

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	67 (1976)
Heft:	5
Artikel:	Weshalb steigen die Elektrizitätspreise?
Autor:	Lienhard, H.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-915128

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 16.01.2026

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

Weshalb steigen die Elektrizitätspreise? ¹⁾

Von H. Lienhard

Am Beispiel des Elektrizitätswerkes des Kantons Thurgau erläutert der Autor den Mechanismus der Preisgestaltung der elektrischen Energie. Dabei werden die massgebenden Einflussfaktoren, wie z.B. die Kostenstruktur der Elektrizitätswerke, diskutiert und auf dieser Basis die Methodik der Preisgestaltung dargelegt.

Prenant comme exemple l'Entreprise électrique du canton de Thurgovie, l'auteur explique le mécanisme de la formation des prix de l'énergie électrique. Dans ce cadre, il détaille les facteurs d'influence principaux, comme par exemple la structure des coûts des entreprises d'électricité, et, sur cette base, démontre la méthodique de la formation des prix.

1. Einleitende Bemerkungen

Blenden wir auch nur ein wenig mehr als ein Jahr zurück, so finden wir die schweizerische Öffentlichkeit noch überwiegend damit beschäftigt, in Ansprachen, Versammlungen, Schriften und in der Tagespresse das Wirtschaftswachstum zu verteufeln und die Wirtschaftspolitik auf Nullwachstum und wirtschaftliche Rückbildung auszurichten. Gleichzeitig ist seit Jahren eine Vielzahl von Verwaltungsstellen und wissenschaftlichen Koryphäen damit beschäftigt, durch immer enger werdende – in Gesetze und Verordnungen gefasste – Beschränkungen der Wirtschaft Fesseln anzulegen und Hemmnisse aufzurichten. Immer mehr werden damit ordnende und lenkende Instrumente geschaffen, die – auch wenn sie in ihren Wirkungsrichtungen stark divergieren – immer einschneidenderen Einfluss auf das Wirtschaftsgeschehen und insbesondere die Kostenentwicklung in unserer Wirtschaft nehmen. Ausgehend von einem im Grundsatz ohne Zweifel richtigen Gedanken des Landschafts- und Umweltschutzes wurden in der Vergangenheit zunehmend Forderungen erhoben, die sich nicht nur materiell negativ auswirken, sondern zusammen mit dem Gedankengut der Apokalypse, wie sie etwa in dem vieldiskutierten Bericht des «Club of Rome» zum Ausdruck kommt, eine geistige Unsicherheit und bei manchem eine Verschiebung der Werte verursacht, die heute als psychologischer Background für die rezessive Entwicklung der Wirtschaft in erheblichem Umfang mitverantwortlich ist.

Stand schon früher die Elektrizitätswirtschaft gelegentlich im Brennpunkt von Kontroversen, etwa im Zusammenhang mit den Wasserkraftwerken Greina und Spöl oder auch Rheinau, so hat sich die seitherige Entwicklung in bezug auf die zukünftige Elektrizitätsproduktion in einer Art und Weise verhärtet, die an mittelalterliche Glaubensdisputationen erinnert. Die Elektrizitätswirtschaft ist damit in eine Phase starker Entwicklungshemmungen und Kostensteigerungen eingetreten, gerade zu einem Zeitpunkt, in dem sich die Schweiz von den diktatorischen Preisfestsetzungen ölproduzierender Länder vermehrt unabhängig machen sollte.

Es wäre nun allerdings ein schwerwiegender Irrtum, zu glauben, mit einer Vielzahl von parlamentarischen Einreden, gehässigen Pressekampagnen, juristischen Spitzfindigkeiten, Verschleppungstaktiken aller Art und mit Provozierung von Menschenaufläufen den bösen Elektrizitätswerken einen gehörigen Denkzettel verabreichen zu können. Die Elektrizitätswirtschaft der Schweiz liegt nämlich zu einem überwiegenden Teil in den Händen der Öffentlichkeit, vor allem der Kantone, Städte und Gemeinden. Zurecht gilt in einem freiheitlich-liberalen Staat für alle diese Gesellschaften – unab-

hängig von ihrer Rechtsform – das kaufmännische Prinzip der finanziellen Selbsterhaltung. Damit ist auch gleich gesagt, dass die Elektrizitätswirtschaft als Ganzes keinerlei Gewinne aus dem Energieverkauf erzielt, die irgendwelchen imaginären Mächten zufließen oder aber in tiefen Keller gewölbten gehortet werden. Über einen längeren Zeitraum betrachtet, werden damit die durch unsere Gesellschaft, unsere Wirtschaft, unser positives Recht und unsere Sozialpolitik den Elektrizitätswerken aufgebürdeten Kosten unweigerlich auf die Energiekonsumenten in voller Höhe überwälzt.

2. Das Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau (EKTh) als Glied in der Kette der Versorgungsunternehmen

Für die Elektrizitätsversorgung im Kanton Thurgau gilt als Schema die Fig. 1. Durch Gesetz vom 10. November 1911 wurde das Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau mit der Aufgabe betraut, die Elektrizitätsversorgung im Kanton Thurgau auf kantonaler Ebene sicherzustellen. Der Gründungsvertrag vom 22. April 1914 zwischen den nordostschweizerischen Kantonen schuf die Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) als Zweckverband in der juristischen

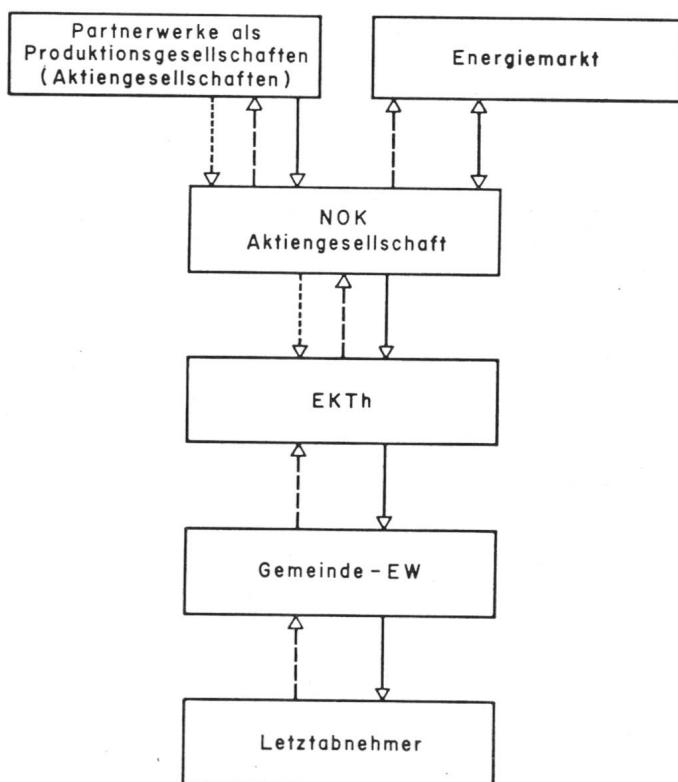


Fig. 1 Die wirtschaftliche Verkettung zwischen der Elektrizitätsproduktion und dem Letztabnehmer am Beispiel des EKTh

- > Energie- und Kostenfluss
- - -> Geldfluss
- - - -> Dividende der AG als «Kapitalzins»

¹⁾ Referat vor der Thurgauischen Handelskammer anlässlich einer Diskussionsversammlung über Tarifpreiserhöhungen des EKTh am 26. August 1975 in Weinfelden.

Einkleidung als Aktiengesellschaft. Hauptaufgabe der NOK ist dabei die Erzeugung von elektrischer Energie und deren Abgabe an ihre Aktionäre, die nordostschweizerischen Kantone bzw. deren kantonale Elektrizitätswerke. Dieser Schritt basierte schon damals auf der Überlegung, dass der finanzielle Aufwand für die Erstellung von Kraftwerken sowie die damit verbundenen finanziellen Risiken bei technischen Störungen die Tragkraft eines einzelnen kantonalen Elektrizitätswerkes übersteigt. Diese Überlegung gilt heute noch in wesentlich verstärktem Umfange, wenn Sie etwa daran denken, dass ein Kernkraftwerk heutiger Bauart und Grösse mit einer Abgabeleistung von rund 1000 MW Erstellungskosten von derzeit rund 2 Milliarden Franken erfordert und die weitgehend fixen Jahreskosten sich auf rund 300 Millionen Franken belaufen. Im Sinne der finanziellen Tragbarkeit und Risikoabschätzung hat sich im Laufe der Zeit auch die NOK an einer Reihe von Mehrheits- oder Minderheits-Tochtergesellschaften zusammen mit anderen grossen überregionalen Elektrizitätswerken beteiligt. Witterungs- und betriebsbedingte Produktionsausfälle in eigenen Kraftwerken oder Partnerwerken sowie insbesondere die hinter dem Bedarf nachhinkende Erstellung neuer Produktionsanlagen zwingen die NOK zu erheblichen Energiekäufen auf dem schweizerischen und europäischen Energiemarkt zu jeweiligen Tagespreisen oder längerfristig festgelegten Vertragspreisen.

In vertikaler wirtschaftlicher Verkettung ist also der NOK die Aufgabe der Energieproduktion, des Energiezukaufs und des Energietransportes zu den kantonalen Elektrizitätswerken zugewiesen. Die Kantonswerke übernehmen diese Energie und verteilen diese entweder direkt bis zu den Letztabnehmern, dem einzelnen Detailabonnenten, dem Gewerbe oder der Industrie, oder sie geben die Energie an Gemeinde-Elektrizitätswerke, Elektrizitätsgenossenschaften oder -korporationen zur Feinverteilung an die Letztabnehmer ab. Entsprechend dem Schema ist damit der Energiefluss mit dem Kostenfluss durch die einzelnen Gesellschaften identisch. In umgekehrter Richtung fliessen die Geldströme zur Abdeckung der in jeder Stufe anfallenden Kosten. Als wichtige Spezialität innerhalb dieser wirtschaftlichen Verkettung

rechtlich unabhängiger Gesellschaften muss festgehalten werden, dass die Kantonswerke als Aktionäre der NOK bzw. die NOK ihre Partnerwerke als Tochtergesellschaften mit Aktienkapital ausstatten. Diese Kapitalzurverfügungstellung hat dabei den wirtschaftlichen Charakter eines Dotationskapitals oder eines langfristigen Darlehens. Die als Aktionäre auftretenden Kantone, kantonalen Elektrizitätswerke und auch die NOK erwarten von den Partnergesellschaften eine angemessene Verzinsung dieses zur Verfügung gestellten Kapitals, die in der juristischen Form einer Dividende erfolgt. Wäre dies nicht der Fall oder deckt die auszahlte Dividende der NOK die Kapitalbeschaffungskosten der Aktionäre für die Einzahlung des Aktienkapitals nicht oder nur teilweise, so bedeutet dies nichts anderes als eine indirekte Preiskomponente der bezogenen Energie. Ausgeschüttete Dividenden von 5,5 bis 6% der NOK lassen deshalb nicht auf einen besonders guten Geschäftsgang schliessen, sondern sind Ausdruck der geschäftspolitischen Notwendigkeit, das von den Kantonen bzw. kantonalen Elektrizitätswerken zur Verfügung gestellte Kapital in angemessenem Ausmass zu verzinsen.

Aus der vertikalen Struktur der Aufgabenverteilung folgt damit auch das zwingende Erfordernis der Kostenüberwälzung, wie dies die Fig. 2 zeigt. Danach muss jede Stufe die übernommenen Vorkosten zusätzlich der im eigenen Geschäftsbereich entstehenden Kosten durch eigene Einnahmen decken. Die vollkostendeckenden Preise jeder Stufe sind aufgrund der juristischen Trennung der einzelnen Stufen unerlässliche Voraussetzung der finanziellen Unabhängigkeit jeder Versorgungsstufe. Die Gesamtheit der in der Kettelaufenden Kosten ist letztlich durch die Letztabgabepreise der Energie zu decken.

3. Energiekostenänderung aufgrund wirtschaftlicher Daten

Im Gegensatz zur normalen Güterproduktion und der Erbringung von Dienstleistungen in einem marktwirtschaftlichen System ist für die Elektrizitätsversorgung als Infrastruktur bereitstellende Unternehmungen nicht der auf dem Markt jeweils kurzfristig realisierbare Preis für die Erstellung bzw. Nichterstellung der Elektrizitätsversorgung massgebend. Die vordringlichste wirtschaftliche Aufgabe der Elektrizitätswerke besteht seit jeher darin, mit den geringstmöglichen Jahreskosten elektrische Energie zu produzieren und so billig wie möglich den Nachfragern abzugeben. So billig wie nur irgend möglich kann nun aber nicht heißen, unter den entstehenden Vollkosten. Darüber hinaus bedeutet die Forderung nach billigstmöglicher Energieabgabe auch, so billig wie möglich über die ganze Zeit des Bestehens der Versorgungsunternehmung. Diese beiden unternehmungspolitischen Richtlinien – Deckung der Periodenvollkosten und immerwährend billiger Energieabgabe – verbieten eine Tarifpreispolitik, die sich auf das Tagesgeschehen ausrichten kann.

Will man die Energiekostenentwicklung objektiv beurteilen, so wird man zweckmässig unterscheiden in die von den Elektrizitätswerken nicht beeinflussbaren externen Kosten und die unternehmungswirtschaftlich beeinflussbaren Kosten.

Eruieren wir vorerst einige für die Kostenentwicklung in Elektrizitätswerken massgebenden externen Einflussfaktoren:

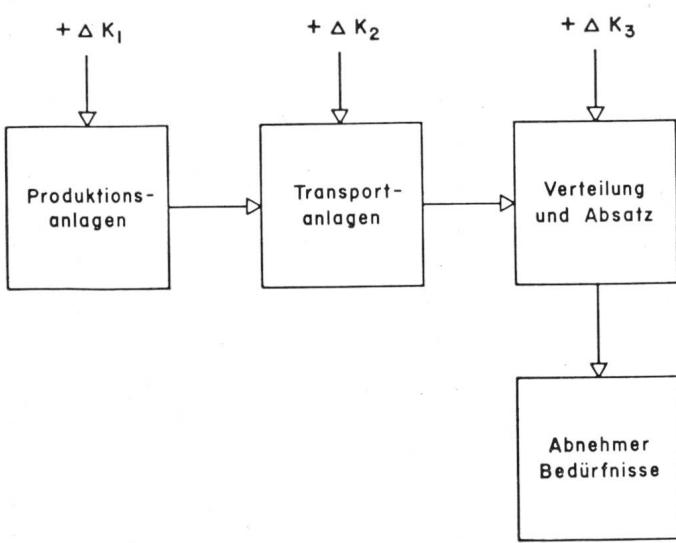


Fig. 2 Das Prinzip der externen und internen Kostenentstehung und der Kostenüberwälzung in der wirtschaftlichen Verkettung der Elektrizitätsunternehmungen

*Für die Entwicklung des Preisniveaus für elektrische Energie
massgebende externe Datenstruktur*

Tabelle I

Datensetzen staatliche Aktivitäten	Datensetzen autonome Entwicklungen
Geldpolitik (Kapital- und Geldmarkt)	technische Entwicklung (Produktion, Verteilung, Anwendung)
Finanzpolitik (Steuern und Abgaben)	soziale Entwicklung (Arbeitsmarkt, soziale Auflagen)
Konjunkturpolitik	Bevölkerungsentwicklung
Sozialpolitik	Industrieentwicklung
Umweltschutzpolitik	Siedlungsschwerpunkt- entwicklung
Raumordnungspolitik	
Strukturpolitik	
Energiepolitik	
Verkehrspolitik	

ren, die ausschlaggebenden Einfluss auf die Entwicklung des Preisniveaus für elektrische Energie ausüben. Zwei Kategorien sind in Tabelle I aufgeführt. Unter den datensetzenen staatlichen Aktivitäten ist es vorrangig die schweizerische Geldpolitik, also insbesondere die realen Verhältnisse des Kapital- und Geldmarktes und hier neben den Geldproblemen (Möglichkeiten einer ausreichenden Fremdgeldaufnahme) ganz besonders die Höhe der Fremdkapitalzinsen. Ein Beispiel soll dies verdeutlichen: Ende 1973 betragen die ausstehenden Obligationenanleihen und andere mittel- oder langfristige Darlehen (etwa der AHV und der SUVA) 11,24 Milliarden Franken. Addiert man aus den früher dargestellten Überlegungen das zu verzinsende Dotations- bzw. Aktien- oder Genossenschaftskapital, so sind 14,4 Milliarden Franken zu verzinsen. 1 % Jahreszinsdifferenz verursacht also eine Jahreskostendifferenz von 144 Millionen Franken; oder auf der Abgabemengenbasis von 1973 rund 0,6 Rp./kWh im Landesdurchschnitt und bezogen auf die Letztabgabepreise. Der notwendige durchschnittliche Preisaufschlag pro Prozent Fremdkapitalzinsaufschlag beträgt also 6,3 %. In den vergangenen Jahren hat sich der durchschnittliche Zinsfuss aller ausstehenden Obligationen der Elektrizitätswirtschaft gemäss Tabelle II entwickelt.

Immer mehr Gewicht kommt auch der staatlichen Finanzpolitik mit ihren Steuern und Abgaben aller Art zu. Sozialpolitik, Umweltschutzpolitik, Raumordnungspolitik und eine Reihe von weiteren politischen Rahmenbedingungen auferlegen der Elektrizitätswirtschaft Kosten und jährliche Kostensteigerungen, die von uns unbeeinflussbar sind und im Rahmen des dargestellten Kostenüberwälzungsverfahrens schliesslich vom Letztabnehmer zu tragen sind. So dürfte beispielsweise die Erhöhung des Wasserzinses gemäss Botschaft des Bundesrates vom 19. November 1975 eine Erhöhung der Produktionskosten von rund 0,25 Rp./kWh bringen.

In den Elektrizitätswerken selbst sind autonome, aber ebenfalls datensetzenende Entwicklungen vorhanden. Dazu gehört neben den erforderlichen Erneuerungen von Anlagen für die Produktion und Verteilung elektrischer Energie die technische Entwicklung als solche, die Auswirkungen staatlicher Sozialpolitik und einer ganzen Reihe von Faktoren, die die Investitionspolitik eines Elektrizitätswerkes in erheblichem Umfange bestimmen.

Welche Aufwandstruktur weist nun die schweizerische Elektrizitätswirtschaft konkret auf? Aus der jährlich durch das Eidgenössische Amt für Energiewirtschaft aufgestellten aggregierten Erfolgsrechnung für die gesamte schweizerische Elektrizitätswirtschaft lässt sich der Jahresaufwand für das Jahr 1973 – derzeit die letztverfügbaren Zahlen – nach Tabelle III gliedern.

Dieser Aufwand wurde durch einen Ertrag aus dem Verkauf elektrischer Energie im Inland von 2,51 Milliarden Franken (= 94 %) und aus dem Aussenhandelssaldo von 0,17 Milliarden Franken (= 6 %) gedeckt. In der Tabelle III ist zudem der schweizerische Durchschnittserlös beim Abnehmer pro verkauft Kilowattstunde, der im Jahre 1973 9,5 Rp./kWh betrug, nach den wichtigsten Aufwandkategorien aufgeschlüsselt. Betrieb, Unterhalt und Verwaltung über alle Stufen, von der Produktion bis zum Letztabnehmer nahmen rund 3,7 Rp. pro abgegebene Kilowattstunde in Anspruch, die als externe Daten auftretenden Passivzinssaldi, Steuern und Abgaben 3,3 Rp./kWh, also bereits beinahe gleichviel. Die ausgewiesenen Abschreibungen und Rückstellungen von 641 Millionen Franken ergeben, bezogen auf die Herstellkosten der bestehenden Anlagen von 24,3 Milliarden Franken, einen Abschreibungssatz von bloss 2,6 %. Dies wäre selbst bei stabilen Geldwerten – unter welcher Voraussetzung man sachlich begründet von Herstellkosten ausgehen könnte – viel zu wenig. Will man verhindern, dass sich die Elektrizitätswirtschaft zunehmend progressiv verschuldet und damit aufgrund der ansteigenden Fremdzinskosten auch die Energiekosten und damit die Energiepreise entsprechend ansteigen, so müssen die Abschreibungssätze mindestens 4 % betragen. Auf dieser Basis hätten 1973 statt 641 Millionen mindestens 986 Millionen Franken an Abschreibungskosten in den Abgabepreisen, also 345 Millionen Franken mehr als tatsächlich erfolgt, eingerechnet werden müssen. Statt durchschnittlich 2,3 Rp./kWh hätten also 3,5 Rp./kWh in den Abgabepreisen vergütet werden müssen, um langfristig eine gewisse Preisstabilität sicherstellen zu können.

*Durchschnittlicher Zinsfuss aller ausstehenden Obligationen
der Elektrizitätswerke*

Tabelle II

Jahr	Durchschnittlicher gewichteter Zinsfuss (%)
1950	3,3
1960	3,5
1965	3,8
1970	4,4
1971	4,5
1972	4,6
1973	4,8

*Jahresaufwand der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft
im Jahre 1973*

Tabelle III

	Mia Fr.	%	Rp./ kWh
Betrieb, Unterhalt und Verwaltung	1,03	38,6	3,7
Passivzinssaldo	0,58	21,7	2,1
Steuern und Abgaben	0,35	13,1	1,2
Abschreibungen und Rückstellungen	0,64	24,0	2,3
Dividenden an Dritte	0,07	2,6	0,2
	2,67	100,0	9,5

4. Die Kostenstruktur der Elektrizitätswirtschaft

Will man über die Bedeutung von Kostenstrukturen sprechen, so muss man vorerst eine Vorstellung über die Höhe der investierten Kapitalbeträge und Vergleichsmöglichkeiten erlangen. Gehen wir von der globalen Dimension der Weltenergiewirtschaft aus, so können die Zahlen für das Jahr 1973 der Tabelle IV die Grundlage bilden:

Investitionen und Anteil der Energieträger an der Weltbedarfsdeckung

Tabelle IV

Energieträger	Geschätzter Anteil an der Energiebedarfsdeckung der Welt %	Geschätzte bisherige Investitionen bis Ende 1973 Mia Fr.	Aufteilung der getätigten Investitionen auf die einzelnen Energieträger %
Erdöl und Erdgas	68	1300	40,6
Elektrische Energie	10	1500	46,9
Kohle	22	400	12,5
Total	100	3200	100,0

Für die Schweiz sieht das Bild wesentlich anders aus, sind doch die Investitionen der Erdölwirtschaft bei uns praktisch auf die beiden bestehenden Raffinerien, die Lagerhaltung und den Detailverteilapparat beschränkt. Um so höher sind demgegenüber die Investitionen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft, wie dies aus der Tabelle V ersichtlich wird.

Diese Zahlen machen vor allem deutlich, dass bisher nur die Elektrizitätswirtschaft ein autochthones schweizerischer Wirtschaftszweig war, bei dem vom Rohstoff – der Wasserkraft – alle Produktions- und Verteilprozesse durch in der Schweiz erfolgte Investitionen erfolgten. Dank jahrzehntelang günstigen Kapitalzinsfüssen hat die Schweiz in der Vergangenheit mit relativ geringen Kosten elektrische Energie erzeugen können, was der schweizerischen Industrie wenigstens in dieser Beziehung einen Standortvorteil bot.

Aus der Tabelle V ist außerdem erkennbar, dass die übrigen Energieträger in der Schweiz nur Veredelungsanlagen oder Transporteinrichtungen geschaffen haben. Dementsprechend flossen die überwiegenden Preisanteile dieser Energieträger ins Ausland ab, währenddem der Verkaufserlös bei der elektrischen Energie im Lande blieb. Aus den über 2 Milliarden Franken zusätzlichen Zahlungen für weniger Erdöl als im Vorjahr hätte übrigens ein 1000-MW-Kernkraftwerk vollständig finanziert werden können!

Investitionen der schweizerischen Energiewirtschaft und Anteile der Energieträger an der Bedarfsdeckung

Tabelle V

Energieträger	Anteil an der Energiebedarfsdeckung der Schweiz im Jahre 1973 %	Bisherige Investitionen bis Ende 1973 Mia Fr.	Aufteilung der getätigten Investitionen auf die einzelnen Energieträger %
Erdöl	80,3	2,5	8,8
Elektrische Energie	15,3	24,3	86,2
Gas	1,0	1,3	4,6
Kohle	3,4	0,1	0,4
Total	100,0	28,2	100,0

Ein gutes Mass zur Darstellung der Kapitalintensität der Elektrizitätswirtschaft ist der im Verhältnis zur Industrie sehr kleine Anlageumschlagkoeffizient der Elektrizitätswerke von nur rund 0,1. Dieser Koeffizient wird gebildet als Verhältnis des Jahresertrages aus dem Energieverkauf zum gesamten investierten Anlagekapital. Wird im Warenhandel und oft auch in der Industrie das investierte Anlagekapital oft ein- oder gar mehrmals jährlich umgeschlagen, so dauert dieser Vorgang bei den Elektrizitätswerken zehn oder mehr Jahre.

Diese Kapitalintensität sowie die Verpflichtung dauernder Lieferbereitschaft haben zur Folge, dass weit über 90 % aller Kosten eines Elektrizitätswerkes Periodenfixkosten sind. Nur in brennstoffgefeuerten Kraftwerken besteht aufgrund der produktionsabhängigen Brennstoffkosten ein günstigeres Verhältnis.

Eine Veränderung dieser ausgesprochenen Fixkostenstruktur im Sinne einer höheren Kostenflexibilität kann nur realisiert werden, wenn die Selbstfinanzierungsquote dauernd gegenüber heute wesentlich erhöht wird.

Ein weiteres wichtiges Kostenkriterium der Elektrizitätswirtschaft liegt in der ausgeprägten Mengenabhängigkeit der auf die abgegebene Energieeinheit bezogenen Energiekosten, wie dies etwa durch die Fig. 3 veranschaulicht wird. Die Zahlen basieren dabei auf bestimmten, den Kraftwerken und der diese betreibenden Unternehmung zugrunde gelegten Voraussetzungen und sollen mehr dem Vergleich der Kostenfunktionen als dem Ausweis der absoluten Einheitskosten dienen.

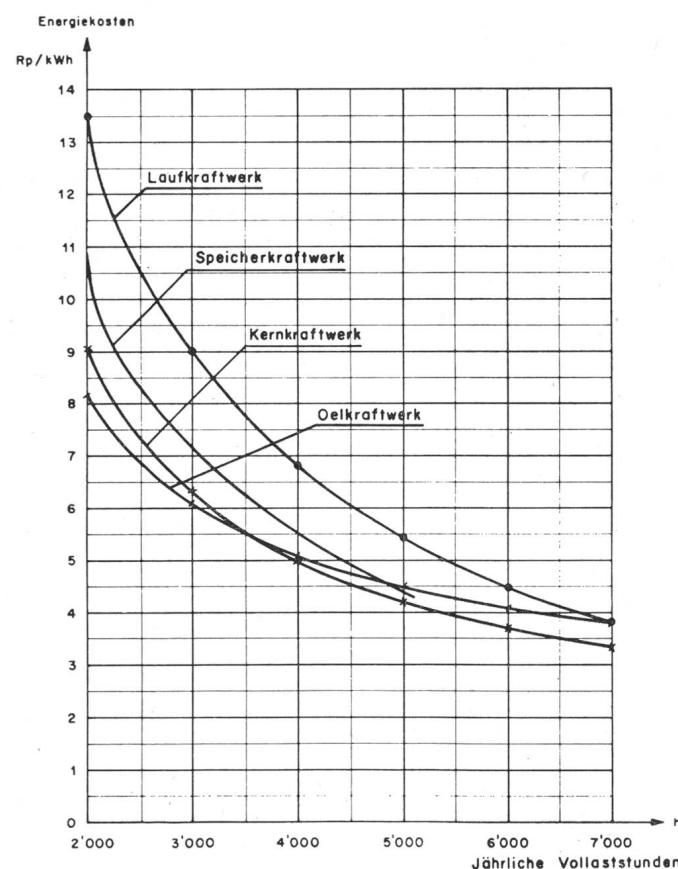
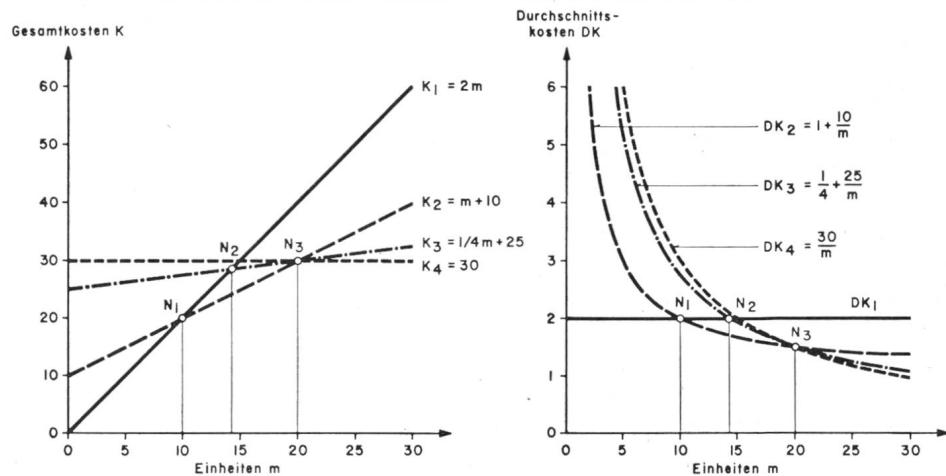


Fig. 3 Energiegestaltungskosten verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der Vollastbenutzungsduer (berechnet anhand konkreter Anlagen und umgerechnet auf die Preisbasis von 1973). Die Preiskurven sind fiktiv, weil die jeweils in den einzelnen Jahren realisierten Kosten durch im Zeitablauf veränderte andere Parameter nicht streng vergleichbar sind.

Fig. 4

Schematische Darstellung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Gesamtkosten- und Durchschnittskostenverläufen



Die Wirkung der Gesamtkostenstruktur auf die mengenabhängigen Durchschnittskosten sei anhand der Fig. 4 gezeigt. Rein variable proportionale Kosten (K_1 in der Fig.) als ein Grenzfall ergeben konstante Durchschnittskosten DK_1 . Ein anderer Grenzfall sind die periodenfixen Kosten K_4 , die eine ausgeprägte Abhängigkeit der Durchschnittskosten von der produzierten Menge ergeben. Die Kostenfunktionen von Elektrizitätswerken dürften in den meisten Fällen etwa zwischen K_3 und K_4 liegen.

Einen weiteren Gesichtspunkt gilt es noch zu beachten. Die Kostenrückkopplung als Problem der Kostenverteilung zwischen wirtschaftlichen Aktionseinheiten. Dies sei vereinfacht anhand der Fig. 5 aufgezeigt.

Die Beschaffungskosten eines Elektrizitätswerkes haben entweder den Charakter autonomer Vorkosten – etwa durch Weltmarktpreise fixierte Rohmaterialpreise, staatlich festgesetzte Kostensteuern und Abgaben usw. –, oder es sind induzierte Vorkosten. Beispiele wären etwa die Preise für Halbzeug oder Fertigfabrikate und Fremdaufträge aller Art. Zu diesen Vorkosten kommen die unternehmungswirtschaftlichen EW-autonomen Kosten, die der realen Wertschöpfung des Elektrizitätswerkes entsprechen. Die auf dieser Basis berechneten Vollkosten sind durch die Energieabgabepreise mindestens zu decken.

Die Elektrizitätspreise gehen nun als Kosten in die Haushaltstypen bzw. Kostenrechnungen der Industrie und Landwirtschaft ein. Im Falle der Haushalte wirken sie sich auf den Index der Konsumentenpreise aus und bewirken als Rückkopplung im wirtschaftlichen Kreislauf über den Teuerungsausgleich in Form höherer Lohnkosten auf die Vorkosten zurück. Analog wirkt der im Landwirtschaftsgesetz verankerte Paritätslohnanspruch bei der Landwirtschaft. In

Industrie, Gewerbe und im Handel haben wir einen gleichen Wirkungszusammenhang durch die oft angewandten Gleitpreisklauseln, die nichts anderes als Indexpreise sind und ebenfalls den Zweck haben, Kostensteigerungen wiederum zu überwälzen. Alle diese institutionalisierten Preismechanismen sind Elemente einer dynamischen Kostenverteilung; die Wirkung in der Praxis ist dabei weitgehend von der in den einzelnen Regelkreisen massgebenden Zeitkonstanten abhängig. Für die einzelne Unternehmung kann damit die rechtzeitige Kostenweiterwälzung zu einer Überlebensfrage werden.

Wenden wir unser Interesse kurz dem Kostenumlageverfahren in einer Elektrizitätsunternehmung zu. In der Fig. 6

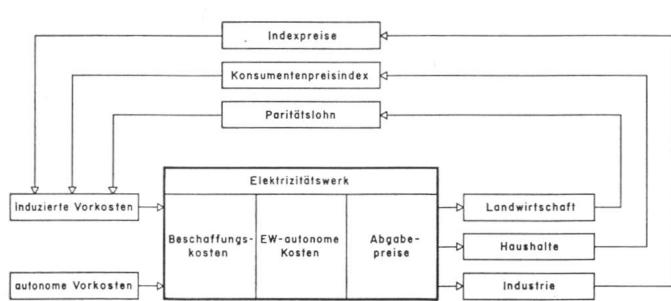
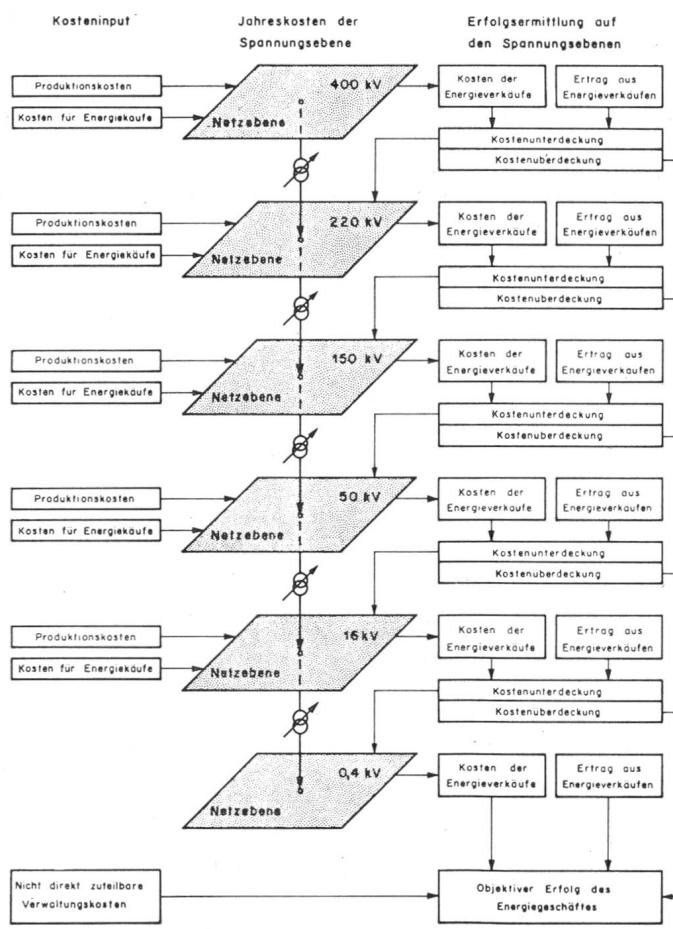


Fig. 5 Die Kostenrückkopplung als Kostenverteilungsproblem am Beispiel der Elektrizitätswirtschaft

Fig. 6 Das Prinzip des Kostenumlageverfahrens auf die einzelnen Spannungsebenen eines Elektrizitätswerkes zur Ermittlung des objektiven Erfolges des Energiegeschäfts

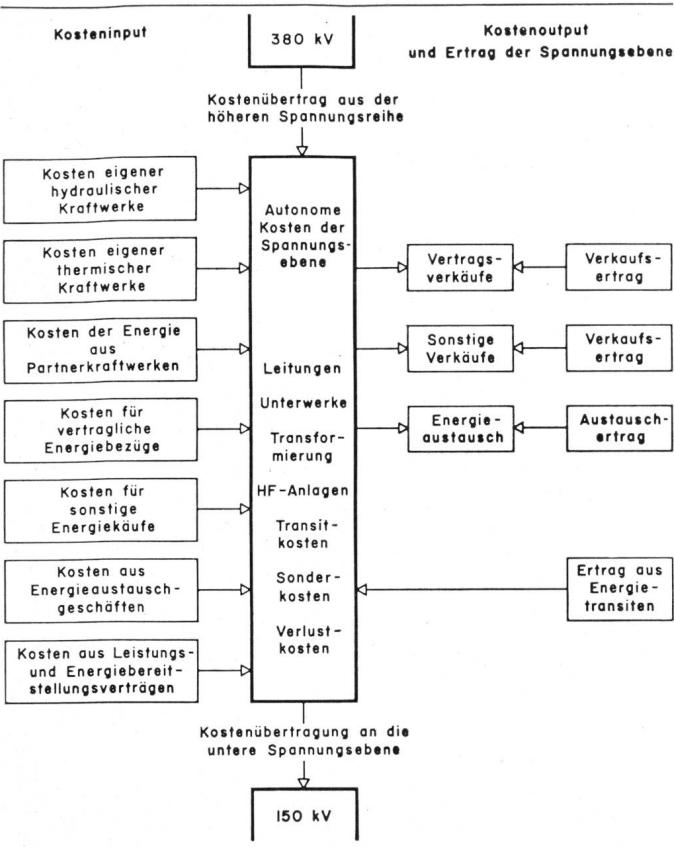


Fig. 7 Detail aus dem internen Kostenumlageverfahren am Beispiel der Gliederung der Kostenflüsse einer bestimmten Spannungsebene (hier 220 kV)

ist das Prinzip für den Fall eines vertikal integrierten Elektrizitätswerkes mit mehreren Spannungsebenen dargestellt. In einer Spannungsebene anfallende Kosten, die nicht durch Erträge aus Aktivitäten derselben Spannungsebene (Energieverkauf, Energietransfeineinnahmen, Vermietung von Transportkapazität usw.) abgedeckt werden können, verursachen eine Kostenunterdeckung, die auf die nächstuntere Spannungsebene überwälzt werden muss, und dies solange, bis auf der untersten Spannungsebene nach Einbezug nicht direkt zurechenbarer Verwaltungskosten der objektive Periodenerfolg des Energiegeschäftes ermittelt werden kann.

Wollen wir den Kostenfluss etwas detaillierter verfolgen, so kann dies beispielsweise anhand der Gliederung der periodisierten Kostenflüsse für die 220-kV-Ebene anhand der Fig. 7 gezeigt werden. Zu den links aufgeführten Kosten-Inputs kommen die autonomen Jahreskosten der Spannungsebene und allfällig nicht gedeckte Jahreskosten der höheren Spannungsebene. Decken die Kostenabflüsse (Kosten-Outputs) der Spannungsebene die summierten Jahreskosten nicht voll ab, so muss die Kostenunterdeckung auf die nächstuntere Spannungsebene überwälzt werden.

5. Die Methodik zur Bestimmung des Ausmaßes einer notwendigen Tarifpreiserhöhung

Wir gehen dabei am zweckmäßigsten von einer (unvollständigen) Zusammenstellung der Instrumente eines ausreichend entwickelten Rechnungswesens zur finanziellen Führung einer Unternehmung aus. In Fig. 8 ist als wohl unbestrittenes Ziel eines Elektrizitätswerkes die finanzielle Unternehmungserhaltung postuliert, ein Ziel, das im Falle des EKTh durch das Gründungsgesetz vom 10. November 1911

in Artikel 4 wie folgt formuliert ist: «Das kantonale Elektrizitätswerk soll sich selber erhalten und wird als selbständiges staatliches Unternehmen geführt.»

Operable, das heisst zahlenmäßig bestimmbare Ziele, sind dabei die Sicherstellung der immerwährenden Liquidität und eine angemessene Rentabilität des eingesetzten Kapitals. Abgesehen von der obligationenrechtlich bedeutsamen Schulden- und Vermögenskontrolle und der für die Investitionspolitik massgebenden Finanzplanung kommt dem periodischen Erfolgsausweis und dem Nachweis der Vollkostendeckung grösste Wichtigkeit zu. Betriebswirtschaftlich richtig konzipierte Erfolgs- und Kostenrechnungen dienen dabei einer doppelten Kontrolle und erlauben genauen Einblick, wo und in welchem Umfange Probleme auftreten. Eine Reihe von speziellen Rechnungsverfahren (Instrumente) dienen dabei zur vertieften Analyse der finanziellen Lage und Entwicklung der Unternehmung.

Wann sind nun Tariferhöhungen unerlässlich? Diese Frage soll anhand von Flußschemas der Fig. 9 untersucht werden. Ausgangspunkt ist dabei die Jahreserfolgsrechnung (Methode 1) der Unternehmung. Ist das realisierte Periodenergebnis für die finanzielle Sicherung des Elektrizitätswerkes nicht ausreichend, so müssen alle vernünftigen Kosteneinsparungsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (sofern dies nicht schon laufend geschieht!). Reicht dies nicht aus, muss die Möglichkeit des kosteneinsparenden Leistungsabbaus ebenso geprüft werden wie die Möglichkeit der Erhöhung der Preise von vom Werk erbrachten Nebenleistungen (Installationspreise, Mietpreise für Transformatoren usw.). Sind alle diese Möglichkeiten ausgeschöpft und ist das Periodenergebnis immer noch nicht ausreichend, so bleibt nur der Einsatz von Subventionen der öffentlichen Hand in der Form von Direktzahlungen oder indirekt zum Beispiel über den teilweisen oder vollständigen Erlass der Verzinsung des Dotationskapitals (Dividende bei Aktiengesellschaften, deren Aktienkapital bei der öffentlichen Hand liegt). Will man diesen Weg vermeiden – und viele Elektrizitätswerke, wie etwa das EKTh müssen dies von Gesetzes wegen –, so bleibt keine andere Wahl, als die Tarifpreise im notwendigen Ausmass zu erhöhen.

Eine andere Methode zur Ermittlung der notwendigen Preisaufschläge basiert auf der periodisierten und die kalkulatorischen Kosten einschliessenden betriebswirtschaftlich einwandfreien Kostenrechnung (2. Methode). Hier scheint es

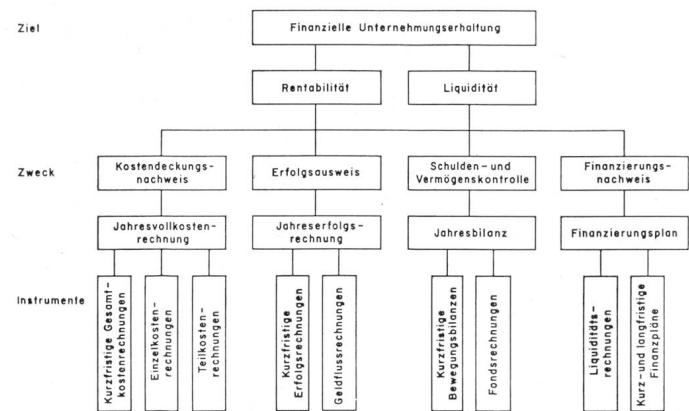


Fig. 8 Auf die gesetzten Zwecke und Ziele ausgerichtete Instrumente des internen Rechnungswesens zur finanziellen Führung eines Elektrizitätswerkes

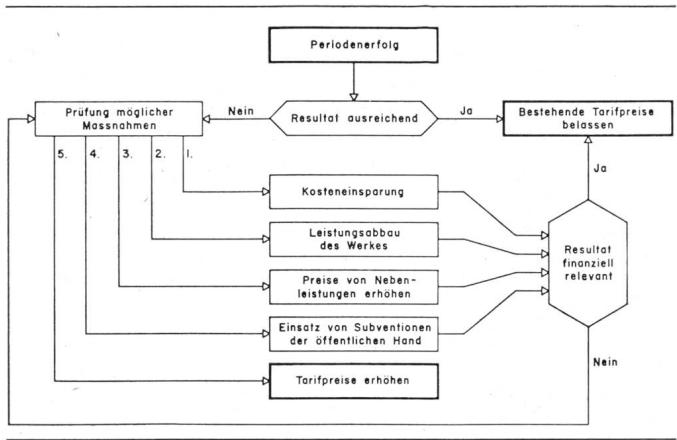


Fig. 9 Flusschema zur Beantwortung der Frage:
«Wann sind Tarifpreiserhöhungen unerlässlich?»
(1. Methode, ausgehend vom Unternehmungs-Periodenerfolg)

mir wesentlich, auf einen fundamentalen Unterschied zwischen den üblichen Kostenrechnungsverfahren in der Industrie und für Elektrizitätswerke hinzuweisen.

In einer industriellen Mehrproduktunternehmung muss eine einigermaßen brauchbare Preiskalkulation sich auf das Prinzip der *Kostenträgerstückrechnung* (als Zuschlagskalkulation) abstützen können. Fig. 10 zeigt das Prinzip: Einzelkosten und kalkulierte (aus Ist- oder Plankostenrechnungen abgeleitete) Zuschlagssätze führen zur Ermittlung der Material-, Fertigungs- und administrativen Kosten, die dann über die Herstellkosten und den Einbezug weiterer Kostenelemente zu den Selbstkosten führen. Unter dem Begriff der Selbstkosten versteht man dabei immer die Summe der Kosten pro Leistungseinheit. Risiko- und Gewinnzuschlag sowie allfällige Abgaben und Entgelte vom Umsatz werden zu den ermittelten Selbstkosten addiert, und man erhält so den kalkulierten Verkaufspreis pro Leistungseinheit. Dieses für die Industrie übliche und angemessene Kalkulationsverfahren eignet sich für Elektrizitätswerke nicht.

Der Struktur eines Elektrizitätswerkes angemessen ist jedoch die *Kostenträgerzeitrechnung* auf Vollkostenbasis (2. Methode) in der Form einer Ist- oder Plankostenrechnung. Das Prinzip ist aus Fig. 11 ersichtlich. Geht es bei der erwähnten Kostenträgerstückrechnung um die Ermittlung der Kosten je Leistungseinheit einer Produktart oder Produktgruppe, so dient die Kostenträgerzeitrechnung zur Kalkulation der Unternehmungsgesamtleistung einer Rechnungsperiode.

Bei diesem Rechnungssystem werden vorerst die einzelnen für den Elektrizitätswerkbetrieb relevanten Kostenarten ermittelt und diese auf die für die betreffende Unternehmung massgebenden Kostenstellen übertragen. Die in den einzelnen Kostenstellen auflaufenden Beträge werden dann auf den Kostenträger, hier die verkauften Kilowattstunden der betreffenden Spannungsebene, übertragen. Damit sind die Vollkosten je abgegebene Kilowattstunde dieser Spannungsstufe ermittelt. Soll das Prinzip der Kostenverursachung der kostenorientierten Gestaltung des Tarifsystems zugrunde gelegt werden, dann muss dies über eine Kostenträgerkomponenten-Zurechnung erfolgen. Massgebend dabei sind gemäß Fig. 11 unter anderem die beanspruchte Maximalleistung, die abgegebene Energiemenge, die Abgabearbeit und Abgabedauer sowie allfällig vorhandene Sonderbedingungen bestimmter Abnehmergruppen.

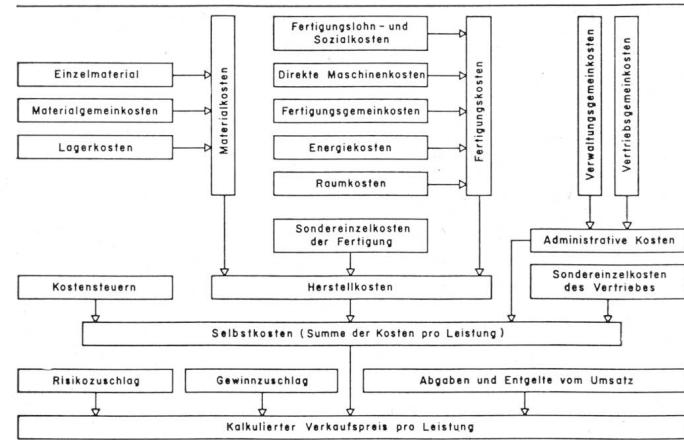


Fig. 10 Das Prinzip der Kostenträgerstückrechnung zur Preisbildung
in der Industrie

Abgesehen von politisch motivierten Kriterien der Tarifpolitik, etwa spezielle Industrie- oder Gewerbeförderung oder spezielle Sozialtarife, gibt es eine Reihe von klaren Sachkriterien, die für die Modifikation oder Neugestaltung eines Tarifsystems wegleitend sein müssen; einige sind in Tabelle VI zusammengestellt. Klar muss hier gesagt werden, dass ohne gewisse – letztlich willkürliche – Abgrenzungen und konsequente Zusammenfassungen ähnlicher Abnehmer zu typischen und zahlenmäßig bedeutenden Abnehmergruppen sich allerdings kein in der Praxis verwendbares Tarifsystem schaffen lässt.

6. Die Preisentwicklung der Energieträger

Diskutiert man über Preiserhöhungen bei der elektrischen Energie, so ist ein Vergleich mit konkurrierenden Energieträgern unumgänglich.

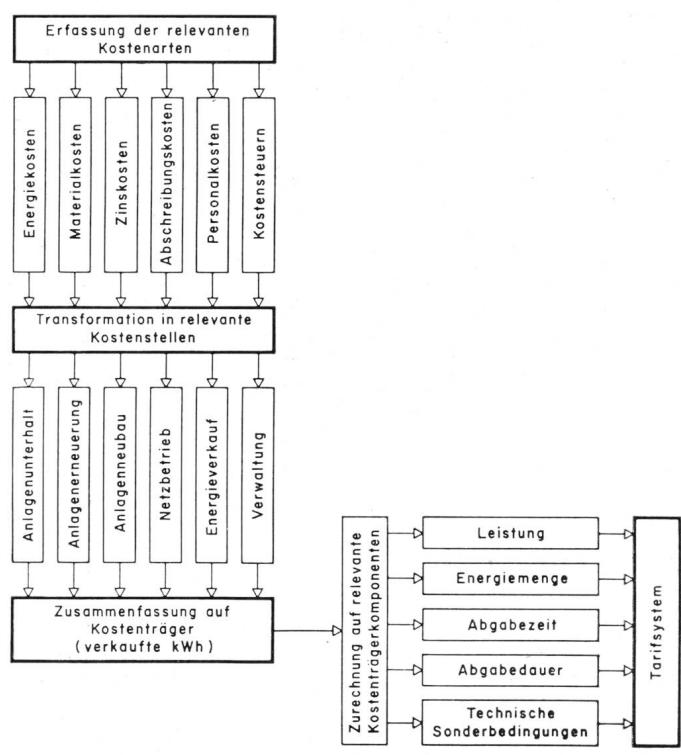


Fig. 11 Das Prinzip der Ist- und Plankostenträgerzeitrechnung auf
Vollkostenbasis zur Kalkulation der Unternehmungsgesamtleistung
für eine Spannungsebene
(2. Methode, vereinfacht dargestellt)

zeitbezogene	administrative	technische	finanzielle
Struktur der bisherigen Tarife auf zukünftige Energie- politik ausgerichtetes Tarifsystem	Einfachheit und Übersichtlichkeit leichte Variabilität des Preisniveaus (%-Zuschläge)	Einfachheit und Billigkeit der Messung Zuverlässigkeit der Erfassung der Tarifparameter Reproduzierbarkeit der Messresultate	Ergiebigkeit möglichst geringe Mengen- invarianz des Ertrages (Risikobegrenzung) eingebaute Absatzgarantie für bestimmte Energiequalitäten (z.B. für Nachtenergie)
Anpassungsmöglichkeiten an Änderungen im Zeitablauf	geringer Abrechnungsaufwand		
Ausrichtung auf lang- fristiges Idealtarifsystem	Eindeutigkeit der Anwendungsabgrenzung	möglichst grosse Vereinheitlichung von Messung und Tarifsystemen	kostenorientierte Tarifstruktur

Geht man von der Energiebilanz der Schweiz aus, dann kommt dem Erdöl und von seinen Derivaten dem Heizöl extraleicht die grösste energiewirtschaftliche Bedeutung zu. Bei einem Inlandabsatz an Erdölprodukten von 14,63 Milliarden Tonnen im Jahre 1973 entfielen allein 7,04 Milliarden Tonnen auf Heizöl extraleicht. Im Jahre 1974 lauteten die entsprechenden Zahlen 13,01 bzw. 6,07 Milliarden Tonnen. Aus der Grafik der Fig. 12 ist nun die Preisentwicklung in Fr./100 kg monatlich seit 1970 – dem Beginn unserer bisher stationär gehaltenen Tarifperiode – ersichtlich. Unabhängig

von den jahreszeitlichen Schwankungen und der extremen Preishause im Winter 1973/74 hat sich doch das Preisniveau um mehr als das Doppelte erhöht! Für Preisquervergleiche der Preisentwicklung von Energieträgern eignet sich für grössere Abgabemengen der vom Eidgenössischen Statistischen Amt ermittelte Grosshandelspreisindex. Die Entwicklung der Preisindizes als Jahresmittel ist seit 1968 in Fig. 13 eingetragen. Bemerkenswert ist in dieser Grafik nicht nur die durch zwei starke Preishaussen gekennzeichneten Kohlepreise, sondern auch die überaus starken Preisanstiege von Heizöl und Benzin seit 1973.

Die Landesdurchschnittspreise für elektrische Energie stiegen mässig, aber seit 1972 etwas beschleunigt an, wobei die Gasabgabe sich seit 1974 massiv verteuert hat. Ein etwas anderes Entwicklungsbild zeigt sich auf der Stufe der Detailhandelspreise, ausgedrückt durch den Landesindex der Konsumentenpreise, Fig. 14. In dieser Grafik sind ebenfalls seit 1968 die Preisbewegungen der wichtigsten Energieträger enthalten. Abgesehen vom Höhenflug der Preise für flüssige Brennstoffe und etwas abgeschwächt für feste Brennstoffe, haben sich neben den Gaspreisen die Preise für elektrische Energie als bemerkenswert stabil erwiesen. Aus beiden Grafiken ist ganz klar ersichtlich, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit der elektrischen Energie gegenüber andern Energieträgern bedeutend verbessert hat.

Wie war nun die tatsächliche Preisentwicklung beim EKTh seit der Gründung des kantonalen Elektrizitätswerkes? Dariüber gibt Tabelle VII Auskunft, in der in Fünfjahresabständen die durchschnittlichen Einnahmen und Ausgaben pro abgegebene Kilowattstunde Energie (zu Normalbedingungen, also ohne Elektrokesselenergie in früheren Überschussjahren) angegeben sind. Zur Abdeckung der gesamten Finanzbedürfnisse steht daher ausschliesslich die durchschnittliche Marge pro Kilowattstunde abgegebener Energie zur Verfügung.

Die durchschnittlichen Einnahmen pro abgegebene Kilowattstunde sind dabei von 8,35 Rp./kWh im Jahre 1912 mit geringfügigen Abweichungen laufend gefallen, bis sie im Jahre 1960 mit 4,53 Rp./kWh auf den tiefsten Wert gefallen waren. Der damalige Durchschnittspreis betrug noch 54 % des Preises von 1912. Seither mussten einige Tariferhöhungen vorgenommen werden, so dass der durchschnittliche Abgabepreis wiederum auf 6 Rp./kWh anstieg, also nominell immer noch erst 72 % des Preises von 1912 beträgt!

Bei den durchschnittlichen Ausgaben verlief die Entwicklung ähnlich; allerdings erhöhten sich die Kosten etwas stär-

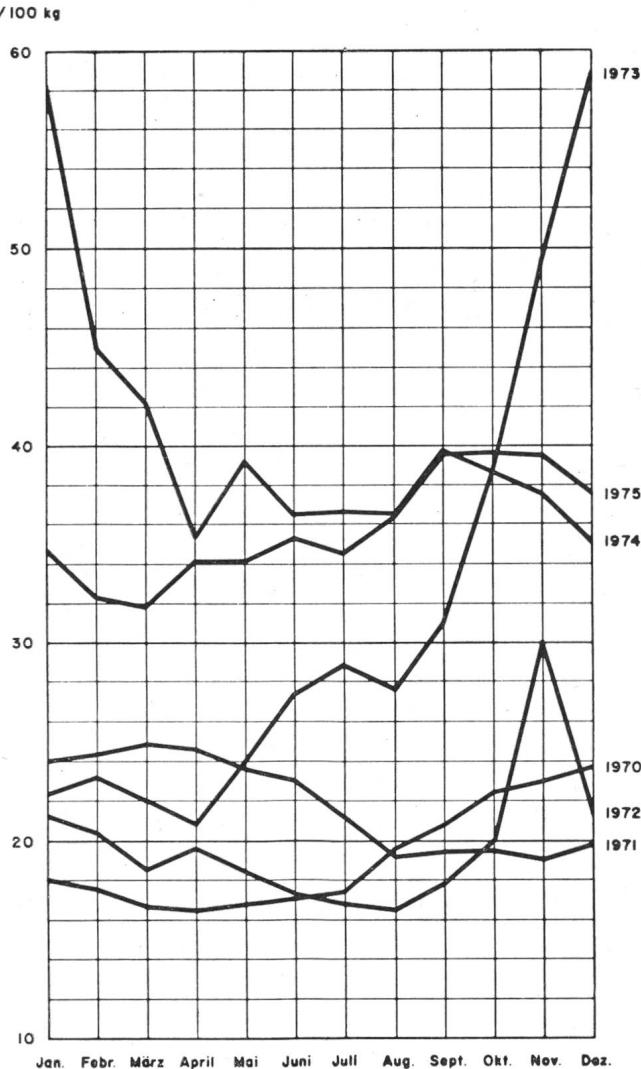


Fig. 12 Entwicklung der durchschnittlichen Kleinhandelspreise für Heizöl extraleicht in der Stadt Zürich seit 1970 in Fr./100 kg

Index

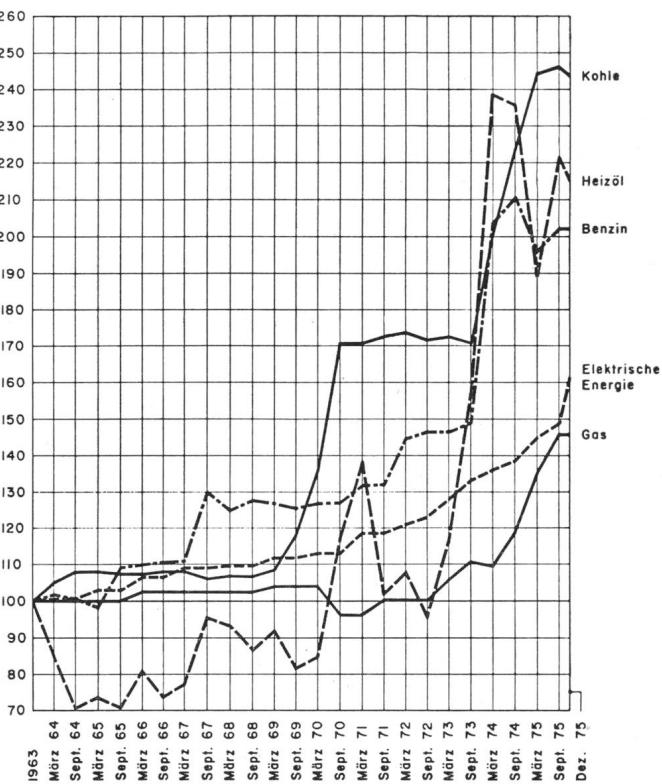


Fig. 13 Die Preisentwicklung von Energieträgern auf der Grosshandelsstufe in der Schweiz gemäss dem Grosshandelsindex des BIGA
Basis ist das Jahresmittel 1963 = 100

ker, was zur Folge hatte, dass die dem kantonalen Elektrizitätswerk zur Verfügung stehende Marge im Laufe der Zeit kontinuierlich von 2,9 Rp./kWh auf 0,9 Rp./kWh fiel! Diese Entwicklung war selbstverständlich nur möglich dank äusserster Sparsamkeit der Betriebsführung, sorgfältig überlegter Investitionspolitik des Werkes und dank jährlich erzieltem Mehrumsatz. Die aus dem Mehrumsatz stammenden Geldmittel fallen bei derzeit rückläufigem Umsatz aus und werden dementsprechend die finanzielle Situation unseres Werkes in der kommenden Zeit aufs äusserste anspannen.

Preisentwicklung beim EKTh seit 1912

Tabelle VII

Geschäftsjahr	Durchschnittliche Einnahmen pro kWh abgegebene Normalenergie Rp./kWh	Durchschnittliche Ausgaben pro kWh abgegebene Normalenergie Rp./kWh	Durchschnittliche Marge pro kWh Normalenergie Rp./kWh
1912 ¹⁾	8,35	5,44	2,91
1915	8,27	4,46	3,81
1920	7,40	5,20	2,20
1925	7,55	4,88	2,67
1930	6,16	4,22	1,94
1935	5,58	3,75	1,83
1940	4,96	3,63	1,33
1945	5,07	3,58	1,49
1950	4,67	3,48	1,29
1955	4,65	3,46	1,19
1960	4,53	3,51	1,02
1964/65	5,02	4,07	0,95
1969/70	5,65	4,72	0,93
1973/74	6,03	5,12	0,91

¹⁾ erstes Geschäftsjahr

Index

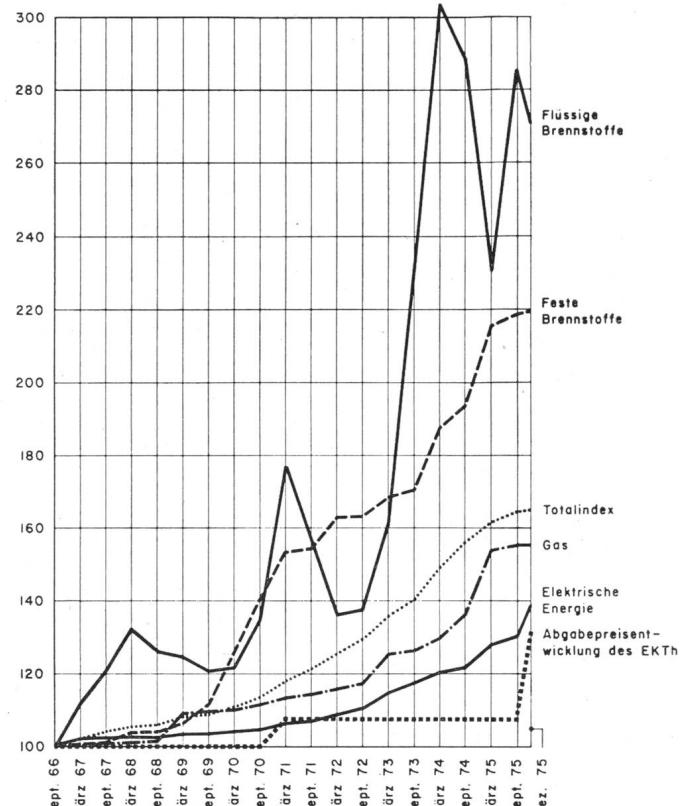


Fig. 14 Die Preisentwicklung von Energieträgern auf der Detailhandelsstufe gemäss dem Landesindex der Konsumentenpreise
Basis ist der September 1966 = 100

Werfen wir noch einen Blick auf die Geldentwertung seit der Betriebsaufnahme unseres Werkes. Nur mit diesem Vergleich können wir konkret erfassen, wie stationär bzw. deflatorisch die Elektrizitätspreise bisher seit Jahrzehnten gewesen sind. Als Gradmesser der inflationären Entwicklung dienen drei offizielle Preisindexreihen, deren Verkettung ein lückenloses Bild der Preissteigerungen seit August 1914 vermitteln. Tabelle VIII enthält die Preisindices der drei Indexreihen sowie die berechnete Kaufkraft als Kehrwert des Preisniveaus und bezogen auf das Preisniveau Juli 1914.

Indexreihe zur Abschätzung der Geldentwertung seit 1914 Tabelle VIII

Jahr	Konsumentenpreisindex (Jahresmittel)			Kaufkraft bezogen auf Juli 1914
	Juli 1914 = 100	August 1939 = 100	Sept. 1966 = 100	
1915	113			0,88
1920	224			0,45
1925	168			0,60
1930	158			0,63
1935	128			0,78
1940	151			0,66
1945	209			0,48
1950	218			0,46
1955	236			0,42
1960	251	183,3		0,40
1965		214,8		0,34
1970		254,6	112,7	0,29
1972		289,4	128,1	0,25
1974		345,5	152,9	0,21
1975			163,2	0,20

Aus der verketteten Kaufkraftreihe ist ersichtlich, dass die Kaufkraft seit Juli 1914 bis heute auf rund 20 % gefallen ist oder anders ausgedrückt, das Preisniveau von damals hat sich seither verfünfacht! Vergleicht man nun den durchschnittlichen Abgabepreis des EKTh im Jahre 1915 von 8,27 Rp./kWh mit dem deflationierten Preis für 1975 entsprechend $5 \times 8,27 = 41,35$ Rp./kWh mit den effektiv erzielten 6,03 Rp./kWh, so beträgt die nominelle Verbilligung $41,35 - 6,03 = 35,32$ Rp./kWh! Im Lichte derartiger Tatsachen kann also keinesfalls von der teuren elektrischen Energie gesprochen werden; vielmehr hat die gezeigte degressive Preisentwicklung bisher in der schweizerischen Volkswirtschaft einen stark dämpfenden Einfluss auf die Kostenentwicklung – vor allem auch bei der Industrie – ausgeübt.

7. Finanzierungsprobleme selbständiger Elektrizitätsunternehmungen

In Zeiten spürbarer Rezession wird den Elektrizitätswerken von Aussenstehenden oft empfohlen, in früheren Rechnungsperioden gebildete Reserven aufzulösen und damit Tarifpreisverbilligungen durchzuführen. Was ist von solchen Vorschlägen zu halten?

Vorerst: Unter Reserven (im deutschen Sprachgebrauch Rücklagen genannt) versteht man nicht ausgeschüttete und damit in der Unternehmung zurückbehaltene und nicht dem Grund- oder Dotationskapital zugerechnete Teile früher erarbeiteter Reingewinne. Angemessene Reserven sind für eine Unternehmung unerlässliche Sicherheit gegen wirtschaftliche Verluste (etwa nicht versicherte, aber notwendige Anlagen)



Fig. 15 Getätigte Anlageabschreibungen und vorgenommene Rückstellungen einschliesslich abgelieferter Staatsabgabe für den Kantsanteil der AHV des EKTh seit 1961/62 (In Rp. pro verkauft kWh)

und zur teilweisen Finanzierung von Investitionen. Die Aufnung von Reserven dient damit der Selbstfinanzierung. Den Reserven als Passivposten der Bilanz entsprechen in den allermeisten Fällen auf der Aktivseite nicht gehörte flüssige Mittel, sondern Sachanlagen. Bei Elektrizitätswerken sind damit die Reserven immobil gebunden in den technischen Anlagen und nicht frei verfügbar. Die Forderung, vorhandene Reserven aufzulösen, bedeutet also, investiertes Eigenkapital durch hoch verzinsliches Fremdkapital zu ersetzen, was dann in den folgenden Rechnungsperioden nicht zu einer Tarifverbilligung, sondern über den erhöhten Jahresaufwand zu höheren Energiekosten und damit unweigerlich auch zu erhöhten Energiepreisen führen muss.

Von den Rückstellungen brauchen wir hier nicht zu sprechen, weil es sich hier nach der dynamischen Bilanzauffassung um Aufwand in der Erfolgsrechnung handelt, der noch nicht Ausgabe geworden ist. In der Bilanz stellen Rückstellungen Verbindlichkeiten gegenüber Dritten dar; eine Auflösung ist also im obligationenrechtlichen Sinne nicht möglich, solange die Ursache der Rückstellungsnotwendigkeit weiterbesteht.

Über die wichtige Bedeutung genügender Abschreibungen auf den Sachanlagen wurde bereits früher hingewiesen. Hier ist jedoch – um allfälligen Missverständnissen vorzubeugen – deutlich darauf hinzuweisen, dass es sich hier primär um einen rein rechnerischen Vorgang handelt, bei dem eine grössere Zahl auf einem Kontenblatt durch eine kleinere ersetzt wird. Eine grössere oder kleinere Abschreibung am Jahresende bringt also keine flüssigen Geldmittel zum Vorschein.

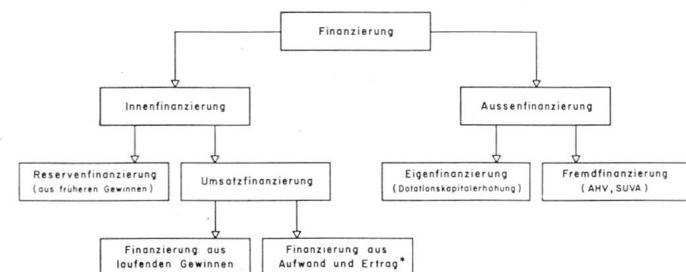


Fig. 16 Die Möglichkeiten der Investitionsfinanzierung beim EKTh

*) Abschreibungen: Abschreibungsaufwand = kein Geldabfluss einkalkulierte Abschreibungskosten = Ertrag = Geldzufluss

Zinsen:
Zinsaufwand = Geldabfluss einkalkulierte Zinskosten = Ertrag = Geldzufluss

Massgebend ist vielmehr, dass in den bezahlten Abgabepreisen ein ausreichender Abschreibungsbetrag einkalkuliert ist. Betrachten wir nun die Entwicklung des in den Tarifpreisen des EKTh vergüteten Abschreibungsbetrages²⁾ seit dem Geschäftsjahr 1961/62 in Fig. 15. Der stark fallende Trend der summierten Abschreibungs- und Rückstellungsbeträge von rund 0,28 Rp./kWh im Jahre 1961/62 auf 0,12 Rp./kWh im Geschäftsjahr 1973/74 reduziert sich im Geschäftsjahr 1974/75 nochmals ganz erheblich auf einen Wert, der mit einer gesunden Finanzpolitik nicht mehr vereinbar ist.

Fassen wir am Schluss dieses Exkurses die dem EKTh zur Verfügung stehenden längerfristig wirksamen Finanzierungsmöglichkeiten (zur Investitionsfinanzierung und zur Liquiditäts-

²⁾ Getätigte Rückstellungen einschliesslich der geleisteten Staatsabgabe pro verkauft kWh.

tätsbeschaffung) zusammen, so handelt es sich – abgesehen von kurzfristigen Betriebskrediten bei Banken – um die in Fig. 16 dargestellten. Vermehrte Aussenfinanzierung erhöht dabei den Jahrsaufwand erheblich und schlägt damit über die Kostenwirksamkeit in folgenden Perioden voll auf die Tarifpreise durch. Eine Auflösung von Reserven und deren Ersatz durch Fremdkapitalaufnahme führt zum nämlichen Ergebnis. Damit kommt zur Aussenfinanzierung die Notwendigkeit der Umsatzfinanzierung, das heisst über die Abgabepreise. Das bedeutet in der Praxis teilweise Finanzierung aus der Erfolgsrechnung über ausreichende Abschreibungen und durch Bildung von Rückstellungen oder durch Einbehaltung von erzieltem Gewinn (Selbstfinanzierung).

8. Folgerungen und Ausblick auf die künftige Energiekostenentwicklung

Zu Recht wird auch an öffentliche Unternehmungen die Aufforderung gerichtet, sich im Rahmen ihrer Möglichkeiten konjunkturgerecht zu verhalten. Die Konjunkturlage ist heute im wesentlichen gekennzeichnet durch geringe Investitionsneigung von Unternehmungen und Bauherren. Die zunehmende Unsicherheit bei der Beurteilung der wirtschaftlichen Entwicklung mündet zugleich in eine allgemeine Sparpsychose; die die realen Anlagemöglichkeiten übersteigenden Spargeldzuflüsse bei den Banken sind die Folge. Gleichzeitig nimmt die Inflationsentwicklung – wenn auch gedämpfter als in den letzten beiden Jahren – ihren Fortgang bei gleichzeitig verminderter Industrieproduktion und wachsender Unterbeschäftigung. Insgesamt eine Entwicklung, die die Eng-

Öleinnahmen 1970, 1972 und 1974

wichtiger Förderländer (OPEC) in Milliarden US-\$

Tabelle IX

Land	1970	1972	1974
Abu Dhabi	0,23	0,57	2,58
Algerien	0,34	0,56	2,55
Indonesien	0,29	0,60	2,72
Iran	1,33	2,84	12,85
Irak	0,53	0,81	3,68
Katar	0,12	0,26	1,18
Kuwait	0,96	1,70	7,71
Libyen	1,11	1,22	5,52
Nigeria	0,37	1,00	4,53
Saudi-Arabien	1,22	3,22	14,56
Venezuela	1,36	1,94	8,75
Insgesamt	7,86	14,72	66,63
Prozentuale Steigerung zu 1970		87,3	748!

Quelle: M. Tietzel, Das Kartell der erdölproduzierenden Länder; in: Probleme der Wirtschaftspolitik, Herausgeber S. Jokl u. a., Berlin 1975, S. 367

dass sich diese Preisentwicklung noch fortsetzen wird. Umgekehrt haben sich die Öleinnahmen der ölpproduzierenden Länder in ausserordentlichem Umfang erhöht, wie dies die Tabelle IX eindrucksvoll zeigt.

Im Gegensatz zu den kostennahen Preisen der elektrischen Energie besteht demgegenüber eine grosse Differenz zwischen realen Kosten für Exploration, Förderung, Transport, Verarbeitung und Vertrieb und den bezahlten Preisen für die Mineralöl-Endprodukte³⁾.

Die Situation bei der elektrischen Energie kann in erster Näherung durch das Schema der Fig. 17 charakterisiert werden: Die Jahreskosten der bisher bestehenden Produktions- und Verteilanlagen werden durch alle die früher erwähnten Kostenfaktoren beeinflusst und haben eindeutig steigende Tendenz. Das Debakel beim Zubau neuer Erzeugungsanlagen, also im wesentlichen Kernkraftwerke, haben Sie in der letzten Zeit alle mitverfolgen können. Neben den politisch motivierten Verzögerungs- und Verhinderungstaktiken mit der Folge, dass Zusatz- oder Ersatzenergie nicht rechtzeitig bereitgestellt werden kann, sind heute eine Vielzahl von weiteren Faktoren für die zukünftigen Energiekosten massgebend: der Kapitalmarkt, die steigenden Preise von Neuanlagen, die Preissteigerung für ausländisches Material sowie stets weiter gestiegerte und kostenintensive Sicherheits- und Umweltauflagen.

Man kann deshalb mit grosser Sicherheit annehmen, dass die Kosten der neu zu erstellenden Produktions- und Verteilanlagen erheblich über den bereits bestehenden liegen werden und damit die Kosten der elektrischen Energie langfristig ansteigen werden. Diese Entwicklung wird dazu führen müssen, den zweckmässigen Energieeinsatz wieder vermehrt zu planen, und es dürfte sich als nützlich erweisen, die heute in Gebrauch befindlichen Anwendungsapparate bezüglich ihrer Wirkungs- und Nutzungsgrade zu untersuchen und nach Möglichkeit zu verbessern, um die Effizienz der Energiewirtschaft erhöhen zu können.

³⁾ Vgl. dazu J. M. Chevalier, Le nouvel enjeu pétrolier, Paris 1973.

Adresse des Autors

Dr. Hans Lienhard, Direktor des Elektrizitätswerkes des Kantons Thurgau, 9320 Arbon.

Fig. 17 Schematische Darstellung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die zukünftigen Kosten der elektrischen Energie

länder seit Jahren mit dem Ausdruck «Stagflation» kennzeichnen. Konjunkturgerechtes Verhalten des EKTh in einer solchen Situation müsste deshalb darin bestehen, zusätzliche Investitionen zu tätigen. Zwar fehlte es uns nicht an Investitionsgelegenheiten, jedoch an den dafür nötigen billigen Geldmitteln, und damit sind auch bei uns die Grenzen zwischen Wollen und Können deutlich abgesteckt.

Wagen wir noch eine Trend-Angabe über die zukünftige Energiekostenentwicklung:

Die Ölförderung als weltweit wichtigster Energieträger wird heute durch ein politisch motiviertes starkes Preiskartell beherrscht. Einen Hinweis für die Verteuerung des Rohprodukts gibt die schweizerische Zollstatistik, wonach der durchschnittliche Warenwert des eingeführten Rohöls von Fr. 108.75 pro Tonne im Jahre 1973 auf Fr. 272.10 pro Tonne im Jahre 1974, also um 150 % innert Jahresfrist gestiegen ist. Man wird kaum fehlgehen, wenn man annimmt,