwärts beziehen.

Bei schlechten Absatzverhältnissen kann es natürlich vorkommen, daß die Ausbauleistung eines Werkes nicht erreicht wird, da man beim Bau der Anlagen die Leistung derart bemessen muß, daß eine in der Zukunft liegende Entwicklung möglich ist.

Die Belastungsverhältnisse, wie sie in einem Elektrizitätswerk während eines Jahres auftreten, können auch noch auf eine andere Weise dargestellt werden. Es sei hier die Methode von Lynen erwähnt, die ebenfalls in der einschlägigen Literatur zu finden ist. Wenn man die Fläche des Tagesbelastungsdiagramms in sehr schmale Streifen zerlegt und die gesamten Streifen der 365 Tage, ihrer Größe nach geordnet, aneinanderreihet, so erhält man das „geordnete Jahresbelastungsbild“ und „die Benutzungslinie“ (Abbildung 6).

Die Fläche ABCD stellt wieder die vom Elektrizitätswerk wirklich geleistete Jahresarbeit dar; die Ordinate AB ist die Jahreshöchstleistung, die für die Größe des Werkes maßgebend ist.

Das flächengleiche Rechteck auf gleicher Basis Aefd stellt ebenfalls die tatsächlich geleistete Arbeit und AE die mittlere Belastung dar. Die Fläche des Rechtecks ABGK ist ebenfalls gleich der Fläche ABCD; die Höhe desselben ist die Maximalbelastung und die Basis AK die Benutzungszeit T.

Das geordnete Jahresbelastungsbild gibt deshalb einen sehr

guten Einblick in die Belastungsverhältnisse, weil aus ihm sofort zu ersehen ist, wieviele Ausnutzungsstunden die einzelnen kW an installierter Maschinenleistung während eines Jahres haben.

Da, wie bereits früher erwähnt, alle in einem Wasserkraftwerk auftretenden Kosten praktisch als fix zu bezeichnen sind, ist es klar, daß getrachtet werden muß, die Jahresbenutzungszeit T möglichst groß zu gestalten, damit sich die fixen Kosten auf eine möglichst große Anzahl von abgegebenen kWh verteilen.

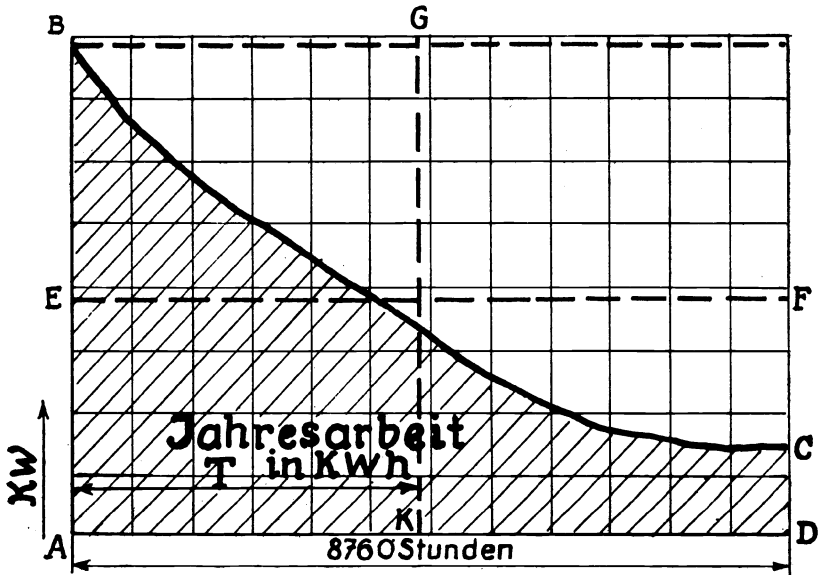


Abb. 6.

Die Benutzungszeit T wird um so größer, je flacher das Belastungsdiagramm ist und je niedriger die Jahresmaximalbelastung liegt. Durch geeignete Tarifbildung muß den Abnehmern der Anreiz geboten werden, ihre Anlagen während einer möglichst großen Zeit des Jahres zu nutzen. Außerdem können durch Sondertarife, z. B. durch Abgabe von besonders ermäßigtem Nachtstrom, die Täler des Belastungsdiagramms weitgehendst ausgefüllt werden.

An Hand des geordneten Jahresbelastungsbildes kann auch errechnet werden, bei welcher Nutzungszeit es rationeller erscheint, den Strom von anderen, eventuell kalorischen Werken, zu beziehen. Da letztere im Verhältnis zur Ausbauleistung im allgemeinen geringere feste Kosten haben, wird bei ihnen eine Rentabilität auch noch bei niedrigerer Jahresbenutzungsdauer möglich sein.

In der angestrebten Verbundwirtschaft des gesamten großdeutschen Raumes werden solche Ergänzungsmöglichkeiten zwi-

schen den Wasserkraftwerken der Alpen und den großen kalorischen Werken des mitteldeutschen Braunkohlengebietes vorhanden sein.

Bei Verbundbetrieb von mehreren Wasserkraftwerken ist es meist so, daß mehrere Laufkraftwerke mit einem saisonalen Staukraftwerk zusammenarbeiten. Dadurch ist es möglich, daß die Laufkraftwerke während der meisten Jahresstunden die Stromversorgung übernehmen; das Staukraftwerk wird bloß zur Deckung der Spitzen herangezogen. Diese Spitzendeckung kommt vor allem in den Wintermonaten in Frage, wo den auftretenden Höchstbelastungen die geringste Leistungsfähigkeit der Laufkraftwerke infolge der niedrigen Wasserstände gegenübersteht. Die Staukraftwerke sind deshalb gekennzeichnet durch sehr große Ausbauleistungen, die in gar keinem Verhältnis stehen zur mittleren Jahreswasserspende der von ihnen genutzten Wasserkraftwerke. Die Jahresnutzungsdauer ist daher bei solchen Werken sehr gering und die erzeugte Energie entsprechend teuer. Da aber meist die Möglichkeit besteht, die erzeugte Spitzenenergie entsprechend teuer zu verkaufen, ist die Rentabilität solcher Werke dennoch gewährleistet.

b) Die Möglichkeit der Umlegung der Kosten auf den Kostenträger.

Grundsatz jeder Kostenrechnung muß sein, jedem Erzeugnis jene Kosten zuzurechnen, die zu seiner Herstellung notwendig waren. Bei Elektrizitätswerken wird ein in seiner Leistung völlig einheitliches Produkt, nämlich die kWh hergestellt und es liegt die Annahme nahe, daß auch die für die Erzeugung aufgewandten Kosten für jede kWh dieselben sein müßten. Die Elektrizitätswerke werden deshalb heute noch vielfach in der betriebswirtschaftlichen Literatur als die Idealfälle für die Divisionskalkulation aufgefaßt, d. h. es werden die gesamten während eines Jahres aufgelaufenen Kosten durch die Anzahl der erzeugten kWh dividiert, um zu den Erzeugungskosten pro kWh zu kommen. Hierbei können die auf den verschiedenen Kostenstellen gesammelten Aufwendungen ebenfalls getrennt umgelegt werden, so daß man die Erzeugungs-, die Verteilungs- und die Hebungskosten pro kWh feststellen kann. Es zeigt sich bereits bei dieser einfachen Divisionsmethode, daß die Selbstkosten eines bestimmten Werkes um so niedriger sein werden, je mehr kWh pro Jahr erzeugt werden, d. h. also, je höher die Jahresbenutzungsstunden des Werkes sind. Wie bereits in den früheren Kapiteln ausgeführt, sind die bei einem Wasserkraftwerk auftretenden Erzeugungs- und Verteilungskosten durchwegs fester Natur. Sie sind mit ihren größten Posten (Verzinsung, Abschreibung, Reparatur) proportional zur

installierten Leistung, aber auch alle anderen Kosten sind weitestgehend abhängig von der Werksgröße, wobei allerdings gesagt werden kann, daß die Kosten je kW Ausbauleistung bei großen Werken im allgemeinen kleiner sind, als bei kleinen Werken. Man kann daher folgende Gleichung aufstellen:

Jahresgesamtkosten = Installierte Leistung in kW \times Kosten pro kW
und die

$$\text{Kosten pro kWh} = \frac{\text{installierte Leistung in kW}}{\text{wirkliche Jahreserzeugung in kWh}} \times \text{Kosten pro kW};$$

nun ist die

$$\text{Jahresbenutzungsdauer} = \frac{\text{wirkliche Jahreserzeugung in kWh}}{\text{installierte Leistung in kW}}.$$

Man kann daher in obiger Gleichung auch einsetzen:

$$\text{Kosten pro kWh} = \frac{\text{Kosten pro kW}}{\text{Jahresbenutzungsdauer in Stunden}}.$$

Die Erzeugungskosten pro kWh sind also direkt proportional den Kosten pro kW und verkehrt proportional den Ausnutzungsstunden.

Die Divisionsmethode hat den großen Vorteil der Einfachheit. Zum Zwecke des Betriebsvergleichs sind damit sehr gute Ergebnisse zu erzielen. Man darf hierbei allerdings bloß gleichartige Werke vergleichen. Eventuell Laufkraftwerke miteinander, da sich bei Staukraftwerken durch höhere Ausbaukosten pro kW und verhältnismäßig geringere Jahresnutzungsstunden viel höhere Kosten pro kWh ergeben werden.

Will man aber die Selbstkostenrechnung als Grundlage für die Preiskalkulation verwenden, so eignet sich die Divisionskalkulation schon nur mehr in bestimmten Fällen, nämlich dann, wenn das Werk bloß einen oder einige gleichartige Abnehmer hat. Gleichartig sind Abnehmer, die etwa dieselbe Anzahl von kWh per Jahr verbrauchen, außerdem dieselben Ausnutzungsstunden haben und den Strom auch zur gleichen Zeit abnehmen. Diese Gleichartigkeit rechtfertigt einen gleichen Strompreis, der auf Grund der Divisionskalkulation ermittelt werden kann.

Hat ein Elektrizitätswerk verschiedene Abnehmer, z. B. Kraft-, Licht- und Wärmeabnehmer, so wird die Divisionskalkulation keine Unterlagen für die gerechte Tarifierstellung bieten. Es kann bloß gesagt werden, daß der Tarif dann möglichst so erstellt werden muß, daß die Summe aller Einnahmen die Gesamtjahresaufwendungen deckt. Der Strompreis wird sich wahrscheinlich nur nach der Nutzenschätzung des Konsumenten richten. Hinzu kommt noch, daß es durchaus keinen einheitlichen Marktpreis für elektrische Energie geben kann, da die Gestehungskosten in einzelnen Gebieten ganz verschieden sind.

Schmalenbach vertritt in seinem Buch „Selbstkostenrechnung und Preispolitik“ den Standpunkt, daß bei der Selbstkostenrechnung die fixen Kosten überhaupt nicht zu berücksichtigen seien, solange ein Werk nicht voll ausgenutzt ist. Diese seien einmal vorhanden und treten auch auf, wenn nicht produziert wird. Jedes Erzeugnis, das hergestellt wird und das man über den proportionalen Kosten verkaufen kann, hilft einen Teil der fixen Kosten tragen. Der tatsächliche Preis wird dann zwischen diesen proportionalen Kosten und einem Höchstwert liegen, der durch die Nutzenschätzung des Konsumenten bestimmt wird. Der günstigste Preis für diesen Betrieb wird dann derart sein, daß gerade so viele Abnehmer das Produkt kaufen, um das Werk voll auszunutzen zu können. Um nun möglichst viele Konsumentenkreise zu erfassen und hiedurch seinen Betrieb voll auszunutzen, empfiehlt Schmalenbach die Anwendung verschiedener Preise, deren Festsetzung natürlich nicht auf Grund der Selbstkostenrechnung, sondern auf Grund der Nutzenschätzung der Kunden erfolgt.

Wollte man diese Kalkulationsmethode bei Elektrizitätswerken anwenden, so wäre bei kalorischen Werken die Preisuntergrenze durch die proportionalen Kosten, also vor allem die Brennstoffkosten, bestimmt. Bei Wasserkraftwerken, die ja wie bereits mehrfach erwähnt, überhaupt keine proportionalen Kosten haben, wäre dann die Preisuntergrenze gleich Null, d. h. mit anderen Worten, daß also überhaupt keine Selbstkostenrechnung notwendig sei.

Auf die Dauer kann aber kein Unternehmen unter seinen gesamten Selbstkosten (also proportionalen und fixen Kosten) verkaufen. In einer Volkswirtschaft, wo dies in größerem Umfange geschieht, wird eine Art Ausverkauf eintreten, da mehr verbraucht als produziert wird. Aus diesem Grunde schon ist es unbedingt notwendig, daß sich jeder Betrieb über seine gesamten Selbstkosten im klaren ist und daß diese die Grundlage für eine gesunde und dauernde Preispolitik sein müssen.

Für Elektrizitätswerke sollen die Selbstkosten aber nicht bloß die Preisuntergrenze, sondern überhaupt den Maßstab für eine gesunde Tarifpolitik bilden. Infolge des weitgehenden monopolistischen Charakters dieser Betriebe werden auch leicht unangemessen hohe Preise gefordert, die der Volkswirtschaft ebenso schädlich sein können als zu niedrige Preise.

Die große Schwierigkeit in der Kalkulation der Stromselbstkosten liegt in dem Umstand, daß die Leistung in demselben Augenblick erstellt werden muß, als sie in Anspruch genommen wird. Da aber in den meisten Fällen die Inanspruchnahme der elektrischen Energie nicht eingeschränkt ist, muß das Elektrizitätswerk stets die gesamte installierte Leistung des Konsumenten bereithalten, d. h. mit anderen Worten, das Elektrizitätswerk muß seine Maschinenleistung nach dem Anschlußwert seiner gesamten

Abnehmer bemessen. Die Praxis zeigt allerdings, daß es nicht nötig ist, die Leistung des Kraftwerks gleich der Summe der Anschlußwerte seiner Abnehmer zu halten. Infolge der Ungleichmäßigkeit der auftretenden Belastungen genügt es, wenn die Kraftwerksleistung einen gewissen Prozentsatz des Anschlußwertes der Abnehmer beträgt. Die Größe dieses Prozentsatzes, den wir Ungleichmäßigkeitsfaktor nennen wollen, hängt von der Struktur der Konsumenten ab; für die einzelnen Abnehmergruppen gibt es hierfür Erfahrungswerte, die bei einem Kraftwerksneubau zugrunde gelegt werden können. Bei einem schon bestehenden Werk dividiert man einfach die Höchstbelastung durch den gesamten Anschlußwert der Abnehmer, um auf den Ungleichmäßigkeitsfaktor zu kommen.

Wie bereits früher erwähnt, sind die gesamten Selbstkosten eines Wasserkraftwerkes etwa direkt proportional seiner installierten Leistung. Man kann sich nun auf den Standpunkt stellen, daß die erzeugten und abgegebenen kWh überhaupt nicht interessieren, da dieselben keine zusätzlichen Kosten verursachen. Lediglich auf die installierte Leistung des Werkes kommt es an und wieviel hiervon der einzelne Abnehmer in Anspruch nimmt. Das würde in der Kalkulation bedeuten, daß die auf den Kostenarten gesammelten Kosten nicht auf die kWh sondern auf die kW-Leistung umzulegen sind. Die Selbstkosten einer an einen Abnehmer abgegebenen Leistung sind dann:

$$\text{Ungleichmäßigkeitsfaktor} = \frac{\text{Anschlußwert} \times \text{Jahresgesamtkosten}}{\text{installierte Werksleistung}}$$

An Stelle des Ungleichmäßigkeitsfaktors und Anschlußwerts kann auch die mit Hilfe eines Maxigrafen gemessene Jahreshöchstlast treten.

Der dieser Kalkulation entsprechende Tarif ist der Pauschal tarif, der eigentlich der Kostenstruktur des Wasserkraftwerkes entspricht, da er den festen Kosten feste Einnahmen gegenüberstellt. Der auf diese Weise errechnete Selbstkostenpreis der elektrischen Energie wird den tatsächlichen Verhältnissen bereits näher kommen als der nach der Divisionsmethode errechnete kWh-Preis. Es werden die Erzeugungskosten je kWh für jenen Abnehmer am niedrigsten sein, der je kW-Anschlußwert die meisten kWh im Jahr abnimmt, oder mit anderen Worten, die höchsten Ausnutzungsstunden hat.

Die installierte Leistung und mit ihr die in einem Wasserkraftwerk auftretenden Kosten sind abhängig von der Jahreshöchstbelastung des Kraftwerkes. Diese Jahreshöchstlast ist gleich der Summe aller Belastungen, wie sie bei den Abnehmern zur Zeit der Höchstbelastung des Kraftwerkes auftreten, vermehrt um die Fortleitungs- und Verteilungsverluste (Hochspannungs-Verteil-

leitungen, Transformatoren, Niederspannungs-Verteilnetze und Zähler). Nun muß aber das Maximum in der Belastungskurve des Abnehmers durchaus nicht zur selben Zeit auftreten wie die Maximalbelastung im Elektrizitätswerk. Der Anteil, den seine Belastung an der Maximallast des Elektrizitätswerkes hat, ist vielleicht bloß ein Bruchteil seiner eigenen Spitzenbelastung, die zu einer ganz anderen Tages- oder Jahreszeit auftreten kann. Da aber nur das Kraftwerksmaximum ausschlaggebend für die Größe der Kosten ist, so sind die Selbstkosten für einen bestimmten Abnehmer durch dessen Anteil an dem Zentralenmaximum bestimmt.

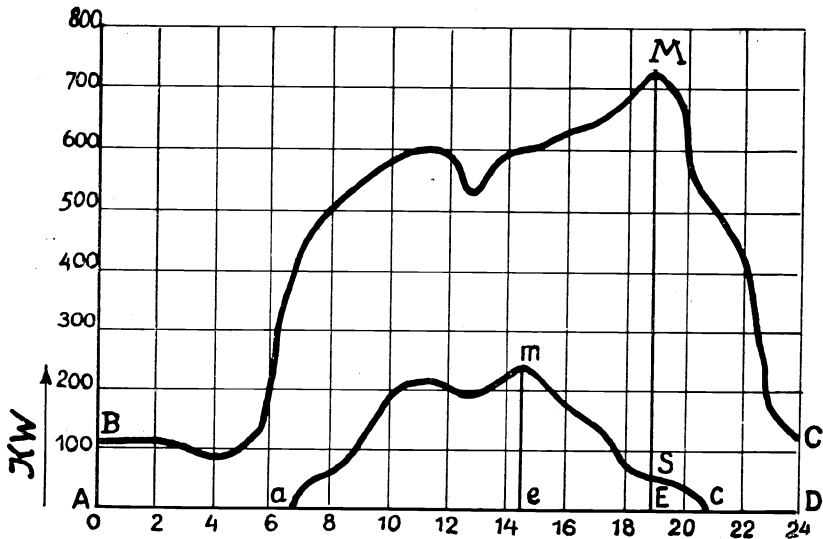


Abb. 7.

Das in das obenstehende Ordinatensystem eingezeichnete Tagesdiagramm eines Kraftwerkes BMC enthalte die Jahresmaximalbelastung EM. Das Belastungsdiagramm amc stellt das eines Abnehmers dar mit der Maximalbelastung em. Während bei der an zweiter Stelle genannten Methode die Höchstlast em als Grundlage für die Selbstkostenrechnung genommen wird, wird bei der nun angegebenen Art der Selbstkostenermittlung der Anteil ES der Abnehmerlast an der Zentralen höchstlast als Maßstab genommen, um zu ermitteln, welchen Anteil dieser Abnehmer an den Gesamtkosten des Kraftwerkes hat.

Die letzte hier angegebene Methode wurde von Ing. Fr. Brock, Wien, in seinem Buche „Gestehungskosten und Verkaufspreise elektrischer Arbeit“, Verlag Julius Springer, Wien und Berlin 1930, angegeben. Die Schwierigkeit dieser Art der Selbstkostenrechnung

liegt in dem Umstand, daß es theoretisch notwendig wäre, das Belastungsdiagramm jedes Abnehmers zu kennen, um seinen Anteil an der Werksmaximalbelastung feststellen zu können. Man kann sich jedoch auch auf die Messung der Großabnehmer beschränken, während man sich bei den anderen Konsumenten mit Schätzungen begnügen kann, wobei die heute zur Verfügung stehenden statistischen Daten, vor allem die des eigenen Werkes, zu Hilfe genommen werden können.

Brock führt in seinem oben genannten Buche die sogenannte Höchstlastziffer der Abnehmergruppe ein, die gleich ist der

Gruppenhöchstlast

Summe der Einzelhöchstlasten der Gruppe

und eine Höchstlastziffer des Kraftwerkes, die gleich ist dem Verhältnis von

Werkshöchstlast

Summe der Gruppenhöchstlasten.

Mit Hilfe dieser beiden Größen errechnet Brock annähernd den Anteil einzelner Abnehmergruppen an den festen Kosten des Kraftwerkes. Er bringt in seinem Buche (auf Seite 53) ein Zahlenbeispiel, das an dieser Stelle wiedergegeben sei.

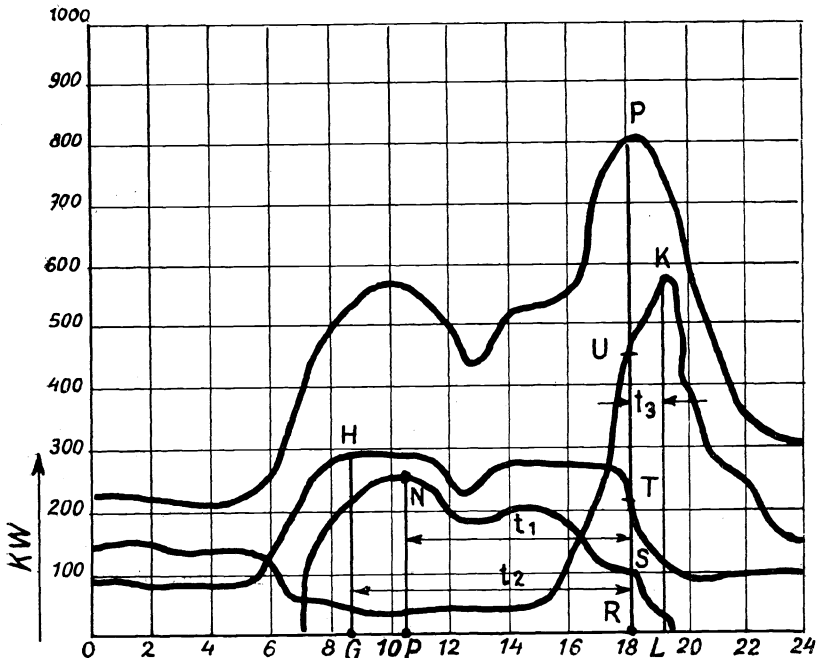


Abb. 8.

„Die Summe der Anschlußwerte einer Anzahl in ihrer Abnahme gleichartiger Abnehmer sei 1000 kW; jeder einzelne Anschlußwert werde im Mittel mit 80% ausgenutzt (Durchschnittsanschlußausnutzung = 0.8), so daß die Summe der Maxima dieser Einzelabnehmer $1000 \times 0.8 = 800$ kW betrage. Alle diese Maxima ergeben durch ihr zeitlich verschiedenes Auftreten eine gemeinsame Höchstlast, die geringer ist als die Summe der Einzelhöchstlasten; dieses Verhältnis ist die Höchstlastziffer dieser Abnehmergruppe. Diese Höchstlastziffer sei im vorliegenden Falle 0.3, daher wird eine Höchstlast für die Versorgung dieser Gruppe von der Zentrale in Anspruch genommen werden von $800 \times 0.3 = 240$ kW (Ordinatenabschnitt PN in Abbildung 8).

Die Höchstlast dieser Gruppe fällt aber mit der Höchstlast der Zentrale (853 kW) nicht zusammen; sie ist vielmehr um die Zeit t_1 verschoben und deshalb nach der für diese Gruppe geltenden Gestalt der Abnehmerkurve nur mit einem Bruchteil entsprechend dem Ordinatenabschnitt RS am Zentralenmaximum beteiligt, den wir ermitteln wollen, um den Anteil an den festen Kosten zu berechnen, der auf die Einzelabnehmer der Gruppe entfällt.

Für eine zweite Gruppe sei der Summenanschluß 560 kW, die Durchschnittsanschlußausnutzung 0.9, so daß die Summe der Maxima der Einzelabnehmer dieser Gruppe $560 \times 0.9 = 504$ kW betrage. Die Höchstlastziffer dieser Gruppe $504 \times 0.75 = 380$ kW (Ordinatenabschnitt GH in Abbildung 8).

Auch die Höchstlast dieser Gruppe fällt zeitlich mit der Höchstlast der Zentrale nicht zusammen. Sie ist um die Zeit t_2 gegen diese verschoben und deshalb nach der für diese Gruppe geltenden Gestalt der Abnehmerkurve ebenfalls nur mit einem Bruchteil, entsprechend dem Ordinatenabschnitt RT, am Zentralenmaximum beteiligt.

Für eine dritte Gruppe hätten wir einen Summenanschlußwert von 2000 kW. Die Durchschnittsanschlußausnutzung sei 0.6, daher die Summe der Maxima der Einzelabnehmer dieser Gruppe $2000 \times 0.6 = 1200$ kW. Die Höchstziffer dieser dritten Gruppe sei 0.5, so daß die Höchstlast derselben 600 kW betrage (Ordinatenabschnitt JK in Abbildung 8).

Wir ersehen aus dem Diagramm, daß auch die Höchstlast dieser Gruppe mit der Höchstlast der Zentrale zeitlich nicht zusammenfällt und gegen diese um die Zeit t_3 verschoben und am Zentralenmaximum mit dem Ordinatenabschnitt RU beteiligt ist.

Die Höchstlastziffer der Zentrale, das ist das Zentralenmaximum, geteilt durch die Summe der Gruppenmaxima =

$$\frac{853}{240 + 380 + 600} = 0.7.$$

Nun kann der Anteil der Abnehmergruppen an dem Zentralenmaximum bestimmt werden:

Die erste Abnehmergruppe mit einem Anschlußwert von 1000 kW ist am Zentralmaximum mit

$$1000 \times 0.8 \times 0.3 \times 0.7 = 168 \text{ kW} (= \text{RS})$$

beteiligt.

Die zweite Gruppe mit einem Anschlußwert von 560 kW mit

$$560 \times 0.9 \times 0.75 \times 0.7 = 265 \text{ kW} (= \text{RT}).$$

Die dritte Gruppe mit einem Anschlußwert von 2000 kW mit

$$2000 \times 0.6 \times 0.5 \times 0.7 = 420 \text{ kW} (= \text{RU});$$

sonach beträgt die Beteiligung an den festen Kosten je kW

$$\text{für die erste Gruppe } 168 \times 100 : 853 = 19.7\%$$

$$\text{für die zweite Gruppe } 265 \times 100 : 853 = 31.0\%$$

$$\text{für die dritte Gruppe } 420 \times 100 : 853 = 49.3\%$$

$$100.0\%$$

Betragen z. B. die jährlichen festen Kosten je kW S 200.—, so wären zur Erfassung dieser für jedes kW Anschlußwert der ersten Gruppe jährlich S 39.4 einzuheben, für jedes der zweiten Gruppe S 62.— und für jedes der dritten Gruppe S 98.6.

Es sei nochmals hervorgehoben, daß für vorstehende Ermittlung nur die Höchstlastziffer des Kraftwerkes und die Höchstlastziffern der einzelnen Abnehmergruppen maßgebend sind und eine ähnliche Gestaltung der Belastungskurven der Einzelabnehmer einer Gruppe vorausgesetzt ist; in Abbildung 8 sind solche nur als Beispiel zum Zwecke der Verdeutlichung eingezeichnet.“

Hiezu wäre noch zu bemerken, daß diese Methode nur angenäherte Werte erzielt. Selbst wenn es möglich ist, mit Hilfe von Maxigrafen genau den Anteil des einzelnen Abnehmers an der Werksbelastungsspitze festzustellen, so bleibt noch immer der Umstand, daß also der Strom, der außerhalb dieser Spitze entnommen wird, überhaupt keine Selbstkosten verursacht und ein Abnehmer, dessen Belastungsdiagramm zur Zeit der Werks höchstbelastung gleich Null ist, braucht, wenn man die Selbstkosten als Grundlage für die Preispolitik nimmt, nichts zu bezahlen.

Im nächsten Abschnitt soll nun eine Art der Selbstkostenrechnung wiedergegeben werden, von der anzunehmen ist, daß sie alle diese Nachteile vermeidet.

c) Berechnung der Kosten pro kWh unter Berücksichtigung der jeweiligen Belastung.

Aus den bisherigen Ausführungen geht eindeutig hervor, daß die Selbstkosten pro kWh erzeugter elektrischer Arbeit in engem Zusammenhang mit dem Jahresbelastungsdiagramm des betreffenden Kraftwerkes stehen. Je höhere und schmalere Spitzen dasselbe im Verhältnis zur übrigen Belastung aufweist, um so größer und teurer muß die installierte Leistung und damit der Gesamtjahresaufwand sein. Die Erzeugung dieser Spitzenenergie verur-

sacht also besonders hohe Kosten. Nach dem schon öfters erwähnten Hauptgrundsatz der Kalkulation, jedes Erzeugnis mit jenen Kosten zu belasten, die zu seiner Herstellung notwendig sind, muß getrachtet werden, diese besonderen Kosten zu erfassen.

In weiterer Verfolgung dieser Ueberlegung wird man nicht bloß die besonders hohen Kosten für die Erzeugungsspitzen ermitteln, sondern auch die einwandfreien Selbstkosten für die normalen Belastungen zu errechnen trachten. Es wird sich nämlich ergeben, daß auch diese durchaus nicht gleich sind. Zum besseren Verständnis der hier vorgeschlagenen Methode der Selbstkostenrechnung sei folgendes Beispiel angeführt:

Wir stellen uns ein Kraftwerk mit einer Leistung von 1000 kW vor, dessen geordnetes Belastungsdiagramm den in Abb. 9 angegebenen Verlauf hätte (Kurve A-B).

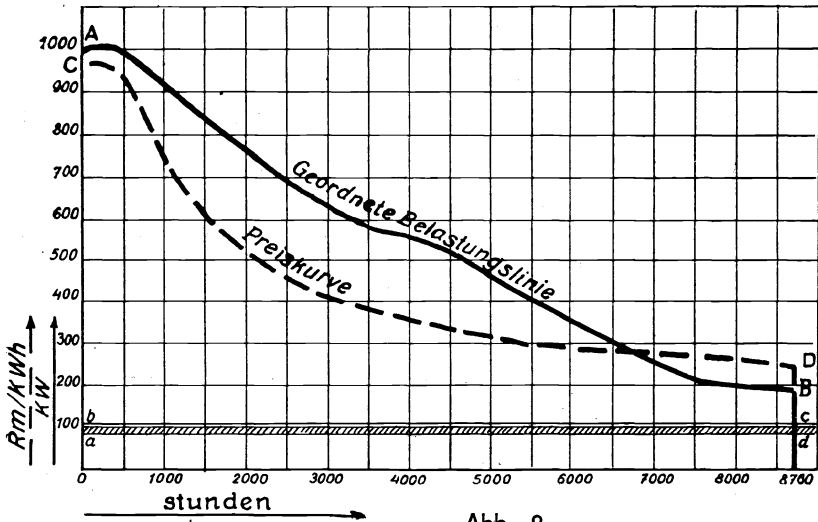


Abb. 9.

Wie bereits früher erwähnt, erhält man die Kurve des geordneten Belastungsdiagramms A-B in der Weise, daß man die während eines Jahres auftretenden Belastungen ihrer Größe nach geordnet in ein Ordinatensystem einträgt. Man kann sich nun vorstellen, es handle sich nicht um ein einziges Kraftwerk mit 1000 kW Leistung, sondern um 1000 Kraftwerke mit je 1 kW Leistung. Da die Selbstkosten im allgemeinen nur abhängig sind von der installierten Leistung, so nehmen wir vorderhand an, daß auf jedes dieser 1000 kleinen Werke $\frac{1}{1000}$ der Gesamtjahreskosten entfallen. Man ermittelt nun für jedes dieser kleinen gedachten Kraftwerke die kWh-Kosten nach der Divisionskalkulationsmethode, und zwar nach der bei Besprechung der Divisionskalkulation abgeleiteten Formel:

$$\text{Kosten per kWh} = \frac{\text{Jahreskosten per kW}}{\text{Jahresbenutzungsstunden.}}$$

Bei Anwendung dieser Formel wird sich ergeben, daß die ersten 200 kleinen Kraftwerke, die ja laut Belastungskurve in Abbildung 9 alle 8.760 Stunden im Jahr in Betrieb sind, dieselben Kosten pro kWh haben. Die Jahresarbeit eines solchen Kraftwerkes sei durch den Streifen abcd dargestellt. Man kann zur Berechnung der Kosten per kWh entweder irgend ein kleines gedachtes Kraftwerk heranziehen oder auch alle 200 Kraftwerke zu einem einzigen zusammenfassen und von diesem die Kosten per kWh ermitteln. Angenommen die Kosten pro kW und Jahr betragen RM 220.—, so würden sich die Selbstkosten pro kWh in den ersten 200 kleinen Kraftwerken auf

$$\text{kWh-Kosten} = \frac{220.—}{8.760} = \text{RM } 0.025 \text{ stellen.}$$

Die kWh-Kosten im 201. gedachten kleinen Kraftwerk werden natürlich größer sein, da die Jahresnutzungsstunden kleiner sind. Entsprechend dem Verlauf des geordneten Belastungsdiagramms werden die kWh-Kosten dieser kleinen Kraftwerke immer größer, je höher man in der Belastungskurve hinaufkommt. Beispielsweise hat das Kraftwerk zwischen 250 und 251 kW bloß mehr 7000 Ausnutzungsstunden, die Selbstkosten per kWh in diesem kleinen Kraftwerk betragen dann

$$= \frac{220}{7000} = \text{RM } 0.031.$$

Man kann auf diese Art die kWh-Selbstkosten aller dieser kleinen gedachten kW-Kraftwerke ermitteln.

Wir nehmen an, diese kleinen Kraftwerke verkaufen ihre erzeugte Energie an einen einzigen Abnehmer zum Selbstkostenpreis. Bis zu 200 kW Belastung würde dem Abnehmer der Strom dann per kWh RM 0.025 kosten. Wenn das kleine 201. Kraftwerk 8500 Ausnutzungsstunden hat, so ist der Preis

$$\text{per kWh} = \frac{220}{8500} = \text{RM } 0.026.$$

Der Abnehmer müßte also bei 201 kW Belastung 200 kWh zu RM 0.025 und 1 kWh zu RM 0.026 bezahlen. Der Durchschnittspreis wäre dann

$$\frac{200 \times 0.025 + 0.026}{201}$$

also das arithmetische Mittel der Einzelpreise, die an jedes kleine gedachte Kraftwerk zu zahlen wären.

Man kann sich nun auf diese Weise fortschreitend für jede Belastung den Durchschnittspreis ermitteln. Dieser Durchschnitts-

preis stellt aber nichts anderes als die Selbstkosten für jede Belastung dar. Trägt man die Durchschnittspreise auf, so ergeben sie die Kurve C-D. Man muß natürlich, um diese Kurve zu erreichen, das Kraftwerk nicht gerade in 1000 kleine zerlegen, man kann sich auch mit 10, 50 oder 100 begnügen. Die Genauigkeit der Preiskurve hängt allerdings von der Anzahl der angenommenen Kraftwerke ab.

Die Selbstkostenkurve C-D zeigt, daß die Selbstkosten abhängig sind von der Art des geordneten Belastungsdiagramms und von der Größe der augenblicklichen Belastung. Man kann sich nun zu jeder Belastung im täglichen Belastungsdiagramm die dazugehörigen Selbstkosten in diesem Augenblick einzeichnen, in dem man einfach zu jeder Belastung die entsprechenden Selbstkosten aus dem geordneten Belastungsdiagramm und der Selbstkostenkurve überträgt.

Es zeigt sich dann, daß sich die Selbstkosten per kWh eines Kraftwerkes fortwährend entsprechend der augenblicklichen Belastung ändern. Sie werden im Winter bei hohen Belastungen sehr hoch und im Sommer oder des Nachts entsprechend den dann auftretenden geringen Belastungen sehr niedrig sein. In den einzelnen Jahren werden sie entsprechend der unterschiedlichen Gesamtbelastung ebenfalls verschieden sein. Zusammenfassend kann gesagt werden:

Die Höhe der Selbstkosten per kWh in einem Wasserkraftwerk ist abhängig von der im Zeitpunkt des Bedarfseintrittes und damit der Erzeugung gegebenen Gesamtbelastung. Um ein Bild über die Änderungen in den Selbstkosten per kWh zu erhalten, ist es in der Regel gar nicht notwendig, in alle Tagesbelastungsdiagramme auch Selbstkostenkurven einzuzeichnen. Da die Tagesbelastungsdiagramme während der einzelnen Jahreszeiten in der Regel nicht sehr verschieden voneinander sind, so genügen unter Umständen drei typische (1 Wochentag, 1 Samstag und 1 Sonntag) Tagesdiagramme für je drei Monate, also im ganzen 12 Diagramme. Bei genauerer Rechnung wird man eventuell ein Vielfaches dieser Diagramme nehmen.

Die hier angegebene Methode zur Ermittlung der Selbstkosten kann nicht nur für die Erzeugung, sondern auch für die Verteilung angewandt werden. Im allgemeinen ist auch hier zu sagen, daß die während eines Jahres auftretenden Gesamtkosten abhängig sind von der möglichen Höchstleistung der Leitungen. Man kann hierbei die Selbstkosten per kWh getrennt für die Hochspannungs- und Niederspannungsleitungen erfassen. Dem ermittelten Gestehungspreis per kWh sind dann noch die Kosten jenes Teiles des Verlustes zuzuschlagen, der proportional der Stromstärke ist. Die Kosten des von der Belastung unabhängigen

sogenannten Eisenverlustes sind als fixe Kosten den Jahresgesamtkosten zuzuschlagen.

Für eine genaue Rechnung kann man überlegen, inwieweit die einzelne kW der Werksleistung tatsächlich mit denselben Kosten zu belasten ist. Es kann sich in der Praxis ohne weiteres ergeben, daß beispielsweise die Ausbaukosten oder auch die Betriebskosten für die ersten kW bedeutend höher liegen als für jene, die zur Erzeugung der Spitzenleistung notwendig sind. Die in Abbildung 9 angegebene Preiskurve wird sich dann entsprechend ändern. Besonders bei der Verteilung wird man diesen Umstand berücksichtigen müssen, da sich die Baukosten von Leitungen nicht proportional mit der Größe der Uebertragungsmöglichkeit ändern.

Ist ein Werk nicht ausgenützt, d. h. wenn es auch bei den während eines Jahres auftretenden Höchstbelastungen nicht voll bis zu seiner Leistungsfähigkeit in Anspruch genommen wird, so ist zu überlegen, wieviel von der über die Maximalbelastung hinausgehenden installierten Leistung als betriebsnotwendige Reserve anzusehen ist. Nur die Gesamtjahreskosten der zur Erzeugung der Höchstbelastung notwendigen Leistung plus einer notwendigen Reserve sind in der Kalkulation zu berücksichtigen. Alle darüber hinausgehenden Kosten sind als nicht betriebsnotwendiger neutraler Aufwand in der Kalkulation zu vernachlässigen.

Die Ursache der Notwendigkeit der gegenüber der Divisionskalkulation immerhin umständlichen hier entwickelten Kalkulationsmethode liegt in der technischen Unmöglichkeit, die elektrische Energie im großen zu speichern. Bestünde eine Möglichkeit, so könnte man die während eines Jahres verkaufte Energie bei gleichmäßiger Belastung erzeugen und die Selbstkosten wären dann durch einfache Division der Gesamtjahreskosten durch erzeugte kWh ermittelbar.

Wie bereits in einem früheren Abschnitt erwähnt, wird bei Staukraftwerken an Stelle der elektrischen Energie die dem Wasser auf Grund der Schwerkraft innewohnende Energie gespeichert (sozusagen gelagert). Die hierbei auftretenden Kosten sind unabhängig von der Spitzenleistung und können deshalb gleichmäßig auf die einzelnen kWh verteilt werden. Die Stromerzeugungskosten selbst, die von der Höchstbeanspruchung abhängig sind, müssen dagegen nach der hier angegebenen Methode aufgeteilt werden. Die Gesamtkosten per kWh setzen sich dann zusammen aus den von der jeweiligen Belastung abhängigen Kosten der Stromerzeugung und den durch einfache Division ermittelbaren Kosten für Speicherung.

Bei Verbundbetrieb von mehreren Wasserkraftwerken wird man unter Berücksichtigung der Gesamtbelastung den Selbstkostenpreis je kWh ermitteln, wobei Speicherwerke nach der oben er-

wähnten Methode zu berücksichtigen sind. Sind kalorische Werke für die Deckung der Winterspitzen vorhanden, so werden deren fixe Kosten so behandelt, wie die fixen Kosten der Wasserkraftwerke, während die proportionalen Kosten den kWh der in diesen Kraftwerken erzeugten Energie zuzuschlagen sind.

Sind die Jahresselbstkosten per kW-Leistung in den einzelnen Werken sehr unterschiedlich, so kann man auch für jedes Werk getrennt die Selbstkosten je kWh für jeden Zeitpunkt des Jahres ermitteln. Der gesamte mittlere Selbstkostenpreis ergibt sich dann unter Berücksichtigung der jeweiligen Belastung der einzelnen Werke und den dazugehörigen Selbstkosten per kWh. Bezeichnen wir beispielsweise die Belastung zu einem bestimmten Zeitpunkt von drei untereinander in Verbundbetrieb stehenden Werken mit L_1 , L_2 und L_3 und die zu diesen Belastungen gehörenden durchschnittlichen Selbstkosten mit K_1 , K_2 und K_3 , so ergeben sich die durchschnittlichen Gesamtselbstkosten K aus der Formel

$$K = \frac{L_1 K_1 + L_2 K_2 + L_3 K_3}{L} \text{ RM/kWh.}$$

Den auf diese Weise ermittelten reinen Erzeugungskosten je kWh sind dann noch die Verteilungskosten getrennt nach Hoch- und Niederspannung zuzurechnen. Die Trennung nach Hoch- und Niederspannung erweist sich im allgemeinen deshalb als notwendig, um auch die Selbstkosten für Abnehmer mit Hochspannungsanschluß ermitteln zu können.

Um die anteiligen Hebungskosten je kWh zu ermitteln, zerlegt man, wie bereits bei Besprechung der Kostenstellen erwähnt, die Abnehmer in Abnehmergruppen (Kleinabnehmer, mittlerer Konsum, Großabnehmer usw.). Innerhalb dieser Gruppen werden durch einfache Division die Hebungskosten je Abnehmer ermittelt. Auf Grund des durchschnittlichen Stromverbrauchs der Abnehmer einer Gruppe können dann die anteiligen Hebungskosten pro kWh festgestellt und den Erzeugungs- und Verteilungskosten zugeschlagen werden. Bei monatlichem Inkasso können die Hebungskosten monatlich festgestellt werden. Da die Hebungskosten im allgemeinen während eines Jahres nicht sehr stark schwanken, treten sie, auf die kWh gerechnet, in den Wintermonaten mit den hohen Stromabgaben niedriger als im Sommer in Erscheinung. Sie zeigen also die entgegengesetzte Tendenz der Erzeugungs- und Verteilungskosten und schaffen so innerhalb der Gesamtkosten einen gewissen Ausgleich.

Will man die mittleren Selbstkosten eines Abnehmers oder einer Abnehmergruppe zum Zwecke der Preisfeststellung ermitteln, ist wie folgt zu verfahren:

Man geht so wie für das gesamte Kraftwerk von etwa 12 typischen Tagesbelastungsdiagrammen eines Jahres dieser Abnehmer aus. Diese Diagramme können entweder aufgenommen werden oder, besonders wenn es sich um Abnehmergruppen handelt, kann auch etwa vorliegendes statistisches Material für die Aufstellung der Belastungskurven verwendet werden. In Abb. 10 ist die typische Belastungskurve eines solchen Abnehmers eingezeichnet (A-B).

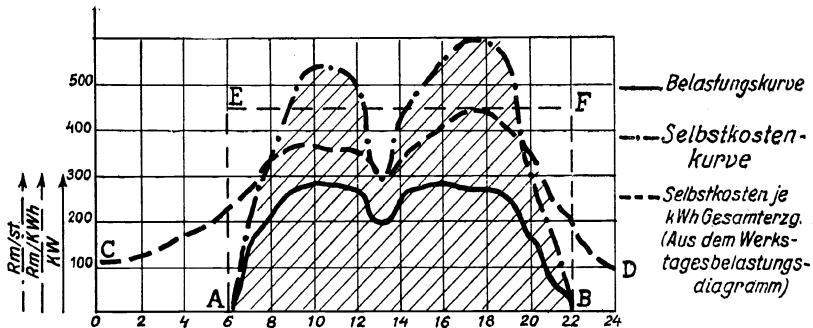


Abb. 10.

Man überträgt nun vom Gesamtbelastungsdiagramm des gleichen Tages die in jedem Zeitpunkt auf Grund der Gesamtbelastung festgestellten Selbstkosten je kWh (Kurve C-D). Die Multiplikation der jeweiligen Belastung mit den dazugehörigen Selbstkosten ergibt eine dritte Kurve (A-B). Die von dieser Kurve eingeschlossene Fläche stellt dann die gesamten Selbstkosten für die von dem betreffenden Konsumenten während eines Tages abgenommene Energie dar. Verwandelt man diese Fläche in ein flächengleiches Rechteck mit der gleichen Basis A-B, so stellt die Höhe A-E dieses Rechtecks die durchschnittlichen Selbstkosten je kWh an dem betreffenden Tag für diesen Abnehmer dar. Rechnet man nach dieser Methode für die typischen 12 (oder mehr) Tage des Jahres den durchschnittlichen Selbstkostenpreis aus, so können auf diese Weise die durchschnittlichen Jahres-selbstkosten je kWh ermittelt werden, die dann als Preisgrundlage Verwendung finden können.

Bei der hier entwickelten Methode der Selbstkostenrechnung sind die Selbstkosten je kWh entsprechend der Größe der augenblicklichen Belastung in jedem Zeitpunkt des Jahres verschieden. Und zwar sind sie, was im ersten Augenblick betriebswirtschaftlich paradox klingen mag, bei hohen Belastungen groß und sinken bei niedrigeren Belastungen ab. Da die so ermittelten Selbstkosten je kWh in den Wintermonaten mit hohen Belastungen groß, da-

gegen in den Sommermonaten und des Nachts entsprechend niedrig sind, eignen sie sich durchaus als Grundlage für die Tarifierstellung. Diese Methode vermeidet hierbei aber auch den Nachteil der von Ing. Fr. Brock angegebenen Kalkulationsmethode, daß nur jene Abnehmer überhaupt Selbstkosten verursachen, die Anteil haben an der Höchstbelastung während eines Jahres, während die Selbstkosten der Energie der anderen Abnehmer überhaupt nicht feststellbar sind.

Die Anwendungsmöglichkeit dieser Kalkulationsart erstreckt sich durchaus nicht allein auf Wasserkraftwerke. Sie kann, wie bereits erwähnt, auch für die Umlegung der festen Kosten bei kalorischen Kraftwerken angewandt werden. Darüber hinaus wird sie überall dort am Platze sein, wo es sich um die Herstellung von nicht lagerfähigen Leistungen handelt, wo also diese Leistungen im selben Augenblick erzeugt werden müssen, als sie verbraucht werden. Erwähnt sei hier nur das große Gebiet der Verkehrsunternehmen (Straßenbahnen, Kraftwagenunternehmen etc.), wo, ähnlich wie bei Elektrizitätswerken, stoßweise auftretenden Höchstbelastungen durch Inanspruchnahme von sonst wenig genutzten Anlagenteilen Rechnung getragen werden muß.

6. Preispolitik.

In Zusammenhang mit der Selbstkostenrechnung wäre abschließend noch kurz auf die Preispolitik von Wasserkraftwerken hinzuweisen. Vorausgeschickt sei jedoch die bereits erwähnte Tatsache, daß der Verkaufspreis einer Ware durchaus nicht allein von den Selbstkosten bestimmt wird. Er ist neben der Nutzenschätzung des Verbrauchers von den Konkurrenzbedingungen, der Marktlage, der allgemeinen volkswirtschaftlichen Lage und vielem anderen abhängig.

Auf lange Sicht gesehen muß sich aber der Preis einer Ware doch den Selbstkosten nähern. Bei Preisen über den Selbstkosten wird früher oder später eine Konkurrenz auftreten, die durch Vermehrung des Angebots einen Preisdruck ausüben wird. Bei starken Unterpreisen werden wegen Unrentabilität Neuinvestitionen unterbleiben, was eine Einschränkung der Produktion und hiermit entweder eine Erhöhung der Preise oder überhaupt ein Auslaufen der Erzeugung bedeutet.

Dies schließt jedoch die Tatsache nicht aus, daß besonders in Zeiten der Krise ganze Industriezweige unter den Selbstkosten verkaufen. Dies wird so lange geschehen, als in den erzielbaren Preisen noch ein Teil der fixen Kosten gedeckt werden kann. Liegen die Preise unter den proportionalen Kosten, so ist es rentabler, die Produktion überhaupt einzustellen. Jeder Betrieb muß aus Gründen der Kostendegression bestrebt sein, seine Kapazität möglichst auszunutzen. Es wird also im allgemeinen rentabler sein, mit niedrigen Preisen voll beschäftigt zu sein, als hohe Preise zu erzielen und dafür Teile seiner Anlagen stillzulegen. Schmalenbach sieht in der Anwendung von differenzierten Preisen für ein und dieselbe Ware die Möglichkeit einer weitgehenden Rücksichtnahme auf die unterschiedliche Nutzenschätzung der Verbraucher und in Verbindung damit die Erreichung des höchstmöglichen Umsatzes.

Bei Wasserkraftwerken ist die Frage der Kapazitätsausnutzung besonders wichtig, da wir es hier, wie schon in früheren Kapiteln dargelegt, nur mit fixen Kosten zu tun haben. Es muß erstes Bestreben der Preispolitik sein, durch beste Ausnutzung der vorhandenen Anlagen die fixen Kosten auf möglichst viele Produktionseinheiten zu verteilen. Die Sache kompliziert sich dadurch, daß es nicht nur darauf ankommt, die mögliche Jahresleistung überhaupt abzusetzen, sondern daß zufolge der technischen Un-

möglichkeit des Lagerns der elektrischen Energie die Leistung auch im richtigen Zeitpunkt abgesetzt werden muß. Um dies zu erreichen, bediente sich die gesamte Versorgungsindustrie schon sehr frühzeitig des differenzierten Preises. Zu beweisen, daß diesem differenzierten Verkaufspreis auch unterschiedliche Selbstkosten gegenüberstehen, deren Kenntnis die Festsetzung der Verkaufspreise erleichtern sollen, ist der Zweck dieser Arbeit.

Die Preispolitik von Versorgungsunternehmen findet ihren Niederschlag im Tarifwesen. Da es sich meist um Monopolbetriebe handelt, bei denen auch die Selbstkosten je Erzeugungseinheit in erster Linie von der nicht ohne weiteres vorauszusehenden Kapazitätsausnutzung abhängen, ist die Tarifierstellung eine der schwierigsten und verantwortungsvollsten Arbeiten in der Versorgungsindustrie. Dies um so mehr, als hierbei begangene Fehler nicht ohne weiteres sofort erkennbar werden. Andererseits müssen aber auch häufige Tarifänderungen infolge der hieraus entstehenden Mehrkosten und einer ebenfalls in Verbindung damit eintretenden Unruhe und Unsicherheit in der Abnehmerschaft vermieden werden.

Man kann ruhig behaupten, daß von der Erstellung des richtigen Tarifs das Wohl und Wehe des gesamten Betriebs abhängt. Gerade bei dieser Arbeit ist die Leitung einer Unternehmung bloß auf ihr Gefühl, das der Kenntnis der Marktlage entspringen muß, angewiesen. Systematische Marktanalysen, deren Ergebnisse für die Zwecke der Preispolitik zu verwenden wären, wurden in der Vergangenheit nur sehr vereinzelt durchgeführt, da die verhältnismäßig hohen Kosten solcher Untersuchungen die einzelnen Unternehmen abschreckten. Derzeit setzt sich allerdings langsam die Erkenntnis durch, daß diese Arbeiten von derart gesamtwirtschaftlichem Interesse sind, daß sie durch das Zusammenwirken von Versorgungsunternehmen und der Elektro- bzw. Gasgeräteindustrie zum Nutzen beider Industriezweige finanziell ermöglicht werden sollten.

Im folgenden soll eine kurze kritische Uebersicht über die hauptsächlich angewandten Elektrizitätstariffornen gebracht werden:

Die älteste Tarifforn ist sicherlich das sogenannte Pauschale. Hierbei zahlt der Abnehmer monatlich (oder für andere Zeitspannen) einen bestimmten Betrag (das Pauschale), der in der Regel vom installierten Anschlußwert abhängt. Dieser Betrag muß bezahlt werden, gleichgültig, ob der betreffende Kunde Strom abnimmt oder nicht. Die Tatsache, daß er die installierte Leistung jederzeit in Anspruch nehmen kann, verursacht im Elektrizitätswerk bereits Kosten, die durch das Pauschale abgegolten werden.

Vom Standpunkt des Wasserkraftwerkes erscheint diese Art der Preisfestsetzung im ersten Augenblick ideal. Es werden den

fixen Kosten fixe Einnahmen gegenübergestellt und die Verkaufspreise sind auf Grund der Selbstkosten je installierte kW leicht zu kalkulieren.

Wenn man dennoch von dieser Art der Preisfestsetzung in der Gegenwart fast überall abgekommen ist, so aus folgenden Gründen: Der Abnehmer ist gegen diese Tarifförm im allgemeinen deshalb eingenommen, weil er unter Umständen für etwas bezahlen soll, was er garnicht verbraucht hat. Es besteht keine Möglichkeit, durch sparsame Verwendung der elektrischen Energie Vorteile zu erzielen. Er wird im allgemeinen zur Stromvergeudung neigen und seine Lampen brennen, bzw. Motoren oder sonstige gewerbliche Einrichtungen im Betrieb belassen, auch wenn er sie nicht braucht. Das Elektrizitätswerk muß unter diesen Umständen seine Anlagen stärker als sonst notwendig ausbauen, was Kosten erhöhungen zur Folge haben wird.

Die Erkenntnis dieser Nachteile führte in der Tarifpolitik der Elektrizitätswerke zum extremen Gegenteil. Man sagte sich nun, die elektrische Energie ist eine Ware wie jede andere. Sie wird pro Einheit (kWh) verkauft und auch bezahlt. Es kamen also die reinen kWh-Tarife mit einfachen Mengenrabatten, wie sie auch in anderen Industriezweigen üblich sind. Um die Konkurrenzfähigkeit zu wahren, trat hierbei allerdings die Notwendigkeit auf, die Preise ganz besonders stark zu staffeln. Ein Kleinabnehmer zahlte beispielsweise ein Vielfaches des kWh-Preises des Großabnehmers. Da so weitgehende Preisstaffelungen sonst nirgends in der Wirtschaft üblich sind, fühlten sich verschiedene volkswirtschaftliche Theoretiker zu der Behauptung von der Ausbeutung des kleinen Mannes zugunsten der Großindustrie veranlaßt. Eine Durchrechnung der Selbstkosten nach der hier angegebenen Methode wird allerdings in den meisten Fällen den gegenteiligen Beweis erbringen, daß nämlich die angeblich zu hohen Verkaufspreise an die Kleinstabnehmer vom Standpunkt der Selbstkosten zu niedrig sind, so daß man eher von einer Ueberbelastung der Großabnehmer sprechen könnte.

Vom Standpunkte der Kosten aus gesehen war diese Tarifförm für Wasserkraftwerke besonders ungünstig. Den durchaus fixen Kosten standen proportionale Einnahmen gegenüber. Es mußte eine sehr differenzierte Preispolitik einsetzen, um die Abnehmer zu einem möglichst gleichmäßigen Verbrauch anzureizen, wie er im Werksinteresse lag.

In der Folgezeit waren es dann einzelne besonders ins Auge springende fixe Kosten, für deren Deckung wieder das Pauschale in irgendeiner Form auf den Plan trat. Beispielsweise Elektrizitätstarife, die neben dem kWh-Preis eine Zählermiete vorsahen. Ein Teil der fixen Kosten, die augenscheinlich nicht je verkaufte kWh, sondern je Abnehmer entstanden, wurde hierbei in Form der

Zählermiete, die sich nach der Zählergröße, also etwa nach dem Anschlußwert richtete, vergütet. Die Elektrizitätswerke dachten hierbei nicht nur an die durch die Bereitstellung, Nacheichung und Reparaturen der Zähler entstehenden Kosten, sondern es sollten Teile der pro Abnehmer entstehenden Hebungskosten gerecht umgelegt werden.

Die folgerichtige Fortentwicklung der hierbei angewandten Grundsätze führte des weiteren zur Einführung einer sogenannten Grundgebühr. Hierbei wurde neben einem niedrigeren kWh-Preis ein Pauschale je Auslaß, Wohnraum oder kW-Anschlußwert eingehoben. Diese Tarifform sieht auch der einheitliche Reichstarif vor. Er entspricht allerdings mehr den Kostenverhältnissen von kalorischen Kraftwerken. Durch die fixe Grundgebühr sollen nämlich alle fixen und durch den kWh-Preis alle proportionalen Aufwendungen der Elektrizitätswerke hereingebracht werden. Trotzdem dies bei Wasserkraftwerken nicht möglich ist, bietet diese Tarifform durch ihre Verbindung der Vorteile der Pauschal- und kWh-Tarifs so viele günstige Möglichkeiten, daß er auch bei diesen Werken gerne eingeführt wird.

Der Abnehmer wird durch diese Tarifform angeregt, seine installierte Leistung möglichst auszunutzen, denn bei einem verhältnismäßig niedrigen Arbeitspreis wird die kWh um so billiger, je mehr Strom monatlich im Rahmen des vorhandenen Anschlußwerts verbraucht wird. Da beim Reichstarif die Grundgebühr je Wohnraum berechnet wird, sind auch dem Anschlußwert weite Grenzen gezogen und die Verwendung von Elektrohaushaltgeräten wird dadurch angeregt.

Wenn das Elektrizitätswerk durch die normale Tarifpolitik bestrebt sein muß, für seine installierte Leistung eine möglichst hohe Anzahl von Ausnutzungsstunden zu erreichen, so muß sie darüber hinaus durch entsprechende Sondertarife die Gesamtausnutzung des Werkes weiter zu verbessern trachten. Vor allem handelt es sich darum, während der schwachbelasteten Nachtstunden Abnehmer zu finden. Einen Anreiz hiezu geben besonders niedrige Strompreise, um bei Verwendung für die hauptsächlich in Frage kommende Wärmespeicherung konkurrenzfähig zu sein.

Ein besonderes Kapitel der Preispolitik bildet der Großabnehmertarif. Es würde zu sehr über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen, wenn auch nur die wichtigsten Formen der Großabnehmertarife besprochen werden sollten. Derzeit ist auch in dieser Richtung das Bestreben nach Vereinfachung und Vereinheitlichung im Gange. Im allgemeinen sehen diese Tarife auch eine Leistungsgebühr je angeschlossenes oder beanspruchtes kW und eine Arbeitsgebühr je kWh vor. Viele Tarife sehen noch eine cos phi-Klausel vor, d. h. wenn durch die Anlagen des Abnehmers

ein Ansteigen des Blindstroms über ein bestimmtes Maß entsteht, muß der Konsument mehr zahlen, beim Absinken unter diese Grenze (d. h. bei Verbesserung der $\cos \phi$) werden Vergütungen gewährt. Die Eigenart von Wasserkraftwerken wird unter Umständen derart berücksichtigt, daß der Arbeitspreis in den wasserreichen Sommermonaten niedriger ist, als in den wasserarmen Wintermonaten, um dadurch den verstärkten Stromverbrauch im Sommer anzuregen. Außerdem werden den Großabnehmern öfter Sonderpreise eingeräumt, wenn sie sich mit gewissen Verbrauchsbeschränkungen zur Zeit der Spitzenbelastung des Werkes einverstanden erklären.

Zusammenfassend kann gesagt werden: Das Ziel der Preispolitik muß die volle Ausnutzung der Kapazität bei möglichst hohen Preisen sein. Durch Einführung des Grundgebührentarifs wird ein gewisser Gleichlauf der Interessen von Elektrizitätswerk und Abnehmer erzielt, da beide an einer möglichst hohen Ausnutzung der installierten kW interessiert sind. Durch entsprechende Preispolitik wird das Elektrizitätswerk weiters bestrebt sein, einerseits Abnehmer für die Zeiten der schlechten Ausnutzung (nachts und im Sommer) zu finden und andererseits durch Verbrauchsbeschränkung der Abnehmer die vorhandenen Belastungsspitzen zu senken.

Ein Anhaltspunkt für die gerechte Preisfestsetzung sind hierbei die Selbstkosten, deren einwandfreie Ermittlung bei Wasserkraftwerken diese Arbeit dienen soll.

Literaturverzeichnis.

- Schmalenbach E. . Selbstkostenrechnung und Preispolitik, 6. erweiterte Auflage, Leipzig, G. A. Gloeckner 1934.
- „ Dynamische Bilanz, 4. Auflage, Leipzig, G. A. Gloeckner 1926.
- „ Der Kontenrahmen, Leipzig, G. A. Gloeckner 1927.
- Schmid F. Kalkulation und Preispolitik, Industrieverlag Spaeth & Linde, Berlin—Wien 1930
- „ Der Wiederbeschaffungspreis des Umsatztages in Kalkulation und Volkswirtschaft, Industrieverlag Spaeth & Linde, Berlin 1923.
- „ Die organische Tageswertbilanz, 3. Auflage, G. A. Gloeckner, Leipzig 1929.
- Leitner Friedrich . Die Selbstkostenrechnung industrieller Betriebe, Frankfurt/Main, f. D. Sauerländer.
- Clark, J. Maurice . Studies in the Economies of Overhead Costs, Chicago, University of Chicago Press.
- Lehmann M. R. . . Die industrielle Kalkulation, Berlin 1925.
- Pinser H. Der Einfluß des Beschäftigungsgrades auf die industrielle Kostengestaltung (Betriebswirtschaftliche Zeitfragen, Heft 7), Berlin 1924
- Großmann H. . . . Die Abschreibung vom Standpunkt der Unternehmung, insbesondere ihre Bedeutung als Kostenfaktor, Industrieverlag Spaeth & Linde, Berlin—Wien.
- Mellerowicz K. . . Kosten und Kostenrechnung (2. Band). Walter de Gruyter & Co., Berlin und Leipzig 1933.
- Lorentz St. Grundlagen der Kostengestaltung, Industrieverlag Spaeth & Linde, Berlin—Wien.
- Müller-Bernhardt . Industrielle Selbstkosten bei schwankendem Beschäftigungsgrad (Betriebswirtschaftliche Zeitfragen, Heft 8), Berlin 1925.
- Arnold A. G. Die Tarifrage der Elektrizitätswerke unter besonderer Berücksichtigung der Strompreise für Kleinabnehmer, Betriebswirtschaft 1936, Heft 11.
- „ Strom-Selbstkosten, Technik und Wirtschaft 1936, Heft 4.
- Krause Die Wertminderung der Betriebsanlagen der Elektrizitätswerke, Betriebswirtschaft 1936, Heft 1.
- „ Der organische Zusammenschluß von Selbstkostenrechnung und kaufmännischer doppelter Buchhaltung in Elektrizitätswerken, Betriebswirtschaft 1936, Heft 4.
- Brock Franz Gesteigungskosten und Verkaufspreise elektrischer Arbeit, J. Springer, Wien—Berlin 1930.
- Eisenmenger Die Stromtarife der Elektrizitätswerke, R. Oldenburg, München.
- Hartmeyer Ueber den Belastungsausgleich bei Elektrizitätswerken, Hannover 1931.
- Kirchhoff Unternehmungsform und Verkaufspolitik der Stromversorgung, Springer 1933.
- Kummer Walter . . Die wissenschaftlichen Grundlagen der Preisbildung für elektrische Arbeit, Viesweg & Sohn, Braunschweig 1929.
- Zur Nieden Selbstkosten und Preisstellung bei Elektrizitätswerken, Köln 1931.
- Rückwardt Selbstkostenrechnung elektrischer Arbeit, ihr Aufbau und Durchführung.