

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 58 (1967)
Heft: 23

Artikel: Dimensionierung und Betrieb von hydroelektrischen Speicheranlagen
Autor: Castillo Rubio, Manuel / Ruiz Pérez, Juan
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916303>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.03.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

14. Kongress der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)

In der vorliegenden Nummer beginnen wir mit dem Abdruck einer Anzahl Berichte, die am 14. Kongress der UNIPEDE in Madrid vom 2. bis 10. Mai 1967 vorgelegt wurden. Die hier wiedergegebenen Berichte behandeln Probleme,

die nach unserer Ansicht für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft von allgemeinem Interesse sind. Wir danken dem Generalsekretariat der UNIPEDE für die Erlaubnis, die Berichte in den Seiten des VSE abzdrukken. Die Redaktion

Dimensionierung und Betrieb von hydroelektrischen Speicheranlagen

von Manuel Castillo Rubio und Juan Ruiz Pérez, Madrid

621.311.21.004.1

Mit einer installierten Leistung von 7500 MW (1966) und einer jährlichen Verbrauchszunahme von ca. 12 % ist Spanien besonders erwähnenswert. Aus diesem Grunde eröffnen wir diese Artikelserie mit dem Bericht von Manuel Castillo Rubio und Juan Ruiz Pérez vom Departamento de Proyectos y Obras der Hidroeléctrica Española, Madrid.

Die Redaktion

Zusammenfassung

Die Autoren erläutern die wichtigsten gegenwärtig angewendeten Methoden zur Festlegung der Dimensionierung neuer hydroelektrischer Anlagen als Bestandteile gemischter, hochentwickelter Produktionssysteme. Es werden die Eigenarten der Speicherbecken hervorgehoben, sowie die Umstände angeführt, welche in der Regel die Anwendung recht weiter Maßstäbe bei der Dimensionierung dieser Becken rechtfertigen.

Der Bericht beschreibt anschliessend die in Spanien gebräuchlichen hydroelektrischen Regelsysteme und begründet die gegenwärtigen Mängel mit den Schwierigkeiten in der Durchführung eines recht differenzierten Ausrüstungsprogrammes, infolge des in den letzten Jahren rasch gestiegenen Energiebedarfs.

Die Autoren erwähnen schliesslich die zur Optimierung der Produktion benützten Methoden, welche bei den hydroelektrischen Anlagen mit Speicherbecken angewendet werden.

Allgemeines

In Energieversorgungssystemen mit vorwiegend hydraulischer Erzeugung spielen die mit Regulierbecken ausgerüsteten Anlagen eine besondere Rolle. Beim Studium dieser Systeme empfiehlt es sich demnach, ihren Einfluss auf die gesamte Produktion elektrischer Energie zu untersuchen, wobei dies sowohl die bereits bestehenden Regulierbecken als auch die Festlegung der optimalen Daten der projektierten Anlagen betrifft.

Das Interesse, welches diese «Organe» eines Produktionssystems erwecken, ist teilweise die Folge ihrer relativen Starrheit, welche bis zu einem gewissen Grade die Entwicklung des Systemes während einer langen Zeit beeinflusst. Die

Gesamtheit der gegenseitig verbundenen Kraftwerke, gleich welchen Typs, des Systems ist von den Eigenschaften, Möglichkeiten und der Betriebsweise der grossen Speicherkraftwerke abhängig. Diese letzteren wirken gewissermassen wie Gelenke des Systems, welches sie elastischer gestalten, um so vom Standpunkt des Gesamtwirkungsgrades der eingesetzten Mittel die Deckung des Energiebedarfes unter oft bedeutend besseren Bedingungen zu ermöglichen.

Das diesem Problem entgegengebrachte Interesse ist selbstverständlich auch auf die beträchtlichen Investitionen zurückzuführen, welche normalerweise für den Bau von solchen Anlagen benötigt werden. Schliesslich darf auch nicht vergessen werden, dass die Entscheidungen bezüglich der Dimensionierung der grossen Staubecken die Zukunft stark belasten. Die Schwierigkeiten einer späteren Änderung solcher Anlagen, die ja naturgemäss gar nicht «entwicklungsfähig» sein können und ausserdem eine sehr lange Lebensdauer aufweisen, sind zweifellos offensichtlich.

Wie dies aus dem Titel dieses Berichtes ersichtlich ist, beschäftigt uns diese Frage unter zwei Gesichtspunkten.

Im ersten, der Dimensionierung der Staubecken gewidmeten Teil dieser Ausführungen befassen wir uns mit der Würdigung ihres ausgleichenden Einflusses auf die Energieproduktion. Im zweiten Teil vermitteln wir einige Überlegungen bezüglich der Betriebskriterien, welche in Produktionssystemen angewandt werden können und sollen, in welchen die «regelbare» hydraulische Energie eine wesentliche Rolle spielt.

Dimensionierung

Die Dimensionierung eines neuen Speicherbeckens, welches man in ein bestimmtes Produktionssystem einfügen will, ist Gegenstand einer angenäherten technisch-wirtschaftlichen Planung, über welche wir uns in diesem Bericht noch später eingehend äussern werden. Im ersten Absatz dieses Kapitels möchten wir allerdings einige Vorbehalte bezüglich der — langfristigen — Gültigkeit von Schlussfolgerungen äussern, bei denen einerseits die grundlegenden Tatsachen

von bleibender Gültigkeit und andererseits die voraussichtlichen Entwicklungstendenzen, auf Grund einer Extrapolation bekannter Gegebenheiten, welche später vollständig überholt werden können, berücksichtigt werden.

Es ist in der Tat unmöglich, auch nur annähernd den Zeitpunkt zu bestimmen, an welchen einige der von der energiewirtschaftlich orientierten Technik heute so hartnäckig verfolgten Ziele verwirklicht werden. Auch das Ausmass der wirtschaftlichen Umwälzung, welche daraus resultieren wird, kann nicht zuverlässig eingeschätzt werden. Wir dürfen immerhin sagen, dass im Falle der Verwirklichung einiger dieser Ziele — und sobald dieselben auch allgemein angewendet werden — eine radikale Strukturänderung der Elektrizitätserzeugungssysteme eintreten wird.

In diesem Zusammenhang erwähnen wir hier nur (da diese Frage gerade in Mode steht) die Spezialisierung der hydraulischen Anlagen für die Erzeugung von Spitzenenergie. Für neue hydroelektrische Energiequellen hat diese Frage übrigens allgemeine Gültigkeit, denn die Anwendung dieses Grundsatzes gestattet, die Ausführung von Anlagen in Betracht zu ziehen, welche bisher gar nicht in Frage kamen, da man sich einfach mit der genauen Anwendung des Kriteriums der minimalen mittleren Kosten der Gesamterzeugung der verschiedenen in Frage stehenden Anlagen begnügt.

Die künftige Möglichkeit einer Energieübertragung sehr hoher Leistung auf grosse Entfernungen und unter sehr hoher Spannung wird in diesem Sinne verständlicherweise entsprechende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der mit grossen Speicherbecken versehenen Anlagen haben, welche bereits in einem Produktionssystem eingesetzt sind. Gewisse Länder werden ihre beachtlichen hydraulischen Reserven als Spitzenenergie vorteilhaft verwerten können dank spezialisierter hydroelektrischer Zentralen, welche sich in Hochgebirgsregionen befinden, die bisher als zu abgelegenen betrachtet wurden; die grossen Speicher gewinnen dann neues Interesse, wenn man sie in geographisch viel ausgedehnteren Systemen einsetzen, oder dann unter vollständig anderen technischen und wirtschaftlichen Betriebsbedingungen benützen kann als bei ihrer Errichtung.

Umgekehrt könnten wir uns auch leicht vorstellen, dass beispielsweise eine grossangelegte Einführung von elektrischen Automobilen auf dem Markt uns sehr wahrscheinlich veranlassen würde, die bestehende und verfügbare Ausrüstung in Anbetracht der Auswirkungen dieses technischen Fortschrittes auf die Daten der Energiebedarfskurve neu zu überprüfen.

Solche Begebenheiten können sich nun tatsächlich ereignen und — was ja eigentlich wünschenswert ist — vor dem Ende der Lebensdauer der gegenwärtig vorhandenen grossen Staubecken und dem ihnen zugehörigen Produktionssystemen. All dies führt schliesslich zu einem Wahl-Konflikt zwischen einer vorzeitigen Ausserbetriebnahme einerseits und dem oft erdrückenden Gewicht der Zinsen für die bereits erfolgten Investitionen andererseits.

Ein anderer Gesichtspunkt, welcher bei der Dimensionierung eines grossen Staubeckens ebenfalls berücksichtigt werden muss, bezieht sich auf das, was man üblicherweise eine Mehrzweckanlage nennt.

Das Wasser bildet in der Tat ein Problem, das sich nicht einzig auf die Aspekte der Elektrizitätsversorgung beschränkt. Die zur wirtschaftlichen Entwicklung eines Landes erforderlichen Wassermengen sind gewaltig. Der elementare Bedarf wird durch den Bevölkerungszuwachs und die Verbesserung der Lebenshaltung gesteigert; ausserdem muss in jedem Lande die Veränderung der geographischen Verteilung der Bevölkerung ebenfalls berücksichtigt werden. Aus diesem Grunde werden immer häufiger Mehrzweck-Anlagen geplant und ausgeführt.

Gerade beim Problem der Dimensionierung der Staubecken tritt die Verschiedenartigkeit der Kriterien, welche für eine Mehrzweck-Anlage zu berücksichtigen sind, klar zutage. Erwähnen wir beispielsweise nur den Fall, bei welchem ein Teilzweck der Anlage im Schutz gegen Hochwasser liegt: die wirtschaftliche Erfassung dieses Zweckes muss zwangsläufig schematisch bleiben, im Gegensatz zu der raffinierten Analyse der Dimensionierung, welche den rein energetischen Standpunkt betrifft.

Das Problem der Mehrzweckanlagen kann auch in indirekter Form auftreten, beispielsweise als gesetzliche Bestimmung einer zeitlich beschränkten und provisorischen Nutznutzung eines Teiles der Wasserkräfte, welche das Becken speisen, weil der andere, «a priori» festgesetzte Teil, anderen, künftigen Zwecken vorbehalten bleibt, für welche vorerst meistens nicht einmal eine ungefähre Planung besteht.

Wir erwähnen ebenfalls die Tendenz, das Längsprofil gewisser Flüsse mittels mehrerer Staustufen oder Ableitungen erschöpfend auszunützen, wobei der Vollausbau eine lange Zeitspanne erfordert, während derer viele Veränderungen eintreten können, welche ursprünglich gar nicht vorgesehen waren und die sich in der Struktur des Produktionssystemes selber bilden können.

Im einen Falle mit mehreren Staustufen — und am Fusse des Staudammes gelegenen Kraftwerkes — ist die Differenz zwischen der vorausbestimmten Regulierung und der Regulierung welche der ausgenützten Fallhöhe entspricht ebenfalls schwer zu erfassen, so dass die ursprünglich gefassten Beschlüsse sich auf längere Sicht als unzweckmässig erweisen können. Bei diesem Produktionssystem besteht die Möglichkeit, die einzelnen Regulierstufen gegenseitig überschneidend anzuordnen; diese Lösung erfordert allerdings höhere Investitionen, ermöglicht aber andererseits, wenigstens einen der betreffenden Parameter konstant zu halten. Die hydroelektrischen Anlagen am unteren Teil des Tajos bieten dafür in Spanien ein interessantes Beispiel.

Das elektrische Verbundnetz wird — in seiner Leistung, seiner Verschiedenheit, seinen Ausmassen usw. — ebenfalls einen starken Einfluss auf die Bewertung der Staubecken haben, welche entweder integriert wurden, oder deren Einsatz geplant ist. Nun entspricht aber die künftige Entwicklung eines solchen Verbundnetzes nicht immer den ursprünglichen Voraussetzungen; erfahrungsgemäss muss sich die Energiewirtschaft jedes Landes in der relativ kurzen Zeitspanne von nur wenigen Jahren den Konjunkturschwankungen anpassen, welche in der Innen- wie in der Aussenwirtschaft eines Landes auftreten und dementsprechend sieht man sich veranlasst, die Verbundleitungen zu verstärken, zu spezialisieren oder zu konzentrieren.

Nach diesen allgemeinen Ausführungen befassen wir uns nun mit der Dimensionierung eines neuen Speicherbeckens, dessen Einsatz in einem sogen. gemischten System erfolgen soll, also ein System mit thermischer und hydraulischer Energieerzeugung, welches an ein weitverzweigtes Verbundnetz

angeschlossen ist. Dieses System arbeitet unter folgenden Betriebsbedingungen:

a) Die Produktionsanlagen versorgen einen Markt mit unregelmässigen stündlichen Belastungen und saisonbedingter Konzentrierung des Stromverbrauches.

Diese Unregelmässigkeit kann sich im Laufe der Jahre ändern.

b) Betriebsmässig ausgedrückt erfolgt die Produktion und der Verbrauch elektrischer Energie zwangsläufig simultan.

c) Ihre grundlegende Bedeutung gibt der Energieversorgung den Charakter eines öffentlichen Versorgungsbetriebes. Mangel an Produktionskapazität und Einschränkung in der Energielieferung sind jeweils mit starken wirtschaftlichen Auswirkungen verbunden, verglichen mit den Kosten der nicht produzierten Energie gemäss dem Verkaufspreis an den Verbraucher.

d) Eine gewisse Kontrolle über den quantitativen und qualitativen Charakter der Nachfrage ist durch die Tarifierung möglich.

e) Die wirtschaftlichen Gegebenheiten können sich unter dem Druck politischer Ereignisse ändern, und sehr oft befindet man sich in einer finanziellen oder fiskalischen Situation, die nur schwer vorauszusehen war.

Die elektrische Energieversorgung bemüht sich, diesen Voraussetzungen gerecht zu werden. Vorerst müssen sämtliche Gegebenheiten des Marktes untersucht werden; anschliessend muss versucht werden, die Produktion, gewöhnlich auf Grund eines Kriteriums wirtschaftlicher Optimierung, der Nachfrage anzupassen.

Andererseits bleibt die Planung hydraulischer Produktionsanlagen einer spezifischen und äusserst ungewissen Veränderungen unterworfen, nämlich dem hydrologischen Einfluss selbst. Durch die Regulierung versucht man wohl die Unregelmässigkeiten einigermassen auszugleichen, aber in den meisten Fällen bleibt diese Korrektur doch recht beschränkt. Somit bleiben unsere Lösungen ebenso problematisch wie unsere Voraussagen auf diesem Gebiete. Im Hinblick auf die spekulative Natur solcher Voraussagen möchten wir nochmals ausdrücklich darauf hinweisen, dass es vollkommen illusorisch ist, mittels verfeinerten Methoden zu genaueren Schlussfolgerungen zu gelangen als dies die Fehlerspanne unserer Prognosen gestattet.

Demzufolge ist ebenso klar, dass die Lösung des allgemeinen Problems der Dimensionsierung nach wirtschaftlichen Begriffen sich um so mehr der «Vollkommenheit» nähert, als sie sich auf weitangelegte Systeme bezieht, denn in diesem Falle zieht man nicht nur aus der Verteilung zufälliger Faktoren (Hydrologie, Nachfrage, unverfügbare Maschinen) Vorteil, sondern kann ebenfalls die Spezialisierung der Anlagen auszunutzen. Eine allzustarke Ausdehnung der elektrischen Systeme bietet aber ebenfalls ernsthafte wirtschaftliche, administrative und politische Schwierigkeiten, sobald die Planung den regionalen, und mehr noch den nationalen Rahmen überschreitet.

Wir verweisen also ausdrücklich auf die Tatsache, dass die Anwendung von verfeinerten Methoden eine vorausgehende genaue Untersuchung der Eigenarten des Systemes voraussetzt, wobei die gewonnenen Informationen als grundlegende Fakten benutzt werden sollen, dies freilich immer unter den erwähnten Vorbehalten.

Zur Wahl der Investitionen werden verschiedene Methoden benützt, welche sich alle auf einen Vergleich der Kosten und der Gegenleistung stützen. Anschliessend werden wir einige dieser Methoden näher beschreiben.

Die erste Methode will das Problem in allen Einzelheiten lösen.

Von einer Liste ausführbarer Projekte ausgehend, muss eine Reihenfolge aufgestellt werden, d. h. eine Ordnung derjenigen Programme, welche die Nachfrage des Marktes zu decken in die Lage sind. Für jedes einzelne Programm werden die heutigen Gesamtkosten berechnet, damit man anschliessend das Projekt mit den geringsten Kosten auswählen kann.

Es ist leicht einzusehen, dass dieses Verfahren, wie beschränkt es auch erscheint und wie selten die Möglichkeiten neuer bereits abgeklärter Projekte sein mögen, recht schwierig durchzuführen ist, denn die Berechnung der gegenwärtigen Totalkosten muss ja ebenfalls die Schwankungen der variablen Kosten der übrigen Anlagen des Systemes berücksichtigen.

Demzufolge, und weil die Wirtschaftlichkeit für jede einzelne Entwicklungsstufe für eine gewisse Zeitspanne berechnet werden muss, benützt man zu diesem Zweck öfters einfachere Methoden.

Die bisher entwickelten Lösungen werden in zwei ganz verschiedenartige Typen unterteilt: die Pauschalmethoden und die Grenzkostenmethoden. Die erstgenannten bezwecken eine allgemeine Erfassung der optimalen Entwicklung des Systemes. Zu ihrer Anwendung muss man vorerst über ein einfaches Modell verfügen, dass sich ebenso auf die verschiedenen Eigenschaften und die Herkunft der erzeugten Energie, wie auch auf die geographischen Einflussgebiete bezieht, ohne allerdings auf sämtliche Einzelheiten der Produktions- und Verbrauchszentren näher einzugehen.

Die Grenzkostenmethoden suchen zu ermitteln — vorausgesetzt, dass die bereits bestehende Gesamtanlage optimale Betriebskriterien aufweist — welches die interessantesten Erweiterungsmöglichkeiten sind. Sie erfordern zu diesem Zweck eine vergleichsmässige wirtschaftliche Untersuchung der verschiedenen möglichen Lösungen mittels entsprechender Koeffizienten.

Die einfachste Grenzkostenmethode stützt sich auf einen Vergleich der *resultierenden Kosten* pro Produktionseinheit (kWh/Jahr) der verschiedenen projektierten Anlagen im Verlaufe eines repräsentativen Jahres. Diese Kosten entsprechen dem Totalbetrag der Betriebskosten, Abschreibungen inbegriffen, im Laufe des Bezugsjahres, dividiert durch die gesamte Energieerzeugung während der gleichen Zeitspanne.

Infolge ihrer Nachteile beschränkt sich die Anwendung dieser Methode lediglich auf den Vergleich von sehr ähnlichen Projekten, dies sowohl bezüglich der Lebensdauer der Anlagen als auch der Qualität der erzeugten Energie usw.

Die Anwendung irgendwelcher selektiver Methoden bei der Projektierung hydroelektrischer Anlagen mit Speicherbecken erfordert die Berücksichtigung der besonderen Bedingungen, wodurch sich das Problem dann um so schwieriger gestaltet als diese Selektion eine grössere Anzahl Parameter einschliesst.

Wie wir bereits erwähnten, beeinflusst der Einsatz einer Reguliervorrichtung in ein bestehendes System den Betrieb der verschiedenen bestehenden oder künftigen Anlagen un-

terhalb der betreffenden Vorrichtung, und dies abgesehen von der von ihr ausgeübten Beeinflussung der anderen Anlagen des gesamten Betriebes.

Daraus erfolgt, dass man bei der Ermittlung der Höhe eines Staudammes einer hydroelektrischen Anlage — ein gewöhnlich ausschlaggebender Faktor der gesamten Baukosten — im allgemeinen statt der vollständigen Ausnutzung des Gefälles die Errichtung eines Reguliervolumens bevorzugt, weil diese letztere Lösung eine Verbesserung der Energieerzeugung sämtlicher von der Regulierung begünstigter Kraftwerke nach sich zieht, was dann logischerweise auch höhere Grenzkosten gestatten dürfte als bei einer unabhängigen Produktionsanlage. Dieser Vorzug kann sich freilich im Laufe der Zeit abschwächen, wie wir dies verschiedentlich erwähnten.

Ein anderes, sehr gebräuchliches Merkmal dieses Grenzkostenvergleiches ist der gegenwärtige Gewinn, welcher die gegenwärtigen Einnahmen und Ausgaben während der gesamten Lebensdauer der Anlage berücksichtigt. Der aktuelle Gewinn wird durch folgende Formel ausgedrückt:

$$V_a = \sum_{t=1}^{t=n} B_t (1+i)^{-t} - I$$

wobei:

V_a = aktueller Gewinn;

B_t = Gewinn während des Bezugjahres t , ausgedrückt durch die Differenz der betrieblichen Einnahmen und Ausgaben;

i = Aktualisierungssatz;

I = Gesamterstellungskosten, unter Berücksichtigung der Bauzinsen und der Kosten für die Zurverfügungstellung des Betriebskapitals;

n = wirtschaftliche Dauer der Investierung in Jahren;

Diese der vorgehenden zweifellos überlegene Methode erfordert zwei Parameter, welche quantitativ schwer zu erfassen sind. Der erste ist der Aktualisierungssatz, dessen nähere Bestimmung immer recht verwickelt ist (normalerweise bedient man sich des mittleren Zinsfußes der verschiedenen Finanzierungsarten: Aktien, Obligationen, Bankdarlehen und Selbstfinanzierung). Dieser Zinsfuß ist ausserdem von der allgemein vorherrschenden Konjunktur abhängig, wodurch wesentliche Abweichungen in den Optimierungskriterien entstehen.

Demzufolge ist offensichtlich, dass eine Periode wirtschaftlicher Expansion und rascher Entwicklung, in welcher eine erleichterte Kapitalanlage eine Erhöhung der Zinslasten bedingt, die thermischen Anlagen begünstigt, da diese mit geringeren Erstellungskosten belastet sind.

Der zweite Parameter betrifft die Lebensdauer des Werkes. Die Schwierigkeiten seiner Erfassung können durch die Annahme, dass die verschiedenen Bestandteile der Anlage immer wieder ersetzt werden, vermieden werden, so dass Anlagen von wahrscheinlich recht unterschiedlicher Lebensdauer gegenseitig verglichen werden können. Auf jeden Fall beeinflusst diese Annahme die Berechnungen sehr wenig, denn die Summe der künftigen Investitionen wird rasch reduziert, wenn man sie in ursprünglich gleichwertige Investitionen umwandelt.

Eine, von den oberwähnten Lösungen abgeleitete Methode vergleicht die *mittlere jährliche Rendite der Investitionen*;

dieselbe bezieht sich auf jährliche konstante Gewinne, welche für die Zeitspanne der gesamten wirtschaftlichen Lebensdauer kapitalisiert eine Summe bilden, die dem effektiven aktualisierten Gewinn entspricht:

$$B_m \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \sum_{t=1}^{t=n} B_t (1+i)^{-t} - I$$

mit der gleichen Notierung wie vorgehend.

Daraus ergibt sich folgende Formel der mittleren, jährlichen Rendite:

$$r_m = \frac{B_m}{I} \cdot 100\%$$

Für die Wahl zwischen den verschiedenartigen Projekten wurden folgende Vergleichskoeffizienten festgelegt:

Wertkoeffizient. Damit bezeichnet man das Verhältnis der Differenz der Gesamtauslagen zwischen einer gleichwertigen thermoelektrischen- und einer hydroelektrischen Anlage zur Differenz der Erstellungskosten beider Anlagen.

$$C_v = \frac{D_T - D_H}{I_H - I_T}$$

C_v = Wertkoeffizient;

D_T = aktualisierte Erstellungskosten der thermoelektrischen Anlage;

D_H = aktualisierte Erstellungskosten der hydroelektrischen Anlage;

I_H = ursprüngliche Investition für die hydroelektrische Anlage;

I_T = ursprüngliche Investition für die thermoelektrische Anlage.

Die Aktualisierung der Kosten ergibt sich aus folgender Formel:

$$D = I + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{r \cdot I}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^{\infty} E_t (1+i)^{-t}$$

wobei:

D = aktualisierte Kosten;

I = Erstellungskosten;

r = jährliche Amortisationsrate;

i = Zinsfuß;

E_t = jährliche Betriebskosten im Bezugsjahre t (bei thermischen Kraftwerken Brennstoff inbegriffen).

Der *Grenzrentabilitätsatz* R der hydroelektrischen Anlagen ist der Aktualisierungssatz, welcher die aktualisierten Gewinne annulliert und aus folgender Formel abgeleitet werden kann:

$$\sum_{t=1}^{t=n} B_t (1+R)^{-t} = I$$

Andere Koeffizienten werden ebenfalls benutzt, um unter den verschiedenen Möglichkeiten, den voraussichtlichen Zuwachs der Nachfrage zu decken, die wirtschaftlichste Lösung zu wählen. Als Beispiele erwähnen wir den in der UdSSR benutzten *Wirkungskoeffizienten* und den *discounted cash flow* oder den *pay out time* der Vereinigten Staaten von Amerika.

Bezüglich der Anwendung der auf der Aktualisierung der Kosten und Gewinne begründeten selektiven Methoden möchten wir zwei Bemerkungen anbringen. Erstens ist es notwendig, die Geldentwertung zu berücksichtigen, wenn

keine Sicherheit gegeben ist, dass diese automatisch durch eine Anpassung der Tarife kompensiert wird.

Zweitens soll in Ländern, in welchen die hydroelektrischen Anlagen durch private Unternehmen betrieben werden, ebenfalls berücksichtigt werden, dass es sich in diesem Fall um eine doppelte Amortisation der Anlagen handelt da der Staat nur zeitlich begrenzte Konzessionen mit obligatorischer Rückerstattung erteilt.

Bezüglich der Pauschalmethoden erwähnen wir die *Linearprogrammierung* und die *Simulation*.

Die Methode der *Linearprogrammierung* bestimmt die jährliche Leistung und Produktion der verschiedenartigen neuen Kraftwerke: Thermische Kraftwerke, Atomkraftwerke, Laufwerke, Regulierwerke usw., welche das optimale Programm zur Deckung der voraussichtlichen Nachfrageerhöhung bieten und gleichzeitig die *Kostenfunktion*, d. h. die gesamten aktualisierten Investitions- und Betriebskosten, auf ein Minimum beschränken.

In diesem Falle beziehen sich die unbekanntenen Grössen auf die zu erstellenden Kraftwerke der verschiedenen Kategorien; diese sind bestimmten Beeinflussungen ausgesetzt, welche durch lineare Ungleichheiten ausgedrückt werden.

Die parametrische Lösung gestattet ausserdem, mit den aufgestellten Daten die Schwankungen der Optimalwerte zu untersuchen; dies dürfte gerade bei den Daten, welche weniger genau erfasst werden können, wie z. B. gegenwärtig bei den Atomkraftwerken, von grösstem Interesse sein.

In den gemischten Systemen mit hydraulischer und thermischer Energieerzeugung ist es üblich, den hydraulischen Anteil gemäss der nachfolgenden Formel als Quotienten der mittleren jährlichen hydroelektrischen Produktion und des Verbrauchs zu betrachten.

$$F_d = \frac{Q_{Hm}}{Q_c}$$

Nun muss der optimale Wert dieses Koeffizienten in Funktion der Kapitalzinsen, wie auch der Kosten und Ausichten auf dem Brennstoffmarkt ermittelt werden. Einmal erfasst, dient diese Grösse dann der Erforschung der Programmwahl neuer Kraftwerke. Zu diesem Zweck benutzt man die Simulationsmethode, bei welcher die Rendite der verschiedenen möglichen Lösungen mittels eines Betriebsmodells ermittelt wird. Die Programme verfügen über ein beschränktes Anwendungsgebiet und die Ergebnisse vermitteln lediglich die allgemeine Tendenz und Orientierung der Optimalwerte.

Das häufigste und vernünftigste Vorgehen besteht — wenigstens bei grösseren Anlagen — in der Aufstellung des Programms zur Detailuntersuchung der aus einer Gesamtstudie erhaltenen Ergebnisse und eventuell in der wiederholten Anwendung beider Methoden. Die Anwendung der einen oder anderen Methode hängt von den Besonderheiten des Problems ab.

Die spanischen hydroelektrischen Anlagen mit Staubecken

Spanien hat dank der Bedeutung seiner Speicherwerke ein gewisses Ansehen auf dem energiewirtschaftlichem Gebiet erlangt¹⁾. In vielen Fällen dienen diese Anlagen ausschliesslich der Erzeugung von hydroelektrischer Energie, und die Energieerzeugung steht auch bei den meisten Mehrzweckanlagen im Vordergrund.

Das System der Regulieranlagen in Spanien bietet ein gutes Beispiel der ständigen Bemühungen zur Erreichung eines gewissen wirtschaftlichen Entwicklungsstandes in einer ungünstigen natürlichen Umgebung. Diese schwierigen Verhältnisse sind in Spanien nicht nur auf den offensichtlichen Mangel an Wasserkraften, sondern ebenfalls auf die ausgeprägten Unterschiede der Wasserführung im Laufe des Jahres sowie von einem Jahr zum andern zurückzuführen.

Trotz seiner äusserst günstigen Gebirgslage — dank zweier ausgedehnter Hochebenen liegen 50 % des spanischen Territoriums 500 m über dem Meeresspiegel — ist sein hydroelektrisches Potential sehr schwach. Nach der Erschliessung der gesamten ausbauwürdigen hydroelektrischen Reserven wird der Koeffizient 0,08 kWh/m² erreichen, was annähernd dem zehnten Teil des schweizerischen Potentials entspricht, oder einem tieferen Wert als demjenigen von Westdeutschland, wo die hydroelektrischen Anlagen in der gesamten Energieerzeugung doch nie eine wichtige Rolle gespielt haben.

Aus diesen Gründen wurde die Errichtung von Staubecken in Spanien im Rahmen der wirtschaftlichen Möglichkeiten vorwiegend nach den topographischen, geologischen, hydrologischen, agronomischen und städtebaulichen Aspekten jeder ausbaufähigen Stelle beschlossen. In energetischer Beziehung stützte sich die Dimensionierung der Staubecken auf recht elementare Grenzkostenrechnungen, welche vorwiegend auf eine saisonmässige Speicherung orientiert waren.

Die Ergebnisse sind aus Tabelle I ersichtlich.

¹⁾ In der Welt steht die spanische hydroelektrische Produktion an 3. Stelle

Tabelle I

	Kontinental-Spanien: 480 000 kW		
	in Betrieb	im Bau	projektiert
Anzahl grosser Staubecken	287	80	130
Gesamtes Fassungsvermögen . . . 10 ⁶ m ³	27 200	15 250	5750
Gesamtes Fassungsvermögen der Staubecken von mehr als 1000 · 10 ⁶ m ³	6 mit 8540	2 mit 5600	—
Gesamtes Fassungsvermögen der Staubecken von mehr als 100 · 10 ⁶ m ³	54 mit 23 400	13 mit 13 800	14 mit 3560
<i>Höhe der Staumauern</i>			
Anzahl der Staudämme von mehr als 90 m	23	15	18
Anzahl der Staudämme von mehr als 100 m	12	11	12
Maximale Höhe	Canelles 150 m	Almendra 190 m	Matallana 149 m

Die bezüglich der Regulierung erzielten Ergebnisse sind beachtlich; gemäss dem in der Tabelle I skizzierten Programm und sofern der Nutzinhalt auf 75 % des Gesamtregulierungsvermögens geschätzt wird, verfügen wir über ein Reguliervolumen von annähernd 120 % der jährlichen mittleren Abflussmengen sämtlicher spanischer Flüsse. Werden dazu noch die von Portugal auf der Lima und der Guadiana (durch beide Staaten der Halbinsel ausgenützte Flüsse) vorgesehenen grossen Speicherbecken einbezogen, so beträgt dieser Anteil sogar 130 %.

Ohne die Bedeutung der geplanten 500 grossen Staudämme irgendwie herabmindern zu wollen, steht immerhin fest, dass das Regulierungsvermögen vorwiegend durch 81 Stauseen mit einem $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ übersteigenden Fassungsvermögen sichergestellt wird. Diese stellen allein 85 % des gesamten Fassungsvermögens dar.

Gegenwärtig umfasst diese wichtigste Gruppe von Staubecken 54 Staumauern, wovon 23 eine Höhe von mehr als 90 m aufweisen. Die in diesen Becken gestaute Energie (unter Einbezug der unter jedem Staubecken befindlichen weiteren genützten Gefälle) beträgt 8000 GWh, was 22 % der 1966 erreichten Gesamtproduktion entspricht.

Wir wiederholen, dass die Elektroindustrie an diesem Reguliersystem massgeblich beteiligt ist, so dass sich bei den meisten und wichtigsten Speicheranlagen Kraftwerke befinden, die ihrerseits den grössten Anteil der im Lande installierten Leistung und produzierten hydraulischen Energie ausmachen.

Das Produktionssystem besteht im wesentlichen aus 30 hydroelektrischen Kraftwerken mit Leistungen von mehr als 50 MW, unter Einbezug der Zentrale von Aldeadavila, welche mit ihren 718 MW die höchste Leistung in Westeuropa erzielt.

Die oben erwähnten Zahlen stellen sich in Gegensatz zur Gesamtzahl der bedeutend kleineren gegenwärtig noch in Betrieb befindlichen hydroelektrischen Kraftwerke; diese insgesamt 2300 Zentralen zeigen den inselhaften Charakter, unter welchem sich dieses Produktionssystem im ganzen Lande im Laufe der letzten 60 Jahre entwickelt hat.

Das System der Hochleistungs-Kraftwerke ist übrigens recht neu, da infolge des exponentiellen Charakters des Anwachsens des Energiebedarfes der Grossteil des gegenwärtigen Energiebedarfes sich erst im Laufe der letzten 25 Jahre gebildet hat. Die Entwicklung des spanischen hydroelektrischen Potentials und der damit verbundenen Errichtung von Speicherbecken kann folgendermassen zusammengefasst werden:

1950: hydraulische Leistung	1 900 MW
thermische Leistung	650 MW (t=25,0 %)
1966: hydraulische Leistung	7 500 MW
thermische Leistung	2 700 MW (t=26,5 %)

Die für die nächsten fünf Jahre gültigen Prognosen lauten:

1971: hydraulische Leistung	12 000 MW
thermische Leistung	8 700 MW (t=42,0 %)

Die oben erwähnten Zahlen charakterisieren die Strukturwandlung der spanischen Energieerzeugung, da die thermische Energieerzeugung mit ursprünglich 26 % innerhalb von nur fünf Jahren 42 % der gesamten Produktion ausmachen wird. Die Raschheit dieser Umstellung, welche sich in einem ähnlichen Zeitraum abspielen soll wie er seinerzeit für die Errichtung der hydraulischen Hochleistungs-Anlagen

benötigt wurde, gestattet kaum eine genaue Gesamtplanung. Die Programme der Fünfzigerjahre stützten sich auf einen jährlichen Zuwachs von 8 %, während die effektive jährliche Zuwachsrate, welche wir bewältigen mussten, zwischen 10 % bis 13 % lag. Unter solchen Umständen ist es wohl kaum erstaunlich, dass die Mehrzahl der früher ausgeführten Anlagen (die sich auf damals vollkommen richtige grundsätzliche Überlegungen stützten) nun heute — nach so kurzer Zeit bereits — als ungenügend erweisen und dass ihre Regulierkoeffizienten in vielen Fällen ohne wesentliche Beeinträchtigung ihrer Wirtschaftlichkeit zu verbessern gewesen wären.

Die grossen Aussichten des Ausbaus der hydroelektrischen Produktion in Spanien bestehen trotz der vorgehenden Ausführungen gerade in der Grösse und der Elastizität der ihr zur Verfügung stehenden grossen Speicherbecken, freilich unter Vorbehalt einer Revision der Ausbauleistung auf Grund einer mittels Grenzkostenmethoden ausgeführten Analyse einerseits und der Einschätzung des Regulierkoeffizienten andererseits.

Die spanische hydroelektrische Energieerzeugung, oder besser gesagt die spanische Elektrizitätswirtschaft, welche fast vollständig durch fünfzehn grosse Privatunternehmen und sechs Staatsbetriebe gebildet wird, muss sich künftig dem Studium der Speicherwerke widmen, deren technisch-wirtschaftliche Beschaffenheit ausschliesslich energetisch bedingt ist. Nachdem man dann für jede Anlage die technisch und wirtschaftlich vorteilhaftesten Stauhöhen aus den Untersuchungsergebnissen der Topographie, Geologie und Hydrologie usw. ermittelt hat, können die optimalen Werte aus den Globalmethoden gewonnen werden, ohne dass man sich allerdings auf rein einseitige Richtlinien beschränken wird, da die bereits erwähnte industrielle Struktur einen gewissen Spielraum für den Einsatz neuer Produktionseinheiten freilässt.

Betrieb

Da sich der Betrieb durch den Einsatz von immer zahlreicheren und mannigfaltigeren Produktionsmitteln stets komplizierter gestaltet, stützen sich die Optimierungsmethoden logischerweise auf den Grundsatz der Nachfragedeckung zu minimalen Kosten. Wie wir nun aber bereits erwähnten, ist der Betrieb hydroelektrischer Systeme (ganz oder teilweise) zwei ungewissen Einflussgrössen unterworfen. Die eine betrifft den Zuwachs der Nachfrage, welche kurzfristig mit einer genügenden Annäherung erkennbar ist oder nicht. Die zweite bezieht sich auf die hydrologischen Verhältnisse, für welche sich die Prognosen auf die in der Vergangenheit registrierten Werte stützen, welche man für die Zuflussmengen in die entsprechenden Anlagen als repräsentativ erachtet. Da diese zwangsläufig statistisch begründeten Prognosen Extremwerte einschliessen, können sie nicht als Grundlage eines Programmes dienen. Um in einem vernünftigen Rahmen zu verbleiben und die wirtschaftlichen Konsequenzen extremer Situationen zu vermeiden, muss für den Betrieb mit garantierten Mengen von der Wahrscheinlichkeitsrechnung ausgegangen werden.

Dies führt zu einer Methode der kurzfristigen Betriebsanalyse, welche in Systemen mit vorwiegend hydraulischer Elektrizitätserzeugung sehr verbreitet ist, nämlich zur sogenannten Methode der Garantiekurven. Diese besteht im We-

sentlichen in der Bestimmung der minimalen Energiereserve für eine gewisse Zeitspanne (Monate, Woche usw.), welche in einem hydrologischen Bereich gestattet, die künftige Nachfrage zu decken. Oberhalb dieser Kurve wird ausschliesslich hydraulische Energie produziert, unterhalb der Kurve dagegen wird zur Reserveschonung der Zuschuss aus der thermischen Energieerzeugung beansprucht.

Diese Methode tendiert also grundsätzlich darauf hin, die thermische Produktion auf einen Minimalwert zu beschränken, welcher einem wirtschaftlichen Optimalwert entspricht, sofern diese Produktionskosten recht gleichmässig bleiben. Sind dagegen die thermischen Kraftwerke schon bereits darauf spezialisiert, verschiedene Teile des Belastungsdiagrammes zu decken — was im allgemeinen bei gemischten Systemen der Fall ist —, so sind ihre Produktionskosten recht veränderlich und unter diesen Umständen ist es offensichtlich, dass die minimale Produktion nicht unbedingt mit dem Optimalwert übereinstimmt. Demzufolge sind für jede Art thermischer Kraftwerke in Funktion ihrer Produktionskosten unterschiedliche Kurven erforderlich.

Auf jeden Fall sieht man sich schliesslich veranlasst, den virtuellen Wert des gespeicherten Wassers in Funktion der Einsparung zu berechnen, welche diese Reserve für den künftigen Betrieb darstellen kann, da man die thermischen Kraftwerke solange nicht benötigt und sie erst einsetzen wird, wenn ihre Produktionskosten die Grenzkosten des aufgestauten Wassers unterschreiten, oder auch nur, um einen eventuellen Produktionsausfall zu vermeiden.

Die Einschätzung der Wasserreserven soll durch das Modell eines langfristigen Produktionsvorganges gelöst werden, der sich über eine genügend lange Zeitspanne erstreckt, um den Ergebnissen Gültigkeit zu verleihen. Es soll ebenfalls periodisch revidiert werden, um die Schwankungen der von der Konjunktur abhängigen Veränderungen (Brennstoffpreis, Betriebskosten usw.) zu berücksichtigen. Dieses Problem wurde ganz kürzlich durch die dynamische Programmierung gelöst. Der von Portugal über diese Frage verfasste Bericht bietet eine ausgezeichnete, eingehende Darstellung des analytischen Optimierungsverfahrens eines gemischten Betriebes.

Abschliessend erwähnen wir noch als Eigenart der spanischen hydrologischen Energieerzeugung, dass ein Grossteil der Zuflussmengen von Hochwassern stammen, welche im Vergleich zu den Jahresmitteln innert sehr kurzer Zeit äusserst grosse Abflussmengen bringen. Dies erfordert jeweiligen einen raschen Notstandsbetrieb, welcher gleicherweise die Sicherheitsvorschriften wie auch die maximale energetische Ausnutzung des Wassers berücksichtigt. Die Anwendung der linearen Programmierung mit Optimierung einer repräsentativen Funktion der während des Hochwassers aufgestauten potentiellen Energie ist geprüft worden und hat recht ermutigende Ergebnisse gezeigt.

Adresse der Autoren:

Manuel Castillo Rubio, Ingeniero, und *Juan Ruiz Pérez*, Ingeniero, Departamento de Proyectos y Obras der Hidroeléctrica Española, S.A. Madrid.

Aus dem Kraftwerkbau

Einweihung des Kraftwerkes Schaffhausen

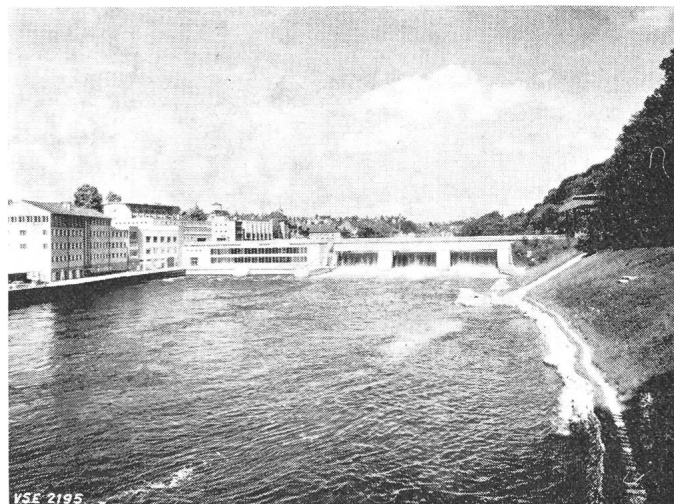
Auf den 6. Oktober 1967 hatte die Kraftwerk Schaffhausen AG viele Gäste aus nah und fern zur Einweihungsfeier ihres neuen Kraftwerkes eingeladen.

In der imposanten Rathauslaube von Schaffhausen begrüsst Stadtpäsident *Walther Bringolf*, Präsident des Verwaltungsrates der Kraftwerk Schaffhausen AG, die Gäste, darunter Vertreter des Bundes, der Kantone Schaffhausen, Thurgau und Zürich, der anliegenden Gemeinden und der Armee. Dass ausgerechnet er drei Oberstkorpskommandanten, einen Oberstdivisionär und einen Oberstbrigadier zu seinen Gästen zählen konnte! Einen besonderen Gruss entbot er den Vertretern des Landes Baden-Württemberg. Dann umriss er die Geschichte der Wassernutzung am Rhein, wobei er die Entstehung des neuen Kraftwerkes Schaffhausen besonders ausführlich darlegte. Seine Ausführungen gipfelten im Bekenntnis zur freien Wirtschaft als Grundlage unseres heutigen Wohlstandes.

Ständerat Dr. *Ernst Bachmann* als Präsident der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG (NOK) stellte das neue Kraftwerk in den Komplex der Partnerwerke, an denen die NOK beteiligt sind, und liess die Zusammenarbeit in Freiheit und Unabhängigkeit hochleben.

Die Feier wurde umrahmt von Streichquartett op. 20, Nr. 4 in D von Josef Haydn, dargeboten vom Winterthurer Streichquartett.

Anschliessend begaben sich die Gäste zur Besichtigung des neuen Kraftwerkes, das der Stadtnähe wegen ziemlich luxuriös gebaut wurde. Man konnte sich bei diesem Rundgang davon überzeugen, dass das Werk sich harmonisch in die hier grossartige Landschaft einfügt, was wohl das Verdienst der Oberbauleitung (Vize-Direktor *Gysel*, NOK, und Direktor *Mächler*, EWSch) und der beteiligten Architekten *Wildberger*, *Henne* und *Schmid* ist. Das Werk hinterliess einen hervorragenden Eindruck, besonders die Promenade längs des Rheins, die sicher von den Schaffhausern sehr geschätzt wird.



Am Mittagessen im Casino der Stadt Schaffhausen ergriffen wiederum Stadtpäsident *Bringolf* und Ständerat Dr. *E. Bachmann* das Wort, um dem gelungenen Fest einige zusätzliche Glanzlichter aufzusetzen. Weiter sprachen noch der Schaffhauser Regierungspräsident *E. Lieb*, Grossratspräsident Dr. *E. Steiner* und Vizedirektor *Gysel* als Vertreter der Bauleitung.

Der Berichterstatter muss schon sagen, dass man in Schaffhausen Feste zu feiern versteht. Die Gäste wurden geleitet durch Anschläge und hilfreiche Polizisten, die immer zur Stelle waren, wenn eine verkehrsreiche Strasse zu überqueren war. Auch im Kraftwerk selber hatte man einen Rundgang gewählt, der die Besucher durch die etwas komplizierten Anlagen sicher wieder zum Ausgang brachte. Das alles war das Werk des Stadtschreibers *Hans Müller*, nimmermüder Spiritus rector der ganzen Feier.