

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 58 (1967)

Heft: 24

Artikel: Betrieb und Dimensionierung der Speicherbecken in einem System mit vorwiegend hydraulischer Energieproduktion

Autor: Leite Garcia, A. / Cruz Filipe, R. da / Paes, S.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916309>

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: 21.02.2026

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)

Betrieb und Dimensionierung der Speicherbecken in einem System mit vorwiegend hydraulischer Energieproduktion

von A. Leite Garcia, R. Da Cruz Filipe, S. Paes, Lissabon und V. Brandao de Menezes, Porto

621.311.21.004.1

Portugal kennt zur Zeit ähnliche Probleme auf dem Gebiet der elektrischen Energiewirtschaft wie sein Nachbarstaat Spanien. Aus diesem Grunde veröffentlichen wir anschliessend an den spanischen Bericht den von 4 portugiesischen Fachleuten eingereichten Bericht.

Die Redaktion

Zusammenfassung

Nach der Einführung, welche eine kurzgefasste Übersicht der Entwicklung der portugiesischen Elektrizitätserzeugung bietet, erörtert der Bericht die für den Betrieb und die Dimensionierung der Staubecken bisher massgeblichen Kriterien, welche sich auf Systeme mit vorwiegend hydroelektrischer Energieerzeugung beziehen (Kapitel 2).

Das dritte Kapitel erläutert die Betriebskriterien, welche für ein hydraulisches System mit zusätzlicher hoher und differenzierter thermischer Leistung angewendet werden können, wie dies inskünftig in Portugal der Fall sein wird. Diese Kriterien umfassen zwei Phasen: die Simulation des kurzfristigen Betriebes und die Berechnung des Grenzwertes des Wassers, wobei sich dieser auf die Methoden der dynamischen Programmierung stützt.

Diese Betriebskriterien werden anschliessend (4. Kapitel) zur Bestimmung des aktualisierten Grenzwertes des Stauvermögens benutzt, was dann zur Aufstellung einer Optimierungsmethode für die Dimensionierung des Fassungsvermögens eines hydroelektrischen Staubeckens durch Vergleich zu dessen Grenzkosten führt (Kapitel 5).

Der Bericht wird durch einige Bemerkungen (Kapitel 6) über die Festlegung der installierten Leistung in den mit Staubecken ausgerüsteten Anlagen abgeschlossen.

1. Einführung

Seit 1951 wurde der grösste Teil des Elektrizitätsverbrauchs in Portugal durch hydraulische Energie gedeckt, während die thermische Produktion lediglich Reserve- und Zuschussenergie während den Trockenperioden lieferte.

Seit dem Entwicklungsplan 1965—1967 jedoch wird diese Vorherrschaft der hydroelektrischen Energieerzeugung durch den fortschreitenden Zuwachs der thermoelektrischen Beteiligung abgeschwächt. Zur Kennzeichnung dieser Entwicklung darf man annehmen, dass zwischen 1965 und 1975¹⁾ und bei mittleren hydrologischen Verhältnissen der Anteil der thermischen Produktion von 11 % auf ca. 30 % ansteigt.

¹⁾ Für nähere Angaben verweisen wir auf den Bericht III-1: «Entwicklung der hydraulischen Energieerzeugung im Laufe der nächsten Jahre.»

Der Aufgabenbereich der thermischen Kraftwerke wird sich dementsprechend ändern und erweitert sich von den reinen Zuschusslieferungen während den trockenen Jahren zum Ausgleich während trockenen Jahreszeiten, um schliesslich eine ganzjährige Basisproduktion zu bilden.

Voraussichtlich ist dann übrigens eine grosse Verschiedenheit der thermischen Energiekosten zu erwarten, je nachdem diese Energie durch klassische, mit mageren einheimischen Kohlen, Braunkohle oder Heizöl gespiesene Kraftwerke erzeugt wird, oder durch Atomkraftwerke mit je nach Reaktortyp verschiedenenartigen Verhältniskosten.

Aus all diesen Gründen wird der Aufgabenbereich der hydroelektrischen Anlagen — insbesonders der Kraftwerke mit Staubecken — eine Entwicklung durchmachen, welche sich ebenfalls auf die wirtschaftliche Auslegung auswirken wird.

2. Betrieb und Dimensionierung der Staubecken in einem vorwiegend hydraulischen System

2.1 Betriebskriterien der Staubecken

In einem vorwiegend hydroelektrischen System mit relativ schwach differenzierten thermischen Kraftwerken, wie dies gerade in Portugal der Fall ist, erstrebt das Betriebskriterium eine minimale thermische Energieerzeugung unter gleichzeitiger zufriedenstellender Deckung des Energiebedarfes im Rahmen einer gewissen Garantie²⁾.

Dieses Kriterium wird praktisch durch die Bestimmung einer Sicherheits-Leitkurve ausgedrückt. Dieselbe wird quantitativ durch die gesamten Reserven gebildet, welche in einem hydroelektrischen System monatlich aufgespart werden müssen, um mit Hilfe der grösstmöglichen thermischen Produktion den künftigen Energieverbrauch zu decken, sobald die hydrologischen Verhältnisse mit der der gewählten Garantie entsprechenden Wahrscheinlichkeit übereinstimmen.

Wenn die hydraulische Ausrüstung zur Deckung des Energiebedarfes genügt, wird die thermische Energie dermassen geregelt, dass die in sämtlichen Staubecken gespeicherte Energie die Reserve der Leitkurve nicht unterschreitet. Bei genügend verfügbaren Reserven werden die thermischen Kraftwerke stillgelegt, und umgekehrt.

2.2 Kriterien für die Dimensionierung der Staubecken

Unter diesen Umständen wurde die Dimensionierung der hydraulischen Staubecken im Laufe der letzten Jahre nach folgenden Gesichtspunkten vorgenommen:

²⁾ Heute wird allgemein eine Garantie von annähernd 95 % gewählt.

Zuerst wurde jedes Staubecken unter Berücksichtigung der topographischen und hydroenergetischen Verhältnisse individuell dimensioniert. Anschliessend erfolgte eine Anpassung an die Ergebnisse der bei der Entwicklungsplanung der Ausrüstung angewandten Investitionskriterien.

Solange sich der Vorrang der hydroelektrischen Anlagen und die Rückstellung der thermischen Kraftwerke zur Energieergänzung mittels der beschränkten festen Brennstoffvorräte des Landes rechtfertigten, wurden die Staubecken entsprechend den Energiekosten dimensioniert, welche das Speicherbecken bei Einsatz in einem Verbundnetz gewährleisten konnte. Als dann die Möglichkeit auftauchte, die thermischen Kraftwerke mit fremden, importierten Brennstoffen zu versorgen, erfolgte die Dimensionierung anhand eines Vergleiches mit den Produktionsverhältnissen eines gleichwertigen thermischen Kraftwerktes.

Zu diesem Zweck musste durch Simulationsstudien die gleichwertige thermische Leistung bestimmt werden, d. h. die Leistung, welche während eines hydrologischen Jahres bei einer der Garantie der Deckung entsprechenden Wahrscheinlichkeit dieselbe Energiemenge erzeugen würde sowie die thermische Energie, welche die Anlage mit mathematischer Wahrscheinlichkeit ersetzen könnte. Nach diesen beiden Kenndaten errechnete man den *Wertindex*, welcher der internen Rendite der Investitionsdifferenz zwischen dieser Anlage und ihrer gleichwertigen thermischen Leistung entspricht.

Ausser den für den Bau dieser Anlagen erforderlichen Angaben gestattet dieser Wertindex die Notwendigkeit einer Überprüfung der Dimensionierung abzuklären; zu diesem Zweck wird die Veränderung des Wertindexes in Abhängigkeit der grundlegenden Merkmale der Anlagen erforscht.

Die Dimensionierung der hydraulischen Anlagen, und insbesondere das optimale Fassungsvermögen ihrer Staubecken, wurde also in diesem Verfahren indirekt durch einen Vergleich mit einer gleichwertigen thermischen Anlage errechnet.

3. Betrieb eines durch hohe und differenzierte thermische Zuschussleistung ergänzten hydroelektrischen Systems

3.1 Definition des Betriebskriteriums

Verfügt man nun über ein hydroelektrisches System mit starker Rückdeckung durch hohe und differenzierte thermische Leistung, so ist das vorgehend beschriebene Betriebsverfahren nicht mehr anwendbar, da eine Beschränkung der thermischen Produktion auf ein Minimum nicht unbedingt eine entsprechende Verringerung der Betriebskosten, insbesonders der Brennstoffkosten, bewirkt.

Wenn die thermischen Kraftwerke auch recht unterschiedliche Kosten aufweisen, so kann eine Konzentration der thermischen Produktion in der Tat manchmal nicht empfehlenswert sein. Trotz des Vorteiles eines minimalen Überlaufrisikos bei den hydroelektrischen Anlagen verkennt diese Massregel die Möglichkeit, die Inbetriebsetzung der mit niedrigen variablen Kosten belasteten thermischen Kraftwerke im voraus zu bestimmen für die Ausnutzung des Reguliervermögens der Staubecken, um dadurch die künftige Produktion der mit hohen Verhältniskosten belasteten Kraftwerke zu ersetzen. Um einen optimalen Mittelweg zwischen diesen beiden widerstrebenden Wirkungen zu finden, müssen

für sämtliche thermische Kraftwerktypen *Leitkurven* ermittelt werden, welche deren Inbetriebnahme und Ausserbetriebssetzung regeln.

Sobald nun diese Leitkurven berechnet sind, wird die Betriebsführung äusserst einfach. Zu jeder Zeit muss in der Tat eine Kategorie dieser thermischen Kraftwerke entweder eingesetzt oder stillgelegt sein, je nachdem, ob die in sämtlichen Staubecken gesammelte Energie den Leitkurvenwert über- oder unterschreitet. So kann man bei starkem Zuwachs der Reserven den thermischen Zuschuss ersparen, angefangen bei den Kraftwerken mit hohen variablen Kosten. Bei einer Verminderung der Reserven dagegen werden die als Zuschuss verfügbaren thermischen Kraftwerke nach und nach in Betrieb gesetzt, wobei mit den Werken mit niedrigen Kosten begonnen wird.

Die Zuhilfenahme eines thermischen Kraftwerktes wird nur erforderlich, wenn die Reserven zu diesem Zeitpunkt den Werten der Leitkurve angeglichen sind oder dieselbe unterschreiten. Diese Tatsache kann wirtschaftlich in dem Sinn ausgedrückt werden, dass der Grenzwert der in den Sammelbecken aufgestauten Wassermengen tiefer, gleich oder höher liegt als die veränderlichen Kosten des entsprechenden thermischen Kraftwerktes, sobald diese Reserven höher, gleich oder tiefer liegen als die entsprechende Leitkurve. Die veränderlichen Kosten jeder den einzelnen Leitkurven zugeordneten Kategorie thermischer Zentralen müssen demnach mit anderen Worten dem Grenzwerte des Wassers entsprechen, wenn diese Reserven mit jener Kurve übereinstimmen.

3.2 Simulation eines kurzfristigen Betriebes

Die Optimierung des Betriebes eines über reichliche und differenzierte thermische Zuschüsse verfügenden hydraulischen Energierzeugungssystems kann somit in zwei Phasen unterteilt werden. Die eine, kurzfristige Phase wird, sofern die veränderlichen Kosten der thermischen Kraftwerke und die Grenzwertkurven des aufgestauten Wassers bereits bekannt sind, das Produktionsprogramm jeder einzelnen Zentrale bestimmen. Die andere befasst sich mit der Berechnung dieser Kurven unter Berücksichtigung eines langfristigen Betriebes.

Vorausgesetzt dass der monatliche Grenzwert des Wassers bereits bekannt ist, kann der optimale kurzfristige Betrieb durch Simulation des monatlichen Betriebes des Produktionssystemes studiert werden³⁾. Die Simulation wurde für eine Datenverarbeitungsanlage IBM 1620 programmiert.

Der primäre Verbrauch wird in diesem Programm durch einförmige, stufenmässig schematisierte Belastungskurven dargestellt. Der sekundäre Verbrauch, welcher weniger sicher und nur zu niedrigen Tarifen abgesetzt werden kann, wird durch rechteckige Belastungskurven dargestellt.

Die Laufwerke und die Werke mit Tagesausgleich werden durch eine einzige Zentrale dargestellt, in der auch die monatlichen Energiezufuhren und die installierte Leistung zusammengefasst sind. Die mit Staubecken ausgerüsteten Anlagen können durch zehn gleichwertige Anlagen dargestellt werden. Der Wasservorrat wird so unter diese Staubecken

³⁾ Das für die Entwicklung eines kurzfristigen, optimalen Betriebes benutzte Simulationsmodell, welches wir beschreiben werden, entspricht im Wesentlichen den in den Vereinigten Staaten üblichen Modellen, welche insbesonders durch die «Division of Power Systems Operations» der «Tennessee Valley Authority» benutzt werden und im Literaturverzeichnis [1], [2] und [3] aufgeführt sind.

verteilt, dass während der niederschlagreichen Jahreszeit überall das gleiche Überlaufrisiko besteht, und während der Trockenzeit die gleiche Wahrscheinlichkeit, mit einem angemessenen überjährlichen Vorrat auszukommen.

Der monatliche Zufluss zu den Staubecken wird in Wasservolumen ausgedrückt; in den Kraftwerkstufen berücksichtigt man die Verlagerung durch Turbinenbetrieb oder Überlauf. Die Umrechnung der Durchflussmenge in Leistung wird unter der Voraussetzung eines mittleren Wirkungsgrades und unter Berücksichtigung der Veränderung der Gefällhöhe mit dem im Staubecken gespeicherten Wasservolumen durchgeführt. Das Pumpwasser wird in gleicher Weise wie das turbinierte Wasser behandelt.

Das Simulationsprogramm umfasst acht Kategorien thermischer Kraftwerke, die durch ihre proportionalen Produktionskosten der beim Einsatz verfügbaren Leistung und, sofern eine nächtliche Ausserbetriebsetzung nicht möglich ist, durch den wirtschaftlichen Minimalwert dieser Leistung gekennzeichnet sind.

Den primären Verbrauch und die Durchflussmengen als gegebene Größen benutzend, berücksichtigt die Optimierung des Betriebes lediglich die Erlöse aus den Energielieferungen an den untergeordneten Verbrauch und die Produktionskosten der thermischen Kraftwerke sowie die der Speicheranlagen. Diese Kosten beziehen sich auf den Grenzwert des gespeicherten Wassers, der als bekannt vorausgesetzt wird. Ist nun derselbe genau erfasst, so wird der optimale Betrieb des Systems bei der minimalsten Differenz zwischen den oberwähnten Erlösen und Auslagen gewährleistet.

Diese Beschränkung auf den Minimalwert wird durch Grenzmethoden erreicht. Eine Zentrale wird ja nur in Betrieb gesetzt, wenn man die Nachfrage nicht mit Kraftwerken mit tieferen Verhältniskosten decken kann, und man wird anderseits den untergeordneten Verbrauch erst bedienen, wenn man über Kraftwerke verfügt, deren Verhältniskosten den Verkaufspreis der Energie an die Verbraucher unterschreiten. Andererseits werden die Pumpspeicheranlagen erst benutzt, wenn der Grenzwert des Wassers höher liegt als das Produkt der Grenzkosten der für diese Pumpen verfügbaren Energie mit deren Wirkungsgrad.

Diese Entschlüsse bezüglich der Benützung eines bestimmten Kraftwerkes oder einer Pumpstation berücksichtigen selbstverständlich die Grenzen der Ausrüstung, der Energieverteilung in der Belastungskurve und der minimalen obligatorischen Leistungen der thermischen Kraftwerke im Spitzenbetrieb oder der Anlagen die nachts nicht ausgeschaltet werden können.

Der primäre Verbrauch wird als sicher erachtet; indessen ist es nicht immer möglich, z.B. wegen unzureichender Ausrüstung oder Betriebsausfalls, ihn vollumfänglich zu decken. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, diese Einschränkungen genauer zu erfassen, um die verschiedenen Produktionssysteme oder die verschiedenen Betriebsführungen zu überprüfen. Die Einführung eines Abzugs — der sogenannten Ausfallskosten — gestattet, die Lieferungsgarantie des primären Verbrauches nicht weiter abzuklären. Es handelt sich übrigens dabei um ein genaues Verfahren, sofern diese Kosten mit den Grenzkosten der garantierten Energie übereinstimmen, bzw. dem geringsten gesamten Einheitspreis (Fixkosten und veränderliche Kosten inbegriffen) entsprechen, welcher

mit der Erweiterung des Systems der Elektrizitätserzeugung verbunden ist.

Dieses Verfahren bietet ebenfalls den Vorteil einer einfachen Anwendung, sobald die Ausfallkosten bestimmt sind. Es wird ja in der Tat genügen, eine letzte fiktive thermische Stufe anzunehmen, die über eine unbegrenzte Leistung verfügt und deren veränderliche Produktionskosten mit den Ausfallkosten übereinstimmen.

3.3 Berechnung des Grenzwertes des Wassers

Um das Problem der Betrieboptimierung zu lösen, müssen wir doch noch den Grenzwert des Wassers bestimmen. Diese Bestimmung stützt sich auf die Theorie der dynamischen Programmierung und benutzt das Iterationsverfahren⁴⁾.

Nachdem der Wert des Wassers an einem geeigneten Zeitpunkt (z. B. am 1. Dezember) geschätzt wurde, berechnet man den Wert für den vorgehenden Monat. Zu diesem Zweck benutzt man das vorgehend beschriebene Simultationsmodell, wobei beliebige hydrologische Bedingungen und gewisse Wasserreserven anfangs November vorausgesetzt werden. Je nach dem Umfang dieser Reserve muss ein mehr oder weniger bedeutender Zuschuss thermischer Energie beansprucht werden, welcher durch die Gleichheitsbedingung seiner Grenzkosten zu dem Grenzwert der Wasserreserve am Monatsende bestimmt wird. Demzufolge entspricht jede Reserve Anfang November einem bestimmten Wert des Wassers, da bei optimalem Betrieb dieser Wert vom Anfang bis zum Ende eines Monats konstant bleibt, falls keine Aktualisierung vorgenommen wird.

Mit einem anderen Wasserabfluss würde man einen anderen, der gleichen ursprünglichen Reserve entsprechenden Grenzwert des Wassers erhalten. Da die künftigen hydrologischen Verhältnisse nur statistisch erfassbar sind, wählt man als Grenzwert des Wassers die in der Vergangenheit für den November registrierten hydrologischen Verhältnisse.

Sobald die Kurve des Grenzwertes des Wassers im Verhältnis zur Energiereserve anfangs November festgelegt ist, können durch ein ähnliches Verfahren die Kurven anfangs Oktober und aller weiterer Monate bestimmt werden. Rückwirkend erhält man dann anfangs Dezember eine Kurve, die höchstwahrscheinlich von der ursprünglich erfassten Kurve abweicht. In diesem Falle werden sämtliche Berechnungen auf der Grundlage dieser Kurve wiederholt, um schliesslich die gewünschte Annäherung zu erreichen. Diese Kurven veranschaulichen also in Abhängigkeit von den an jeden Monatsanfang gespeicherten Reserven die Grenzwerte des Wassers, die zu dem gemäss 3.2 beschriebenen optimalen Betrieb benötigt werden.

4. Berechnungsmethode des Grenzwertes des Fassungsvermögens eines Staubeckens

4.1 Entwicklung des Grenzwertes des gespeicherten Wassers

Ist das Kriterium der Betrieboptimierung einmal anerkannt, so müssen es die Programmierungsmethoden logischerweise auch berücksichtigen, da ja die Erzeugungskosten der Energie ebenso von den Kosten der Ausrüstung, wie auch von den Betriebskosten abhängen. Dieses Kriterium

⁴⁾ Die für die Ermittlung des Wasserwertes benutzte Methode steht dem durch die schwedischen Elektrizitätsunternehmen entwickelten System sehr nahe und ist im Literaturverzeichnis unter [4] und [5] aufgeführt.

muss also zwangsläufig die Grundlage jeder Analyse bezüglich der optimalen Dimensionierung einer neuen Anlage, und insbesonders des Fassungsvermögens ihres Staubeckens bilden.

Der während eines bestimmten Jahres zu deckende Verbrauch, wie auch die Beschaffenheit des Produktionssystems, dem die hydraulische Anlage angehört, für die man die optimale Dimensionierung des Speicherbeckens ermitteln will, wird a priori als bekannt vorausgesetzt.

Idealerweise sollte nun die Dimensionierung mit der Zeit infolge der Veränderungen der kritischen Situationen des Systems geändert werden können. Da dies gewöhnlich nicht möglich ist, muss eine Dimensionierung bestimmt werden, welche der maximalen Wertsteigerung im Zeitpunkt der Inbetriebsetzung entspricht. Die Anlage muss, anders ausgedrückt, derart dimensioniert werden, dass sie im Laufe ihrer gesamten wahrscheinlichen Lebensdauer trotz dem Interesse an ihrer unmittelbaren Inbetriebsetzung die höchstmögliche Leistungsfähigkeit erreicht.

Nachdem das Verhältnis Produktion/Verbrauch einmal festgelegt ist, gestattet das Kriterium der Betrieboptimierung, wie bereits erwähnt, die Ermittlung der Grenzwerte des Wassers anfangs jeden Monats in Abhängigkeit der gesamten gespeicherten Reserven der Staubecken.

Da nun diese verschiedenen Kurven des Grenzwertes des Wassers, der Verhältniskosten der thermischen Kraftwerke und der Ausfallskosten bekannt sind, kann der Betrieb des Produktionssystems für ein bestimmtes Jahr simuliert werden.

Wie wir bereits erwähnten, wird vorausgesetzt, dass die Erhebungen über die Abflussmengen für die künftigen hydraulischen Verhältnisse repräsentativ sind. Jede dieser Abflussmengen kann alsdann im Betrieb des Systems simuliert werden; dabei wird nach den bereits erläuterten Kriterien versucht, jeden Monat die optimale thermische Energie zu erzeugen, welche dem Grenzwert der Wassermenge entspricht, die Ende Monats im Speicher verbleiben soll. Am Ende eines hydrologischen Jahres geht man zum nächsten Jahr über, wobei die aus dem Vorjahr stammenden Wasserreserven als Anfangswert des neuen Jahres eingesetzt werden. Wenn nach all diesen Simulationen die ersten zwei oder drei statistisch erfassten Bereiche weggelassen werden, kann der eventuelle Einfluss der in der ersten Berechnung aufgeführten Reserve ausgeschaltet werden.

Sobald die Simulation in allen bekannten Bereichen durchgeführt ist, kann die Entwicklung der Reserven sämtlicher Staubecken während den Versuchsjahren graphisch dargestellt werden.

Diese Reserve wird durch den Grenzwert des Wassers (Esc/kWh) im Laufe des entsprechenden Monats ausgedrückt. Durch dieses Verfahren bestimmt man die Kurven der jährlichen Entwicklung des Grenzwertes des gespeicherten Wassers, wobei jeder hydrologische Bereich durch eine Kurve dargestellt wird.

4.2 Berechnung des Grenzwertes des jährlichen Fassungsvermögens eines Staubeckens

Nach Aufzeichnung dieser Kurven kann die Veränderung des Reguliervermögens leicht ermittelt werden.

Dazu ist zu bemerken, dass diese Veränderung nur in hydrologischen Systemen mit Überlaufmengen eine wirtschaftliche Bedeutung erreicht, da hier die Einsparung oder der Verlust des abfliessenden Wasservolumens in Betracht

gezogen wird, dessen Wert aus den obenwähnten Kurven ersichtlich ist.

Werden n statistische Bereiche gleicher Wahrscheinlichkeit angenommen, so kann der Grenzwert des Speichervermögens (A_i) im Jahre (i) mit mathematischer Wahrscheinlichkeit durch folgenden arithmetischen Mittelwert ausgedrückt werden:

$$A_i = \frac{1}{n} \sum_j A_{ij}$$

in welchem A_{ij} den Grenzwert des Wassers am Ende eines Überlaufes darstellt.

In diesem Zusammenhang drängen sich zwei wichtige Bemerkungen auf:

Das ungenügende Speichervermögen der verwendeten Datenverarbeitungsanlage erforderte die Anwendung einer einzigen Funktion des Grenzwertes des Wassers für sämtliche Speicherbecken, während ein untergeordnetes Programm nach dem obenerwähnten Kriterium die Verteilung der gesamten Reserve auf die einzelnen Staubeckentypen ausführte. Der für ein bestimmtes Sammelbecken berechnete Wert A_i bezieht sich also ausschließlich auf die Entwicklung der Reserve im gesamten Speichersystem. Da die Sammelbecken verschieden sind, hängt die Genauigkeit der Berechnung ihrerseits von der Genauigkeit der für die Verteilung der gesamten Reserve benutzten Maßstäbe ab. Hier liegt eine Schwierigkeit, die in jedem Anwendungsfall gründlich untersucht werden muss.

Andererseits sei bemerkt, dass das zur Ermittlung des Grenzwertes des Wassers benützte Berechnungsschema die Auswirkung der Gefällsveränderung auf die gespeicherte Energie berücksichtigt. Der nach unseren Angaben berechnete Grenzwert des Fassungsvermögens der Staubecken bleibt also dem Einfluss der Veränderungen des Wasservolumens und des Gefälles unterworfen. Da die Ausfallskosten in diesem Schema ebenfalls berücksichtigt wurden, so werden bei dieser Methode der Grenzvalorisierung des Regelvermögens gleichzeitig die Wirkung des Ersatzes durch thermische Energie, sowie die Ausrüstung einbezogen, die zur Einhaltung der festgesetzten Garantie für die Lieferungen an den primären Bedarf erforderlich ist.

4.3 Berechnung des aktualisierten Grenzwertes des Fassungsvermögens eines Staubeckens

Der Grenzwert des Fassungsvermögens eines Staubeckens muss nicht nur während den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme, sondern während der ganzen wahrscheinlichen Lebensdauer des Beckens untersucht werden.

Die beschriebenen Berechnungen müssen also für mehrere künftige Jahre wiederholt werden, was andererseits eine Prognose bezüglich der Entwicklung der Nachfrage und der Ausrüstung des Produktionssystems erfordert. Dementsprechend würde man eine gewisse Anzahl Werte (A_i), bzw. einen Wert für jedes Jahr (i) erhalten, mittels welchen die Berechnung des aktualisierten Grenzwertes des Fassungsvermögens des Staubeckens nach folgender Formel ausgeführt werden kann:

$$A = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{A_i}{(1+t)^i}$$

wobei t den Aktualisierungssatz bildet und als zeitlicher Ursprung das Jahr der Inbetriebsetzung der Anlage gewählt wird.

Da Portugal gerade in einer wirtschaftlichen Entwicklungsphase steht, sind diese Aktualisierungssätze ziemlich hoch, während der Einfluss der auf weite Sicht bezogenen Werte ziemlich niedrig ist. Dadurch kann die Dauer der zu berücksichtigenden Zeitspannen auf zwei Jahrzehnte reduziert werden.

5. Optimierung des Fassungsvermögens eines Staubeckens

5.1 Grenzkosten des Speichervermögens

Die Varianten des Speichervermögens eines hydroelektrischen Speicherbeckens bewirken vornehmlich Veränderungen in den Staudamm- und Bodenkosten, können aber ebenfalls die Kosten der Hochwasserüberläufe, der von der Ausbauleistung abhängigen Elemente und anderer zusätzlicher Organe beeinflussen.

Im allgemeinen wachsen alle diese Kosten mit zunehmendem Speichervermögen. Die Kosten der Hochwasserüberläufe können jedoch abnehmen, wenn sich dadurch günstigere Amortisationsbedingungen der Hochwasserspitzen ergeben. Solche Einsparungen können ebenfalls auf das hydraulische System und die elektromechanische Ausrüstung ausgedehnt werden, da die daraus sich ergebende Erhöhung des Nutzgefälles eine Kostenreduktion für die gleiche installierte Leistung zur Folge hat.

Das Problem liegt in der Wahl der optimalen Grösse des Speicherbeckens der projektierten Anlage. Diese Wahl wirkt sich auf die gesamte Lebensdauer der Anlage aus, denn eine künftige Erhöhung des Staudamms wird sich wohl in den seltensten Fällen als vorteilhaft erweisen. Nur wenige Staumautypen wären tatsächlich dazu geeignet, und zwar in Anbetracht der Betriebsbedingungen und vor allem wegen der unverhältnismässig hohen Kosten für die Einrichtung der Baustelle zur Ausführung eines beschränkten Bauvolumens, dessen Kosten ja ursprünglich bedeutend tiefer gelegen wären.

Bei der Berechnung der Varianten für das Fassungsvermögen eines Staubeckens muss der aktualisierte Wert der Veränderungen der Jahreskosten für Unterhalt und Erneuerung (welche übrigens vernachlässigt werden kann) einiger Elemente von kürzerer Lebensdauer mit einbezogen werden. Bei Betonstaumauern können die Veränderungen der Unterhaltskosten ebenfalls vernachlässigt werden. Bei Staudämmen aus Erde oder Steinbettungen muss dieser Faktor jedoch berücksichtigt werden, da eine Erhöhung des Damms stärkere Senkungen und teurere Reparaturen der Mauerflächen und der Abdichtungen verursacht.

Infolge der Vielfalt der möglichen Fälle ist es notwendig, Schätzungen der aktualisierten Gesamtkosten, die für jedes angenommene Fassungsvermögen eines Staubeckens gültig sind, vorzunehmen.

Man darf nicht vergessen, dass die Grenzkostenschwankungen einer Anlage in vielen Fällen gewisse Gesetzmässigkeiten aufweist, was bei der Berechnung der Optimalwerte ziemliche Vereinfachungen erlaubt.

Tatsächlich bestehen ja alle die Einschränkungen, welche sich aus der Gefahr für gewisse Gelände oder Ortschaften, sowie aus den topographischen und geologischen Verhältnissen der Gegend, in der die Staudämme errichtet werden, die evtl. flussaufwärts gelegenen Kraftwerke usw. ergeben.

Gerade in diesen vorgelagerten Anlagen ist das Problem der bestmöglichsten Dimensionierung am schwierigsten zu lösen.

5.2 Berechnungsmethode für das optimale Fassungsvermögen

Wir wollen annehmen, dass wir durch eine wenige Meter umfassende Veränderung der Staudammhöhe verschiedene Dimensionierungen des Staubeckens erproben möchten.

Unter der Annahme einer gleichen Entwicklung des als Grundlage dienenden Systems wäre es ohne weiteres möglich, sämtliche Berechnungen gemäss 4 für jede gegebene Dimensionierung durchzuführen. Wir erhalten auf diese Art einen aktualisierten Grenzwert (A) für jede gegebene Dimension (D) des Staubeckens. Die Entwicklung von A in Funktion von D könnte dann durch eine Kurve dargestellt werden.

Dieses Gesetz ermöglicht die Ermittlung der optimalen Dimensionen des Staubeckens im Hinblick auf seinen *Energie-Beitrag* an das Produktionssystem.

Da die Errichtungskosten in Abhängigkeit der Abmessung eines Staubeckens bekannt sind, kann man daraus die Kurve der Entwicklung seiner Grenzkosten $\left(\frac{dC}{dD}\right)$ ableiten. Wenn beide Kurven, d. h. die Kurve des aktualisierten Grenzwertes (A) und die Kurve der Grenzkosten $\left(\frac{dC}{dD}\right)$ in Funktion von (D), auf der gleichen Ebene überlagert werden, so wird der maximale Gewinn erzielt wenn:

$$A = \frac{dC}{dD} \text{ ist.}$$

Die Auflösung dieser Gleichung ergibt die beste Dimensionierung (D_{opt}) des Speicherbeckens.

6. Anmerkungen bezüglich der installierten Leistung

Der Vollständigkeit halber hätten wir bei der Dimensionierung einer hydroelektrischen Anlage noch die optimale installierte Leistung, selbstverständlich unter Berücksichtigung des Turbinen- und Pumpenbetriebs berechnen müssen.

Obgleich die Dimensionierung der Leistung im wesentlichen eine Funktion eines mittleren jährlichen Wasserzuflusses bildet, kann die der Anlage im Produktionssystem zugeteilte Aufgabe diese Funktion in unterschiedlichem Masse verändern. Inskünftig wird die beste Verwertung der Zuflüsse immer stärker von der verfügbaren hydraulischen Leistung abhängig, je mehr sich die kritischen Lagen des Produktionssystems der Deckung des täglichen Spitzenbedarfes nähern.

Wir sind der Auffassung, dass auch das anhand des in diesem Bericht erläuterten Berechnungsmodells untersucht werden kann und damit eine Fortsetzung unserer eigenen Forschungen bildet. Das Modell kann uns für jeden Monat ausser der Verwendung der installierten Leistung jedes mit Staubecken ausgerüsteten Kraftwerks, die Abweichung zwischen der durch dieses Werk erzeugten Energie und den Kosten der Spitzenergie ermitteln, deren Grenzwert im Falle von Einschränkungen mit den Ausfallkosten übereinstimmt.

Momentan schien es uns jedoch dringlicher, die Frage der optimalen Dimensionierung der Staubecken zu erörtern, da mit zunehmender Verbreitung der thermischen Komponente in den Produktionssystemen das Interesse an den

grossen Staubecken scheinbar an Bedeutung verliert, und weil kritische Situationen bezüglich der reinen Leistung im portugiesischen Netz nicht in einer Zeitspanne von fünfzehn Jahren eintreten dürften.

Bis zu diesem Zeitpunkt wird eine Entwicklung dieser kritischen Begebenheiten stattfinden, welche vom gegenwärtigen Stand — Trockenjahre, welche durch einen Energiemangel gekennzeichnet sind — bis zum endgültigen Stadium — maximal belastete Tage oder Wochen mit ihrem Leistungsmanagel — reicht, wobei vielleicht noch gewisse Zwischenstufen zu gewärtigen sind wie z. B. niedrige Pegelstände oder Trockenheit nach niedrigstem Pegelstand. Gerade zur Überbrückung dieser kritischen Übergangsperioden sollten die wesentlichsten Merkmale neuer Anlagen, insbesondere die optimale Dimensionierung ihrer Staubecken bereits jetzt aufmerksam geprüft und vorbereitet werden.

Literatur

- [1] L. K. Kirchmayer: Economic control of interconnected systems, John Wiley and Sons Inc., New York, 1959.
- [2] R. N. Boudnell and J. H. Gilbreath: Scheduling generation on the TVA System with a large general purpose computer, in World Power Conference, Lausanne, 1964.
- [3] A. Leite Garcia: Planificação mensal da exploração de um sistema hidroprodutor. Nota informativa No. 27 da Subcomissão da Produção do Grémio Nacional dos Industriais de Electricidade, Lisboa 1966.
- [4] J. Linquist: Operation of a hydrothermal electric system: A multi-stage decision process, in Power Apparatus and Systems, American Institute of Electrical Engineers, New York, 1962.
- [5] A. Leite Garcia: Exploração a longo prazo de um sistema hidroeléctrico: Determinação do valor marginal da água. Nota informativa No. 26 da Subcomissão da Produção do Grémio Nacional dos Industriais de Electricidade, Lisboa, 1966.

Adresse der Autoren:

- A. Leite Garcia, Grémio Nacional dos Industriais de Electricidade, Lisboa.
R. Da Cruz Filipe, Hidroeléctrica do Zêzere, Lisboa.
S. Paes, Grémio Nacional dos Industriais de Electricidade, Lisboa.
V. Brandao de Menezes, Hidro-Electrica do Douro, Porto.

Der Einsatz der elektronischen Datenverarbeitung für die Energieabrechnung in kleinen und mittleren Energieversorgungsbetrieben

von K. Ineichen, Männedorf

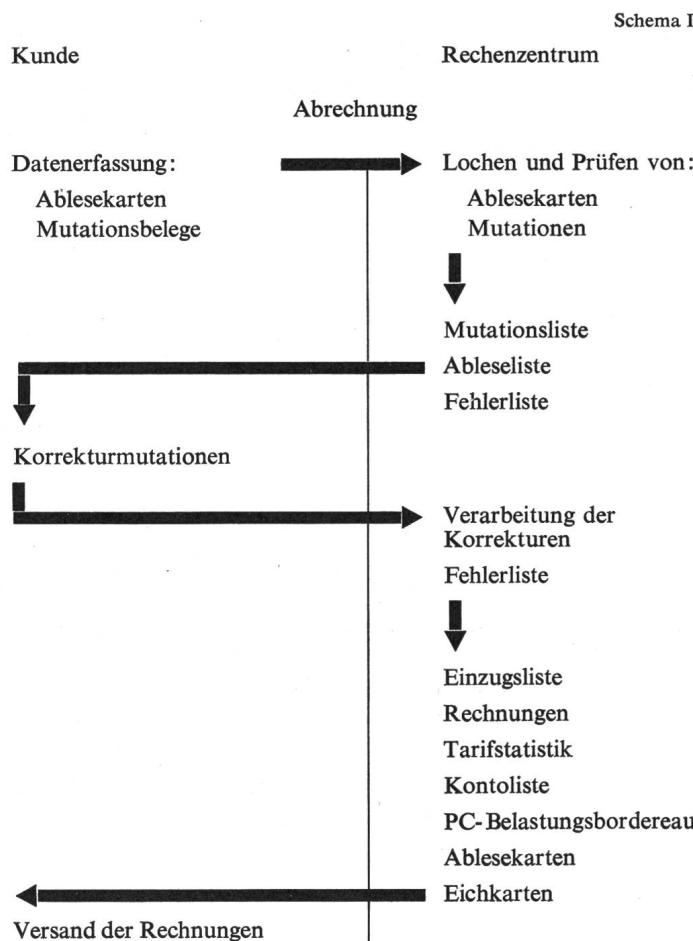
651:621.31.003.3

Steigende Abonentenzahlen und zunehmende Verwaltungsaufgaben stellen an die Energieversorgungsbetriebe Anforderungen, die ohne die Verwendung technischer Hilfsmittel kaum mehr bewältigt werden können. Schwierigkeiten in der Rekrutierung von geeignetem Personal für ein-tönige Maschinenarbeit, Raumprobleme und die Notwendigkeit, genauere, aussagefähigeren und zusätzliche Betriebsunterlagen zu erhalten, sind weitere Gründe für die Überprüfung einer Neuorganisation. Auf dem Gebiet der Ener-

gieversorgung hat sich der Einsatz elektronischer Datenverarbeitungsanlagen bestens bewährt. Aus naheliegenden Gründen setzt aber der wirtschaftliche Einsatz derartiger Systeme ein gewisses Arbeitsvolumen voraus. In vielen schweizerischen Betrieben reichen jedoch die heutigen Häufigkeiten noch nicht aus, um die Schwelle der Rentabilität zu überschreiten. Können darum nur Grossbetriebe in den Genuss der Vorteile der elektronischen Datenverarbeitung gelangen? — Keineswegs! Den gegebenen Weg zur Lösung dieses Problems eröffnet in allen diesen Fällen die Übertragung der Arbeiten an ein leistungsfähiges Rechenzentrum.

Um den weitgehendsten Rationalisierungseffekt erreichen zu können, werden von diesen Unternehmen sogenannte Standard- oder Modularprogramme entwickelt. In diesem Artikel wird ein derartiges umfassendes Anwendungsprogramm für die Energieabrechnung beschrieben, das auch den kleinsten Betrieben ermöglicht, sich der modernsten Methoden und Mittel wirtschaftlich zu bedienen.

In enger Zusammenarbeit mit mehreren Elektrizitäts- und Wasserwerken entwickelte eine Firma in Zürich ein Abrechnungsverfahren, das von allen schweizerischen Energieversorgungsbetrieben angewandt werden kann. Die Zielsetzungen, die mit diesem, den praktischen Anforderungen angepassten Modularprogramm erreicht wurden, lassen sich wie folgt zusammenfassen:



1. Reduktion der Routinearbeit

Die Routinearbeiten werden aufgrund eines Steuerprogrammes von den Datenverarbeitungsmaschinen automatisch ausgeführt. Sämtliche Überwachungs- und Kontrollfunktionen werden von Spezialisten des Rechenzentrums erledigt.

2. Einfache Lösung

Die ganze Lösung ist so aufgebaut, dass die den Betrieben noch verbleibende Arbeit einfach und mit geringstem Aufwand erledigt werden kann. Die vom Rechenzentrum gelieferten Auswertungen sind klar und übersichtlich aufgebaut.