Erhöhung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsnetz : Lastbeeinflussung und Kurzzeitbetrieb

Autor(en): **Wiedemeier, J. / Glavitsch, H.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **74 (1983)**

Heft 3

PDF erstellt am: **28.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-904753

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Erhöhung der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsnetz: Lastbeeinflussung und Kurzzeitbetrieb

J. Wiedemeier, H. Glavitsch

Die Verknappungssituation in einem hydrothermischen Energiesystem mit hohem Speicheranteil wird in Zeitabschnitten von Monaten, Tagen und Stunden untersucht. Ermittelt wird der optimale Einsatz der Speicherenergie, der fossil-gefeuerten Kraftwerke, des Load Management, der Exporte und der Importe bezüglich der Betriebskosten über den ganzen Zeitraum bei mengen- und zeitabhängigen Energiepreisen. Eine so gefundene optimale Entscheidungspolitik ist jedoch nur sinnvoll, wenn in jeder Zeitperiode auch die geforderte Energie- und Leistungsversorgungssicherheit eingehalten wird. Zur Beurteilung werden Zuverlässigkeitskenngrössen des Gesamtsystems für die gefundene kostenoptimale Politik berechnet.

La situation de pénurie d'énergie d'un système hydrothermique, avec forte proportion d'énergie accumulée, est examinée par mois, jours et heures. Par rapport aux frais d'exploitation on détermine l'utilisation optimale de l'énergie accumulée, des centrales thermiques à combustibles fossiles, du contrôle de la charge, des importations et exportations pour toute la période, avec prix dépendant de la quantité et du moment. Une telle politique optimale de décision n'est toutefois justifiée que si, durant chaque période, l'assurance requise de l'approvisionnement en énergie et en puissance est maintenue. Pour en juger, on calcule les caractéristiques de fiabilité de l'ensemble du système, selon la politique du coût optimal.

Diese Arbeit wurde im Rahmen des nationalen Forschungsprogramms «Forschung und Entwicklung im Bereich der Energie» des Schweizerischen Nationalfonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung durchgeführt.

Adresse der Autoren

J. Wiedemeier und Prof. Dr. *H. Glavitsch*, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, ETH-Zentrum, 8092 Zürich.

1. Einleitung

In diesem Teil wird das Verknappungsproblem in einem engen Zeitabschnitt untersucht, und zwar bis auf den Tag und die Stunde. Dabei spielt der Betriebsverlauf der Wochen und Monate vor der kritischen Periode März/April eine wesentliche Rolle. Da der Speicherinhalt in dieser Periode am geringsten ist, können die Speicher ihre Pufferfunktion nur noch beschränkt wahrnehmen. Akzentuiert wird das Problem, wenn der Ausfall einer grossen thermischen Einheit in die kritische Periode fällt und gleichzeitig unterdurchschnittliche Zuflüsse zu den Lauf- und Speicherkraftwerken auftreten. Ebenfalls einen Einfluss auf die Produktionsbedingungen in einem Winterhalbjahr hat die längerfristige hydrologische Vorgeschichte, denn dem betrachteten, hydrologisch knappen und evtl. mit dem Ausfall einer grossen thermischen Einheit belasteten Winterhalbjahr kann bereits ein knappes Sommerangebot vorausgegangen sein. Erschwerend kommt hinzu, dass auch das benachbarte Ausland von einer allgemeinen Krisensituation betroffen sein kann und somit mit einer Reserve in Form von Importenergie nicht sicher gerechnet werden kann.

Das Problem soll von der Verbraucherseite angegangen werden, unter besonderer Berücksichtigung des Zuverlässigkeitsverhaltens der Kraftwerke, was eine Beurteilung der Versorgungssicherheit des Gesamtsystems ermöglicht. Als wirksame Gegenmassnahme konzentriert sich die Arbeit auf das Load Management (Lastbeeinflussung), welches vor allem in Situationen, wie sie vom Szenarium I und II wiedergegeben werden, sowohl für den Versorger als auch für den Verbraucher zu annehmbaren Betriebsverhältnissen führen kann. Ganz extreme Situationen (Szenarium III) lassen sich durch ein Load Management, wie es hier verstanden werden soll, nicht beherrschen. Es kommen dann nur noch radikale Abschaltungen von ganzen Teilversorgungsgebieten in Frage.

Unter Load Management soll jede Massnahme verstanden werden, welche darauf abzielt, die Charakteristik des elektrischen Energieverbrauchs eines Versorgungsgebietes zu verändern. Es könnten tarifliche und technische Mittel eingesetzt werden. Es gilt festzuhalten, dass das Mass der Lastabschaltungen über dasjenige, das heute durch Rundsteuerung erzielt wird, hinausgehen muss, wenn auch die Technik ähnlich ist. Einerseits soll das Load Management dazu führen, dass für die lebenswichtigen Lasten die Versorgungssicherheit erhöht und für die unwichtigen abgesenkt wird, indem verschiedene Kategorien von Lasten gebildet werden und jeder Kategorie eine Prioritätsstufe und eine dementsprechend abgestufte Versorgungssicherheit zugeordnet wird. Andererseits geht es auch darum, die heute vorherrschende, einseitige Verbraucher/Versorger-Beziehung grundlegend zu überdenken. Heute diktiert der Verbraucher dem Versorger, welche Last dieser momentan zu decken hat, und verlangt zugleich eine hohe Versorgungssicherheit. Da müsste man mehr Kooperation zwischen Verbraucher und Versorger schaffen, indem der Verbraucher dazu angehalten wird, mehr oder weniger freiwillig einen Teil seiner Last nach seiner Wahl abzuschalten. Dazu müsste der Versorger in kurzen Zeitabständen den Verbraucher über den momentanen Energiepreis und die gewünschte Lastreduktion informieren, wozu natürlich ein entsprechender Aufwand an neuen informationstechnischen Geräten notwendig wäre.

2. Datenbeschaffung

Um eine realitätsbezogene Simulation durchführen zu können, müssen Rohdaten zusammengetragen und zu konsistenten Datensätzen aufgearbei-

tet werden. Aus Stichproben werden die statistischen Parameter der Grundgesamtheiten geschätzt.

Für das Schweizer Versorgungsgebiet wird jeweils am 3. Mittwoch jedes Monats der Tageslastverlauf aufgenommen und in [1; 2] publiziert. Diese 12 Tageslastverläufe bilden die Rohdaten für die Modellierung der Belastung an Werktagen. Durch lineare Interpolation wurden daraus die 52 Wochenhöchstlasten bestimmt, um einen vollständigen Datensatz für das Lastmodell (Abschnitt 3) zu gewinnen. Die Lastverläufe an den Wochenenden werden heute nicht statistisch erfasst. Aus einer Untersuchung früheren Datums [3] können jedoch Samstags- und Sonntagsverläufe aller Jahreszeiten entnommen und energiemässig auf heutige Verhältnisse umgerechnet werden. Der Tagesenergiebedarf an Werktagen, Samstagen und Sonntagen ist unterschiedlich. Die Verhältniszahlen werden ebenfalls jährlich in [1] publiziert. Über den Tagesenergiebedarf an verschiedenen Werktagen bzw. den Tag der Wochenhöchstlast muss ebenfalls auf [3; 4] zurückgegriffen werden.

Die hydrologischen Rohdaten und die Betriebsdaten der einzelnen Kernkraftwerkseinheiten entstammen den gleichen Datenquellen wie in [5] erwähnt. Für die statistische Aufbereitung wird prinzipiell dieselbe Vorgehensweise gewählt.

Die wichtigsten Kenndaten der fossil gefeuerten Kraftwerke (FKW) der Schweiz wurden in [6] einheitlich publiziert. Allerdings sind in dieser Statistik keine Zuverlässigkeitsdaten enthalten, welche Aufschluss über das Betriebsgeschehen bringen. Zuverlässigkeitsdaten von FKW werden seit etwa 15 Jahren von der UCPTE [7][1]) aufgezeichnet, und zwar für die Blockgrössen 100–199 MW, 200–399 MW und über 400 MW in allen UCPTE-Ländern. Unterschieden wird dabei nach erzwungenen und geplanten Ausfällen.

3. Modelle

Das Lastmodell bildet den zeitlichen Lastverlauf über ein ganzes Jahr nach und basiert auf der Struktur des IEEE-Lastmodells [8]. Es wurden Modifikationen vorgenommen, welche auch die Unterscheidung der beiden Wochenendtage und der beiden Zwischenjahreszeiten Frühling bzw. Herbst erlauben. Basierend auf tabellarisch abgespeicherten Schlüsseldaten, erzeugt das Modell stündliche Lastwerte unter Berücksichtigung der täglichen, wöchentlichen und saisonalen Lastschwankungen, wobei auf jeden stündlichen Lastwert beliebig Zugriff genommen werden kann. (Fig. 1).

[1]) UCPTE Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité.

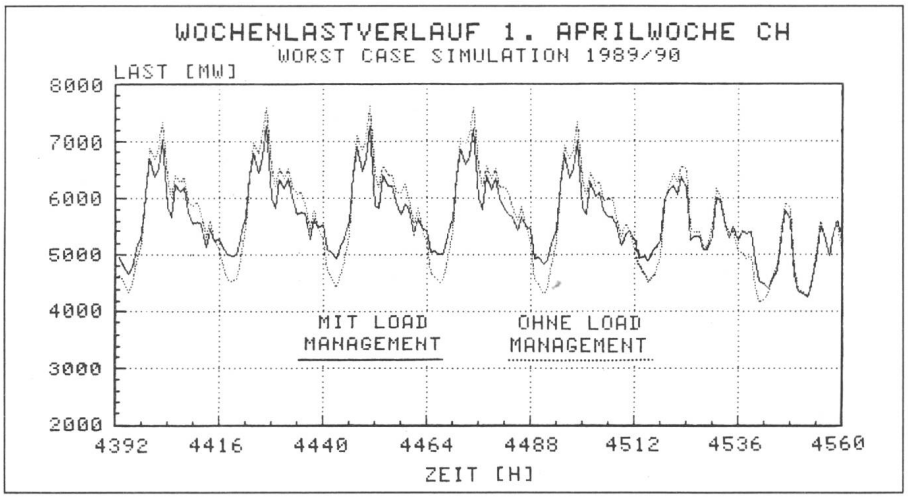

Fig. 1 Schweizer Lastverlauf einer Aprilwoche

Das Leistungsangebot der Laufwasserkraftwerke (LKW) wird vor allem durch die momentane Wasserführung bestimmt. Mittels zusätzlicher Bewirtschaftung eines Speichers oder Rückstauraums kann die Wasserführung und somit das Leistungsverhalten künstlich in beschränktem Rahmen beeinflusst und dadurch die Leistung während der Spitzenlastzeit gesteigert werden.

Im weiteren wird die Leistungsfunktion durch das Zuverlässigkeitsverhalten der Maschinensätze beeinflusst. Sie wird also durch die zwei Einflussgrössen Wasserführung und Funktionszuverlässigkeit der Maschinensätze wesentlich bestimmt. Bei knapper Wasserführung kann aber der Einfluss der Zuverlässigkeit der Maschinensätze vernachlässigt werden. Die den Zuflüssen entsprechende Energiemenge wird unter Annahme einer Leistungsproduktionsfunktion auf den einzelnen Tag bzw. Monat zurückgerechnet. Diese Produktionsfunktion wird von der Gesamtheit aller LKW erbracht. Diese Gesamtheit wird durch eine einzige Systemkomponente modelliert.

Die gespeicherte Energie stellt das Energiepotential dar, aus dem im Winterhalbjahr vor allem der Spitzenenergiebedarf gedeckt wird. Die Funktionszuverlässigkeit der Maschinensätze beeinflusst das Leistungsverhalten wenig, da die installierte Leistung sehr gross ist und im Falle von Funktionsstörungen auf betriebsbereite Maschinensätze ausgewichen werden kann.

Ähnlich wie die Laufwasserkraftwerke werden die Speicherkraftwerke nicht einzeln, sondern in ihrer Gesamtheit, d. h. als eine einzige Systemkomponente, betrachtet. Es ist nämlich schlecht bekannt, wie der kurzfristige, stündliche Einsatz (im Zeitbereich) in der Praxis abläuft. Bei mittlerer oder reichlicher Wasserführung dient heute der Einsatz der Speicherkraftwerke nicht nur der Deckung der Inlandspitzenlast, sondern ist auch von betriebswirtschaftlichen Überlegungen geprägt. Auch zu Starklastzeiten wird Spitzenenergie exportiert, was der Schweiz wiederum ermöglicht, die hier eher knappe Grundlastenenergie quasi im Tauschgeschäft zu importieren. Im Falle einer Verknappung muss wohl in erster Priorität der Inlandbedarf gedeckt werden.

Die drei angebotsunabhängigen Systemkomponenten Kernkraftwerke, konventionell-thermische Kraftwerke und Importe lassen sich durch ein vierstufiges Zustandsmodell darstellen (Fig. 2). Bei der Komponente Import

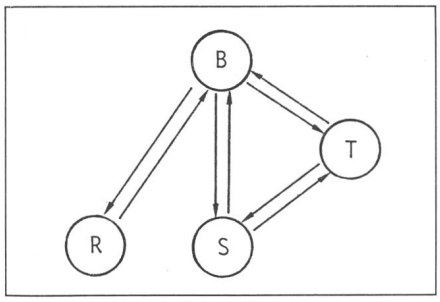

Fig. 2 Vierstufiges Zustandsmodell einer Systemkomponente

Die 4 Betriebszustände einer Komponente:
B Vollbetrieb
T Teilbetrieb
R Revision, geplante Ausserbetriebnahme
S Störung, erzwungener Totalausfall

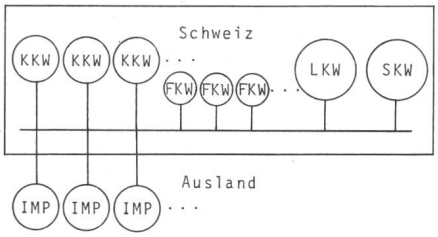

Fig. 3 Angebotsunabhängige und angebotsabhängige Erzeugerkomponenten

LWK Produktion der Laufwasserkraftwerke
SKW Produktion der Speicherwasserkraftwerke
KKW Produktion der Kernkraftwerke
FKW Produktion der fossilgefeuerten Kraftwerke
IMP Importierte Energie

muss man sich vorstellen, dass sie nicht nur die Übertragungsleitung an sich, sondern vor allem die gesamte elektrische Energieversorgung eines Nachbarlandes widerspiegelt. Der Gesamtimport wird von mehreren einzelnen Importkomponenten (entsprechend mehreren Importverträgen) erbracht, die nach Bedarf eingesetzt werden. Figur 3 zeigt schematisch alle Systemkomponenten des hydrothermischen Kraftwerksparks.

4. Simulation

Simuliert wird der Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. Mai, unterteilt in die sechs Monate Oktober bis März, die 30 Tage des Monats April und schliesslich den Monat Mai, was total 37 Zeitperioden ergibt. Der Monat April ist der kritische Zeitraum und wird deshalb in Tagesperioden unterteilt. Für jede Zeitperiode wird ein Energieverbrauch vorausgesagt, abgeleitet von gängigen Energieprognosen. Es kann nun ein Optimierungsproblem formuliert werden, so dass der Energieverbrauch pro Periode unter Einhaltung von Nebenbedingungen kostenoptimal gedeckt wird. Für die Deckung des Energieverbrauchs können die verschiedenen Kraftwerkstypen des Schweizer Kraftwerkparks, Importe, Exporte sowie ein Load Management eingesetzt werden, wobei vorausgesetzt wird, dass durch die Energieumverteilung des Load Management auch ein Spareffekt bewirkt wird (Payback kleiner als 100%).

4.1 Die Parameter der Optimierung

Pro Zeitperiode i wird mit sechs Parametern entsprechend fünf Entscheidungsvariablen und einer Zustandsvariablen (s_i) gerechnet:

r_i Speicherenergiebezug während Periode i (GWh)
s_i Speicherfüllstand am Ende der Periode i (GWh)
c_i Energieproduktion der konventionell-thermischen Kraftwerke während der Periode i (GWh)
d_i Durch Load Management umverteilte Energie während der Periode i (GWh)
e_i Exportenergie (Spitzenenergie) während der Periode i (GWh)
f_i Importenergie während der Periode i (GWh)
$i = 1, 2, ..., n$

Werden wie in dieser Arbeit 37 Perioden (n = 37) betrachtet, so hat das Optimierungsproblem 222 Parameter.

Der Speicherbezug r_i setzt sich aus zwei Komponenten zusammen

$$r_i = h_i + e_i$$

h_i ist die für die Inlanddeckung bezogene Speicherenergie. Ein Teil der durch Load Management umverteilten Energie wird gespart. Diese Energie wird durch den Term $(1-tb_i) \cdot d_i$ ausgedrückt, wobei tb_i den Paybackfaktor der Periode i bezeichnet ($0 \leqq tb_i \leqq 1$).

Die Energieproduktion der Kernkraftwerke wird pro Periode als konstant angenommen. Für jedes Kernkraftwerk, welches sich nicht in planmässiger Revision befindet, wird der Erwartungswert der Energieproduktion eingesetzt. Die von den Laufkraftwerken produzierte Energie hängt direkt von der Wasserführung ab und wird ebenfalls während einer Periode als konstant angenommen.

4.2 Die Zielfunktion

Die Produktion c_i der fossil gefeuerten Kraftwerke, die gesparte Energie $(1-tb_i) \cdot d_i$, der Export e_i und der Import f_i werden mittels quadratischer Kostenfunktionen $K_{ci}(c_i)$, $K_{di}(d_i)$, $K_{ei}(e_i)$, $K_{fi}(f_i)$ bewertet. Die Energiepreise hängen linear von der Energiemenge ab und ändern von Periode zu Periode.

$$P_{ci} = A_{ci} + B_{ci} \cdot c_i$$
$$P_{ti} = A_{di} + B_{di} \cdot (1-tb_i) \cdot d_i$$
$$P_{ei} = A_{ei} + B_{ei} \cdot e_i$$
$$P_{fi} = A_{fi} + B_{fi} \cdot f_i$$
$$i = 1, 2, ..., n$$

wobei

$P_{ci}, P_{di}, P_{ei}, P_{fi}$: (KE/GWh) Energiepreise
$A_{ci}, A_{di}, A_{ei}, A_{fi}$: (KE/GWh) Lineare Kostenfaktoren
$B_{ci}, B_{di}, B_{ei}, B_{fi}$: (KE/GWh²) Progressive Kostenfaktoren ($B_{ci}, B_{di}, B_{fi} > 0$, $B_{ei} < 0$)
KE: Kosteneinheit

Die Kosten der Kernkraft- und Laufkraftwerkproduktion werden wegen der konstant angenommenen Energieproduktion nicht in die Zielfunktion einbezogen. Die pro Periode bezogene Speicherenergie wird ebenfalls nicht bewertet.

Mit den so formulierten Kostenfunktionen (bzw. für den Export Ertragsfunktion) kann die Zielfunktion für den genannten Betrachtungszeitraum bestehend aus den n Perioden formuliert werden

$$Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i = \sum_{i=1}^{n} K_{ci} + K_{di} + K_{ei} + K_{fi} =$$
$$= \sum_{i=1}^{n} P_{ci} \cdot c_i + P_{di} \cdot (1-tb_i) \cdot d_i + P_{ei} \cdot e_i + P_{fi} \cdot f_i$$

Da die Preisfunktionen $P_{ci}(c_i)$, $P_{di}(d_i)$, $P_{ei}(e_i)$ und $P_{fi}(f_i)$ linear sind, besitzt die Zielfunktion Q $4n$ quadratische Terme.

4.3 Die Nebenbedingungen

Auf jeden Fall sind pro Periode mindestens zwei Gleichheitsnebenbedingungen zu erfüllen, nämlich die Energiebilanz und die Kontinuitätsbedingung für den Summenspeicher. Mit den Definitionen

E_{Li} Energieverbrauch pro Periode
E_{KKWi} Energieproduktion der KKW während der Periode i
E_{LKWi} Energieproduktion der LKW während der Periode i

lautet die Energiebilanz pro Periode wie folgt:

$$E_{Li} - E_{KKWi} - E_{LKWi} =$$
$$r_i + c_i + (1-tb_i) \cdot d_i - e_i + f_i$$

Die Speicherkontinuitätsbeziehung ist durch die Gleichung

$$s_i = s_{i-1} + t_i - r_i$$

gegeben, wobei t_i den Speicherzufluss während der Periode i darstellt. Für die erste Periode ist der Anfangszustand s_0 (= Füllstand am 1. Oktober) massgebend.

Weitere Nebenbedingungen sind aber für eine realistische Optimierung notwendig. Der Speicherfüllstand s_i muss sich immer innerhalb vorgeschriebener Grenzen bewegen (Stauziel, Absenkziel): $s_i \leqq s_{max,i}$; $s_i \geqq s_{min,i}$.

Die Energieproduktion der konventionell-thermischen Kraftwerke ist nach oben beschränkt. Das Maximum der produzierbaren Energie $c_{max,i}$ wird für jede Periode unter Berücksichti-

gung der planmässigen Ausfälle ermittelt. Für die Energieproduktion jedes einzelnen Kraftwerks wird der Erwartungswert eingesetzt: $c_i \leqq c_{max,i}$.

Die durch Load Management umverteilbare Energie ist bei technischem Load Managment (Lastabschaltungen) von der Anzahl der sich im Betrieb befindenden abschaltbaren Lasten abhängig und somit an ein Maximum gebunden. Ähnliches lässt sich über ein Load Management mittels eines dynamischen Tarifs aussagen. $d_i \leqq d_{max,i}$. Beispielsweise können die Schranken $d_{max,i}$ an den Energieverbrauch E_{Li} gekoppelt werden: $d_{max,i} = k \cdot E_{Li} (k \ll 1)$.

Um einen übermässigen Export zu verhindern, kann es notwendig sein, auch diesen Parameter zu beschränken, wobei $e_{max,i}$ mit Vorteil vom totalen Speicherbezug r_i abhängig gemacht wird: $e_i \leqq q \cdot r_i = e_{max,i} (q < 1)$.

Zusammengefasst kommt man auf $2n$ Gleichheitsnebenbedingungen und auf $5n$ Ungleichheitsnebenbedingungen, d. h. für $n = 37$ auf 259 lineare Nebenbedingungen.

Die allgemeine Formulierung dieses Problems führt auf

$$Q = \underline{p}^T \cdot \underline{x} + \frac{1}{2} \cdot \underline{x}^T \cdot \underline{D} \cdot \underline{x} = \min.$$

$$A\underline{x} - \underline{b} \geqq 0$$
$$\underline{x} \geqq 0$$

mit

$$\underline{x}^T = (r_1, s_1, c_1, d_1, e_1, f_1, r_2, s_2, c_2, d_2, e_2, f_2, \ldots, r_n, s_n, c_n, d_n, e_n, f_n)$$

$$\underline{p}^T = (0, 0, A_{c1}, A_{d1}, A_{e1}, A_{f1}, 0, 0, A_{c2}, A_{d2}, A_{e2}, A_{f2}, \ldots, 0, 0, A_{cn}, A_{dn}, A_{en}, A_{fn})$$

$$\underline{D} = \mathrm{diag}(d_{ii}) = \mathrm{diag}(0, 0, B_{c1}, B_{d1}, B_{e1}, B_{f1}, \ldots, 0, 0, B_{cn}, B_{dn}, B_{en}, B_{fn})$$

und lässt sich mittels der quadratischen Programmierung (z. B. Methode von *Beale* [9]) analytisch exakt lösen. Wäre die Zielfunktion nicht quadratisch, sondern allgemein nichtlinear und ebenso die Nebenbedingungen, so müsste dieses Speicherbewirtschaftungsproblem mittels der dynamischen Programmierung angegangen werden, wobei dann aber die Parameter diskretisiert werden müssen und man sich in Abhängigkeit des Diskretisierungsschrittes entweder Ungenauigkeiten oder einen hohen Rechenaufwand einhandelt.

Das Resultat dieser Optimierung liefert die optimale Zuteilung der Energie (Tabelle I), insbesondere der knappen Speicherenergie (Speicherbewirtschaftung) auf die betrachteten Zeitperioden unter Berücksichtigung der Periodenzuflüsse zu den Laufkraftwerken und zu den Speichern. Die geplanten Ausfälle der thermischen Kraftwerke und der Energieaustausch mit dem Ausland werden nachgebildet. Da die Parameter sämtlicher Perioden parallel berechnet werden, wird die Voraussehbarkeit aller Ereignisse vorausgesetzt. Beispielsweise wird ein im April ausgefallenes Kernkraftwerk vorausgesehen und bereits in den vorangehenden Perioden einkalkuliert. Das gleiche lässt sich über die Wasserzuflüsse, die konventionell-thermischen Kraftwerke und den Energieverbrauch sagen. Innerhalb einer Periode können sowohl Importe als auch Exporte getätigt werden. In Tabelle I sind Resultate für den folgenden, schlimmsten Fall dargestellt (Worst Case):

- Die Kernkraftwerke Fessenheim 1 und 2 sowie Bugey 2 und 3 sind verfügbar (Schweizer Anteil).
- Das KKW Gösgen ist im ganzen Winterhalbjahr ausgefallen.
- Das KKW Leibstadt ist verfügbar, die KKW Kaiseraugst und Graben seien nicht verfügbar.
- Die grösseren konventionell-thermischen Kraftwerke sind je einen Monat in Revision; die kleinen sind nur mit 20–40% ihrer theoretischen Verfügbarkeit in Betrieb.
- Für das Wasserangebot wird folgender Worst Case angenommen: Der Speicherinhalt am 1. Oktober beträgt 82,05% bei einer Speicherkapazität von 8290 GWh (Verhältnisse wie am 1. Oktober 1976); die Wasserzuflüsse entsprechen denen des Winterhalbjahres 1971/72 (knappes Angebot).
- Die Aufteilung des Energieverbrauchs auf die einzelnen Perioden entspricht den langjährigen Beobachtungen. Der über das Winterhalbjahr aufsummierte Verbrauch entspricht den Annahmen im Verknappungsszenarium I, Verhältnisse im Jahr 1989/90.

5. Versorgungssicherheit

Eine so gefundene optimale Entscheidungspolitik ist jedoch nur sinnvoll, wenn in jeder Zeitperiode auch die geforderte Energie- und Leistungsversorgungssicherheit eingehalten wird. Die Versorgungssicherheit ist von der Unbestimmtheit des Wasserangebots, den nicht vorhersehbaren Ausfällen der thermischen Kraftwerke, bedingt durch die begrenzte Funktionszuverlässigkeit der Maschinensätze, und von den Schwankungen des Bedarfs abhängig. Für das Leistungsangebot der hydraulischen Kraftwerke ist die Wasserführung massgebend und weniger die Funktionszuverlässigkeit, da infolge der grossen installierten Leistung im Falle von Funktionsstörungen auf betriebsbereite Maschinensätze ausgewichen werden kann, was vor allem bei knapper Wasserführung am ehesten der Fall sein dürfte.

Der erste Schritt besteht darin, die Versorgungssicherheit periodenweise oder für einen grösseren Bezugszeitraum zu berechnen. Das Problem lässt sich für ein hydrothermisches System entweder mehr von der thermischen oder eher von der hydraulischen Seite her angehen, wobei ersteres in der Literatur [10; 11] vorwiegend zu finden ist. Im Schweizer Kraftwerkspark überwiegt heute noch der hydraulische Anteil. Die Energieversorgungssicherheit wird deshalb üblicherweise aus der Verteilungsfunktion des hydrologischen und thermischen Energieangebots sowie des Energieverbrauchs abgeleitet. Es handelt sich um eine reine Energiebetrachtung, wobei für die Betriebsführung die Unsicherheit des Wasserangebots relevant ist. In Zukunft wird auch in der Schweiz der thermische Anteil zunehmen. Ein zunehmend grösserer Teil der Last (vor allem Mittellast) muss durch thermische Komponenten und Importe gedeckt werden, da die hydraulische Produktion nicht mehr wesentlich gesteigert werden kann. Aus diesem Grunde rechtfertigt sich um so mehr die erste Betrachtungsweise, welche in erster Linie eine Leistungsbetrachtung ist und für das Wasserangebot einen Worst Case (vor allem knappe Speicherenergie) ansetzt. Die Berechnung der Leistungsversorgungssicherheit steht neben der Energieversorgungssicherheit im Vordergrund. Sie wird wesentlich vom stündlichen Einsatz der aus der Optimierung bekannten Load-Management-Energie beeinflusst.

5.1 Leistungs- und Energieversorgungssicherheit bei gegebenem, knappem Wasserangebot (Worst Case)

Ausgangspunkt bildet ein deterministisches Wasserangebot, das entweder mittels eines Zuflussmodells unter Berücksichtigung der Korrelationen der Zuflüsse von Monat zu Monat, sowie der Korrelation des Speicherzuflusses mit dem Laufenergiezufluss in-

Erzeugung und Verbrauch (GWh) im Winterhalbjahr 1989/90 und in jedem Zeitabschnitt (Worst Case) Tabelle I

	LKW	SKW	WKW	SKI	KKW	FKW	ERZ	VBR	LDM	EXP	IMP
Total WHJ	3964.	6842.	10806.	6673.	10034.	1695. 1695.	22535.	27710.	686.	169.	5207.
1	913.8	432.8	1346.6	432.8	1709.1	212.6	3268.3	4248.9	81.3	0.0	964.3
2	701.2	1087.1	1788.3	1087.1	1653.9	228.7	3670.9	4658.3	115.2	0.0	964.3
3	670.6	1253.2	1923.8	1253.2	1709.1	305.7	3938.5	4928.4	127.4	0.0	964.3
4	549.6	1487.5	2037.1	1487.5	1709.1	338.8	4085.0	5077.5	140.9	0.0	964.3
5	487.4	1248.8	1736.2	1248.8	1543.7	288.2	3568.1	4368.2	116.9	0.0	776.8
6	641.3	1333.0	1974.3	1163.7	1709.1	321.1	4004.4	4428.9	103.9	169.3	572.9
7	21.4	15.1	36.5	12.0	55.1	10.0	101.6	118.0	2.1	3.0	19.0
8	26.4	33.3	59.6	27.6	55.1	10.0	124.7	138.7	2.9	5.6	19.1
9	24.1	39.5	63.6	33.9	55.1	10.0	128.7	142.8	3.2	5.6	19.1
10	25.5	38.1	63.7	32.5	55.1	10.0	128.8	142.8	3.1	5.6	19.1
11	25.2	38.8	64.0	33.1	55.1	10.0	129.0	143.1	3.1	5.6	19.1
12	27.6	32.2	59.8	26.6	55.1	10.0	124.9	138.9	2.8	5.6	19.1
13	33.1	21.2	54.3	17.0	55.1	10.0	119.3	134.6	2.3	4.2	19.0
14	31.1	4.1	35.1	3.2	55.1	10.0	100.2	118.6	1.6	.8	18.9
15	31.2	28.6	59.7	22.9	55.1	10.0	124.8	138.8	2.6	5.6	19.1
16	26.9	37.4	64.3	31.8	55.1	10.0	129.4	143.5	3.1	5.6	19.1
17	31.8	32.5	64.3	26.9	55.1	10.0	129.4	143.4	2.8	5.6	19.1
18	35.2	28.8	64.0	23.2	55.1	10.0	129.1	143.1	2.6	5.6	19.1
19	36.6	26.8	63.4	21.5	55.1	8.7	127.2	139.3	2.0	5.4	17.0
20	36.7	25.3	62.0	20.3	55.1	7.3	124.5	135.3	0.0	5.1	15.9
21	35.6	7.3	42.9	5.8	55.1	7.2	105.2	119.5	0.0	1.5	15.7
22	35.6	32.1	67.7	25.7	55.1	7.4	130.2	139.8	0.0	6.4	15.9
23	39.6	33.2	72.8	26.6	55.1	7.4	135.3	144.6	0.0	6.6	15.9
24	41.1	30.8	71.8	24.6	55.1	7.4	134.3	144.1	0.0	6.2	15.9
25	40.9	31.1	72.0	24.9	55.1	7.4	134.5	144.2	0.0	6.2	15.9
26	41.5	25.4	66.8	20.3	55.1	7.3	129.3	140.1	0.0	5.1	15.9
27	31.3	33.3	64.5	26.6	55.1	7.4	127.1	136.4	0.0	6.7	15.9
28	44.4	11.7	56.2	9.4	55.1	.6	111.9	120.1	0.0	2.3	10.5
29	48.1	30.7	78.8	24.6	55.1	.8	134.8	139.3	0.0	6.1	10.7
30	47.1	36.8	83.9	29.5	55.1	.9	139.9	143.3	0.0	7.4	10.7
31	43.7	40.9	84.6	32.7	55.1	.9	140.7	143.3	0.0	8.2	10.8
32	50.5	32.3	82.8	25.8	55.1	.9	138.8	143.0	0.0	6.5	10.7
33	53.1	25.3	78.5	20.3	55.1	.5	134.1	139.4	0.0	5.1	10.4
34	46.9	28.3	75.2	22.6	55.1	.5	130.9	135.6	0.0	5.7	10.4
35	50.7	4.2	54.9	3.4	55.1	.3	110.3	119.6	0.0	.8	10.2
36	47.1	31.2	78.3	24.9	55.1	.5	134.0	138.2	0.0	6.2	10.4
37	1669.6	670.1	2339.7	536.1	1709.1	13.5	4062.3	4239.1	0.0	134.0	310.8

LKW, SKW, KKW, FKW, IMP siehe Figur 3

WKW: Totale Produktion der Wasserkraftwerke SKI: Im Inland eingesetzte Speicherenergie ERZ: Inlandproduktion VBR: Verbrauch

LDM: Durch Load Management umverteilte Energie, davon werden 20% gespart (Annahme) EXP: Exportierte Spitzenenergie

nerhalb eines Monats, oder durch historische Zuflussdaten bestimmt wird (Fig. 4). Die Speicher sind fast entleert, und die Speicherkraftwerke lassen sich nur noch beschränkt einsetzen.

Für jede Periode wird der chronologische, stündliche Lastverlauf mit dem Lastmodell simuliert und der Einsatz des Load Managements gemäss der aus der Optimierung bekannten Energievorgabe vorgenommen. Nach einer Vorschrift wird während der Tagesstarklastzeit die stündliche Last reduziert. Die nicht gelieferte Energie wird gemäss dem Paybackfaktor tb_i nur teilweise zurückgeliefert. Der Rest wird als Spareffekt interpretiert. Die Rücklieferungen finden im folgenden Nachttal statt, indem der Speicher von der Talsohle her aufgefüllt wird, und an den Wochenenden, indem die Wochenendlast um einen konstanten Leistungswert erhöht wird (vgl. Fig. 1). Aus Tabelle II sind für einen typischen Werktag die täglich umverteilte Energie, der Spareffekt sowie weitere Last- und Systemparameter ohne und mit Load Management ersichtlich.

Aus dem beeinflussten, chronologischen Lastverlauf wird die absolute Häufigkeitsfunktion (Fig. 5) und daraus durch Integration die bekannte Leistungsdauerlinie für jede betrachtete Periode (Fig. 6) gewonnen.

Anhand der Leistungsdauerlinie jeder Periode wird der Einsatz der aus der Optimierung bekannten Speicherenergie vorgenommen. Das Leistungsangebot der Laufwasserkraftwerke wird für jede Periode als konstant angesetzt und dient der Grundlastdekkung (Fig. 6). Die restliche Leistungs-

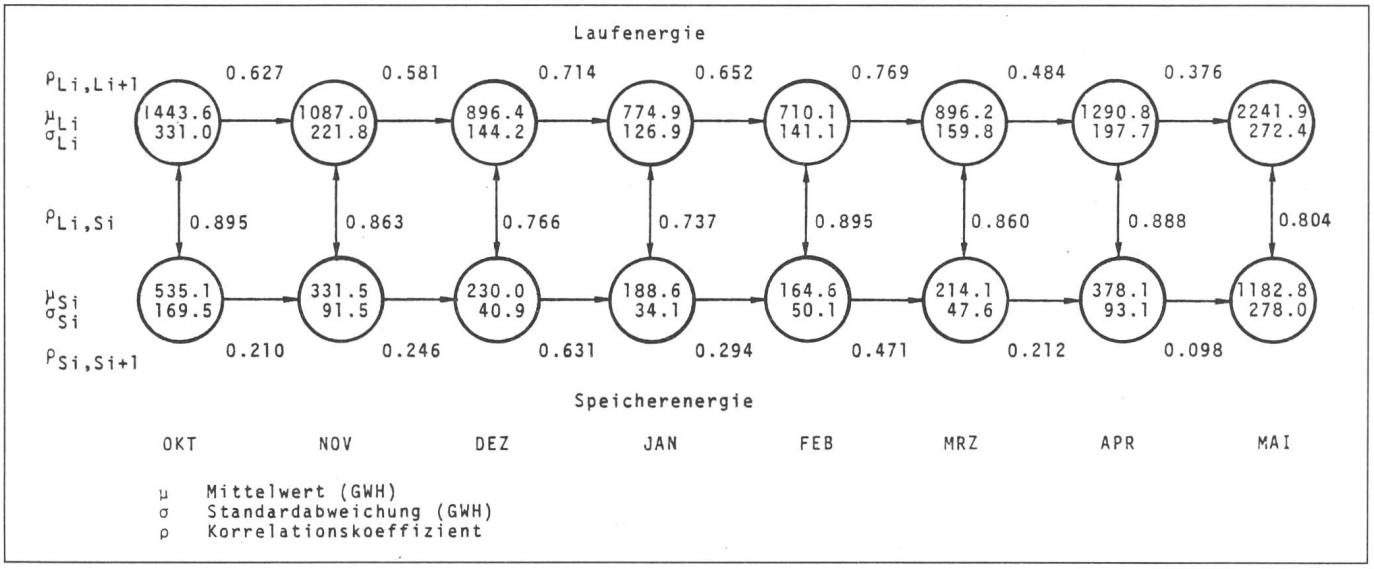

Fig. 4 Monatliche Zuflüsse: Erwartungswert, Standardabweichung und Korrelationskoeffizienten

dauerlinie wird normiert und wahrscheinlichkeitstheoretisch interpretiert, indem sie als komplementäre Verteilungsfunktion $t(L) = P(L_i > L)$ [Verteilungsfunktion $F(L) = P(L_i \leqq L) = 1 - t(L)$] der von den thermischen Kraftwerken und den Importkomponenten zu deckenden Last aufgefasst wird. Damit wird die vom Verbraucher geforderte stündliche Leistung, die von den angebotsunabhängigen Komponenten zu decken ist, modellmässig als eine Zufallsvariable mit der Verteilungsfunktion $F(L)$ und mit der Dimension einer Leistung (MW) gesehen.

Die Verteilungsfunktion des Leistungsangebots der thermischen Kraftwerke und der Importe wird mittels der rekursiven Faltungsmethode [10] bestimmt. Diese Verteilungsfunktion wird als Ausfallskurve des angebotsunabhängigen Kraftwerksparks bezeichnet (Fig. 7). Die Anzahl der sich im Einsatz befindlichen Komponenten richtet sich nach der von der Optimierung gefundenen Energieproduktion sowie nach einem monatlichen Revisionsplan (Berücksichtigung der geplanten Ausfälle) und ändert sich von Periode zu Periode. Die Ausfallskurve muss deshalb für jede Periode neu berechnet werden. Mittels der Rekursionsmethode lassen sich auf einfache Art in Betrieb gehende Blöcke in die Ausfallskurve einbeziehen oder ausser Betrieb gehende Blöcke entfernen.

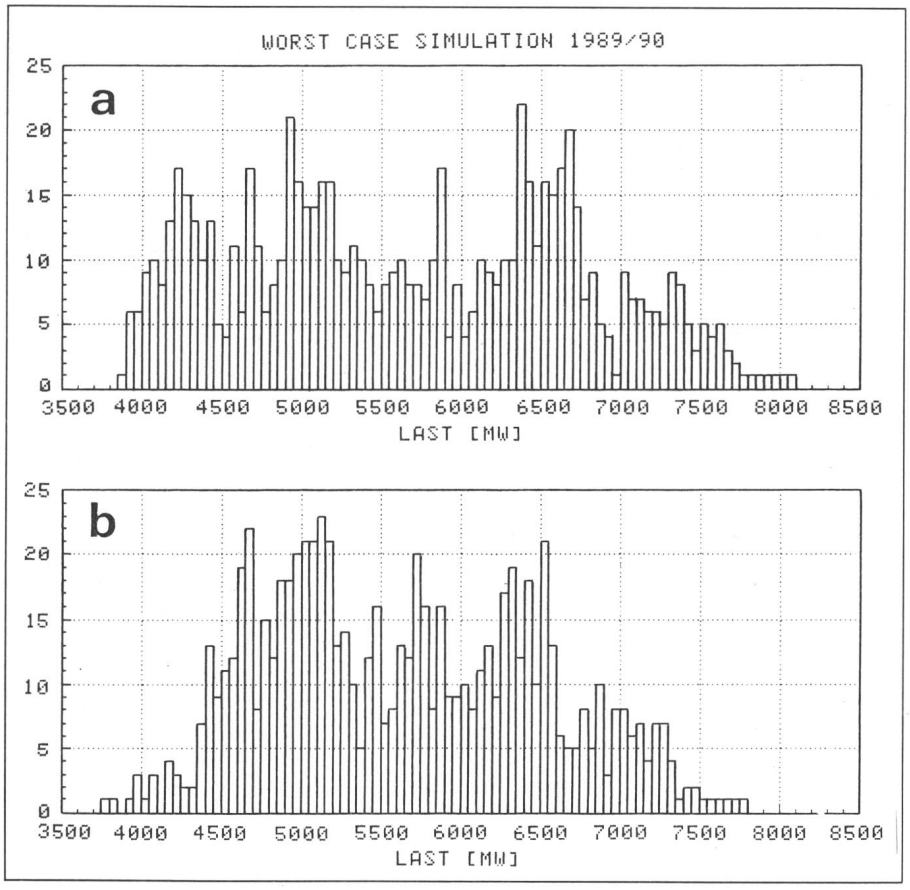

Fig. 5 Absolute Häufigkeitsfunktion der Last im Oktober
a ohne Load Management
b mit Load Management

Die Ausfallskurve stellt die Verteilungsfunktion $F(C) = P(C_j \leqq C)$ der vom angebotsunabhängigen Kraftwerkspark angebotenen Leistung dar. Damit wird genau gleich wie beim wahrscheinlichkeitstheoretischen Lastmodell die geforderte Leistung, die angebotene Leistung als Zufallsvariable mit der Verteilungsfunktion $F(C)$ und der Dimension einer Leistung (MW) aufgefasst. Die Differenz ΔS_i dieser beiden statistisch unabhängigen Zufallsvariablen $\Delta S_i = (C_j - L_i)$ ist wieder eine Zufallsvariable. Ihre Verteilungsfunktion $F(\Delta S) = P(S_i \leqq \Delta S)$ wird durch eine numerisch durchgeführte Faltung der beiden Verteilungen $F(L)$ und $F(C)$ gewonnen. Aus der Leistungsbilanzverteilung können die bekannten Zuverlässigkeitskenngrössen, welche das Zuverlässigkeitsverhalten und somit die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems beschrei-

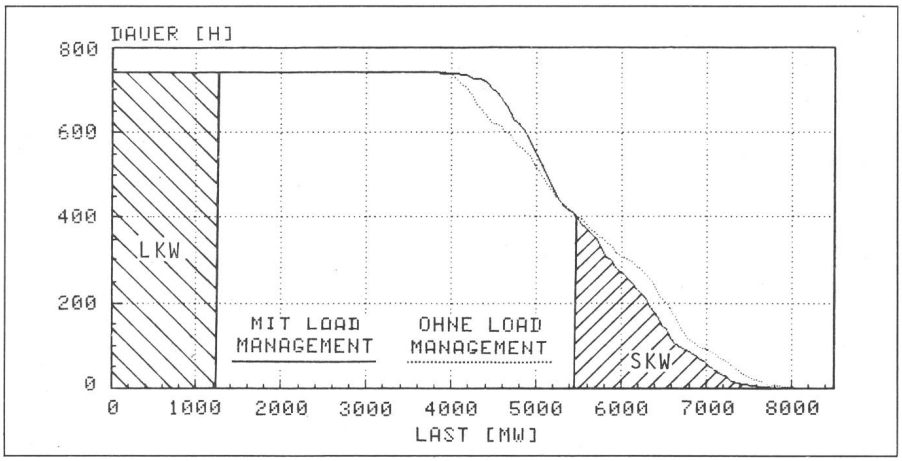

Fig. 6 Leistungsdauerlinie im Oktober und Einsatz der Lauf- und Speicherkraftwerke

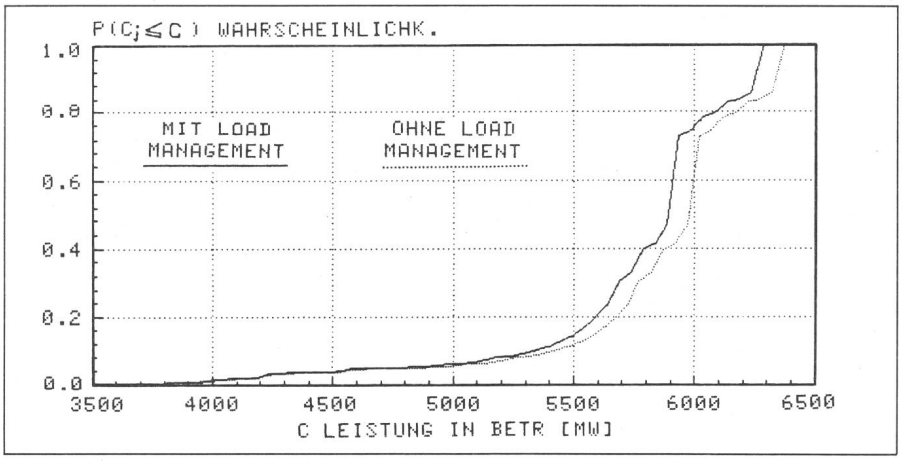

Fig. 7 Ausfallkurve des thermischen Kraftwerkparks und der Importe im Januar

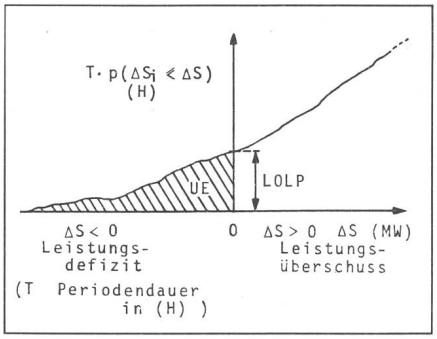

Fig. 8 Leistungsbilanzverteilung und Zuverlässigkeitskenngrössen

ben, gewonnen werden (Fig. 8). Die Leistungsversorgungssicherheit (Loss of Load Probability LOLP) ist durch den Schnittpunkt der Kurve mit der Ordinate bestimmt und gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit welcher ein Leistungsdefizit für die betrachtete Periode eintritt. Die LOLP wird üblicherweise in Stunden pro Betrachtungsperiode ausgedrückt und gibt dann die Zeit an, während welcher im Mittel die nachgefragte Leistung nicht gedeckt werden kann. Die schraffierte Fläche stellt die wahrscheinlich nicht verfügbare Energie (Unserved Energy UE) dar.

5.2 Betriebsführung und Energieversorgungssicherheit

In der praktischen Betriebsführung können Störereignisse, das Wasserangebot und der Energieverbrauch nicht mehr genau vorausgesehen werden. Diese müssen aus den deterministischen Grössen der vergangenen Zeitperioden mit einer gewissen Unsicherheit geschätzt werden. Die Energieversorgungssicherheit kann dann für die unmittelbar folgende Zeitperiode und für den ganzen verbleibenden Bezugszeitraum berechnet werden, wobei auch die Unsicherheit des Wasserangebots miteinbezogen wird. In der Fortsetzung dieser Arbeit soll das Modell auch auf diese Problematik ausgedehnt werden.

6. Schlussfolgerungen

Die beschriebene Berechnungsmethode der LOLP und UE gilt vor allem dann, wenn die Speicher praktisch entleert sind und ein plötzlich auftretendes Leistungsdefizit nicht mehr voll von den Speicherkraftwerken übernommen werden kann. Diese Voraussetzung dürfte in den kritischen Perioden, nämlich den Apriltagen (Zeitperioden 7–36) gut erfüllt sein. Die LOLP-Berechnung für die vorangehenden Monate Oktober–März fällt dadurch etwas zu pessimistisch aus und soll als Globalbetrachtung der Vorgeschichte verstanden werden. Für den betrachteten Worst Case beträgt

Änderungen des Energieverbrauchs, der Last- und Systemparameter durch Load Management an Werktagen Tabelle II

	Täglich umverteilte Energie (GWh)	Tägliche Payback-energie (GWh)	Täglich gesparte Energie (GWh)	Maximale aufgetretene Spitze (MW)	Mittlere Tagesspitze (MW)	Tageslastfaktor (%)	LOLP (MIN)(min)	UE (GWh)
Ohne Load Management	0.	0.	0.	8865.	7862.	77.2	11.	0.030
Mit Load Management	3.18	2.54	0.64	8470.	7585.	79.7	6.	0.014
Differenz	+3.18	+2.54	+0.64	−395.	−277.	+2.5	−5.	−0.016

LOLP: Loss of Load Probability; Wahrscheinlichkeit eines Leistungsdefizites UE: Unserved Energy; wahrscheinlich nicht verfügbare Energie

demnach an Apriltagen die LOLP im Mittel 6 min und die wahrscheinlich nicht verfügbare Energie 14 MWh (Tab. II). Abgesehen von den Voraussetzungen von Abschnitt 4 und der angenommenen Load-Management-Strategie gelten diese Werte unter der Annahme, dass im schlimmsten Fall 15% mehr Energie bereitgestellt werden kann, als im Mittel vom gesamten Kraftwerkspark erzeugt wird. Auf diese bereitgestellte Energie (oder einen Teil davon) ist man aber nur in höchstens 50% aller Fälle angewiesen.

Literatur

[1] Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1979/1980. Mitgeteilt vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW). Bull. SEV/VSE 71(1980)8, S. 375...413 + 72(1981)8, S. 367...403.

[2] Erzeugung, Verbrauch und Leistungen elektrischer Energie an einzelnen Tagen. Mitgeteilt vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW). Bull. SEV/VSE 56(1965)... 72(1981).

[3] *P. Devantéry:* Wöchentliche Belastungskurven des schweizerischen Verbrauchs. Mitgeteilt vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW). Bull. SEV/VSE 57(1966)18, S. 851...856.

[4] Untersuchung betreffend den Tag der Wochenhöchstlast in den UCPTE-Ländern im Jahr 1973. Arnhem/Niederland, Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTE) Jahresbericht 1974/75, S. 52...54.

[5] *E. Amthauer:* Energiemodelle für die Kraftwerksausbauplanung und die Betriebsführung von hydrothermischen Versorgungssystemen. Dissertation der ETHZ Nr. 6951, 1982.

[6] Statistik der Elektrizitätswerke der Schweiz. Stand 1976. Bearbeitet vom Eidgenössischen Starkstrominspektorat. Zürich, SEV, 1976.

[7] Jahres- und Quartalsberichte der Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTE). Arnhem/Niederland, UCPTE, 1966...1980.

[8] IEEE reliability test system. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. IEEE Trans. PAS 98(1979)6, p. 2047...2054.

[9] *A.H. Land* and *S. Powell:* Fortran codes for mathematical programming: Linear, quadratic and discrete. London a. o., John Wiley, 1973.

[10] R. Billington: Power system reliability evaluation. Fifth edition. New York/London/Paris, Gordon and Breach, 1978.

[11] *J. Endrenyi:* Reliability modeling in electric power systems. Chichester a. o., John Wiley, 1978.