

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 65 (1974)

Heft: 9

Artikel: OR-Modelle für Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Autor: Weber, K.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915399>

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: 01.04.2025

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

OR-Modelle für Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Von K. Weber

Anhand ausgewählter Beispiele wird gezeigt, wieweit die Methoden des Operations Research in Unternehmungen der Energieversorgung erfolgreich zur Anwendung gelangen. Es wird auf Problemschwerpunkte hingewiesen, wo die Entwicklung von Modellen sehr vielversprechende Ergebnisse zeitigte. Neueste Tendenzen gehen dahin, die ganze Unternehmenstätigkeit modellartig zu simulieren, um integrale Planungssysteme für die Langfristplanung zu gewinnen. Als eine interessante Einzelentwicklung darf die Realisierung von branchenbezogenen computergestützten Planspielen angesehen werden, die im wesentlichen zur Management-Ausbildung dienen.

Des exemples choisis viennent démontrer combien les méthodes de la recherche opérationnelle peuvent être appliquées avec succès chez les distributeurs d'énergie. On souligne les points essentiels des problèmes pour lesquels l'élaboration de modèles a donné des résultats très prometteurs. Les nouvelles tendances s'orientent vers la simulation, à l'aide de modèles, de toute l'activité de l'entreprise, afin d'aboutir à des systèmes de planification intégrale à long terme. Il faut considérer comme un développement intéressant la réalisation de séries de plans établis à l'aide d'ordinateurs électroniques en fonction des diverses branches d'activité, plans qui, pour l'essentiel servent à la formation des dirigeants.

1. Einleitung

In der Elektrizitätswirtschaft des In- und Auslandes werden mathematische und statistische Verfahren in zunehmendem Masse zur wissenschaftlichen Untersuchung von Prozessen und Strukturen und daran anschliessend – auf den oberen Stufen des Managements – zur Entscheidungsvorbereitung verwendet. OR in der Elektrizitätswirtschaft entspricht mithin der Realität [1].

Die Anwendung mathematischer und statistischer Verfahren setzt voraus, dass das zu lösende (Real-)Problem in ein mathematisches (Formal-)Problem übertragen und für dieses ein mathematisches Modell formuliert wird.

Nach Möglichkeit sollte bei dieser Modellierung auf bekannte Modellformen gelangt werden. Dieses Ziel kann in bezug auf Partialmodelle, die sich auf einen Teilbereich der Unternehmung beziehen, am ehesten erreicht werden.

Unter den Partialmodellen werden die statischen, sich generell auf einen Zeitpunkt oder einen relativ kurzen Zeitraum beziehenden Modelle am häufigsten angewandt und praktisch erprobt. Die wohl grösste Bedeutung kommt dabei den linearen Modellen zu, unter denen – neben den Modellen zur linearen Optimierung – insbesondere auch auf lineare Verflechtungsmodelle zu verweisen ist.

In zunehmendem Masse wird in der Praxis auch der Modellierung dynamischer Systeme Beachtung geschenkt. Verwiesen sei insbesondere auf die energiewirtschaftlich bedeutsamen dynamisch stochastischen Modelle und die auf der Zuverlässigkeitstheorie aufbauenden Modelle.

Die vorerwähnten Modelle lassen sich – zusammen mit anderen Partialmodellen (wie etwa der Netzplanmodelle) – zu Modellsystemen zusammenfassen, bei deren Entwicklung auch in angemessener Masse auf die moderne Systemtheorie zurückzugreifen ist.

Zur Bearbeitung dieser Modelle und Modellsysteme müssen entsprechende Algorithmen übernommen oder neu entwickelt werden. Dabei können die zur Behandlung linearer Modelle zu verwendenden Algorithmen im wesentlichen als in Standardform verfügbar betrachtet werden. Zur Bearbeitung neuer – komplexer – Systeme dürften sich im allgemeinen insbesondere Näherungsmethoden und heuristische Verfahren anbieten. Besondere Bedeutung kommt auch der Simulation zu.

Unter Simulation wird in der neueren Literatur im allgemeinen die numerische experimentelle Auswertung komplexer Modelle über mehrere Perioden mit Ausweisung der Ergebnisse in Form von Zeitreihen verstanden.

Als Sonderform der Simulation ist die Planspieltechnik zu erwähnen. Sie kann als ein sich durch Integration menschlicher Entscheidungsträger und Ergebnisrückkoppelung auszeichnender Prozess der numerisch-experimentellen Modellauswertung charakterisiert werden.

Simulation und Planspieltechnik erweisen sich zur Bearbeitung komplexer Modelle in der Elektrizitätswirtschaft als äusserst leistungsfähig. Auf diese Methoden wird denn im folgenden auch speziell einzugehen sein, wobei sich die Möglichkeit zur Berichterstattung über eigenständige schweizerische Entwicklungen ergibt.

An die vorerwähnte Algorithmierung schliesst sich bei der Modellentwicklung als nächster Schritt – vor allem bei komplexen Modellen – die Programmierung an. Der dabei anfallende Arbeitsaufwand darf keinesfalls unterschätzt werden; dies gilt bei der Erstellung von Simulationsprogrammen auch dann, wenn auf geeignete Simulationssprachen zurückgegriffen werden kann.

Besonders zu vermerken ist, dass auch Standardmodelle und -programme ohne eingehende Prüfung nicht zur Bearbeitung praktischer Probleme verwendet werden sollten. Bezüglich der Modellprüfung drängen sich insbesondere retrospektive Tests anhand von Daten der Vergangenheit auf. Erst wenn die Modellprüfung erfolgreich abgeschlossen werden konnte, sind Modell-Erstanwendungen in der Praxis vertretbar.

Über die Anwendung von OR-Modellen in der Praxis und die dabei erzielten Ergebnisse sollte vorzugsweise von Mitarbeitern der entsprechenden Unternehmungen berichtet werden. Soweit dies nicht möglich ist, muss es zur Rapportierung anhand von Literaturberichten kommen. In diesem Sinne kann der folgende Bericht als Ergebnis von Literaturstudium und Beratungspraxis aufgefasst werden.

2. Partialmodelle

2.1 Modelle zur Energiebedarfsprognose

Unter den in den USA zur Energiebedarfsprognose verwendeten Modellen ist insbesondere auf das ARIMA-Modell von G. Box und G. Jenkins zu verweisen [2]. Dieses Modell wird in der Literatur als «autoregressive integrated moving average model» bezeichnet.

Das ARIMA-Modell lässt sich in kompakter Form wie folgt darstellen:

$$\Phi_p(B) \Phi_{p1}(B^s) (1-B)^d (1-B^s)^{d1} x_t = \theta_0 + \theta_q(B) \theta_{q1}(B^s) a_t$$

wobei

- B Zeitrückschuboperator (backshift operator), im Sinne von $Bx_t = x_{t-1}$
- $\Phi_p(B)$ AR-Basisoperator der Ordnung p (regular autoregressive operator)
 $= 1 - \Phi_1 B - \Phi_2 B^2 - \dots - \Phi_p B^p$
- $\Phi_{p_1}(B^s)$ AR-Saisonoperator der Ordnung p_1 (seasonal autoregressive operator)
 $= 1 - \Phi_1 B^s - \Phi_2 B^{2s} - \dots - \Phi_{p_1} B^{p_1 s}$
- θ_0 Trendkonstante (deterministic trend constant)
- $\theta_q(B)$ MA-Basisoperator der Ordnung q (regular moving average operator)
 $= 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q$
- $\Theta_{q_1}(B^s)$ MA-Saisonoperator der Ordnung q_1 (seasonal moving average operator)
 $= 1 - \Theta_1 B^s - \Theta_2 B^{2s} - \dots - \Theta_{q_1} B^{q_1 s}$
- s Saisonlänge in Perioden (length of the season)
- d Anzahl Basisdifferenzen (number of regular differences), d. h. $(1-B)$ -Faktoren
- d_1 Anzahl Saisondifferenzen (number of seasonal differences), d. h. $(1-B^s)$ -Faktoren
- x_t Daten der Zeitreihe (data)
- μ Durchschnittswert der Zeitreihe (mean of the series)

$$= \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n x_t$$

- a_t Störgröße (random shocks to the system, white noise, independent random deviates), wobei $N(0, \sigma_a^2)$

Die sinnvolle Verwendung des ARIMA-Modells setzt eine besonders intensive Datenanalyse voraus. Dies in dem Sinne,

dass für die zu untersuchende Zeitreihe zunächst nach der Formel

$$r_k = \frac{\sum_{t=1}^{n-k} (x_t - \mu)(x_{t+k} - \mu)}{\sum_{t=1}^n (x_t - \mu)^2}, \quad k = 0, 1, 2, \dots$$

die Autokorrelation (sample autocorrelation function) bei unterschiedlichen time-lags zu ermitteln und (vorzugsweise graphisch) auszuwerten ist.

Aufgrund derartiger Untersuchungen ist die Modellvariante mit den geringsten Autokorrelationen für weitere Untersuchungen heranzuziehen.

Die folgenden Figuren zeigen die Ausprägungen des Autokorrelationskoeffizienten bei Untersuchungen über den Energieabsatz der Southern Ohio Electric Company in den Jahren 1962–1970 [3].

Aufgrund dieser Ergebnisse waren Detailabnehmer (residential series) nach dem Modell

$$(1 - B)^0 (1 - B^{12})^1 x_t = (1 - \theta_1 B) (1 - \theta_1 B^{12}) a_t$$

und Industrieabnehmer (industrial series) nach dem Modell

$$(1 - B)^1 (1 - B^{12})^0 x_t = (1 - \theta_1 B) (1 - \theta_1 B^{12}) a_t$$

zu untersuchen, falls nur die einfachsten (je eine Basis- und Saisondifferenz berücksichtigenden) Modelle in Erwägung gezogen wurden.

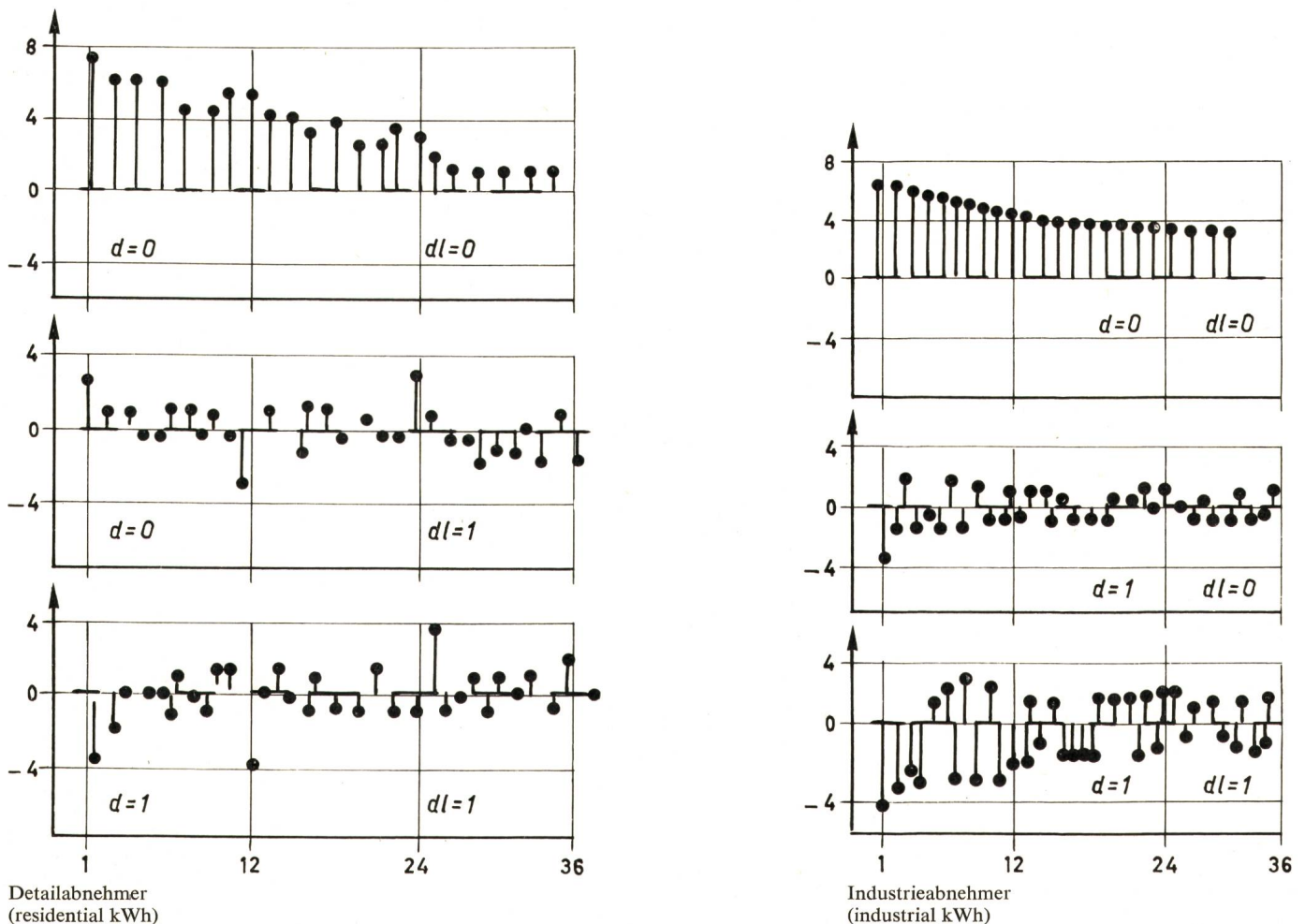


Fig. 1 Southern Ohio Electric Company, 1962–1970

Auf Einzelheiten bezüglich der computergestützten Modellauswertung braucht hier nicht weiter eingegangen zu werden; vermerkt sei lediglich, dass die Untersuchungsergebnisse u. a. in Form von Zeitreihen tabellarisch in der für ARIMA-Modell typischen Art dargestellt wurden:

Monat	Konfidenzbereich		Prognosewert	Ist	Prognosefehler %
	Untergrenze	Obergrenze			

Im Falle der Southern Ohio Electric Company ergaben sich bei den einzelnen Abnehmerkategorien unterschiedliche Prognosefehler; sie waren (anfänglich) insbesondere bei Industrieabnehmern relativ hoch (3,8 % im Durchschnitt, mit Grenzwerten von 0,5 bzw. 11,0 %).

Vermerkt sei, dass das ARIMA-Modell in den USA auch zur Energiebedarfsprognose einzelner Bundesstaaten verwendet wurde (Ohio).

Über die von mir mit Hilfe des ARIMA-Modells erstellten Prognosen über den monatlichen Elektrizitätsverbrauch der Schweiz orientiert Tabelle I. Das zur Datenverarbeitung verwendete (einfachste) Modell liess Saisonschwankungen unberücksichtigt; der Konfidenzbereich wurde auf 95 % beidseitig festgelegt (verfügbar: 50, 75, 90, 95 und 99 %).

Aufgrund der mit den vorerwähnten und ähnlichen Untersuchungen gemachten Erfahrungen kann festgestellt werden, dass der stärkeren Verbreitung des ARIMA-Modells bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor allem durch die Notwendigkeit der Modellauswertung mit Hilfe grösserer Rechenanlagen Grenzen gesetzt sind (Justus-Liebig-Universität Giessen: CD 3300).

Vermerkt sei allerdings auch, dass die Methode der exponentiellen Glättung, für die zahlreiche leistungsfähige Computerprogramme allgemein verfügbar sind, in manchen Fällen mit der ARIMA-Methode vergleichbare Ergebnisse zu erbringen vermag.

Als besonders leistungsfähig kann auch das von H. Lienhard und U. Hartmann zur Simulation von Trendprognosen verwendete Programm TEXRA bezeichnet werden [4].

2.2 Modelle zur Kraftwerksausbauplanung

Zur Kraftwerksausbauplanung wurden in den fünfziger Jahren die ersten OR-Modelle konzipiert und in der Folge weiterentwickelt [5].

Die einfachsten Modelle lassen sich nach der Methode der linearen Programmierung bearbeiten. Das wohl bekannteste Modell geht auf P. Massé zurück und wird auch in der neueren anglo-amerikanischen Literatur immer wieder angesprochen [6]. Dem Modell kommt allerdings nur geringe praktische Bedeutung zu. Dies gilt auch für andere statische Modelle, wie etwa ein von T.A. Nicholson beschriebenes Modell mit nicht-linearer Zielfunktion [7].

Als praxisrelevant erscheinen dagegen die mehrstufige Entscheidungsprozesse aufweisenden Modelle. Bei ihnen sind die Stufen-Entscheidungen idealerweise so zu treffen, dass sie den optimalen Verlauf des gesamten nachfolgenden Prozesses garantieren.

Ein in diesem Sinne konzipiertes Modell stammt von K. Theilsiefje und H. Wagner [8]. Das Modell stützt sich im wesentlichen auf Prognosen bezüglich Entwicklung der Netzlast,

zur Verfügung stehender Energieträger sowie der zu erwartenden technischen Veränderungen. Als weitere modellrelevante Daten werden berücksichtigt: Entwicklung der Netzspitzenlast, Wartungspläne, Zuverlässigkeit des Systems, Netzbelastungskurven, Maschineneinsatz und Kosten.

Die Algorithmierung erfolgte im Sinne des Dynamic Programming, mithin mit dem Bellmanschen Optimalprinzip: Eine optimale Politik hat die Eigenschaft, dass unabhängig vom Anfangszustand und von der Anfangsentscheidung die verbleibenden Entscheidungen eine optimale Politik für den aus der ersten Entscheidung resultierenden Zustand darstellen.

Dies bedeutet im konkreten Fall, dass der optimale Werksausbau im Hinblick auf einen vorausbestimmten Endzustand vorzunehmen ist, wobei dieser Endzustand beispielsweise dadurch charakterisiert werden kann, dass zu einem bestimmten Endzeitpunkt der Planung eine bestimmte Gesamtleistung installiert sein muss, wobei diese Leistung als Summe der erwarteten Netzlast und einer bestimmten Mindestreserve definiert werden kann.

Der neueste anglo-amerikanische Praxisbericht zur Anwendung der dynamischen Programmierung bei der Kraftwerksplanung stammt aus Kanada [9]. Nach einem vom National Energy Board, Ottawa, verwendeten Modell erfolgt die Optimalisierung des Systemausbaus unter der Annahme, dass eine beschränkte Zahl von Wasserkraftwerken (hydro plants, H), Kohlekraftwerken (thermal plants, T), Kernkraftwerken (nuclear plants, N) und Gasturbinenkraftwerken (peaking turbine, P) gebaut werden können, so dass zum Zeitpunkt t die Werkskapazitäten $S_t = (H_t, T_t, N_t, P_t)$ im Vergleich zum Basiszeitpunkt zusätzlich verfügbar sind.

Das NEB-Modell ist so konzipiert, dass als Optimallösung jene Art der Kraftwerkskapazitätsausweitung bestimmt wird, die bis zur Erreichung des Planungshorizonts D , $1 \leq t \leq D$, den zusätzlichen Energiebedarf zu den relativ niedrigsten Gesamtkosten zu decken vermag.

Die auf den Zeitpunkt t zurückdiskontierten Kosten werden mit $f_t(S_t)$ bezeichnet. Sie sind – unter Verwendung des Bellmanschen Optimalkriteriums – nach folgender Rekursionsformel zu berechnen:

$$f_t(S_t) = \min_{\Delta S \geq 0} \left\{ C_t(\Delta S) + \alpha f_{t+1}(S_{t+1}) \right\} + \alpha a_t(S_t), t = D, D-1, \dots, 1$$

mit

$$S_{t+1} = S_t + \Delta S$$

$$f_{D+1}(S_{D+1}) \equiv 0$$

Dabei bedeuten

- ΔS Veränderung der Kraftwerkskapazität (MW) in Periode t
- $C_t(\Delta S)$ Gegenwartswert der mit der Kapazitätserhöhung ΔS verbundenen Fixkosten (capital carrying costs plus fixed operating and maintenance cost)
- $a_t(S_t)$ Variable Kosten bei jeweils kostenoptimalem Kraftwerkeinsatz in der Periode t (variable operating cost)
- α Diskontierungsfaktor (discount factor)

Zu beachten ist, dass beim vorliegenden Modell die Fixkosten jedes zusätzlich installierten Werks zunächst bis zum Planungshorizont D aufgerechnet und alsdann gesamthaft auf den Bezugszeitpunkt zurückdiskontiert werden; dadurch sollen die Auswirkungen unterschiedlicher Lebensdauern (50 Jahre für H , 20 Jahre für T und 30 Jahre für N) ausgeschaltet und der Einfluss des arbiträr festgelegten Planungshorizonts auf die Ergebnisse der Investitionsrechnung herabgesetzt werden.

Weiterhin stehen Kapazitätszugänge der Periode t erst in der folgenden Periode zur Energieproduktion zur Verfügung.

Das skizzierte Modell wurde vom National Energy Board (auf einem Computer vom Typ UNIVAC 1108) implementiert; Kapazitätsbedarfsberechnungen über 20 Jahre erfordern 5–10 min CPU-Zeit.

Auch in der Schweiz und in Westdeutschland wird in praxi bei der Kraftwerksbauplanung auf dynamische Programmierung (und Simulationstechnik) zurückgegriffen, wobei die verwendeten Modelle teilweise amerikanischen bzw. australischen Ursprungs sind [10].

Auch zur Bearbeitung der mit dem Kraftwerksbau verbundenen technischen Probleme bieten sich teilweise OR-Methoden an. So wurden etwa – um ein Praxisbeispiel aus der DDR anzuführen – mit Hilfe des Gradientenverfahrens wertvolle Ergebnisse zur Lösung des Problems des «kalten Endes» eines Kondensationskraftwerks gewonnen, deren Beschaffung ohne Anwendung eines Optimierungsverfahrens nicht möglich gewesen wäre [11].

Erwähnt sei auch, dass sich beim Kraftwerk- (und Netz-) ausbau die Netzplantechnik (CPM, PERT, MPM) mit Erfolg einsetzen lässt [12].

2.3 Modelle zur Werkeinsatzplanung

Zur Optimierung des Werkeinsatzes liegen zahlreiche Literaturstudien, aber relativ wenige Praxisberichte vor.

Die einfachsten Modelle bedienen sich der linearen Programmierung. Diese Modelle vermögen allerdings den Anforderungen der Praxis insofern nicht voll zu genügen, als die in den Nebenbedingungen effektiv zu berücksichtigenden technologischen Funktionen nicht immer linear sind und Beschaffungspreise über Rabattstufen von der Menge abhängen können. Andererseits vermittelt die lineare Programmierung über die sogenannten Schattenpreise Informationen, die bei Verwendung anderer Lösungsverfahren nicht anfallen. Es ist deshalb verständlich, dass die Optimierung des Werkeinsatzes unter Verwendung der Methode der linearen Programmierung auch in der neueren Literatur immer wieder positiv beurteilt wird [13].

Bei komplexeren Modellen muss auf versatilere Lösungsverfahren zurückgegriffen werden. Relativ häufig wird nach dem Prinzip der dynamischen Programmierung gearbeitet. Verwiesen sei insbesondere auf die – in der deutschen Literatur von K. Theilsiefje und H. Wagner sowie L. Pack beschriebenen – Modelle zur Optimierung der rein thermischen Lastverteilung und des hydrothermischen Verbundbetriebs [14].

Der Verwendung praxisnaher Modelle steht aber insbesondere der hohe Rechenaufwand entgegen. Dieser lässt sich nur durch Modellvereinfachungen – und damit auf Kosten der Homomorphie – erreichen. Dies etwa in dem Sinne, dass in einem Verbundnetz mit Dampf- und Wasserkraftwerken eine optimale Leistungsaufteilung für den gesamten Planungszeitraum dahingehend angestrebt wird, dass die Summe der variablen Kosten aller thermischen Kraftwerke minimiert und die Wasserkraftwerke nur via Nebenbedingungen in die Betrachtung einbezogen werden [15].

2.4 Modelle zur Brennstoffbeschaffungsplanung

Partialmodelle stehen auch zur Lagerbewirtschaftung zur Verfügung [16]. Von Interesse mag ein von der Ontario Hydro Operations Division, Toronto, zur Bestimmung der optimalen

ARIMA-Modell, Elektrizitätsverbrauchsprognose Schweiz Tabelle I

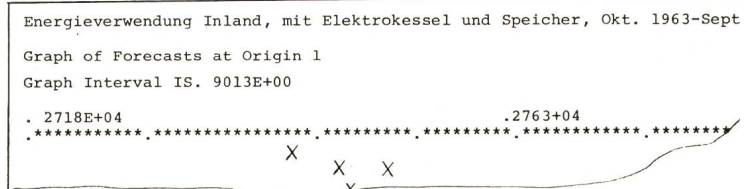
Time Series Forecasting for Model 1			
Data- Energieverwendung Inland, mit Elektrokessel und Speicher, Okt. 1963-			
Differencing - 1 Regular Differences, 0 Seasonal Differences of Order 0			

Parameter Number	Parameter Type	Parameter Order	Estimated Value

1	Regular Autoregressive	1	-.55008E+00
2	Regular Autoregressive	2	-.11975E+00

Number of Time Origins for Forecasts =			1
Number of Forecasts at Each Time Origin =			108
Forecast Time Origins Are T=			108

Model 1 Forecasts at base Period 108 with 95 per Cent Confidence Limits			
Periods Ahead	Lo. Conf. Limit	Forecast	Up. Conf. L
1	0.2579046E+04	0.2785342E+04	0.299163
2	0.2514061E+04	0.2740275E+04	0.296648
3	0.2484331E+04	0.2745506E+04	0.300668
4	0.245917		
5			



Brennstoffbeschaffungspolitik entwickeltes Modell sein [17]. Es baut auf der Formel

$$T = D - H - N - P$$

auf, wobei D den erwarteten Jahresenergiebedarf, H und N die mit Wasser- bzw. Kernkraftwerken zu produzierende Energie, P den Energiezukauf und T den durch Kohlekraftwerke zu deckenden Energiebedarf darstellen. Weiterhin kann – unter der Annahme von normalverteilten Prognosefehlern bezüglich des Energiebedarfs und normalverteilten Schwankungen in der Energiebeschaffung – mit

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_D^2 + \sigma_H^2 + \sigma_N^2 + \sigma_P^2}$$

gerechnet werden.

Auf dieser Basis wurden von der Ontario Hydro alternative Beschaffungspolitiken unter der Annahme simuliert, dass die Kohlezufuhr nur während der Sommermonate (Schiffahrt) möglich ist, die zulässigen Schwankungen der Beschaffungsmenge $\pm 10\%$ des erwarteten Jahresbedarfs an Kohle betragen, die Lagervorräte zu Beginn der nächsten Beschaffungsperiode nur $x\%$ des Gesamtbedarfs ausmachen dürfen und die Wahrscheinlichkeit von Restbeständen zu Beginn der nächsten Beschaffungsperiode mindestens $y\%$ erreichen sollte.

Aufgrund der Simulationsergebnisse – die teilweise auch unter Annahme von Bergarbeiterstreiks ermittelt wurden – konnte die optimale Lagerhaltungspolitik (economic balance between holding costs and stock-out) bestimmt werden.

3. Gesamtmodelle

In neuerer Zeit wird in der Elektrizitätswirtschaft besonderes Interesse auf die Entwicklung von Gesamtmodellen gelegt, wobei zwischen Unternehmungsplanspielen und Unternehmungsmodellen (corporate models) zu differenzieren ist.

3.1 Unternehmungsspielspiele

An Unternehmungsspielspiele sind – im Anschluss an J. Little [18] – generell folgende Anforderungen zu stellen:

Einfachheit. Das Spielmodell soll die für das Verständnis der Gesamtunternehmung relevanten Subsysteme (Beschaffung, Produktion, Transport, Absatz, Finanzen) in einer solchen Form umfassen, dass die wesentlichen Systemzusammenhänge (in einer auf theoretische und praktische Kenntnisse potentieller Spielbenützer angemessen Rücksicht nehmenden Art) in Erscheinung treten, auf die Mitberücksichtigung anderer Aspekte – insbesondere technischer Art – aber verzichtet wird.

Robustheit. Das Unternehmungsspiel soll so aufgebaut sein, dass auch ein optimales Mass von Benutzungssicherheit gewährleistet ist. Dies etwa so, dass die den sinnvollen Spielablauf gefährdenden (Spieler-)Entscheidungen durch die in das Spielmodell eingebauten (Plausibilitäts-)Kontrollen festgestellt und in dem Sinne modifiziert werden, dass die entsprechenden Parameter auf feststehende – im Zuge der Spielentwicklung durch Sensitivitätsanalysen usw. ermittelte – Grenzwerte zurückgeführt werden.

Steuerbarkeit. Die Spieler sollen die Möglichkeit haben, die gesamte Unternehmungspolitik – im Rahmen vorgegebener (nicht zuletzt auch durch das Postulat der Robustheit bestimmter) Grenzen – selbständig zu gestalten, wobei die praxisnahe Parametrisierung besonders wichtig erscheint.

Anpassungsfähigkeit. Das Modell soll veränderten technischen und wirtschaftlichen Verhältnissen entsprechend modifiziert werden können.

Vollständigkeit. Mit einem Planspiel sollen alle für einen Konjunktur- (und sinnvollerweise auch einen Produkte-)Zyklus typischen Wirtschaftssituationen behandelt werden können. Dabei ist der Möglichkeit zur Spielablaufsteuerung via Saison- und Konjunkturindizes im allgemeinen besondere Bedeutung beizumessen und dem Spielleiter innerhalb sinnvoller Grenzen auch die Möglichkeit zur Spielgestaltung nach subjektivem Ermessen zu geben.

Benutzerfreundlichkeit. Grundsätzlich sind alle Aktionsparameter operational zu definieren; weiterhin ist auf eine rasche Datenverarbeitung – On-line-Computermodell – grössten Wert zu legen.

Ein in diesem Sinne speziell auf schweizerische Verhältnisse abgestimmtes «Planspiel für die Elektrizitätswirtschaft» soll demnächst in wohldokumentierter Form allgemein zugänglich gemacht werden [19]. Es handelt sich um ein sowohl für innerbetriebliche Ausbildungszwecke als auch zur Verwendung im Hochschulunterricht zur praxisnahen Ausbildung in Unternehmungspolitik und Planung konzipiertes nicht interaktives Planspiel zur Simulation einer Elektrizitätsversorgungsunternehmung unter besonderer Berücksichtigung absatz- und beschaffungswirtschaftlicher Zusammenhänge, wobei auch Investitionsentscheidungen (Kraftwerkumbau, Kraftwerkneubau, Netzausbau) grosse Bedeutung zukommt und die grosse Zahl von Entscheidungsparametern die computergestützte Modellauswertung erforderlich macht.

An dieser Stelle sei ein Modellausschnitt skizziert. Die Eigenproduktion an elektrischer Energie erfolgt gemäss Planspiel auch mit Kernkraftwerken (2000 GWh bei 6500 Planbetriebsstunden), deren Verfügbarkeit zufällig schwankt, wobei auch die Möglichkeit eines totalen Kraftwerksausfalls bis zu zwei Spielperioden (Jahren) besteht. Der Ausfall eines Kernkraftwerks indiziert unmittelbar ungeplante Energiezukäufe, wobei mit einer praxisnah festgelegten Preisstaffel gearbeitet wird; ausserdem wird der Verbrauch an Kernbrennstoff entsprechend verändert.

Diese Hinweise zeigen, dass die energiewirtschaftlich relevanten Zusammenhänge im Spielspiel in möglichst allgemeinverständlicher Form dargestellt werden. Dagegen wurden Spezialkenntnisse voraussetzende Konzepte weniger vordringlich behandelt, was sich insbesondere auch im Verzicht auf die

Integration der Belastungskurven des Verbrauchs sowie der Produktionsfunktionen der Kraftwerke äussert. Als relativ einfach müssen auch die Verbindungen zum Markt für Hoch- und Höchstspannungsenergie bezeichnet werden; diese Verbindungen wurden im wesentlichen durch die Möglichkeit zum Abschluss von Liefer- und Abgabeverträgen sowie die Möglichkeit spontaner Käufe und Verkäufe loko Verbundnetz hergestellt, wobei eine kurzfristige Variation der Vertragsbedingungen entfallen musste.

Da im Planspiel für die Elektrizitätswirtschaft die Spielperiode auf ein Jahr festgelegt wurde, entfiel auch die Möglichkeit (oder Notwendigkeit) der Integration von Saisonschwankungen in das Spielmodell. Dagegen wird mit einem Konjunkturindex gearbeitet; ausserdem können die Fremdkapitalzinsen konjunkturkonform festgelegt werden.

Im Hinblick auf eine effiziente Spielabwicklung wurde auch die Zahl der grundsätzlich denkbaren Entscheidungsalternativen beschränkt; dies etwa in dem Sinne, dass nur bestimmte Kraftwerktypen (mit vorgegebener Leistung) betrachtet werden.

Um andererseits eine gute Anpassungsfähigkeit des Spiels zu erreichen, wird dem Spielleiter die Wahl der Ausgangssituation weitgehend freigestellt und ihm durch die Möglichkeit zur sukzessiven Variation einzelner Spielparameter die Einarbeitung besonders sinnvoll und praxisnah erscheinender Wirtschaftssituationen und Unternehmungsstrukturen ermöglicht. Damit kann das Planspiel für die Elektrizitätswirtschaft unmittelbar als Basis zur Entwicklung eigenständiger Unternehmungsmodelle dienen.

3.2 Unternehmungsmodelle

An Unternehmungsmodelle sind generell folgende Anforderungen zu stellen:

Relevanz. Ein Unternehmungsmodell muss der obersten Geschäftsleitung planungs- und entscheidungsrelevante Daten zu liefern vermögen.

Kompatibilität. Ein Unternehmungsmodell muss strukturell auf bestehende Planungs- und Kontrollsysteme abgestimmt sein und den Output jener Systeme in möglichst direkter Weise mitverarbeiten können.

Flexibilität. Ein Unternehmungsmodell soll veränderten unternehmensinternen und -externen Verhältnissen relativ leicht angepasst werden können.

Simulationsfähigkeit. Ein Unternehmungsmodell soll unter Zuhilfenahme alternativer Basisdaten experimentell auswertbar sein.

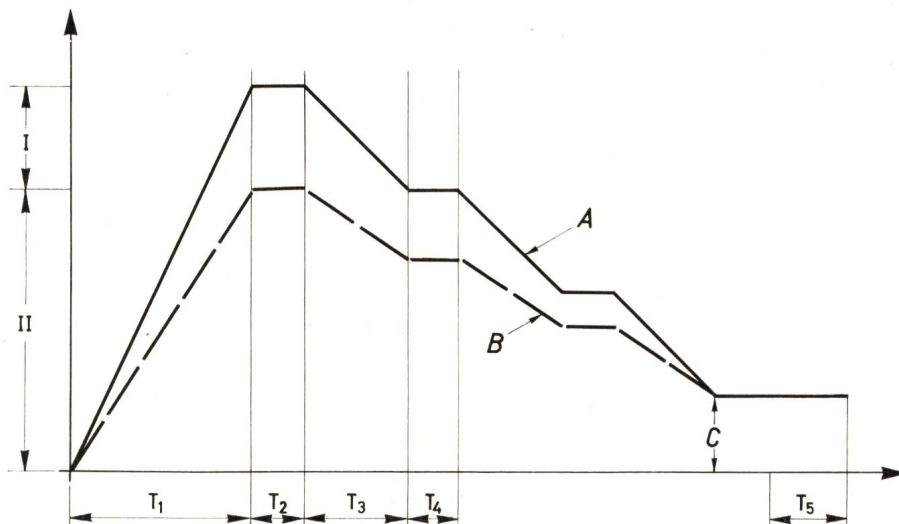
Diese Postulate gelten auch für Modelle von Elektrizitätsversorgungsunternehmungen, werden in praxi allerdings nicht immer voll erfüllt.

Ein für die Elektrizitätswirtschaft entwickeltes Unternehmungsmodell stellt das «Utility Corporate Model Program» der Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, dar [20]. Es handelt sich hierbei um ein 1973 primär zur langfristigen Finanzplanung konzipiertes Modell, das insbesondere auch den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken mitumfasst.

Das Westinghouse-Modell ist relativ einfach strukturiert und in diesem Sinne benutzerfreundlich. Das Modell wird auch europäischen Interessenten (gegen eine jährliche Benutzungsgebühr von 5000–10000 Dollar) zur Verfügung gestellt [21]. Dies allerdings nur in Form von Binärdecks, so dass die Modellstruktur in Einzelheiten nicht erfassbar bleibt und der Benutzer keinerlei Möglichkeit zur eigenständigen Modellweiterentwicklung hat.

Fig. 2
Utility Corporate Model Program,
Kernbrennstoffverrechnung

- A book amortization
- B tax amortization
- C net salvage value
- I interest during construction
- II Original cost (\$)
- I No of months



Die starre Bindung an das amerikanische Modell vermag insbesondere bezüglich der Kernbrennstoffverrechnung nicht zu befriedigen. Die Verrechnung erfolgt – wie aus Fig. 2 hervorgeht – zeitproportional, wobei auch steuerliche Abschreibungen nach amerikanischem Recht zum Tragen kommen.

Auch der zur Behandlung der kurzfristigen Finanzierung entwickelte Algorithmus ist stark auf amerikanische Wirtschaftsverhältnisse ausgerichtet. Besonders zu vermerken ist auch, dass bei Verwendung des Westinghouse-Modells die Absatzprognosen aufgrund separater – nicht in das Utility Model Program integrierter – Modelle zu erarbeiten sind.

Bei anderen Gesamtmodellen wird auf die Integration von Prognosemodulen grosser Wert gelegt, was grundsätzlich zu befürworten ist [22]. Die zukünftige Entwicklung dürfte sogar dahin gehen, umfassende Unternehmungsmodelle (corporate models) durch Umwelt- und Managementmodelle (environment/management models) zu ergänzen und experimentell auszuwerten, wobei die Simulationsergebnisse zweckmässigerweise in Form von Kennzahlen ausgewiesen werden. Dabei wird es sich als wertvoll erweisen, die in anderen Wirtschaftszweigen bei der Entwicklung von Gesamtmodellen gewonnenen Erfahrungen angemessen mitzubedenken [23].

Literatur

[1] Vgl. auch: *D. G. Knight*: Power Systems Engineering and Mathematics. London 1972.
 [2] *G. Box* and *G. Jenkins*: Time Series Analysis: Forecasting and Control. San Francisco 1970.
 [3] *V. A. Mabert* and *R. C. Radcliffe*: A Forecasting Methodology as Applied to Financial Time Series The Accounting Review 49(1974)1, January, p. 70–71.
 [4] *H. Lienhard* und *U. Hartmann*: Abschätzung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfs der Schweiz auf Grund von simulierten Trendprognosen bis 1985. Elektrizitätsverwertung 48(1973)11, November, S. 357–363.
 [5] Vgl. *G. Morlat* et *F. Bessière*: Vingt-cinq ans d'économie électrique: Investissements, coûts marginaux et tarifs. Paris 1971.
 [6] *P. Massé*: Optimal Investment Decisions. Englewood Cliffs 1962, p. 160–197. – Vgl. auch: *D. Anderson* Models for Determining Least-cost Investments in Electricity Supply. The Bell Journal of Economics and Management Science 3(1972)1, Spring, p. 267–299.

[7] *T. A. Nicholson*: Optimization in Industry. Vol. 2, London 1971, p. 141–148.
 [8] *K. Theilsieffe* und *H. Wagner*: Planungsmethoden für den optimalen Kraftwerksausbau. Elektrotechnische Zeitschrift 87(1966 A)3, 4. Februar, S. 109–115.
 [9] *E. R. Petersen*: A Dynamic Programming Model for the Expansion of Electric Power Systems. Management Science 20(1973)4, December, p. 656–664.
 [10] Rohde-Modell bei Motor Columbus Ingenieurunternehmung AG, Baden; Booth-Modell in Weiterentwicklung bei Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen. – Vgl. *H. Tröscher*: Entwicklung von technisch-ökonomischen Modellen für die Ausbauplanung. Elektrizitätswirtschaft 72(1973)15, S. 532–534.
 [11] *H. Tilgner*: Optimierungsverfahren im Kraftwerkanlagenbau. Energietechnik 18(1968)12, Dezember, S. 545–548.
 [12] Zu den einzelnen Verfahren vgl. etwa: *R. Berg, A. Meier, M. Müller* und *A. Zogg*: Netzplantechnik: Grundlagen-Methoden-Praxis. Zürich 1973.
 [13] Vgl. *V. Steinecke*: Anmerkungen zur Lösungsmethodik der optimalen Lastverteilung in Kraftwerken. In: *L. Pack, B. Pauli, P. Meyer* und *V. Steinecke*: Verfahren zur Optimierung des Einsatzes von Kraftwerkanlagen. Berlin 1971, S. 115–130.
 [14] *K. Theilsieffe* und *H. Wagner*: Berechnung des wirtschaftlich optimalen Einsatzes von Speicher- und Pumpspeicherwerken mit Hilfe des «Dynamic Programming». Elektrotechnische Zeitschrift 85(1964 A)9, 1. Mai, S. 273–278; *K. Theilsieffe* und *H. Wagner*: «Differential- und Incremental Dynamic Programming» Rechenverfahren für wirtschaftlich-optimale Lastverteilung. Elektrotechnische Zeitschrift 85(1964 A)21, 16. Oktober, S. 681–687; *K. Theilsieffe* und *H. Wagner*: «Dynamic Programming». Rechenverfahren für hydrothermische Lastverteilung. Elektrotechnische Zeitschrift 86(1965 A)4, 19. Februar, S. 116–121; *L. Pack*: Tabellarische Optimierungs- und Planungsrechnung mit dynamischer Programmierung. In *L. Pack* u. a.: S. 9–65.
 [15] *K. Theilsieffe* und *H. Wagner*: S. 116.
 [16] *E. Naddor*: Lagerhaltungssysteme. Frankfurt 1971.
 [17] *D. Gillies, A. Punhani, W. Winter* and *D. Youston*: Fossil Fuel Supplies Simulation 1972–1979. OMEGA 1(1973)3, June, p. 367–372.
 [18] *J. Little*: Models and Managers: The Concept of a Decision Calculus. Management Science 16(1970)8, April, p. B-470–471.
 [19] *H. Lienhard, F. Steiger* und *K. Weber*: Computergestütztes Planspiel für die Elektrizitätswirtschaft. Bern 1974.
 [20] *J. Seelke*: Utility Corporate Model Program: East Pittsburgh 1973 = Report No. 73–874, Westinghouse Electric Corporation.
 [21] Persönliche Mitteilung von Herrn *J. Skooglund*, Manager, Systems Analysis/Advanced Systems Technology, 26. Juli 1973.
 [22] *H. Tröscher*: S. 528–530.
 [23] Vgl. *T. Naylor*: Computer Simulation Experiments with Models of Economic Systems. New York 1971.

Adresse des Autors:

Prof. Dr. *Karl Weber*, Justus-Liebig-Universität Giessen, D-63 Giessen.