

# Anforderungen an Entscheidungsunterstützungssysteme zur optimierten Planung in der Energiewirtschaft

Ralph Scheubrein, Katharina Kroemer

Technische Universität Bergakademie Freiberg  
Lehrstuhl für Industriebetriebslehre  
Lessingstr. 45  
09596 Freiberg  
ralph.scheubrein@bwl.tu-freiberg.de  
katharina.kroemer@bwl.tu-freiberg.de

**Abstract:** Aufgrund der Fortschritte in der Hardware und den Optimierungsalgorithmen ist es möglich, stetig komplexere Entscheidungsmodelle zur Planung in der Energiewirtschaft einzusetzen. Um diese Modelle im operativen Ablauf nutzen zu können, bedarf es einer Einbettung der Optimierung in Entscheidungsunterstützungssysteme, die eine Planung im Sinne der übergeordneten Unternehmensziele gestatten. In diesem Kontext wird in Form einer Fallstudie aufgezeigt, welche Systemerweiterungen über die eigentliche Optimierung hinaus sinnvoll erscheinen. Als Beispiel dient ein mithilfe der Entwicklungsumgebung AIMMS implementiertes Entscheidungsunterstützungssystem zur Auswahl der Erzeugereinheiten im Rahmen der operativen Kraftwerkseinsatzplanung. Aufgezeigt wird, wie eine entsprechende interaktive, multikriterielle Optimierung gestaltet werden kann.

## 1 Einleitung

Rechnergestützte Planungs- und Kontrollsysteme sind heute in der Lage, die Lenkungebene von Unternehmen bei ihren Entscheidungen effektiv zu unterstützen. Anhand des Zeithorizonts gliedert [Ho95] die Planungsprobleme im Bereich der Energiewirtschaft hierarchisch in die Ebene der langfristigen Ressourcen- und Ausstattungsplanung (bis zu 40 Jahre), der operativen Planung (Stunden bis zu einigen Jahren) und der kurzfristigen (Echtzeit-)Steuerung (Sekundenbruchteile bis Minuten).

Auf der Ebene der langfristigen Planung liegt aufgrund der schwachen Strukturiertheit der Problemstellungen der inhaltliche Schwerpunkt rechnergestützter Systeme oft auf der Bereitstellung einer adäquaten Informationsbasis für Führungskräfte [Fe02] [Sc03]. Demgegenüber muss auf Ebene der kurzfristigen Steuerung von Anlagen häufig eine Vollautomatisierung der Entscheidungsfindung erfolgen, um möglichst rasch reagieren zu können. Aufgrund des engen Zeitrahmens werden die zugrunde liegenden Entscheidungsprobleme in der Regel mithilfe von Heuristiken gelöst.

Zwischen diesen Extrema ist die Ebene der mittelfristigen Planung angesiedelt. Hier besteht die Möglichkeit, eine Arbeitsteilung zwischen Mensch und Rechner vorzusehen, um die jeweiligen Stärken zu nutzen. Entsprechende Entscheidungsunterstützungssysteme lassen sich klassisch nach [SC82] als rechnerbasierte Systeme charakterisieren, die Entscheidungsträgern helfen, semistrukturierte Probleme durch direkte Interaktion mit Daten und Modellen zu lösen.

Zur Formulierung und Lösung von Entscheidungsmodellen kann – wie in [KM06] für SAP APO erläutert – auf die mathematische Programmierung zurückgegriffen werden. Insbesondere wenn eine gemischt-ganzzahlige lineare Modellierung erfolgt, stehen heute eine Reihe leistungsfähiger kommerzieller Optimierer zur Verfügung [Fo07]. Durch die Verbesserung der Hardware und der Optimierungsalgorithmen wurden in der letzten Dekade so weitgehende Fortschritte erzielt, dass typische Benchmark-Probleme, die damals über ein Jahr Rechenzeit benötigten, heute in 30 Sekunden gelöst werden können [Bi02]. Dies entspricht einer Beschleunigung in den letzten 10 Jahren um ungefähr den Faktor 1000000. Diese Verbesserung bedeutet, dass heute vielfach auch anspruchsvolle Modellrechnungen so zügig vorgenommen werden können, dass sie nicht mehr im Batch-Betrieb erfolgen müssen, sondern Planungssysteme interaktiv im Dialogbetrieb ausgeführt werden können.

An Planungssysteme lassen sich deswegen – neben der Grundanforderung der Generierung möglichst guter Pläne – auch Anforderungen hinsichtlich ihres Funktionsspektrums zur Unterstützung des im Unternehmen stattfindenden Entscheidungsprozesses stellen. Im vorliegenden Beitrag zeigt eine Fallstudie, wie entsprechende Anforderungen in das Design eines Entscheidungsunterstützungssystems einfließen können. Im folgenden Kapitel wird zunächst ein Modell zur Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung beschrieben. Im dritten Kapitel erfolgen die Formulierung von Gestaltungsanforderungen und die Darstellung eines entsprechenden Ansatzes zur Unterstützung einer interaktiven Optimierung. Ein kurzes Fazit im vierten Kapitel beschließt den Beitrag.

## **2 Modell zur operativen Planung des Kraftwerkseinsatzes**

Nach der Aufgabenstrukturierung von [Ho95] besteht für Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft auf der untersten Ebene der operativen Planung das Problem der Auswahl der Erzeugereinheiten ihres Kraftwerkssystems, die zur Deckung eines vorgegebenen Lastverlaufs einzusetzen sind. In der englischsprachigen Literatur wird diese Planungsaufgabe zumeist als „unit commitment problem“ (UCP) bezeichnet.

Generell lassen sich die bei einer Planung verfolgten Ziele in Sach- und Formalziele strukturieren [FS01]. Sachziele beschreiben, was durch eine Planung erreicht werden soll. Sie spiegeln bei der vorliegenden Problemstellung beispielsweise technisch-physikalische Gegebenheiten – wie Kapazitätsgrenzen oder Mindeststillstandszeiten der einzelnen Erzeugereinheiten – wider. Sofern mehrere Alternativen existieren, um die Sachziele zu erreichen, dienen Formalziele zur Beschreibung der Präferenzen des Planers. Im vorliegenden Fall resultieren die Formalziele aus der klassischen Zieltriade

der Energiepolitik und Energiewirtschaft [PH04]: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

Literaturübersichten wie [SF94] und [Pa04] zeigen das breite Spektrum der Beiträge zum UCP auf. Von besonderem Interesse für den vorliegenden Beitrag sind die Ansätze zur mathematischen Optimierung des UCP wie beispielsweise die frühe Arbeit von [Di78] oder der aktuellere Beitrag von [CA06]. Für die weiteren Ausführungen wird zunächst ein typisches UCP in Anlehnung an [GPS02] dargestellt.

## 2.1 Problemstellung

Ein Elektrizitätserzeuger plant die tägliche Stromproduktion, wobei für die einzelnen Planungsperioden die in Tab. 1 aufgeführten Bedarfe prognostiziert sind.

Tab. 1: Prognose der Elektrizitätsnachfrage

Zeitraum	von	0:00	6:00	9:00	12:00	14:00	18:00	22:00
	bis	6:00	9:00	12:00	14:00	18:00	22:00	24:00
Bedarf	[GW]	12	32	25	36	25	30	18

Das zur Verfügung stehende Kraftwerkssystem gliedert sich in vier unterschiedliche Kraftwerkstypen. Die Kraftwerkstypen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Leistung und Kosten. Diese Kenngrößen sind in Tab. 2 zusammengestellt. Im Gegensatz zum Hochfahren einer Erzeugereinheit verursacht das Herunterfahren keine Kosten.

Tab. 2: Parameter der Erzeugereinheiten

Kraftwerkstyp	Anzahl verfügbarer Einheiten	Minimale Leistung [MW]	Maximale Leistung [MW]	Fixe Kosten [€h]	Variable Kosten [€MWh]	Anfahrkosten [€]
1	10	750	1750	2250	2,7	5000
2	4	1000	1500	1800	2,2	1600
3	8	1200	2000	3750	1,8	2400
4	3	1800	3500	4800	3,8	1200

Um das Formalziel der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, soll der Plan so gestaltet sein, dass in allen Perioden durch die planmäßig eingesetzten Erzeugereinheiten auch ein um 20 % höherer Bedarf gedeckt werden kann.

Der zu erzeugende Plan legt für alle Planungsperioden und für alle Kraftwerkstypen die Anzahl der aktiven Erzeugereinheiten und ihren Output fest. Bei der Planung soll das Formalziel der Minimierung der Gesamtkosten verfolgt werden.

## 2.2 Formulierung des generischen Optimierungsmodells

Modellhaft wird angenommen, dass Erzeugereinheiten nur am Anfang jeder Planungsperiode hoch- oder heruntergefahren werden und diese Vorgänge keine planungsrelevanten Zeitdauern beanspruchen. Zur Modellformulierung wird die in Tab. 3 angeführte Notation verwendet.

Tab. 3: Modellnotation

Modellelement	Beschreibung
$t \in TIME = \{1, \dots, NT\}$	Der Planungshorizont wird in $NT$ , nicht notwendig gleichlange Perioden unterteilt
$LEN_t$	Länge der Periode $t$ in Stunden
$DEM_t$	Nachfrage in Periode $t$ in MW
$RES$	Für alle Perioden einheitlicher Prozentsatz an Reserveenergie über die geplante Nachfrage hinaus
$p \in TYPES$	Typen von Erzeugereinheiten
$AVAIL_p$	Anzahl an verfügbaren Erzeugereinheiten des Typs $p$
$PMIN_p$	Minimale Leistung einer Erzeugereinheit des Typs $p$ in MW
$PMAX_p$	Maximale Leistung einer Erzeugereinheit des Typs $p$ in MW
$CSTART_p$	Anfahrkosten einer Erzeugereinheit des Typs $p$ in €
$CMIN_p$	Kostensatz einer Erzeugereinheit des Typs $p$ für den Betrieb mit minimaler Leistung in €/h
$CADD_p$	Kostensatz einer Erzeugereinheit des Typs $p$ für zusätzliche Leistung über der Minimalleistung in €/MWh hinaus
$start_{pt}$	Anzahl an Erzeugereinheiten des Typs $p$ , die in Periode $t$ zusätzlich eingesetzt werden
$work_{pt}$	Gesamtanzahl an Erzeugereinheiten des Typs $p$ , die in Periode $t$ eingesetzt werden
$padd_{pt}$	Leistung einer Erzeugereinheit des Typs $p$ in MW in Periode $t$ über die minimale Leistung $PMIN_p$ hinaus

Für die Wertebereiche der Entscheidungsvariablen bestehen grundsätzlich folgende Restriktionen:

$$\forall p \in TYPES, \forall t \in TIME : start_{pt} \in \mathbb{N} \quad (1)$$

$$\forall p \in TYPES, \forall t \in TIME : work_{pt} \in \{0, 1, 2, \dots, AVAIL_p\} \quad (2)$$

$$\forall p \in TYPES, \forall t \in TIME : padd_{pt} \geq 0 \quad (3)$$

Zusätzliche Leistung über das Minimum hinaus kann durch Erzeugereinheiten des Typs  $p$  nur bis zum Höchstwert  $(PMAX_p - PMIN_p)$  bereitgestellt werden:

$$\forall p \in TYPES, \forall t \in TIME : padd_{pt} \leq (PMAX_p - PMIN_p) \cdot work_{pt} \quad (4)$$

Um den Bedarf in jeder Periode  $t$  zu decken, wird von Erzeugungseinheiten aller Typen jeweils die minimale Leistung  $PMIN_p$  zuzüglich der zusätzlichen Leistung bereitgestellt:

$$\forall t \in TIME : \sum_{p \in TYPES} (PMIN_p \cdot work_{pt} + padd_{pt}) \geq DEM_t \quad (5)$$

Um den Bedarf an möglicherweise benötigter Regelenergie zu decken, wird sichergestellt, dass die in jeder Periode  $t$  aktiven Erzeugereinheiten auch einen um  $RES$  Prozent höheren Bedarf decken können:

$$\forall t \in TIME : \sum_{p \in TYPES} (PMAX_p \cdot work_{pt}) \geq (1 + RES) \cdot DEM_t \quad (6)$$

Die Entscheidungsvariablen  $start_{pt}$  ergeben sich durch die Differenz der arbeitenden Erzeugereinheiten zwischen zwei Perioden. Dabei ist der Übergang von einem zum nächsten Tag zu beachten. Modellhaft wird in den Restriktionen (7) und (8) angenommen, dass aufeinanderfolgende Tage jeweils den gleichen Bedarfsverlauf haben.

$$\forall p \in TYPES, \forall t \in TIME \setminus \{1\} : start_{pt} \geq work_{pt} - work_{p,t-1} \quad (7)$$

$$\forall p \in TYPES : start_{p1} \geq work_{p1} - work_{p,NT} \quad (8)$$

Schließlich ist die Zielfunktion zur Minimierung der Gesamtkosten zu definieren. Die Gesamtkosten entstehen durch Summation über alle Perioden und Typen von Erzeugereinheiten. Die einzelnen Kostenkomponenten sind das Hochfahren von Erzeugereinheiten, die Erbringung der minimalen Leistung und die der darüber hinaus gehenden Leistung. Zur Kostenberechnung der beiden letzten Elemente werden der jeweilige Kostensatz und die Periodendauer herangezogen.

$$\min \sum_{p \in TYPES} \sum_{t \in TIMES} (CSTART_p \cdot start_{pt} + LEN_t (CMIN_p \cdot work_{pt} + CADD_p \cdot padd_{pt})) \quad (9)$$

### 2.3 Modellauswertung durch ein Entscheidungsunterstützungssystem

Die grundsätzliche Architektur von Entscheidungsunterstützungssystemen sieht eine Dialogkomponente, eine Datenbank sowie eine Modell- und Methodenbank vor [Kc90]. Bei präskriptiv orientierten Entscheidungsunterstützungssystemen umfasst die Modell- und Methodenbank ein oder mehrere Entscheidungsmodelle und zugehörige Lösungsmethoden. Ein Entscheidungsmodell lässt sich in ein inhaltliches Modell der objektiven Wirkungszusammenhänge und ein bewertendes Modell der subjektiv geprägten Ziele untergliedern [Ve95]. Bei Verwendung der mathematischen Programmierung wird ein Entscheidungsmodell als Optimierungsmodell formuliert, d. h., es ist ein Restriktionen- und ein Zielsystem zu definieren [KS04].

In Abb. 1 sind die Entwicklung eines Optimierungsmodells durch Analytiker im Rahmen der Systemimplementierung und die anschließende Nutzung durch den Planer im operativen Tagesgeschäft skizziert.

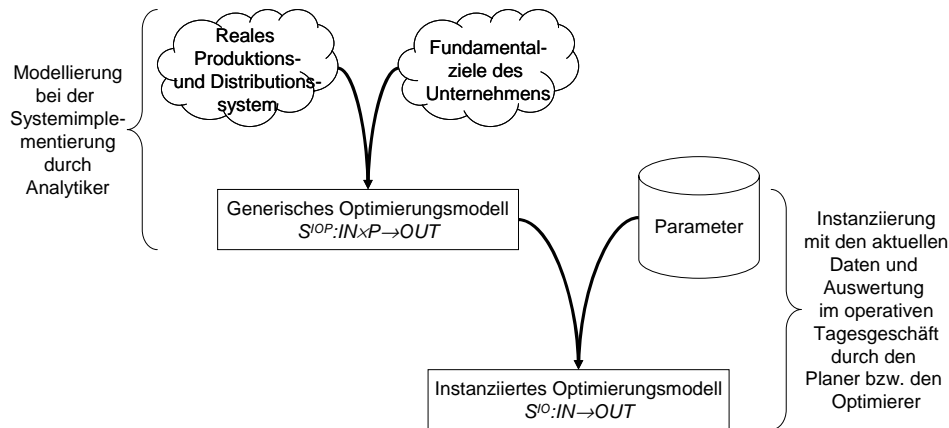


Abbildung 1: Entwicklung und Nutzung eines Optimierungsmodells

Ein generisches Optimierungsmodell – wie beispielsweise in Abschnitt 2.2 dargestellt – lässt sich grundsätzlich als parametrisiertes Input/Output-System  $S^{iOP} \subseteq IN \times P \rightarrow OUT$  interpretieren [FS01]. Bei der Entwicklung kann zunächst das real existierende Produktions- und Distributionssystem mithilfe der Technikmenge  $X \times Y$ , d. h. die Menge der technisch realisierbaren Transformationen von Einsatzobjekten  $X$  in Ausbringungsobjekte  $Y$ , beschrieben werden [Dy06]. Festzulegen ist, welche Variablen als Menge  $IN$  bei einer Planung später als Kontrollvariablen manipulierbar sind und welche Variablen als Menge  $P$  der Parameter de facto unbeeinflussbar sind oder zumindest im gegebenen Entscheidungskontext unbeeinflussbar sein sollen. Zwischen den Variablen der Mengen  $IN$  und  $P$  ist dann der funktionale Zusammenhang zur Technikmenge  $X \times Y$  festzulegen. Darauf aufbauend ist schließlich der funktionale Zusammenhang zwischen der Technikmenge  $X \times Y$  und der Menge  $OUT$  der Formalziele zu definieren. Bei den Formalzielen könnte es sich zunächst um einfache, objektiv zu messende Kennzahlen („performance measures“, „key performance indicators“) handeln. Statt der direkten Nutzung dieser Kennzahlen kann zusätzlich eine Abbildung auf Nutzwerte erfolgen, um eine subjektiv geprägte Bewertung durch den Planer zu ermöglichen. Beispielsweise kann ein Planer zwar grundsätzlich an einer Kostenminimierung interessiert sein, aber trotzdem Pläne, deren Kosten sich nur marginal unterscheiden, als äquivalent bewerten. Zur Definition der entsprechenden Nutzwertfunktionen sind die Präferenzinformationen des Planers a priori oder während der Modellnutzung zu elizitieren [EW03].

Im Rahmen der operativen Nutzung erfolgt zunächst eine Instanzierung des generischen Modells mit den Parametern. Differenziert man hinsichtlich dieser Parameter das zu optimierende System (z. B. das Produktions- und Distributionssystem) und seine Umwelt, dann können endogene und exogene Zustandsvariablen unterschieden werden. Im Vergleich zu exogenen Zustandsvariablen (z. B. wetterabhängige Leistungsnachfrage) sind endogene Zustandsvariablen (z. B. Kostensätze der Stromerzeugung) häufig einfacher zu ermitteln. Darüber hinaus mögen endogene Zustandsvariablen zwar im aktuellen Entscheidungskontext fixiert sein, könnten aber durch Entscheidungen übergeordneter Lenkungebenen beeinflussbar sein. So ist beispielsweise im betrachteten

Fall die Anzahl der einzelnen Kraftwerkstypen fixiert (vgl. Tab. 2), es könnte aber im Rahmen einer längerfristigen Planung die Entscheidung getroffen werden, weitere Erzeugereinheiten zu errichten. Das instanziierte Optimierungsmodell wird dann vom Planer mithilfe des Entscheidungsunterstützungssystems ausgewertet. Gesucht ist dabei eine Belegung der Kontrollvariablen der Menge  $IN$ , sodass einerseits alle Sachziele erfüllt sind und andererseits die Erreichung der Formalziele optimiert ist.

Zur Evaluation erfolgte die prototypische Implementierung eines Planungssystems mithilfe der Entwicklungsumgebung AIMMS der Firma Paragon Decision Technology (<http://www.aimms.com>) und unter Nutzung des Optimierers XA der Firma Sunset Software Technology (<http://www.sunsetsoft.com>). Das im Abschnitt 2.2 formulierte Modell wurde dabei in eine deklarative Sprache zur mathematischen Programmierung überführt. Bei Instanziierung dieses generischen Modells mit den im Abschnitt 2.1 angegebenen Daten kann die Optimierung auf einem Standard-PC in weniger als einer Sekunde erfolgen. Abb. 2 zeigt die Grundversion des Planungssystems. Auf der linken Seite befinden sich die Felder, um die Werte der endogenen und exogenen Zustandsvariablen der Modellinstanz einzugeben. Auf der rechten Seite kann über die Schaltfläche „Optimize“ ein Optimierungslauf durchgeführt werden. Die so ermittelten Werte der Kontrollvariablen für die Kraftwerkseinsatzplanung sind in der darunter stehenden Tabelle und dem Diagramm dargestellt. Ganz unten befindet sich ein Feld zur Anzeige der resultierenden Kennzahl „Gesamtkosten“.

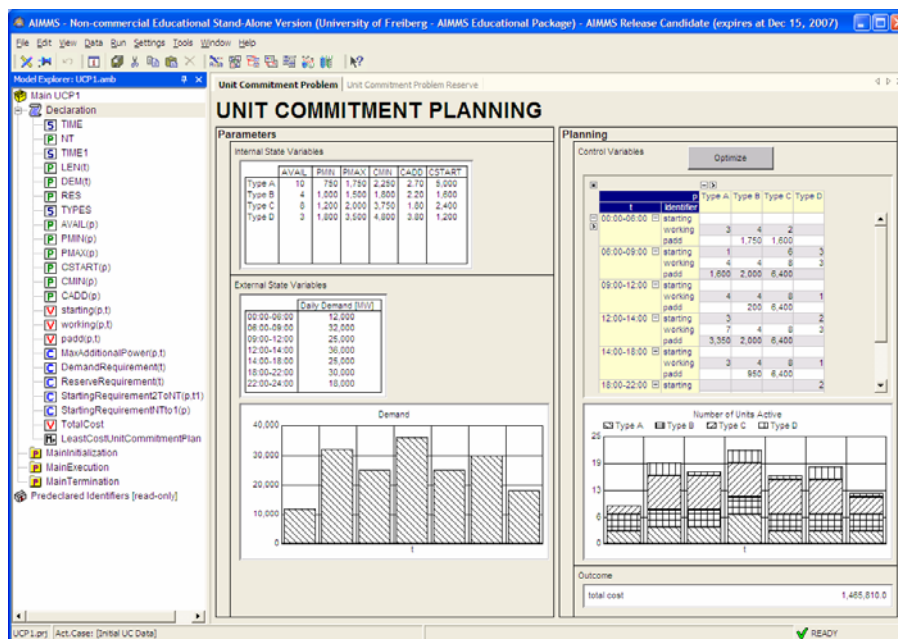


Abbildung 2: Optimierung des UPC mit der Grundversion des Planungssystems

Tatsächliche Kraftwerkssysteme sind allerdings häufig umfangreicher und die Planung umfasst mehr Perioden. So berichten [PZ07] von zwei ähnlich aufgebauten Modellen des









