

Forschungsbericht

**Optimierung eines
Portfolios mit hydro-
thermischem
Kraftwerkspark im
börslichen Strom- und
Gasterminmarkt**

Joachim Bagemihl

Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt

Von der Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Joachim Bagemihl
geboren in Geislingen a. d. Steige

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. E. Göde
Tag der Einreichung:	25. Januar 2002
Tag der mündlichen Prüfung:	04. November 2002

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Systemtechnische Grundlagen und Methoden (SGM)
Dr.-Ing. C. Schlenzig

2003

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Meiner Urgroßmutter
Rosa Ströhlein
1899 - 1986

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß danke ich für die Unterstützung meines Konzeptes, für die fachliche Betreuung, für hilfreiche Ratschläge bei der Fertigstellung der Arbeit sowie für die Übernahme des Hauptberichtes. Herrn Prof. Dr.-Ing. Eberhard Göde danke ich für die Übernahme des Koreferates. Ich danke Herrn Dr.-Ing. Christoph Schlenzig, der als Leiter der Abteilung "Systemtechnische Grundlagen und Methoden" am IER sowohl durch seinen fachlichen Rat als auch durch die Schaffung einer stets offenen und freundschaftlichen Arbeitsatmosphäre sehr zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat. Den Herren Dr.-Ing. Rainer Lux und Dr.-Ing. Nikolaus Kramer danke ich für die vielen kritischen fachlichen Diskussionen.

Mein besonderer Dank gilt den Kolleginnen und Kollegen am IER, hier insbesondere dem Entwicklungsteam um die Energieplanungssoftware MESAP, Frau Dipl.-Inf. (FH) Fiona Baumhögger, Herrn Dipl.-Ing. Ulrich Schellmann sowie Herrn Dipl.-Inf. (FH) Holger Beer, ohne deren wertvolle Hilfestellungen die Erstellung der Arbeit ungleich aufwändiger gewesen wäre. Ebenso danke ich Herrn Janis Achenbach für sein hohes Engagement in der bei mir angefertigten Studienarbeit zur Weiterentwicklung von PROFAKO.

Schließlich danke ich ganz besonders herzlich Herrn Dr.-Ing. Jörg-Michael Baur der Fachgruppe "Energieplanung in Entwicklungsländern", dessen fachlicher und freundschaftlicher Rat mir unersetzlich war.

München, im Februar 2003

Joachim Bagemihl

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis.....	V
Verzeichnis der Formelzeichen.....	VI
Kurzfassung.....	VII
Abstract	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung	2
1.2 Aufbau der Arbeit.....	4
2 Energiewirtschaft im Umbruch	5
2.1 Struktur der Energieversorgung in Deutschland vor der Liberalisierung	5
2.2 Gesetzliche Grundlagen	9
2.2.1 Die EU Binnenmarktrichtlinie	9
2.2.2 Novelle des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes	11
2.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Energiewirtschaft.....	11
2.4 Verbändevereinbarungen.....	14
2.4.1 Strom.....	15
2.4.2 Gas	18
2.5 Energiebörsen	18
2.5.1 Struktur und Regeln einer Börse.....	19
2.5.2 Strombörsen	20
2.5.3 Börsenprodukte	22
2.5.4 Strombörsen am deutschen Markt	25
2.6 Energiehandel	26
2.6.1 Organisationsstruktur des Energiehandels im liberalisierten Markt.....	27
2.6.2 Modelle zur Strompreisprognose	28
2.6.3 Portfolio- und Risikomanagement	30
3 Material und Methode	35
3.1 Modellgestützte Planung	35
3.1.1 Ausbauplanung	36
3.1.2 Einsatzplanung	36
3.1.3 Einsatz- und Handelsplanung im wettbewerblichen Umfeld	37
3.1.4 Lösungsverfahren.....	39
3.2 Modell zur Portfolio-Optimierung	44

3.2.1 Definition Portfolio-Optimierung	44
3.2.2 Auswahl eines Lösungsverfahrens	45
3.2.3 Mathematische Modellbildung.....	46
3.2.4 Terminkontrakte	56
3.2.5 Planungsablauf und Modellarchitektur	57
3.2.6 Aufbau des Jahresmodells	61
3.2.7 Aufbau des Monatsmodells	66
3.2.8 Spekulation.....	68
4 Fallstudie Portfolio-Optimierung.....	71
4.1 Modellspezifikation	71
4.1.1 Topologie Jahresmodell	72
4.1.2 Topologie Monatsmodell	74
4.1.3 Modelldaten.....	76
4.2 Marktpreisszenarien.....	81
4.3 Optimierungsergebnisse.....	84
4.3.1 Entwicklung des Portfolios gehaltener Terminkontrakte.....	84
4.3.2 Entwicklung der Fahrweise Grund- und Mittellastkraftwerke 1. - 7. März.....	86
4.3.3 Entwicklung der Speicherfahrweise.....	89
4.3.4 Hypothetischer Kraftwerkseinsatz am Beispiel 7. März 2001	91
4.3.5 Gewinnentwicklung durch Portfolio-Optimierung	94
4.4 Softwaretechnische Umsetzung in MESAP/PROFAKO.....	97
5 Schlußbetrachtung.....	99
Literaturverzeichnis	103

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Erwartete Entwicklung des europäischen Stromhandelsvolumens /RWE 1999/....	1
Abb. 2-1: Struktur der Stromversorgung in Deutschland 1997	6
Abb. 2-2: Europäischer Strompreisvergleich (Stand Januar 1999)	8
Abb. 2-3: Unbundling in der Energiewirtschaft	10
Abb. 2-4: Industriestrompreise (Durchschnitt).....	13
Abb. 2-5: Mittlere Netznutzungsgebühren unterschiedlicher Übertragungsnetzbetreiber....	16
Abb. 2-6: Sicherheitsleistungen und Cash-Settlement von Futures	23
Abb. 3-1: Linearisierte Kostenkennlinie	48
Abb. 3-2: Ablaufplan rollierende Portfolio-Optimierung.....	59
Abb. 3-3: Portfolioänderung durch Transaktionen.....	61
Abb. 3-4: Struktur Jahresmodell.....	63
Abb. 3-5: Entscheidungszeitpunkte für Terminkontrakte und Kraftwerke	65
Abb. 3-6: Schema des Monatsmodells	67
Abb. 3-7: Schematische Zusammensetzung einer Ganglinie	68
Abb. 4-1: Topologie Jahresmodell	73
Abb. 4-2: Topologie Monatsmodell	75
Abb. 4-3: Kontrahierte Summenlast Kunden Werkstage.....	79
Abb. 4-4: Kontrahierte Summenlast Kunden Wochenendtage	79
Abb. 4-5: Jährliche Verteilung der Zuflußmenge eines alpinen Hochspeichers	80
Abb. 4-6: Schlußkurse der EEX Terminpreise Baseload futures 1. - 7. März 2001	81
Abb. 4-7: Schlußkurse der EEX Terminpreise Peakload Futures 1.-7. März 2001	82
Abb. 4-8: Schlußkurse der IPE Terminpreise Gasfutures 1.- 7. März 2001.....	83
Abb. 4-9: Entwicklung Baseloadkontrakte.....	84
Abb. 4-10: Entwicklung Peakloadkontrakte.....	85
Abb. 4-11: Entwicklung Gaskontrakte	86
Abb. 4-12: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 1. März	87
Abb. 4-13: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 2. März	87

Abb. 4-14: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 5. März.....	87
Abb. 4-15: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 6. März.....	88
Abb. 4-16: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 7. März.....	88
Abb. 4-17: Speicherfüllstände Wasser zum Monatswechsel.....	90
Abb. 4-18: Speicherfüllstände Gas zum Monatswechsel.....	91
Abb. 4-19: Kraftwerkseinsatz/Portfolioänderung 6./7. März (April '01-Dezember '01).....	92
Abb. 4-20: Kraftwerkseinsatz/Portfolioänderung 6./7. März (Januar '02-September '02)	93
Abb. 4-21: Kosten- und Erlössituation 1. März 2001	94
Abb. 4-22: Gewinnentwicklung Szenario 1.-7. März 2001	96
Abb. 4-23: Gewinnentwicklung Szenario 7.-1. März 2001	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Kategorisierung der Nebenbedingungen /Slomsky 1990/.....	51
Tabelle 4-1: Technische Daten Kraftwerke	76
Tabelle 4-2: Technische Daten Speicher	76
Tabelle 4-3: Brennstoffkosten.....	77
Tabelle 4-4: Variable Kraftwerkskosten	77
Tabelle 4-5: Liefermenge in Abhängigkeit der Anzahl von Werktagen.....	78

Verzeichnis der Formelzeichen

A	Anzahl Abgaben
AKW,j(t)	Anfahrvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
B	Anzahl Bezüge
BBez,k(t)	Betriebsvariable des Bezugs k
BKW,j(t)	Betriebsvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
cBez,ab,k(t)	Betriebsabhängige Kosten von Bezug k
cop,ab,KW,j	Leistungsabhängige Kosten
cop,an,KW,j	Anfahrkosten
cop,ua,KW,j	Leistungsunabhängige Kosten
cP,Bez,k	Spezifischer Leistungspreis für Bezug
Dt	Zeitschrittlänge
gPS,PU,l	Wirkungsgrad der Pumpe des Pumpspeicherkraftwerks l
gPS,TU,l	Wirkungsgrad der Turbine des Pumpspeicherkraftwerks l
K	Anzahl Kraftwerke
KBez,k(t)	Kosten für den Bezug k
KOp,KW,j(t)	Betriebsabhängige Kosten der Eigenerzeugung j
KP,Bez,k	Gesamter Leistungspreis des Bezugs im Planungszeitraum
N	Anzahl der Zeitschritte im Planungszeitraum
P min,KW,j	Mindestleistung des Kraftwerks j
PAbg,i(t)	Leistung der Abgabe i
PBez,k (t)	Leistung des Bezugs k zum Zeitschritt t
PKW,j(t)	Aktuelle Leistung des Kraftwerks j
PLast (t)	Verbrauchsbedingte Stromnachfrage
Pmax,Bez,k	Maximal aufgetretener Leistungsbezug im Planungszeitraum
Pmax,KW,j	Maximale Leistung des Kraftwerks j
Pmax,TU,l(t)	Maximale Turbinenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l
Pmin,KW,j	Minimale Leistung des Kraftwerks j
PPS,PU,l(t)	Pumpenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l zum Zeitschritt t
PPS,TU,l(t)	Turbinenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l zum Zeitschritt t
PRes,min(t)	Vorzuhaltende Mindestreserveleistung
PSchlupf, KW,j	Leistungshilfsgröße für Kraftwerk j
PTU,l(t)	Turbinenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l
QZiel,Bez,k	Zielarbeitsmenge des Bezugs k im Planungszeitraum
Tmin,Betr,KW,j	Mindestbetriebszeit des Kraftwerks j (in Anzahl Zeitschritte)
Tmin,Still,KW,j	Mindeststillstandszeit des Kraftwerks j
U	Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke
VLeist,Änder,KW,j	Maximale Leistungsänderung des Kraftwerks j pro Zeitschritt
WPS,l(t)	Speichervolumen des Pumpspeicherkraftwerks l zum Zeitschritt t

Kurzfassung

Terminbörsen für Strom und Gas sind von grundlegender Bedeutung für die Planungsprozesse der durch das *Unbundling* geschaffenen Unternehmenszweige Erzeugung und Handel. Für die Kraftwerkseinsatzplanung bedeutet dies, daß nicht mehr primär die langfristige Lastprognose, sondern in zunehmendem Maße die Terminpreise der Futureskontrakte den Kraftwerkseinsatz bestimmen. Dem Stromhandel müssen zur Bewertung der Börsenprodukte hingegen die Kosten der Erzeugung im konzerneigenen Kraftwerkspark bekannt sein. Da sich aber beide Akteure wechselseitig beeinflussen, muss der Kraftwerkseinsatz gemeinsam mit dem Stromhandel koordiniert werden, um zu einem gesamtwirtschaftlichen Optimum im Konzern zu gelangen.

Die vorgestellte Methode zur Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark erlaubt dem Konzern die Identifizierung eines optimalen Geschäftsportfolios, in dem mit Ausnahme nicht ausgelasteter Kraftwerkskapazitäten keine offenen Positionen zugelassen werden. Ausgehend von einem hydro-thermischen Kraftwerkspark mit Jahresspeicherkapazitäten für Wasser und Gas kann unter Berücksichtigung von Restriktionen, wie begrenzten Gas-/Strom-Durchleitungskapazitäten und Limits auf Handelsmengen, bei signifikanten Änderungen der Terminpreise die jeweils gewinnoptimale Veränderung im Portfolio identifiziert werden. Aufgrund der vielfältigen Freiheitsgrade, die ein solches hydro-thermisches System aufweist, ist es auf Basis des vorgestellten Verfahrens möglich, allein durch die Marktpreisbewegungen der unterschiedlichen börslich gehandelten Produkte im täglichen Handelsgeschäft, zusätzliche Margen zu erwirtschaften.

Die langen Planungshorizonte, vorgegeben durch die Laufzeiten der Produkte an Terminbörsen (EEX bis 18 Monate), bedingen bei der Optimierung hohe Rechenzeiten und erfordern daher oft problemangepaßte Algorithmen wie etwa die Langrange Relaxation. Durch das Auftreten neuer Handelsprodukte und die häufige Veränderung der Vertragsformen kann mit diesen Algorithmen nur schwer entsprechend flexibel reagiert werden, da die Anpassung meist mit hohem Aufwand verbunden ist. Das Standardverfahren der Gemischt-Ganzzahlig-Linearen Programmierung (GGLP) bietet hier entscheidende Vorteile, da der dabei verwendete Lösungsalgorithmus Branch & Bound unabhängig von der Problemstellung angewendet werden kann. Die vorgestellte Methode basiert auf einem Dekompositionsansatz im Zeitbereich, so daß die für schnelle Reaktionszeiten nötigen Rechenzeiten von wenigen Minuten erreicht werden können.

Das System zur Optimierung des Portfolios wurde mit dem Energiemanagementsystem MESAP/PROFAKO realisiert.

Abstract

Financial futures markets for electricity and gas play a crucial role for the business units generation and trading. The unbundling process that came along with liberalisation now distinctively separates these units that were formerly combined in the vertically integrated utilities. This has an impact on unit commitment planning, because the importance of long-term load forecast is now secondary to the significance of the market prices on the futures market. In addition traders need to know the costs of generation in order to rate the products of the market. Since both actors influence one another, unit commitment needs to be coordinated together with the trading business to achieve maximum benefits for the entire group.

The method of portfolio-optimisation permits the identification of an optimal product portfolio in which, with the exception of non-contracted power plant capacities, no open positions are allowed. Based on a hydro-thermal power plant park with seasonal storage facilities for water and gas, the method also identifies the necessary changes in the portfolio under changing market prices, while observing all restrictions such as trading limits and transportation capacities. Due to the great variety of the degrees of freedom that a such a system offers, it is possible to obtain systematic benefits in the daily trading business.

Long planning horizons, set by the duration of financial products that are traded at the energy exchange (EEX up to 18 months), imply long computation time and therefore often rely on problem specific algorithms for speeding up computation like e.g. Lagrangian Relaxation. The appearance of new products and the frequent alteration of contracts require an adaption of these algorithms, which often incurs high expenses. The standard method of Mixed Integer Linear Programming (MILP) offers significant advantages, since the Branch & Bound algorithm can be applied independently of the exact problem structure. The method introduced here is based on a decomposition in time of the problem and permits the identification of an optimal portfolio in short computation time.

The system is implemented with the MESAP/PROFAKO Energy planning software system.

1 Einleitung

Der weltweite Stromverbrauch wird in den nächsten Jahrzehnten doppelt so schnell wachsen wie die Weltbevölkerung. Einer Studie der IEA zufolge wird der globale Stromkonsum von gegenwärtig 12 Billionen kWh auf 22 Billionen kWh im Jahr 2020 steigen, der globale Verbrauch von Erdgas von gegenwärtig 2300 Mrd. m³ wird ähnlich stark anwachsen. In der EU wird bei Strom von einem Anstieg von 2030 TWh im Jahr 1995 um über 50% auf 3124 TWh im Jahr 2020 ausgegangen, die Steigerungsrate bei Erdgas liegt bei etwa 60% /EU Commission 1999/.

Die am 19.2.1997 verabschiedete EU Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie sollte die Grundlage für die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf den Weltmärkten durch eine kostengünstigere Versorgung mit Energie, vor allem mit den leitungsgebundenen Energieträgern Elektrizität und Gas schaffen. Dazu wurden Wettbewerbsselemente in diesem bis dato durch Monopole geschützten Markt eingeführt. Die EU Mitgliedsstaaten wurden aufgefordert, die in der Richtlinie enthaltenen Mindestanforderungen binnen zweier Jahre in nationales Recht umzuwandeln. In Deutschland wurden sowohl der Strom- als auch der Gasmarkt durch die Neufassung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) /EnWG 1998/ vom 29.4.1998 sowie der Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vom 1.1.1999 vollständig liberalisiert.

Die deutsche Energiewirtschaft erfährt dadurch derzeit gravierende strukturelle Veränderungen. Durch die Entstehung von Energiebörsen wird der Planungsprozess in der Energiewirtschaft künftig weniger stark von technologischen Aspekten der Eigenerzeugung, als vielmehr durch die Marktpreise des Handels im europäischen Kontext bestimmt werden. Die erwartete Zunahme des Stromhandels in Westeuropa ist in Abb. 1-1 dargestellt.

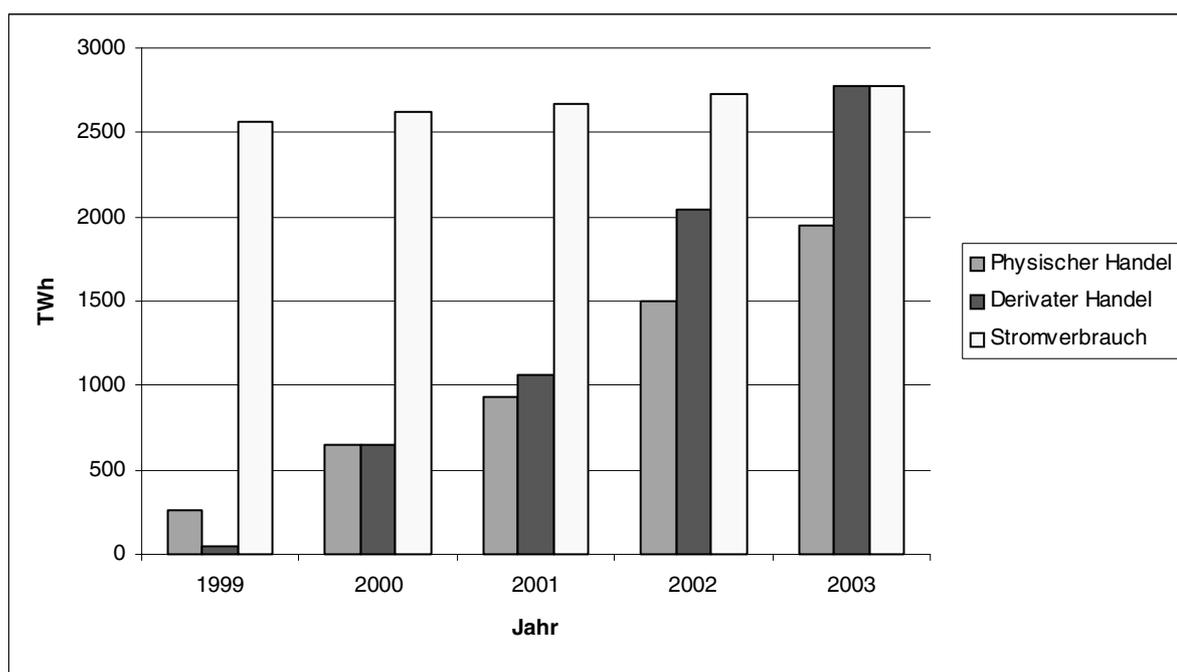


Abb. 1-1: Erwartete Entwicklung des europäischen Stromhandelsvolumens /RWE 1999/

Daraus ist zu entnehmen, daß der gesamte Stromverbrauch in Westeuropa in den kommenden Jahren zwar nur geringfügig wachsen wird, der physische Stromhandel im Jahr 2002 aber bereits volumenmäßig auf über 50 % des Gesamtverbrauches steigt und von der derivaten Handelsmenge noch übertroffen wird. Beim Erdgas wird in den nächsten 10 Jahren mit einer Verdopplung der aktuellen Handelsmenge gerechnet /Detourne 2000/.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes und die damit einhergehende Entstehung von Strom- und Gasbörsen für den Handel mit Spotmengen und Terminkontrakten hat grundlegende Konsequenzen für die durch das Unbundling geschaffenen Unternehmenszweige Erzeugung und Handel eines ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens (EVU).

War für die Planung bislang in erster Linie die zu deckende Last relevant, welche aufgrund geschlossener Versorgungsgebiete vergleichsweise gut zu prognostizieren war, so bestimmen nun in hohem Maße aktuelle und zukünftige Marktpreise den Stromhandel und den Kraftwerkseinsatz. Die zuverlässige Prognose zukünftiger Großhandelspreise ist jedoch praktisch nicht möglich. Die Planungsgrundlage bilden daher die Preise von Terminkontrakten, diese sind das zentrale Bewertungsinstrument für eine marktorientierte Unternehmenssteuerung in der Strombranche /Fischer 2000/. Die Kraftwerkseinsatzplanung entwickelt sich damit weg vom reinen Lastdeckungsgedanken, hin zu einer permanenten Mark-to-Market Bewertung aller Assets im Geschäftsportfolio, welches den gesamten Kraftwerkspark, Brennstoff- und Strombezugs- sowie Lieferverträge der Kraftwerksgesellschaft umfasst. Für den Stromhandel sollten zur Bewertung der Terminpreise ebenso die Kosten der Erzeugung in konzerneigenen Assets bekannt sein. Da die Kosten der Kraftwerksgesellschaft für die (zusätzliche) Stromerzeugung stark von den bereits eingegangenen Verpflichtungen und damit vom bisher geplanten Kraftwerkseinsatz abhängen, können interne Verrechnungspreise für an den Stromhandel zu liefernde Mengen pauschal nicht optimal gestaltet werden, wenn feste Margen für die Kraftwerksgesellschaft unabhängig von der Fahrweise zugrundegelegt werden. Die Ermittlung der tatsächlichen Differenzkosten etwa durch den Kauf Verkauf eines zusätzlichen Produktes und somit einer Veränderung des Portfolios können nur dann exakt ermittelt werden, wenn die dadurch insgesamt veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks berücksichtigt wird.

Das hier vorgestellte System zur Optimierung des Portfolios geht davon aus, daß der Gewinn aus Sicht des Konzerns nur dann optimal ist, wenn Stromhandel und Kraftwerkseinsatz integriert optimiert werden.

Aufgrund der Tatsache, daß Strom im großtechnischen Maßstab nicht unmittelbar speicherbar ist, resultiert die im gesamten Commoditymarkt bei weitem höchste Preisvolatilität. Dies birgt für die beteiligten Akteure hohe Risiken. Unternehmen, die über mittelbare Speicherkapazitäten wie Pumpspeicherkraftwerke verfügen, eröffnet sich dadurch jedoch die Chance, systematisch Gewinne zu realisieren. Das vorgestellte System zur Portfolio-Optimie-

nung ermöglicht es Unternehmen mit hydro-thermischer Erzeugung und saisonalen Speicherkapazitäten, börsentäglich allein aufgrund unspezifischer Preisbewegungen der Terminprodukte, zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften, ohne einem Preisrisiko ausgesetzt zu sein. Diese Betrachtungsweise setzt allerdings voraus, daß nicht ausgelastete Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, die eine spezielle Art von Optionen mit technischen Restriktionen darstellen, nicht mark-to-market bewertet werden.

An der European Energy Exchange in Frankfurt (EEX) werden Zeithorizonte mit Produkten von bis zu 18 Monaten abgedeckt. Die Handelsprodukte werden in einem kontinuierlichen Verfahren gehandelt, so daß mehrmals täglich signifikante Preisbewegungen stattfinden und mit der vorgestellten Methode Gewinne realisiert werden können.

Ein hydro-thermisches Portfolio, bestehend aus thermischen und Pumpspeicherkapazitäten, saisonalen Gasspeichern sowie langfristigen Verträgen mit *Take-or-Pay* Mengen ist langfristigen zeitschrittübergreifenden Restriktionen unterworfen, die sich durch die Einhaltung von Arbeitsmengen und verfügbaren Durchleitungskapazitäten für Strom und Gas sowie durch die Speicherbewirtschaftung unter Berücksichtigung natürlicher Wasserzuflüsse ergeben. Daher ist zur Identifikation des optimalen Portfolios die geschlossene Betrachtung des gesamten Zeithorizonts, über den die Futures gehandelt werden, notwendig. Gleichzeitig müssen zur Bestimmung der Kraftwerksfahrweise technische, über wenige Stunden zeitlich koppelnde Restriktionen, wie etwa Mindestbetriebszeiten oder Laständerungsgeschwindigkeiten, berücksichtigt werden, was adäquat nur durch die Modellierung in zeitlich hoher Auflösung erfolgen kann.

Lange Planungshorizonte in hoher zeitlicher Auflösung bedingen mit den gängigen Optimierungsmethoden hohe Rechenzeiten. Daher werden zur Rechenzeitreduzierung problem-spezifisch angepaßte Algorithmen verwendet. Die Liberalisierung bringt in verstärktem Maße neue Handelsprodukte und variable Vertragsformen mit sich, deren neue Abbildung jeweils die aufwendige Anpassung dieser Algorithmen erfordern würde. Das Standardverfahren der Gemischt-Ganzzahlig Linearen Programmierung (GGLP) bietet diesbezüglich entscheidende Vorteile. So kann der dabei hauptsächlich eingesetzte Lösungsalgorithmus Branch & Bound (B&B) unabhängig von der Problemstellung des GGLP Problems angewendet werden. Weiterhin existieren eine Reihe von leistungsfähigen kommerziellen Solvern auf dem Markt.

Nachteilig ist hierbei, daß die Rechenzeit exponentiell mit der Anzahl der Zeitschrittvariablen, also der Länge des Planungshorizonts in Verbindung mit der zeitlichen Auflösung des Modells, steigt. Insbesondere im Handelsgeschäft sind jedoch kurze Rechenzeiten entscheidend.

Selbst bei Verwendung von typischen Tagen zur Reduktion der Anzahl der Zeitschrittvariablen ist eine geschlossene Optimierung über diesen langen Zeitraum mit der GGLP unter Einhaltung der Anforderungen an Rechenzeiten und Genauigkeit nicht realisierbar. Einen Lösungsansatz stellt die zeitliche Dekomposition des Problems und die anschließende sukzessive Optimierung der Teilprobleme dar.

Dazu wird zunächst der optimale Speicherstand der im System befindlichen Speicherkapazitäten für Strom und Brennstoff zum Monatswechsel über den gesamten Planungshorizont von 18 Monaten ermittelt. Ausschlaggebend für die optimale Speicherfahrweise sind in erster Linie die Preise auf dem Terminmarkt sowie die zeitschrittübergreifenden Randbedingungen des Kraftwerksparks. Dem dazu verwendeten Modell liegt eine vereinfachte Abbildung des Kraftwerksparks auf Typtagbasis zugrunde, die für diese Problemstellung ausreichend ist.

Danach wird unter Berücksichtigung der so ermittelten Speicherstände sowie der Lastganglinien der zu versorgenden Endkunden, die monatliche Fahrweise des detaillierten Kraftwerksparks auf Typtagbasis in hoher zeitlicher Auflösung ermittelt.

Ergebnisse der Optimierung sind, neben der hypothetischen Fahrweise des Kraftwerksparks, die dann neuen optimalen *short*- (Kauf) und *long*- (Verkauf) Positionen aller Terminkontrakte, sowie die sich daraus ergebende Gesamtgewinnsituation.

1.2 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 erläutert zunächst die Struktur der Energiewirtschaft in Deutschland vor der Liberalisierung. Daran anschließend werden die wichtigsten Punkte der EU Binnenmarktrichtlinie, der Neufassung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes und der Verbändevereinbarung zur Netznutzung erläutert und ihre Auswirkungen auf die Energiewirtschaft dargestellt. Weiterhin behandelt Kapitel 2 die durch das Unbundling hervorgerufenen Auswirkungen in Bezug auf den Planungsprozess eines EVU's. Abschließend werden die neuen Marktplätze Terminbörse und Spotmarkt, die ihnen zugrundeliegenden Marktmodelle sowie die üblicherweise an Energiebörsen gehandelten Produkte dargestellt.

Kapitel 3 beschreibt zunächst die Methode der Gemischt Ganzzahlig linearen Programmierung, mit den für die Kraftwerkseinsatzoptimierung relevanten mathematischen Restriktionsgleichungen. Daraufhin werden die gängigsten Lösungsalgorithmen vorgestellt mit einem Fokus auf den sog. Branch-and-Bound Algorithmus, welcher im dargestellten System eingesetzt wird.

Der zweiten Teil des dritten Kapitels beschreibt die Methode zur Erstellung eines gewinn-optimalen Portfolios, welches Assets beinhaltet, die lang- und kurzfristigen Restriktion unterliegen.

In Kapitel 4 wird die Methode anhand einer Fallstudie mit einem exemplarischen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von Strom- und Gasterminkontrakten umgesetzt. Dies beinhaltet die Gewinnentwicklung des optimalen Portfolios über mehrere Tage unter unterschiedlichen Terminpreisentwicklungen.

Kapitel 5 beinhaltet die Schlußbetrachtung und den weiteren Ausblick.

2 Energiewirtschaft im Umbruch

Im folgenden Kapitel wird die Struktur der Energiewirtschaft in Deutschland vor der Liberalisierung skizziert, die Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen auf europäischer und nationaler Ebene dargestellt sowie die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Energiewirtschaft im Allgemeinen und auf den Planungsprozess im EVU im Besonderen erläutert.

2.1 Struktur der Energieversorgung in Deutschland vor der Liberalisierung

Im Gegensatz zur nichtöffentlichen Stromversorgung, welche die industrielle Eigenerzeugung und Bahnstromversorgung mit einem Erzeugungsanteil von etwa 15 % umfaßt, ist die öffentliche Stromversorgung in Deutschland durch eine pluralistische, historisch gewachsene, dezentrale Struktur mit etwa 1000 Energieversorgungsunternehmen sehr unterschiedlicher Größe und Besitzverhältnisse gekennzeichnet /Voß 1999/. Diese EVU sind mehrheitlich in der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) zusammengeschlossen.

Etwa 80 % der gesamten verbrauchsbedingten Stromnachfrage (rund 500 TWh/a) werden durch vormals 8 überregional operierende EVU erzeugt, deren Anteil an der direkten Belieferung der Endverbraucher 1997 bei 33 % lag (Abb. 2-1). Diese überregionalen EVU, üblicherweise als Verbundunternehmen bezeichnet, sind in der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) zusammengeschlossen und betreiben das 380 kV-Höchstspannungsnetz. Daneben existieren etwa 40 sogenannten Regionalunternehmen. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung betrug 1997 9 %, der Anteil an der Belieferung der Endverbraucher belief sich auf etwa 36 %. Etwa 600 kommunale Versorgungsunternehmen führen die örtliche Stromversorgung in Gemeinden, Städten und Landkreisen durch, oftmals im Querverbund mit der Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgung. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung lag 1999 bei 11 %, an der unmittelbaren Belieferung der Endverbraucher bei 31 % /Hagenmayer 1999/.

Am Kapital der Unternehmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung waren 1997 sowohl die öffentliche Hand, wie Gemeinden, Landkreise sowie einige Bundesländer, als auch private Investoren beteiligt. Die Gruppe der gemischt-wirtschaftlichen Unternehmen hatte mit 65 % den höchsten Anteil an der Stromerzeugung, bzw. -verteilung. Die Unternehmen der öffentlichen Hand, in der Regel Stadtwerke, standen mit über 20 % Anteil an der Stromerzeugung an zweiter Stelle.

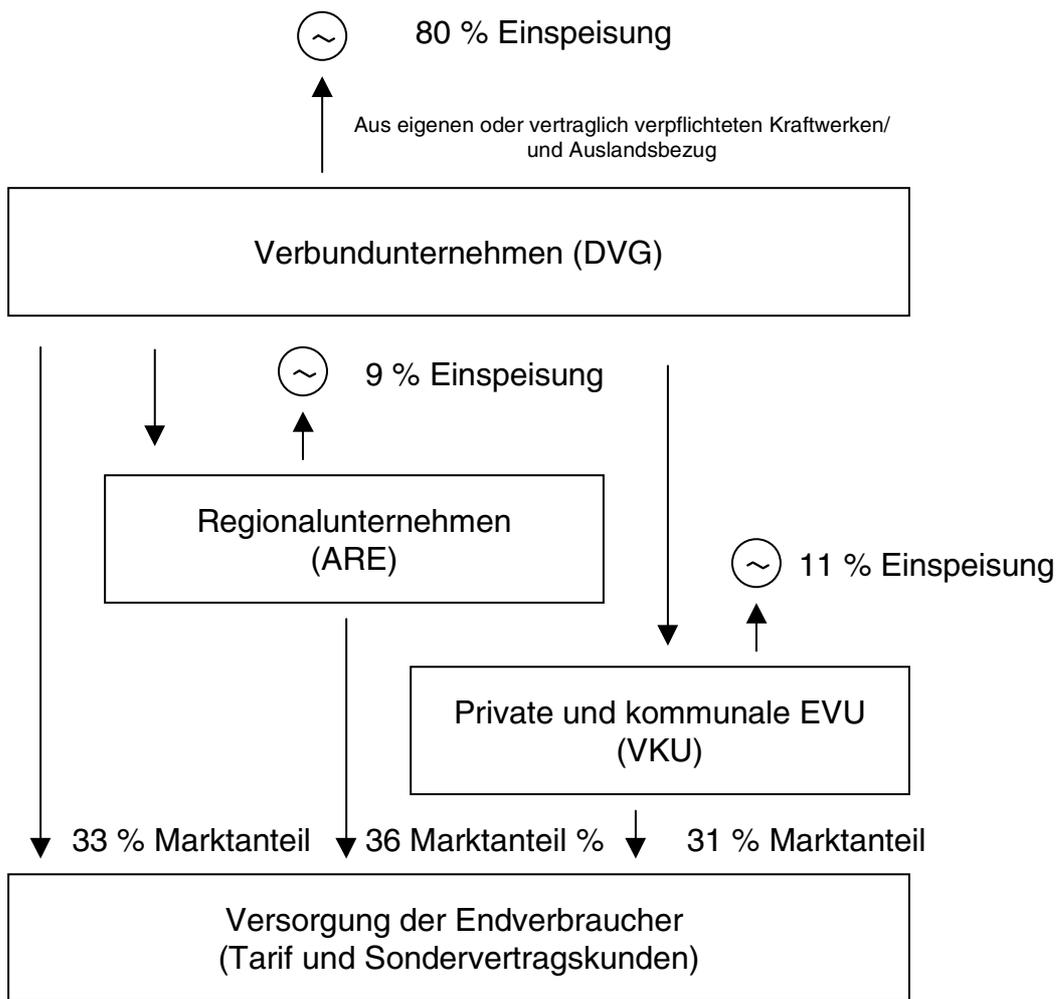


Abb. 2-1: Struktur der Stromversorgung in Deutschland 1997

Die Stromeinspeisung durch private oder industrielle Kraftwerksbetreiber konnte sowohl bei Verbundunternehmen als auch bei Regional- oder Kommunalunternehmen erfolgen und wurde vom örtlichen Netzbetreiber vergütet. 1997 betrug die jährliche Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung rund 20 TWh, was 4 % der gesamten verbrauchsbedingten Stromnachfrage entsprach. Dabei stammten rund 80 % der gesamten Einspeisung aus industriellen Kraftwerken und etwa 20 % aus der Nutzung regenerativer Energien.

Flankiert durch die Neufassung des Stromeinspeisegesetzes im März 2000 /EEG 2000/ erlebt die Stromeinspeisung aus regenerativen Energiequellen derzeit insgesamt einen Boom: Von 27 TWh im Jahr 1998 stieg die Einspeisung 1999 auf etwa 31 Mrd. TWh, für die Zukunft werden weiterhin überproportionale Wachstumsraten erwartet /Allnoch 2000/.

Im Bereich des Verteilungs- und Transportnetzes hat sich in Deutschland ein 4-Ebenen-System durchgesetzt. Die Höchstspannungsebene mit dem 380 und 220 kV-Netz nimmt zentrale Verbund- und Übertragungsaufgaben wahr. Diese Spannungsebene stellt aufgrund der ho-

hen Übertragungskapazität einen integralen Bestandteil des westeuropäischen Verbundnetzes dar und ist Anschlussebene für große Kraftwerksblöcke. Die der Höchstspannungsebene unterlagerte Hochspannungsebene (110 kV) ist zur Begrenzung der Kurzschlussleistung in eine Vielzahl von Netzen unterteilt. Die 110-kV-Netze übernehmen im Wesentlichen die Übertragung von den Netzknotenpunkten der Höchstspannungsebene und den Einspeisepunkten von Kraftwerken kleinerer Blockgröße (bis üblicherweise 150 MW_{el}) zu den lokalen Lastschwerpunkten. Mittelspannungsnetze (10 und 20 kV) sind ausschließlich Verteilernetze. Dabei wird die Nennspannung von 20 kV bevorzugt in weniger dicht besiedelten Gebieten eingesetzt; 10 kV-Netze kommen hauptsächlich in städtischen Gebieten mit hoher Lastdichte zur Anwendung. Die Mittelspannungsnetze versorgen die Ortsnetzstationen, in denen die Abspannung auf die Endverbraucherspannung (0,4 kV, Niederspannungsebene) erfolgt. Insgesamt werden etwa 80% der durch die öffentliche Stromversorgung gedeckten Nachfrage aus der Mittel- und Niederspannungsebene beliefert; die übrigen 20 % werden direkt aus der Hoch- und Höchstspannungsebene versorgt /Hagenmayer 1999/. Die Stromnachfrage in Deutschland ist hauptsächlich durch wetterbedingte Faktoren, wie Außentemperatur und Helligkeit sowie durch periodische Einflüsse wie Arbeitszeiten etc. gekennzeichnet. In der Energienachfrage ergeben sich dadurch ausgeprägte periodische tages-, wochen- und jahreszeitliche Muster.

Die Stromversorgung in Deutschland war bisher durch das Prinzip der geschlossenen Versorgungsgebiete geprägt. Diese wurden durch Konzessionsverträge und Demarkationsverträge gesichert. Gemäß § 103 Abs. 1 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) waren diese Verträge vom Kartellverbot freigestellt. Endkunden sowie auch Verteiler EVU konnten dadurch ihren Versorger nicht frei wählen. Die Monopolisierung der Energieversorgung mit dem Versorgungsnetz als natürlichem Monopol war während des Aufbaus der Infrastruktur der Energieversorgung gerechtfertigt, um die erforderlichen hohen Kapitalinvestitionen abzusichern. Die von den EVU geforderten Preise für Tarifkunden unterlagen der staatlichen Preisaufsicht. Die Höhe der Tarife ergab sich, ebenso wie der dem Unternehmen zugestandene Gewinn, in Abhängigkeit von den Kosten der Erzeugung. Dies begünstigte den Aufbau von Überkapazitäten und führte in Deutschland im europäischen Vergleich zu hohen Gas- und Strompreisen. Abb. 2-2 zeigt einen Vergleich der rechnerischen monatlichen Kosten für die Versorgung eines 4-Personen Haushaltes mit einem für Deutschland typischen Jahresverbrauch von 3500 kWh. Wenn berücksichtigt wird, daß der typische durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch in den Ländern Portugal und Italien deutlich geringer ist, so zeigt sich, daß Deutschland bei der Belastung der Haushalte im Spitzenfeld liegt /VDEW 1999/.

Gas ist ebenso wie Strom ein leitungsgebundener Energieträger, der jedoch im Gegensatz zur Elektrizität gut und nahezu verlustfrei speicherbar ist. Der Jahresverbrauch an Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland steigt kontinuierlich mit etwa 1,5 %/a an und belief sich 1999 auf rund 90 Mrd. m³, dabei betrug der Anteil des Gases an der Stromerzeugung etwa 10 % und im Wärmemarkt 37 %. Der Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch beträgt derzeit ca. 26 %, davon entfallen jeweils 40 % auf die Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und etwa

20 % auf die privaten Haushalte /AG Energiebilanzen 2000/.

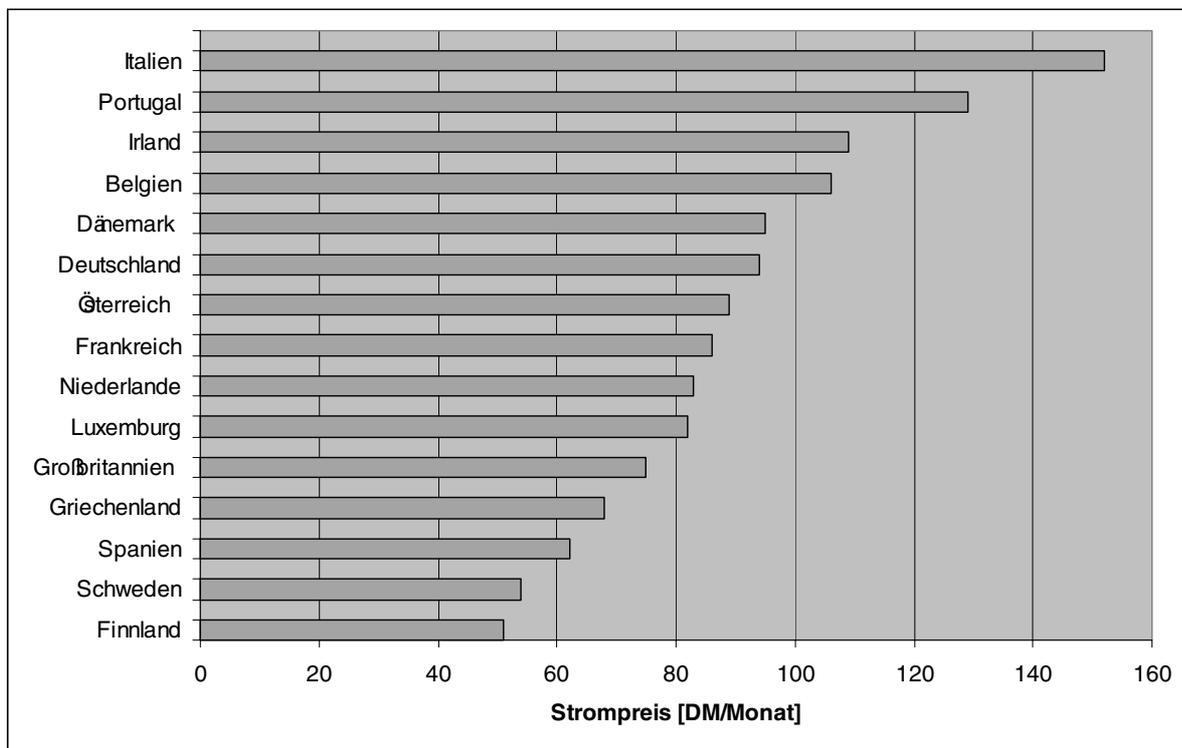


Abb. 2-2: Europäischer Strompreisvergleich (Stand Januar 1999)

Die Anbieterstruktur im Gasmarkt weist große Parallelen zum Strommarkt auf, da sie gleichermaßen pluralistisch geprägt ist. Es lassen sich ebenso drei Ebenen der Versorgung wiederfinden. Etwa 10 Unternehmen beziehen Erdgas auf der sogenannten Importstufe: Von Russland 35 %, den Niederlanden 22 %, Norwegen 19 % sowie Dänemark und Sonstige 3 %. Die restlichen etwa 21 % werden im Inland gefördert /Esser-Scherbeck 2000/. Auf der Regionalstufe existieren rund 60 Unternehmen. Etwa 7000 Stadtwerke bieten dem Endverbraucher auf kommunaler Ebene Erdgas an. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, war bislang der Gaspreis, sowohl auf der Importstufe als auch beim Endverbraucher, zeitlich verzögert an den Rohölpreis gekoppelt. Durch das Auftreten neuer Wettbewerber und die Entstehung von Gasbörsen werden jedoch künftig wahrscheinlich auch Verträge mit Fixpreisen angeboten werden. Neue Player wie unabhängige Broker werden ebenso aktiv werden wie ausländische Gas- und Multi-Utility Konzerne, die bereits über Erfahrungen in den schon liberalisierten Gasmärkten Großbritannien und den USA verfügen.

Bei den Gasnetzen unterscheidet man Interkonnektoren, welche Staaten oder gar Kontinente miteinander verbinden, Ferngasleitungen sowie die Verteilnetze zum Endverbraucher. Netzknotenpunkte nennt man analog zu Stromnetzen ebenfalls Hubs /Dudenhausen 1998/. Von besonderer strategischer Bedeutung für die Erdgaswirtschaft sind große natürliche Erdgas-

speicher, welche in Form von Salz- und Felskavernen oder als ausgeförderte Erdgaslagerstätten existieren.

2.2 Gesetzliche Grundlagen

Die gesetzlichen Grundlagen der Liberalisierung bilden die europäische Binnenmarktrichtlinie und die Novelle des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes.

2.2.1 Die EU Binnenmarktrichtlinie

Durch die Globalisierung der Weltwirtschaft stehen Märkte zunehmend miteinander in Konkurrenz. Der dadurch entstehende Kostendruck führte in der Vergangenheit bereits zur Deregulierung und Privatisierung einstmaliger Monopolbereiche wie z.B. Luftfahrt oder Telekommunikation. Diesen Reformvorhaben liegt die Überzeugung zugrunde, daß Wettbewerb als Ordnungsprinzip am ehesten dazu geeignet ist, Strukturveränderungen herbeizuführen. Die Reformen haben das Ziel, unausgeschöpfte Rationalisierungspotentiale zu erschließen, suboptimale Unternehmensgrößen zu vermeiden und Monopolrenten abzuschaffen. Die am 19.2.1997 verabschiedete EU Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie sollte die Grundlage für die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf den Weltmärkten schaffen. Erreicht werden sollte dies durch eine kostengünstigere Versorgung mit Energie, vor allem mit den Energieträgern Elektrizität und Gas. Geplant war, Wettbewerbselemente in diesem bis dato durch Monopole geschützten Markt einzuführen. Die Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten, die darin enthaltenen Anforderungen binnen zweier Jahre in nationales Recht umzusetzen. Wichtigste Punkte der Richtlinie sind es, einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Elektrizitätsnetzen, vorgeschriebene Mindestquoten sukzessiver Marktöffnung für die Belieferung der Endkunden sowie das sogenannte *Unbundling* von vertikal integrierten Unternehmen sicherzustellen. Unter *Unbundling* (engl.: Entflechtung) wird die buchhalterische Trennung der Bereiche Stromerzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb bei vertikal integrierten Unternehmen verstanden. Abb. 2-3 stellt die Entflechtung eines EVU in die einzelnen Funktionseinheiten mit ihren wichtigsten Beziehungen dar. Grundsätzlich wird durch das Unbundling die Aufteilung der Energieversorgung in eine physikalische Ebene und eine Monetär/Informativische Ebene erreicht. Nach wie vor erfolgt die tatsächliche physikalische Versorgung des Kunden über das Verteilnetz und das dem vorgelagerten Transportnetz zum nächstgelegenen Kraftwerk. Der Endkunde geht eine Vertragsbeziehung zur einer Vertriebsgesellschaft ein. Diese ordert entsprechende Mengen auf Basis von individuellen Lastprognosen -für Sondervertragskunden- und standardisierten Ganglinien -für Tarifkunden- bei der vorgelagerten Handelsgesellschaft, welche Ihrerseits dazu beim eigenen Erzeuger, an der Börse oder mit Dritten Handelsgeschäfte eingeht. Erfolgt die Versorgung des Endkunden durch Dritte, muß vom neuen Versorger dafür Sorge getragen werden, daß eine entsprechende Menge in das Netz eingespeist wird. Dazu muß diesem der Zugang zum Netz gewährt werden.

Diskriminierungsfreier Zugang bedeutet die Bereitschaft der Netzbetreiber, ihre Netze anderen Unternehmen für Durchleitungen zur Verfügung zu stellen, und zwar zu Konditionen, die nicht ungünstiger sind, als sie in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihrer Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.

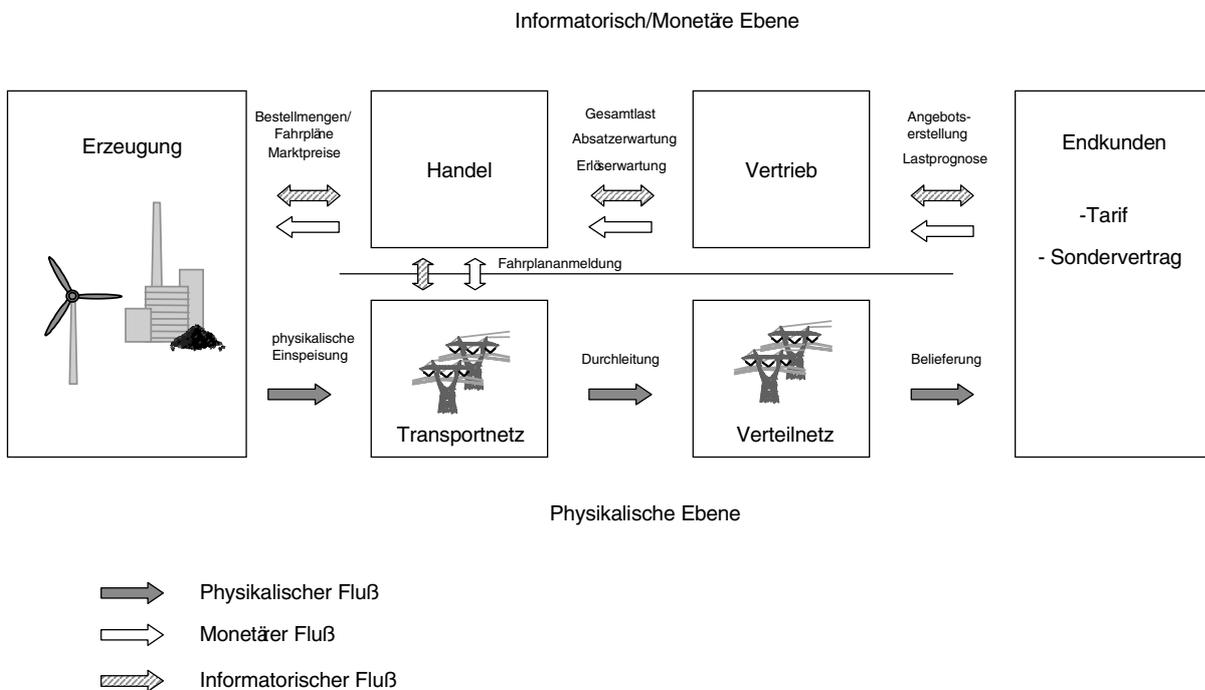


Abb. 2-3: Unbundling in der Energiewirtschaft

Für die Organisation des Netzzugangs sind in der EU Richtlinie zwei prinzipiell unterschiedliche Verfahren vorgesehen, das *Single Buyer* Prinzip sowie der *NTPA* (Negotiated Third Party Access). Beim *Single Buyer* (Alleinabnehmer-) Prinzip bleibt der Endkunde weiterhin formal Netz- und Vertriebskunde des bisherigen Versorgers, wird aber zu den Konditionen des neuen Lieferanten versorgt. Dieser beliefert nun wiederum den Single Buyer. Beim *NTPA* stehen neuer Lieferant und Endkunde in direktem Vertragsverhältnis und entrichten dem Netzbetreiber ein angemessenes Durchleitungsentgelt.

Die EU-Binnenmarktrichtlinie Gas wurde am 11.5.1998, also über 1 Jahr nach der Binnenmarktrichtlinie Strom, verabschiedet. Die Kernstücke der Richtlinien sind im Wesentlichen identisch, d.h. auch hier werden die Mitgliedsländer aufgefordert, durch nationale Gesetzgebung dafür zu sorgen, daß eine Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen stattfindet und daß die Transportnetze den Mitbewerbern diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden.

2.2.2 Novelle des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes

Am 29.4.1998 trat in Deutschland die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in Kraft. Das Gesetz übertrifft die Anforderungen der EU Richtlinie dahingehend, daß es die sofortige und vollständige Öffnung des Marktes für die Versorgung für Endverbraucher vorschreibt. Das grundlegend reformierte Energiewirtschaftsgesetz bildet nun gemeinsam mit den verschiedenen energiewirtschaftlichen Rechtsverordnungen, wie der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), den Verordnungen über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitäts- bzw. Gasversorgung von Tarifkunden (AVBEltV bzw. AVBGasV) und der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) den Rechtsrahmen der deutschen Energiewirtschaft. Das Gesetz hebt die kartellrechtliche Freistellung von Demarkationsverträgen und ausschließlichen Konzessionsverträgen auf. Dadurch wird der Bau paralleler und zusätzlicher Versorgungsleitungen durch Dritte ermöglicht. Der Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt nach dem System des verhandelten Netzzugangs (*NTPA*), das EnWG überlässt die genaue Ausgestaltung zunächst jedoch dem freien Spiel der Kräfte. Um einem eventuellen späteren staatlich regulierten Netzzugang vorzubeugen, wurde in Deutschland unter Beteiligung der Elektrizitätsversorger, der industriellen Verbraucher und der industriellen Eigenerzeuger eine Verbändevereinbarung zur Festlegung des Netzzugangs und der Durchleitungsgebühren beschlossen.

Weitere rechtliche Neuerungen sind die Förderung regenerativer Energien, geregelt im Erneuerbare-Energien-Gesetz /EEG 2000/ sowie die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im sogenannten Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz¹ /KWK 2000/. Ziel dieser Gesetze ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes und der Ressourcenschonung gemäß den Zielen der Europäischen Union die Entwicklung im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung zu unterstützen. Diese Gesetze verpflichten den lokalen Netzbetreiber, regenerativ oder in KWK erzeugten Strom aufzunehmen und nach festen Preisen zu vergüten, welche über Marktpreisniveau konventioneller Erzeugung liegen. Um Netzbetreiber mit hohem Einspeiseanteil nicht zu benachteiligen, wird der Differenzbetrag gemeinsam von allen Netzbetreibern aufgebracht und über die Netznutzungsentgelte letztlich wieder vom Endverbraucher erhoben.

2.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Energiewirtschaft

Die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Energiewirtschaft sind sehr weitreichend. Da nun nur noch Transport- und Verteilungsnetze als Monopolbereiche angesehen werden können, entfaltet sich der Wettbewerb sowohl am Beginn als auch am Ende der Wertschöpfungskette, also bei der Erzeugung, dem Handel und dem Vertrieb. Der Energiesektor wandelt sich vom Verkäufer- zum Käufermarkt. An Stelle des einstmaligen Paradigmas Kostenminimierung, tritt durch den Wettbewerb nun die Gewinnmaximierung, mit Folgen auch für die Anzahl der Be-

¹ Dadurch soll sich die Quote des in Deutschland in KWK erzeugten Stroms von derzeit 12 % auf 24 % im Jahr 2010 erhöhen

schäftigten in der Energiewirtschaft. Waren 1991 in der Energiewirtschaft noch 217.000 Menschen beschäftigt, ist diese Zahl im Jahr 1998 um über 25 % auf 150.000 gesunken. Die Produktivität dagegen stieg durch den damit verbundenen Rückgang der Personalkosten im gleichen Zeitraum von 2 Mio. auf über 3,1 Mio. kWh pro Beschäftigtem /VDEW 2000a/. Der Personalabbau ist bedingt durch Rationalisierungsmaßnahmen, wie beispielsweise Fusion und Übernahmen, sowie durch strategische Allianzen. Diese Maßnahmen betreffen sowohl die gegenwärtig noch etwa eintausend lokalen Energieversorger sowie die Verbundunternehmen. Grundsätzlich sind dabei zwei gegenläufige Tendenzen erkennbar: Zwar reduziert sich insgesamt die Anzahl der Unternehmen durch vertikale und horizontale Konzentration auch über die Ländergrenzen hinweg erheblich, andererseits etablieren sich neue Unternehmen am Markt /VDEW 1997b/. Durch die Zunahme des Energiehandels entstehen Energiehandelshäuser, die auf eigene Rechnung handeln und über keine oder keinen nennenswerten Eigenerzeugungskapazitäten verfügen, wie z.B. Enron oder TXU. Broker werden im Auftrag Dritter, welche so anonym bleiben können, tätig. Die Einkaufsabteilungen von Unternehmen mit unterschiedlichen Standorten oder Arealversorger bündeln Verbraucher, um günstigere Einkaufskonditionen zu erzielen. Sogenannte Independent Power Producer (*IPP*), oftmals finanziert durch Banken oder Anlagenbauer, treten am Markt auf. Ausländische Unternehmen drängen in den deutschen Markt. Banken und Spekulanten mit eher kurzfristigem Interesse erhöhen die Anzahl der Teilnehmer am Markt zusätzlich /Ellwanger 1997/.

Im Wettbewerb kommt dem Preis als Wettbewerbsparameter die Schlüsselrolle zu. Zu Beginn der Liberalisierung wurde allgemein von einem mittelfristigen Rückgang der Industriestrompreise in Deutschland von mindestens 20 % bis 30 % ausgegangen. /Auer 1998/. Durch Preiskämpfe um besonders attraktive Kunden rechnete man im Großkundengeschäft mit noch höheren Rückgängen. Abb. 2-4 zeigt den Dow Jones/VIK Strompreisindex von April 1998 bis März 2001. Demnach ist der Strompreis für Industrieunternehmen im Mittel über alle Verbundunternehmen bis Ende 2000 um über 27 % gesunken² /VIK 2000/. Zum Jahreswechsel könnte eine Talsohle erreicht worden zu sein, da die Preise wieder im Steigen begriffen sind. Hierbei spiegeln sich auch die Auswirkungen der zweiten Stufe der Ökosteuern sowie die zusätzlichen Belastungen durch das EEG-Gesetz wider. Bei den privaten Haushalten ging der Durchschnittspreis für Strom im selben Zeitraum um lediglich 14 % zurück.

Im Bereich Erdgas sollte es durch die Liberalisierung zu einem Abbau der zum Teil bis zu 40 % betragenden Preisunterschiede bei der Belieferung von Haushaltskunden in Deutschland kommen. /Auer 1998/. Tatsächlich zeigte ein Erdgaspreisvergleich unter 44 beteiligten Unternehmen im Oktober 2000, daß die Gaspreise innerhalb eines Jahres im Mittel um 60 % gestiegen sind und die Preisunterschiede zwischen den Lieferanten bis zu 50 % betragen. /VEA

² Die errechneten Indizes sind mittlere Durchschnittspreise von Verbundunternehmen an industrielle Endkunden mit Abnahme zwischen 100 kW über 1.600 Jahresstunden und 25.000 kW über 7.000 Jahresstunden.

2000/. Der Gaspreisanstieg ist auf die gegenwärtig noch geltende Anbindung des Gaspreises an den Rohölpreis zurückzuführen. Diese Kopplung stammt aus Zeiten, da Gas noch einen sehr geringen Anteil am Primärenergieverbrauch hatte. Mittlerweile beträgt der Gasanteil jedoch in Europa etwa 22 % und die Anbindung wird nach allgemeiner Einschätzung im Wettbewerb nicht weiter durchsetzbar sein.

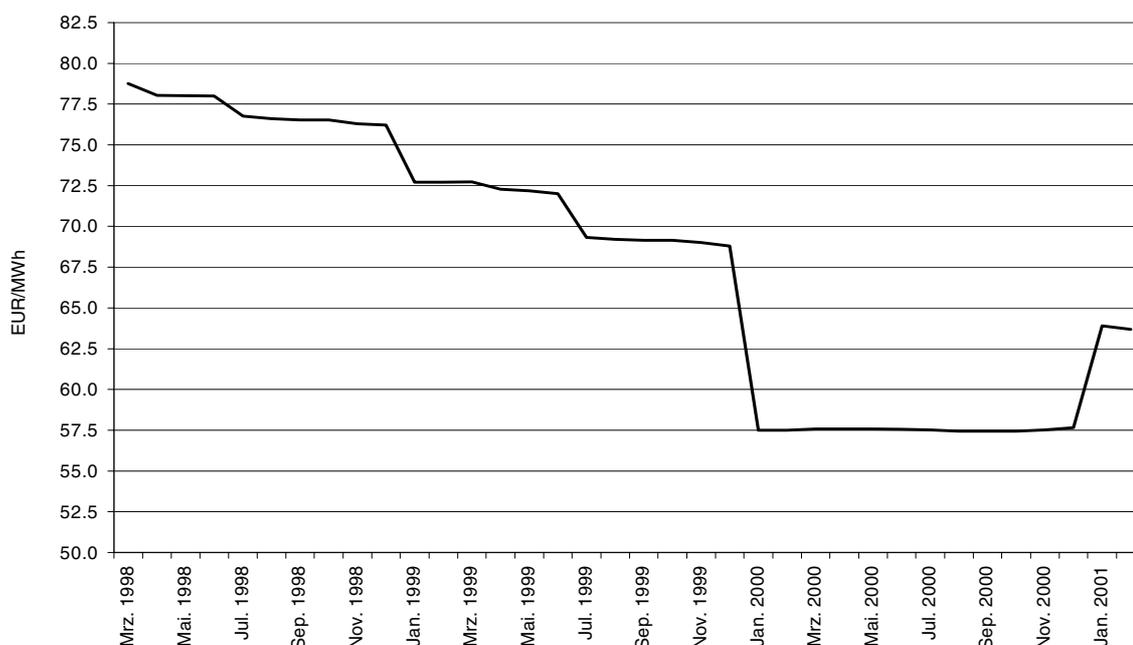


Abb. 2-4: Industriestrompreise (Durchschnitt)

Durch die gegenwärtigen starken Preisbewegungen findet auf der Endverbraucherseite, bislang bereits bei den Industriekunden, eine erhöhte Kundenfluktuation statt, während die Wechselbereitschaft auf Haushaltskundenebene noch verhalten ist. Die durchschnittliche Laufzeit der Kontrakte insgesamt verkürzt sich. Auf der Großhandelsebene kommt es durch die Entstehung von Spot- und Terminmärkten zu einem verstärkten Handel mit kurzfristigen Verträgen. Die Teilnehmer wollen verstärkt Chancen nutzen und weniger durch langfristige Verträge gebunden sein.

Derzeit bestehen auf der Erzeugungsseite, auch unter Berücksichtigung der Kälte- und Konjunkturreserve, noch erhebliche Überkapazitäten; daher orientierten sich im Sommer 2000 die Großmarktpreise an den Grenzkosten aus abgeschriebenen Erzeugungsanlagen. Durch die hauptsächliche Orientierung an variablen Kosten ergibt sich eine enge preisliche Verzahnung von Primärenergie und Endenergie. Aus strategischen Gründen kann Strom teilweise unter den Eigenerzeugungskosten angeboten werden, um z.B. neuen Anbietern den Zugang zum Markt zu verschließen. Unter strategischem Verhalten versteht man, Erzeugungskapazitäten aus dem

Markt herauszuhalten, um den Marktpreis künstlich zu erhöhen. Diese Strategie ist lohnend, solange der Anstieg der Marktpreise den Verlust an Marktanteilen überkompensiert. Dies ist jedoch nur im Monopol und Oligopol der Fall. Strategisches Verhalten behindert den Wettbewerb, weshalb in einigen Ländern Regulierungsbehörden eingerichtet wurden. Auch in Deutschland unterstellen neue Strom- und Gasanbieter strategisch überhöhte Netznutzungsentgelte und fordern die Einrichtung einer Regulierungsbehörde.

Im Gegensatz zum Telekommunikationsmarkt, bei dem der Preisverfall aufgrund einer hohen Preiselastizität durch höhere Volumina kompensiert werden kann, weist die Elektrizitätsbranche beim Endverbraucher nur eine schwache Preiselastizität auf, so daß sich Preissenkungen viel stärker auf die Profitabilität auswirken /Mayer 1999/. Auf der Großhandelsebene kommt es jedoch durch die gegenseitige Beeinflussung von Angebot und Nachfrage zu stärkeren Preisschwankungen. Daher werden von den Unternehmen im Rahmen einer strategischen und wettbewerblicher Neuausrichtung neue Geschäftsfelder innerhalb der Energiewirtschaft, wie etwa Energiehandel, Contracting und Risikomanagement. Aber auch außerhalb der Energiewirtschaft werden neue Bereiche belegt, um den Rückgang in bisherigen Geschäftsfeldern zu kompensieren. Die Diversifizierung umfasst beispielsweise die Bereiche Fernwärme und Gas, Energiedienstleistungen, Entsorgung, Abfall, Wasser, Telekommunikation, Consulting und Contracting, ebenso ist ein verstärktes Engagement in Osteuropa zu beobachten. Aber auch intern ist eine Veränderung der Unternehmenskultur durch die Abkehr von traditionellen Strukturen zu verzeichnen. Dies äußert sich in einer insgesamt stärkeren Prozeßbezogenheit, der Bildung von Profit Centern, einer engeren Kundenorientierung etwa durch die Einführung von Key Account Managementsystemen /Trost 1999/ und einer stärkeren Differenzierung neuer Produkte mit Segmentierung nach Kundengruppen. Dadurch werden die Ansprüche des Kunden in Zukunft in viel höherem Maße in die Gestaltung der Preise und Angebote eingehen. So werden zusätzliche Preisbestandteile zu berücksichtigen sein (individuelles Kundenprofil, Standort des Kunden (Stadt, Land), Kopplung der Kundenverträge an Börsenindizes, Unterbrechbarkeit). Dem Kunden oder den Kundengruppen, welche durch eine permanente Segmentierung entsprechend ihren Bedürfnissen zu definieren sein werden, müssen künftig flexible, also verschiedene attraktive Produktangebote gemacht werden können. All dies muss in Verbindung mit einer offensiveren Positionierung im Markt durch Werbung und Corporate Identity geschehen /VDEW 1997a/, will das EVU langfristig selbständig am Markt überleben.

2.4 Verbändevereinbarungen

Den Zugang zu den Strom- und Gasnetzen regeln freiwillige Vereinbarungen der beteiligten Verbände. Diese wurden erarbeitet, um die Einrichtung einer staatlichen Regulierungsbehörde zu vermeiden.

2.4.1 Strom

Die Verbändevereinbarung für Strom wurde vom Verband der Deutschen Elektrizitätswerke (VDEW), dem Bund der Deutschen Industrie (BDI) sowie dem Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) erarbeitet. Eine erste Fassung vom 22. Mai 1998 regelte die Bedingungen für den Netzzugang sowie die Ermittlung der Netzdurchleitungsentgelte. Sie sah neben der Anmeldung und Genehmigung jeder einzelnen Durchleitung auch eine entfernungsabhängige Komponente vor: Dadurch ergab sich erstens ein hoher administrativer Aufwand für die Abrechnung der individuellen Durchleitungen beim Netzbetreiber und Netzkunden, zweitens waren anonyme Börsengeschäfte nicht realisierbar. In der neuen Verbändevereinbarung II /VV 2 1999/ vom 13. Dezember 1999 entfallen die entfernungsabhängigen Durchleitungsentgelte auf der Hochspannungsebene, da nun die Preisfindung auf Basis eines vom Einzelgeschäft und der Durchleitungsentfernung unabhängigen Punktmodells stattfindet. Lediglich bei Übertragung an den Kuppelstellen des deutschen Netzes von und zum Ausland wird eine zusätzliche Gebühr erhoben. Die Netznutzer zahlen nun einen Anschlussstarif an den Netzbetreiber, der lediglich von der Spannungsebene, der Höchstleistung sowie der Benutzungsstruktur abhängt. Innerhalb einer Regelzone können beliebig viele Abnahme- und Einspeisestellen zu einem sogenannten Bilanzkreis zusammengefasst werden, wobei ein Bilanzkreisverantwortlicher für die Deckung der Nachfrage auf 15 Minuten Basis in seinem Bilanzkreis zu sorgen hat. Dabei kann die Bedarfsdeckung durch Kraftwerke innerhalb der Regelzone oder durch Lieferungen aus anderen Regelzonen erfolgen. Dabei sind die entsprechenden Fahrpläne beim Netzbetreiber jeweils um 14.30 Uhr des vorhergehenden Tages anzumelden. Prinzipiell sind die Fahrpläne, außer bei Kapazitätsengpässen, welche rechtzeitig bekannt gegeben werden müssen, nicht mehr genehmigungspflichtig. Mittlerweile sind die Netzbetreiber verpflichtet, ihre Netznutzungsentgelte zu veröffentlichen. Laut einer Studie des Verbandes der Energieabnehmer vom Oktober 2000 sind die Netzgebühren örtlich noch sehr unterschiedlich, die Preisunterschiede betragen danach bis zu 100 %. Abb. 2-5 zeigt einen Mittelwert der Preise für repräsentative Spannungen und Benutzungstunden. Die Netznutzungsgebühren betragen für Sondervertragskunden 30-50 % des Gesamtstrompreises, in Ausnahmefällen bis zu 70 %. Durch den hohen Anteil der unabhängig vom Anbieter anfallenden Netzkosten am gesamten Strompreis bleibt für die Wettbewerber nur ein geringer Spielraum bei der Preisgestaltung. Dies hat Auswirkungen auf die Attraktivität eines Anbieterwechsels³. Derzeit untersuchen Kartellbehörden des Bundes und der Länder den Vorwurf überhöhter Netznutzungsgebühren der Betreiber /VDI 2000/.

Die unvermeidlichen Abweichungen von tatsächlicher Einspeise- und Entnahmeleistung des an den Netzbetreiber gemeldeten Fahrplans für Kunden mit Leistungsmessung verursachen

³ Seit der Liberalisierung des Strommarktes im April 1998 haben lediglich 12,2 % der Industrieunternehmen und 5,2 % der Haushaltskunden ihren bisherigen Versorger gewechselt (Stand: November 2000) /VDI 2000/

zusätzliche Kosten, sind aber innerhalb eines gewissen Toleranzbandes ($\pm 5\%$ bezogen auf die Maximallast) zulässig. Sie werden in einem sogenannten Pendelkonto bilanziert, welches über Naturalausgleich innerhalb der zulässigen Kontostände gehalten werden muss. Eine Erweiterung der Toleranzgrenzen auf $\pm 20\%$ ist gegen ein Aufgeld möglich. Bei Überschreitung der zulässigen Energiemengen und/oder Leistungen, die im Rahmen der Spannungshaltung letztlich vom Netzbetreiber erbracht bzw. aufgenommen werden müssen, fallen zusätzliche Kosten an, bzw. wird Arbeit vom Netzbetreiber vergütet. Derzeit hat der Netzbetreiber noch ein Monopol auf diese Netzdienstleistungen mit entsprechend hohen Preisen. Denkbar ist aber auch hier, diese Dienste, wie beispielsweise heute schon im skandinavischen Markt, in einem wettbewerblichen System zu verauktionieren. Auch wird erwogen, lediglich die Kosten der Summe der Abweichung aller Bilanzkreise, die ja effektiv vom Netzbetreiber ausgeglichen werden muss, anteilmäßig auf die Bilanzkreise zu verteilen.

Für die Abrechnung von Kunden, bei welchen eine Leistungsmessung wirtschaftlich nicht gerechtfertigt ist und somit kein Pendelkonto geführt werden kann, wie etwa privaten Haushalten, Kleingewerbe und landwirtschaftlichen Betrieben, werden typische standardisierte Lastprofile zugrundegelegt /Meier 1999/. Zur Bestimmung des letztendlich vom Händler einzuspeisenden Lastprofils können vom Netzbetreiber zwei alternative Verfahren angewendet werden, das sog. analytische sowie das synthetische Verfahren.

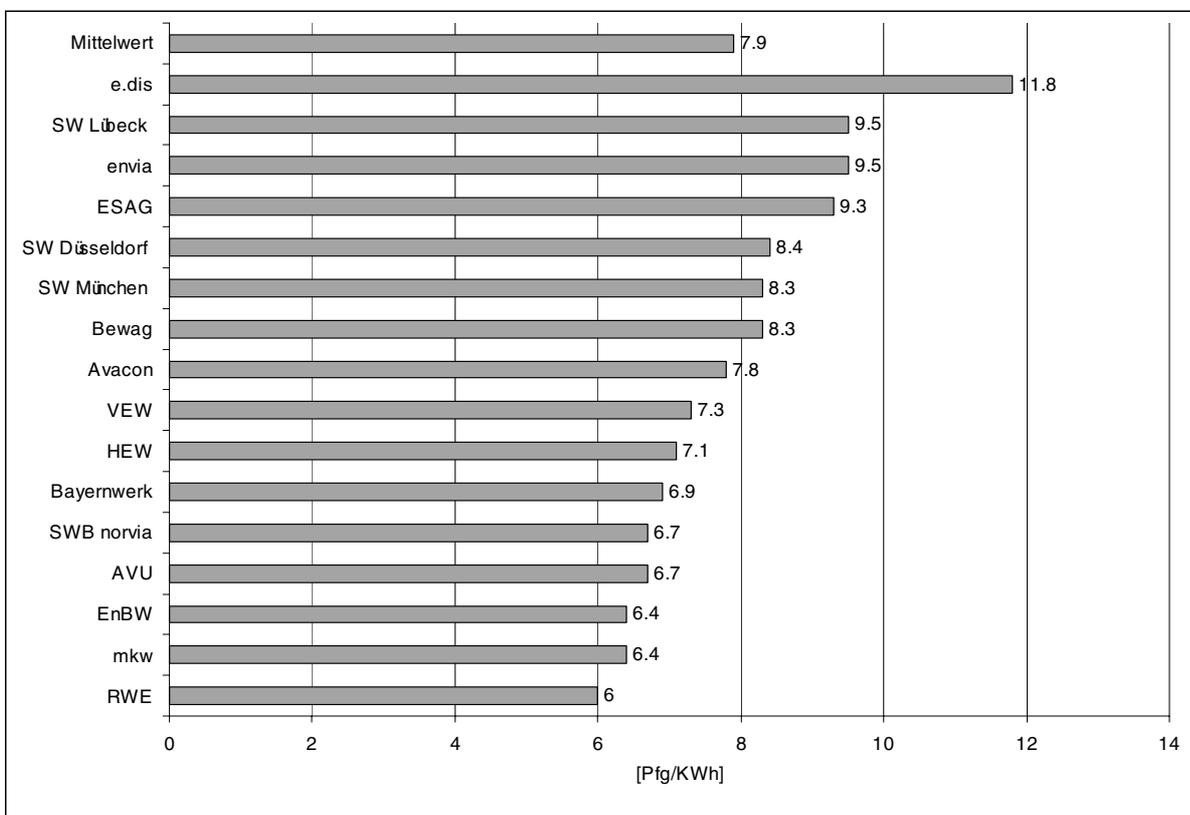


Abb. 2-5: Mittlere Netznutzungsgebühren unterschiedlicher Übertragungsbetreiber

Analytisches Verfahren

Beim analytischen Verfahren werden standardisierte Lastprofile, wie beispielsweise die vom VDEW veröffentlichten, welche für die einzelnen Kundengruppen bundeseinheitlich sind, zugrundegelegt. Die vom einzelnen Händler oder Bilanzkreisverantwortlichen in das Netz einzuspeisende Ganglinie errechnet sich, indem zunächst eine sogenannte Soll-Restkurve ermittelt wird. Dabei wird von der tatsächlich im Netz zu erwartenden Gesamtlast zum einen die Profile der zeitgleich gemessenen Kunden sowie die standardisierten Lastprofile aller Händler abgezogen. Diese noch aufzubringende „Soll-Restkurve“ wird über sogenannte Z-Faktoren auf die einzelnen Händler gemäß ihrem Anteil an der Gesamtlast unter Berücksichtigung der im Portfolio enthaltenen Kundengruppen aufgeteilt. Sie muß von den Händlern zusätzlich zu den standardisierten Lastprofilen eingespeist werden. Die Bestimmung der Z-Faktoren erfolgt bei jedem Kundenwechsel, jedoch maximal einmal täglich. Nach Ablauf des Liefertages wird vom Netzbetreiber die Ist-Restkurve, die sich durch die unumgänglichen Abweichung des tatsächlichen Verbrauchs von der Lastprognose ergibt, ermittelt und zuviel bzw. zuwenig eingespeister Strom für jeden Händler bilanziert. Bei diesem Verfahren wird, im Gegensatz zum in Skandinavien üblichen einfachen Restkurvenverfahren, bei welchem keine kundengruppenspezifische Profile berücksichtigt werden, erreicht, daß der Händler weitgehend die Lastkurven der in seinem Portfolio befindlichen Kundengruppen einspeisen kann. Die stochastischen Abweichungen der tatsächlichen von der im Voraus errechneten Abnahme werden der Einfachheit halber anteilmäßig auf alle Händler umgelegt. Am Jahresende, wenn die tatsächlichen Jahresmengen durch Zählerablesung bekannt sind, wird nochmals bilanziert. Durch dieses Verfahren wird erreicht, daß die Unsicherheit der Abnahme vollständig auf die Händler abgewälzt werden kann. Der datentechnische Aufwand ist jedoch enorm und die dazu benötigte Software momentan noch nicht auf dem Markt verfügbar /Meier 2000/.

Synthetisches Verfahren

Bei Anwendung des synthetischen Verfahrens wird zunächst davon ausgegangen, daß die überwiegende Mehrheit der Kunden ohne Leistungsmessung zunächst beim bisherigen Versorger bleiben wird. Da vom Netzbetreiber Händlerportfolios bei diesem Verfahren nur für die wechselnden Kunden angelegt werden müssen, ist die Datenmenge weitaus geringer als beim analytischen Verfahren und es entsteht im Sinne des Aufwandes für die Datenverarbeitung mit Zunahme der Wechselkundenanzahl ein gleitender Übergang. Als Grundlage zur Ermittlung der Händlereinspeiseprofile dienen wiederum standardisierte Lastprofile, wodurch temperaturabhängige und stochastische Abweichungen in der Tageslast nicht berücksichtigt werden. Daher wird, basierend auf dem Mittelwert historischer Schwankungen in der Jahresbenutzungsstundenzahl, ein pauschalisierter Leistungszuschlag vom Netzbetreiber erhoben. Im Laufe der Zeit wird der Netzbetreiber bei Vorliegen vertiefter Kenntnisse die Leistungspauschale sukzessive anpassen. Hierbei trägt der Netzbetreiber jedoch noch ein gewisses

unternehmerisches Risiko, nämlich, daß die tatsächlichen auftretenden Schwankungen über den historisch gemittelten liegen, wodurch ihm eine zusätzliche Risikoprämie zusteht. Am Ende des Abrechnungsjahres wird ebenso wie beim analytischen Verfahren eine Jahresarbeitsmengenbilanz durchgeführt und der Händler unter Berücksichtigung von HT/NT Zeiten entsprechend belastet bzw. vergütet. Erfolgt zusätzlich eine Bilanzierung an den für die Ermittlung des Leistungspreises vom Vorversorger relevanten Tagen, kann der entsprechende Leistungszuschlag exakt ermittelt und auf die Händler umgelegt werden, wodurch der Anspruch der Netzbetreiber auf die Risikoprämie erlischt. Das Vorgehen entspricht einem Bottom-up und ex ante Ansatz.

2.4.2 Gas

Analog zur Verbändevereinbarung Strom wurde am 3.7.2000 die bis September 2001 gültige Verbändevereinbarung Gas I ratifiziert, welche zunächst nur die Abrechnung für Durchleitungen von Grosskunden regelt. Tarifikunden sind bislang noch vom Wettbewerb ausgeschlossen. Diese Vereinbarung beschloss der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGV), der Verband der industriellen Kraftwirtschaft (VIK), der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) sowie der Verband kommunaler Unternehmen (VKU). Die Verordnung regelt die Benutzung der bestehenden Transport- und Verteilnetze für Dritte, die damit verbundenen Fragen der Kompatibilität unterschiedlicher Gasqualitäten und die Ausgleichsregelung bei Differenzen von Einspeisung und Entnahme (*Balancing*). Während in der jetzigen Version für die Benutzung der Ferntransportleitungen über 100 km Distanz ein entfernungsabhängiges Entgelt verabredet wurde, gilt für die Benutzung des Regionalnetzes sowie der Netze auf der Verteilerstufe ein Briefmarkentarif. Ziel der Vereinbarung, die von den Beteiligten generell als noch verbesserungsfähig im Bezug auf die Handhabbarkeit angesehen wird, ist es, Erfahrungswerte zu sammeln, um schnellstmöglich eine praktikablere Neufassung erarbeiten zu können. Die Verbändevereinbarung I wird analog der VVI für Strom ebenso von Seiten der Industrie und der neuen Anbieter hinsichtlich ihrer Komplexität kritisiert. Gegenwärtig finden Verhandlungen zur VV II für Gas statt, worin eine Regelung zur praktikable Abrechnung für die Durchleitung von Tarifikunden enthalten sein soll. Wird in absehbarer Zeit keine für alle Seiten akzeptable Lösung gefunden, so erwägt die Bundesregierung die Einrichtung einer Regulierungsbehörde.

2.5 Energiebörsen

Strom unterscheidet sich grundsätzlich durch eine Vielzahl von Eigenschaften von anderen börsengehandelten *Commodities*. In erster Linie sind dies die Nichtspeicherbarkeit und die Leitungsgebundenheit von Strom, welche sich auf den börslichen Handel mit der Ware auswirken. Die Leitungsgebundenheit kann sich beispielsweise durch unterschiedliche Preise an den jeweiligen Übergabepunkten (*Point-of-Delivery, PoD*), bemerkbar machen, die naturgemäß bei

fehlender Leitungskapazität stark voneinander abweichen können. Die Nichtspeicherbarkeit kann sich ebenso bei unerwarteten Kraftwerksausfällen in stark erhöhten Preisen niederschlagen. Im folgenden wird zunächst auf die allgemeinen Handelsmechanismen einer Börse eingegangen und danach die Strombörse im Speziellen behandelt.

2.5.1 Struktur und Regeln einer Börse

Börsen spielen eine elementare Rolle im Handelsgeschehen. Sie bündeln Angebot und Nachfrage vieler Marktteilnehmer an einen zentralen Marktplatz und dienen grundsätzlich dem Verkauften von standardisierten Börsenprodukten, wie etwa Wertpapieren oder Waren und Dienstleistungen wie Rohstoffen, Telefonminuten und Strom. Börsen bestehen im allgemeinen aus vier grundlegenden funktionalen Elementen: Der Handelsplattform, der Preisbildung, dem *Clearing* und der Abwicklung. Hierdurch werden je nach dem jeweils zugrundeliegenden Verfahren unterschiedliche Marktmodelle definiert /Kraus 2000/. Die Handelsplattform kann entweder, wie beim Parketthandel, physisch oder, wie beim Computerhandel, elektronisch existieren. Die Angebote (*Orders*) aller Handelsteilnehmer werden in ein sogenanntes *Orderbook* eingetragen, wobei zwischen der *Limit Order*, welche preisabhängig ist, und der preisunabhängigen *Market Order* unterschieden wird. Das *Orderbook* existiert, je nach Marktmodell, in offener, halboffener und geschlossener Form, mit abnehmender Transparenz für die Marktteilnehmer bezüglich der Angebote der Wettbewerber. In vielen Fällen stellen die von der Börse bestimmten *designated Market Makers* ständig sogenannte *Quotes*, also gleichzeitige Kauf- und Verkauf-Orders, und sorgen so für Liquidität im Markt.

Ein weiteres börsliches Unterscheidungskriterium ist, ob es sich um eine einseitige oder zweiseitige Auktion handelt. Bei einseitigen Auktionen stehen entweder einem einzelnen Angebot eines Verkäufers die Gebote einer Mehrzahl von potentiellen Käufern, oder umgekehrt, wie im Falle des gegenwärtig in Reformation befindlichen England & Wales Electricity Pools /Adams 1999/ einem einzelnen Käufer eine Vielzahl von Anbietern gegenüber. Weiter verbreitet ist die zweiseitige Auktion, bei welcher mehrere gleichartige Güter entweder wie bei dem statischen Verfahren der *Call-Auction* zu einem festen Zeitpunkt oder, wie im fortlaufenden Handel, kontinuierlich gehandelt werden. Nachteilig bei der Call Auktion ist, daß die Bieter den Markträumungspreis gänzlich antizipieren müssen (ex-post Transparenz) und damit keine Transaktionssicherheit bei einer Limit Order bzw. keine Preissicherheit bei einer *Market Order* besitzen. *Call-Auctions* werden vorzugsweise dann durchgeführt, wenn die nötige Anzahl von Angeboten *-Bids-* und Nachfragen *-Asks-* nicht gewährleistet ist, um einen kontinuierlichen Handel zu ermöglichen, wie dies oftmals im Stromspothandel für einzelne Stundenprodukte der Fall ist.

Dynamische Verfahren hingegen offenbaren im Verlauf der Auktion sukzessive Informationen, so daß den Teilnehmern ein Reagieren auf die jeweils aktuelle Preissituation möglich ist (ex-ante Transparenz). Der fortlaufende Handel wird noch dahingehend unterschieden, ob,

wie im Fall der *Continuous-Auction* eine momentan unausführbare *Order* solange im *Order-book* stehen bleibt, bis ein kompatibles Gegengebot eintrifft, oder im anderen Fall durch die Anwesenheit eines Market Makers ständige Liquidität herrscht. Kontinuierliche Handelsmodelle sind für Terminmärkte, bei denen die Teilnahme von branchenfremden Spekulanten zur Erhöhung der Liquidität explizit erwünscht ist, typisch. Das Handelsvolumen im Terminmarkt übersteigt das tatsächliche physische Handelsvolumen im allgemeinen um ein vielfaches, gegenwärtig an der skandinavischen Strombörse Nordpool um den Faktor 5.

Die Preisbildung erfolgt auf *Call-Auctions* nach dem sogenannten Meistausführungsprinzip. Dazu werden durch eine preisliche Sortierung der Angebote sowie der Nachfrage eine aufsteigende und eine abfallende Kurve erzeugt. Der Schnittpunkt beider Kurven repräsentiert den für alle Teilnehmer verbindlichen Markträumungspreis, den *Kassakurs* der zum insgesamt höchsten Handelsvolumen führt. Insbesondere kleinere Handelsmengen mit geringer Fungibilität können so gegenüber individueller Vermittlung günstiger ausgeführt werden, während andere Orders unberücksichtigt bleiben. Im kontinuierlichen Handel kann sich bei jeder Transaktion ein neuer individueller Preis einstellen (*pay-as-bid*), welcher dann unverzüglich den anderen Marktteilnehmern gemeldet wird.

Nachdem eine Transaktion oder *Deal* abgeschlossen wurde, übernimmt die Börse im allgemeinen das *Clearing*, d.h. beide Partner gehen mit der *Clearing Bank* ein entgegengesetztes Geschäft ein. Dadurch wird zum einen die Anonymität gewährleistet und zum anderen übernimmt die *Clearing Bank* der Börse das sog. Ausfallrisiko, d.h. ein Teilnehmer ist zahlungs- oder lieferunfähig. Dieser Funktion kommt insbesondere auch in sich neu entwickelnden Märkten mit hoher Fluktuation unter einer hohen Anzahl neuer Player, deren Bonität schwer eingeschätzt werden kann, eine zentrale Bedeutung zu. Die Kosten der Abwicklung sowie der Risikoübernahme werden durch Gebühren von den Teilnehmern erhoben. Auf der Basis der börslichen Kassapreise können Indizes gebildet werden, die einerseits den Basiswert oder *Underlying* für standardisierte Terminkontrakte *Futures* darstellen und weiterhin Transparenz schaffen für Marktteilnehmer mit geringem Umsatz und ohne direkten Marktzugang und den damit verbundenen Marktinformationen.

2.5.2 Strombörsen

Energieversorger sowie Energiehändler bedienen sich neben dem traditionellen OTC Markt (*over-the-counter*), bei dem bilaterale Kontrakte *Forwards* mit dem primären Ziel einer zukünftigen physischen Lieferung geschlossen werden, zunehmend der neuen Börsenmarktplätze Stromspot- sowie -terminmarkt. Die im OTC Markt geschlossenen Verträge haben individuellen Charakter und sind auf die Bedürfnisse der beiden Vertragspartner zugeschnitten. Vertragsänderungen nach Abschluss aufgrund geänderter Marktlage sind praktisch unmöglich, die Suche nach Vertragsnehmern, die die geforderten Bedingungen akzeptieren, kann aufwendig bis unmöglich sein. Der OTC Handel zwischen Verbundunternehmen war bereits vor der

Marktliberalisierung gängige Praxis und ist reiner Telefonhandel. Mittlerweile entstehen Strom OTC Märkte im Internet /Strecker 2000/, die entweder im Sinne eines Bulletin Boards funktionieren und Marktteilnehmer gegenseitig vermitteln, (<http://www.netstrom.de>, <http://www.powerbroker.de>) jedoch selbst keine eigene Position eingehen oder Internetplattformen, die von Stromhändlern (<http://www.enron-strommark.de>) betrieben werden. Der eigentliche Vertragsabschluss mit den letztendlichen Konditionen sowie das *Clearing* bleibt hierbei völlig in der Hand der beiden Vertragspartner.

Stromspotmärkte dienen, neben dem OTC Markt, ebenfalls in erster Linie dem Handel physischer Strommengen, im allgemeinen für den darauffolgenden Tag, im sogenannten *day-ahead-market* mit standardisierten Produkten.

An Terminbörsen werden Kontrakte gehandelt, sog. *Futures*, welche bezüglich Qualität, Lieferzeitraum, -dauer und -ort ebenfalls standardisiert sind, diese werden jedoch mit dem primären Ziel einer finanziellen Erfüllung oder *Glattstellung* gehandelt.

Börsen verbessern Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und Transparenz des industriellen und gewerblichen Stromeinkaufs, eröffnen alten und neuen Spielern neue Markt- und Absatzchancen und fördern die Entwicklung innovativer derivativer Handelsinstrumente zur Absicherung der sich im deregulierten Markt ergebenden Preisrisiken /VIK 1998/, /NMWTV 1998/.

Der Spotmarkt bedeutet für Anbieter und Käufer eine gesicherte Abnahme ihrer Strommengen, offene Positionen transformieren sich dadurch in reine Preisrisiken. Der Spotmarktpreis stellt somit einen Indikator für die Bewertung des Risikos offener Positionen im Unternehmensportfolio dar und sorgt für Transparenz im Markt. Ausreichende Markttransparenz wird nach allgemeiner Einschätzung erreicht, sobald etwa 10 % des tatsächlichen physischen Handels über die Strombörse erfolgen. Momentan werden 2% des Umsatzes an den Stromspotbörsen gehandelt. Die VDEW schätzt die künftigen Börsenumsätze am Spotmarkt in Deutschland mittelfristig auf ein Volumen von gut 100 Mrd. kWh jährlich /Meller 2000/. Das entspricht etwa 20 % des Stromverbrauchs in Deutschland. In Ermangelung eines transparenten Marktes in Deutschland dienen als Referenzpreise bislang beispielsweise der sog. SWEP (Swiss Electricity Price Index), der CEPI (Central European Price Index) oder der Electricity Index South (EIS) für Süddeutschland. Da diese Indizes auf der Basis freiwillig gemeldeter Geschäfte gebildet werden, ergibt sich jedoch die Möglichkeit der Manipulation. Sie sind somit als Preissicherungsinstrumente nur bedingt geeignet.

Die neuen Marktplätze haben im Gegensatz zum OTC Markt den Vorteil, daß die dortigen Geschäftstransaktionen je nach Marktmodell ganz oder teilweise anonym getätigt werden, was aus wettbewerblicher Sicht unablässig ist. Dadurch werden Transaktionen möglich, die ansonsten aufgrund von Rücksichten gegenüber bestehenden Lieferverträgen im nicht anonymen OTC Markt unterbleiben müssten. Weiterhin bleibt den Wettbewerbern die eigene Position, also *long* bei Überdeckung oder *short* bei Unterdeckung, verborgen.

Der Terminmarkt mit den üblicherweise gehandelten Derivaten Futures, Optionen, Swaps, etc. dient im Gegensatz zum Spotmarkt nicht in erster Linie dem physischen Handel,

sondern dem Hedging, der Arbitrage sowie der Spekulation. Unter Hedging (engl.: Absichern) versteht man die Absicherung des eigenen Portfolios gegen sinkende oder steigende Marktpreise. Dies wird durch den Abschluss eines finanziellen Gegengeschäftes parallel zum physischen Geschäft erreicht, wodurch Gewinne auf dem finanziellen Markt realisiert werden, falls Verluste im physischen Markt auftreten. Allerdings werden auch Gewinne in physikalischen Geschäft durch Verluste im finanziellen Markt kompensiert. Beim Arbitragehandel werden Gewinnpotenziale, die durch Preisdifferenzen, wie sie etwa zwischen verschiedenen Handelsplätzen oder zwischen ineinander überführbaren Gütern bestehen, abgeschöpft. Spekulanten gehen unter Vorwegnahme der Marktpreisentwicklung bewusst offene Positionen ein, um Gewinne zu realisieren.

Für die Stromterminbörse ist ein physischer Spotmarkt mit laufenden Abschlüssen als *Underlying Market* unerlässlich. Dadurch wird sichergestellt, daß sich im Terminmarkt keine rein spekulativen Preise bilden. Umgekehrt sorgt ein Terminmarkt für eine gewisse Glättung der Preise im physischen Markt. Beide Märkte beeinflussen sich wechselseitig.

Daneben sind Stromregelmärkte oder Ausgleichsmärkte, zu welchen lediglich Kraftwerks- und der Netzbetreiber zugelassen sind, zu erwähnen. Sie dienen dazu, nach Ablauf der Handelsperioden kurzfristig auftretende Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch in der Regelzone auszugleichen, sogenannte *Real-time-markets*. Momentan fällt die Bereitstellung der Regelenergie jedoch noch in den Bereich der Netzsystemdienstleistungen, auf deren Bereitstellung der Netzbetreiber das Monopol besitzt. Entsprechend hoch ist hier gegenwärtig noch das Preisniveau.

2.5.3 Börsenprodukte

Unter derivativen Produkten (engl.: to derive = ableiten) versteht man finanzielle Kontrakte, deren Wert sich von einem zugrundeliegenden Gut oder Preisindex ableitet. Im folgenden werden die wichtigsten, z.T. börsengehandelten, derivativen Produkte zum Einsatz im Risikomanagement erläutert.

Futures

Stromfutures sind standardisierte Forwardkontrakte für Stromlieferung in der Zukunft, die jedoch nur in den wenigsten Fällen auch physisch ausgeführt werden. In der Regel werden die Kontrakte durch Abschließen eines Gegengeschäftes vor Erreichen der Fälligkeit glattgestellt, da sie in erster Linie zum Hedgen (Sichern) des Portfolios gegen unerwünschte Preisbewegungen eingesetzt werden, oder es erfolgt das sog. *Cash-settlement*. Während der Handelsperiode bewertet die Clearingstelle der Börse börsentäglich die Positionen der Marktteilnehmer und fordert zusätzliche, bzw. gibt Sicherheitsleistungen (Nachschußverpflichtungen, die sogenannten *margin calls*) frei, welche über einen *margin account* abgerechnet werden. Steigt der Wert des Kontrakts vom Vortag, so erhält der Käufer den Differenzbetrag zum Vortag von der Clea-

ringstelle, welche diesen wiederum dem Verkäufer belastet und umgekehrt. Nach Fälligkeit erfolgt während der Lieferzeit das Cash-Settlement, wodurch Ausgleichzahlungen zwischen dem aktuellen Spotpreis und dem Terminpreis bei Erreichen der Fälligkeit gemeint sind. Abb. 2-6 /Nordpool 1998/ soll dieses Vorgehen verdeutlichen.

Ein Käufer erstet am Handelstag 1 einen Futureskontrakt für eine zukünftige Stromlieferung zum Preis von 15 DM/MWh. Steigt der Preis des Kontraktes bis zum Ende der für diesen Kontrakt entsprechenden Handelsperiode auf insgesamt 30 DM/MWh an, so bekommt der Käufer vom Verkäufer via Clearingbank den Differenzpreis auf seinen *margin account* gutgeschrieben und er bezahlt somit in Summe lediglich 15 DM/MWh. Dadurch entspricht der Wert des Futures bei Fälligkeit dem eines Forwards, beim dem ja die physische Erfüllung ohne Sicherheitszahlungen zum vereinbarten Zeitpunkt mit dem fest vereinbarten Preis erfolgt.

Wird der Vertrag vor der Lieferperiode nicht glattgestellt und kommt also zur Auslieferung, so bezahlt der Käufer während der Lieferperiode die Differenz zwischen Spotpreis und Terminpreis, sofern der Spotpreis über dem Terminpreis des zur Lieferung fälligen Kontraktes liegt, im umgekehrten Fall erhält der Käufer den Differenzbetrag. Beide Parteien haben sich somit auf einen fixen Preis von 15 DM/MWh abgesichert, unabhängig vom tatsächlich sich am Spotmarkt einstellenden Systempreis.

Existiert kein Futuresmarkt für ein Produkt, welches schwankenden Spotpreisen unterliegt, so können andere börsengehandelte Terminprodukte zur näherungsweise Absicherung gegen schwankende Spotpreise herangezogen werden, sofern diese eine hohe Korrelation zum abzusichernden Produkt aufweisen. Dieses Vorgehen wird als Cross-Hedging bezeichnet.

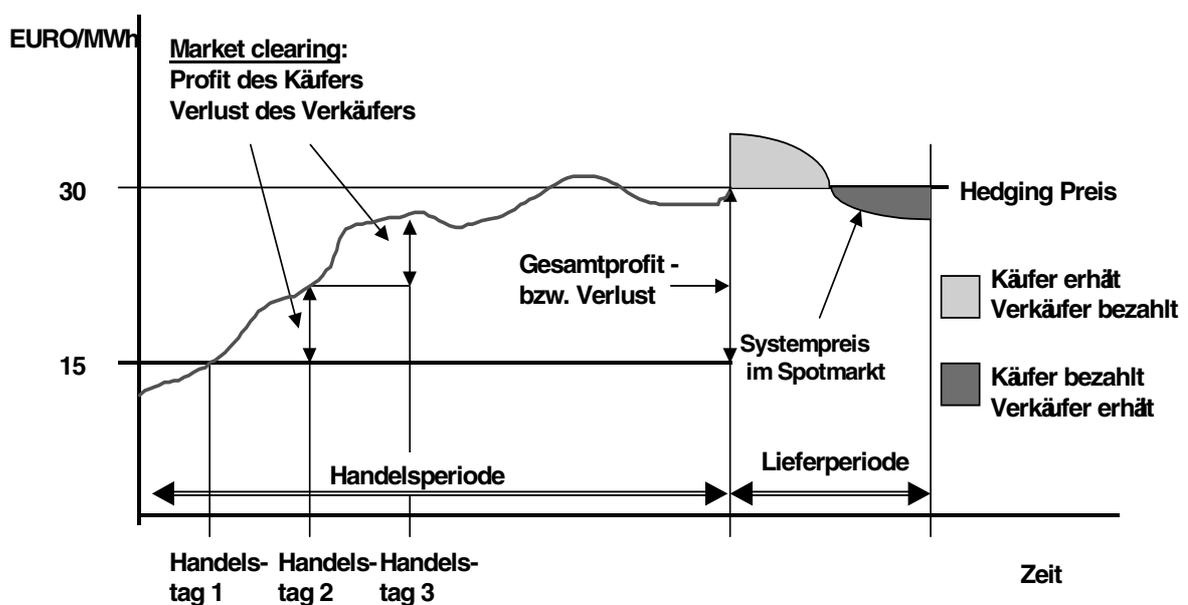


Abb. 2-6: Sicherheitsleistungen und Cash-Settlement von Futures

Optionen

Im Gegensatz zu Futures, die unbedingte Verträge darstellen, sind Optionen bedingte Verträge, die vom Käufer in Anspruch genommen werden können oder auch nicht, im ersten Fall aber vom Verkäufer, auch *Stillhalter* genannt, erfüllt werden müssen. Bei einem Geschäft, welches über einen Future abgesichert ist, kann durch Marktpreisbewegungen keine zusätzliche Marge abgeschöpft werden. Bei Absicherung mittels Optionen ist dies nicht der Fall. Dem Unternehmen ergibt sich dadurch die Möglichkeit, sein Marktpreisrisiko zu begrenzen und trotzdem zusätzliche Margen bei vorteilhafter Marktbewegung zu realisieren. Beispielsweise bietet der Kauf unter Leistung der Optionsprämie die Möglichkeit, Futures zu einem vorher festgelegten Preis, dem Ausübungspreis oder *Strike price* zu erwerben, falls das Marktpreisniveau über einem bestimmten Niveau liegt. Liegt das Preisniveau darunter, verfällt die Prämie, der Stillhalter realisiert einen Gewinn für das Tragen des Risikos. Verkaufs- oder *Put*-Optionen werden eingesetzt, um beim Verkauf von Futures Mindestpreise zu erzielen. *Call*-Optionen sind Kaufoptionen, die den Erwerb von Futures zu einem bestimmten Preis ermöglichen. Unterschieden werden amerikanische Optionen, welche jederzeit während der Laufzeit ausgeübt, und europäische Optionen, die nur zum Stichtag ausgeübt werden können. Bei asiatischen Optionen orientiert sich der Ausübungspreis am Mittelwert des Spotpreises der zugrundegelegten Ware über einen definierten Zeitraum. Asiatische Optionen werden vorzugsweise bei volatilen Märkten wie dem Strommarkt eingesetzt.

Swaps

Bei einem Swap (engl.: to swap = tauschen) findet ein Austausch von Zahlungsströmen statt. Ein Swap ist ein individuell ausgehandeltes Geschäft zwischen zwei Vertragspartnern, bei welchem Preisrisiken in einem bestimmten Zeitraum getauscht werden. Bei den sogenannten fixed-for-floating Swaps wird ein schwankender Preis, etwa ein Spotpreis oder ein Index gegen einen festen, vorher vereinbarten Preis getauscht. Swaps sind, ebenso wie Futures, rein finanzielle Kontrakte, können jedoch durch ihren individuellen Charakter ungleich flexibler eingesetzt werden.

Spreads

Bei einem Spread gehen zwei Vertragspartner jeweils eine Kaufs- und eine Verkaufsverpflichtung zu unterschiedlichen Zeitpunkten ein. Wichtig ist dabei nicht der absolute Preis der Positionen, sondern ein Preisdifferenzial. Die Preisbindung kann dabei an individuell zu bestimmende Indizes oder Güter erfolgen.

Wetterderivate

Mittlerweile werden im OTC- Bereich temperaturabhängige Lieferverträge geschlossen. Beispielsweise kann ein Vertrag die Lieferung einer temperaturunabhängigen Fixmenge sowie einer zusätzlichen temperaturabhängigen variablen Menge zu einem Fixpreis umfassen. Üblicherweise zwischen Parteien mit unterschiedlichem *Risk/Reward* Profil. Dies können beispielsweise ein Energieversorgungsunternehmen und ein Bauunternehmen sein. Das EVU sichert sich gegen einen vergleichsweise warmen Winter mit dementsprechend hoher Bautätigkeit, an dem weniger Energie nachgefragt wird, ab, während im umgekehrten Fall eines kalten Winters das Bauunternehmen durch reduzierte Bautätigkeit vom profitierenden EVU kompensiert wird /ZfK 2000/. In den USA werden bereits Futures und Optionen, sogenannte Wetterderivate, deren Underlying die sogenannte Gradtagzahl ist, in einem Umfang von mehreren Mrd. US \$ börslich gehandelt.

2.5.4 Strombörsen am deutschen Markt

Gegenwärtig werden für den deutschen Markt an 3 Handelsplätzen Spotmengen im *Day-ahead market*, also heute für morgen, gehandelt. Bereits seit Mai 1999 werden an der Amsterdamer Strombörse APX für den deutschen Markt Stundenprodukte gehandelt, seit Juni 2000 an der Leipziger LPX sowie seit August 2000 an der Frankfurter EEX. Langfristig wird sich nach allgemeiner Einschätzung jedoch lediglich ein Marktplatz durchsetzen können /VDEW 2000b/.

European Energy Exchange EEX

An der Frankfurter Strombörse EEX handeln zur Zeit etwa 25 Unternehmen aus dem In- und Ausland. Die Börse befindet sich je zur Hälfte im Besitz der EUREX, d.h. der Deutschen Terminbörse, sowie von Unternehmen der Energiewirtschaft und der Industrie /Nießen 1998/. Gehandelt werden sowohl Grundlast als auch Spitzenlastblöcke, außerdem einzelne Stundenblöcke. Die Blöcke werden im kontinuierlichen Handel, eingerahmt von einer Eröffnungs- und Schlußauktion, werktäglich zwischen 8 und 12 Uhr gehandelt. Die einzelnen Stundenprodukte, welche im Vergleich zu den Blockprodukten einen wesentlich geringeren Umsatz aufweisen, werden einmal täglich verauktioniert. Alle Produkte beziehen sich bis dato auf den RWE Bilanzkreis.

Seit dem 1. März 2001 ist auch der Terminhandel an der EEX aufgenommen worden. Gehandelt werden die Monatsprodukte *Baseload*, welcher eine tägliche 24h Lieferung konstanter Leistung einschließlich Wochenenden und Feiertagen zugrundeliegt. Dem zweiten Produkt *Peakload* liegt eine ausschließliche Lieferung von 8.00 - 20.00 Uhr von Montag bis Freitag zugrunde. Der Zeitraum, für den Produkte gehandelt werden, erstreckt sich über 18 Monate. Geplant ist neben der momentanen finanziellen Glattstellung auch die physische Erfüllbarkeit. Als Schwierigkeit erweist sich dabei jedoch noch die Tatsache, daß der Netzbetreiber unter gewis-

sen Voraussetzungen die Durchleitung verweigern kann. Die Kontrakte werden nach einer börsentäglichen Eröffnungsauktion kontinuierlich gehandelt.

Leipzig Power Exchange LPX

Die Leipzig Power Exchange befindet sich im Besitz der sächsischen Landesbank und der skandinavischen OM Group, die auch Hauptanteileseignerin der skandinavischen Börse Nordpool ist. Gehandelt wurden hier zunächst ausschließlich Stundenkontrakte für den nächsten Tag. Mittlerweile werden auch zusammenhängende Stundenblöcke gehandelt, um den Mindestbetriebszeiten vieler Kraftwerkstypen gerecht zu werden. Die LPX unterhält im Gegensatz zur EEX derzeit Börsenbilanzkreise in 6 von 8 Regelzonen. Gegenwärtig sind etwa 30 Unternehmen im Handel an der LPX aktiv. Ebenso wie an der EEX wird angestrebt, den Handel mit Base- und Peakload Terminkontrakten in der ersten Jahreshälfte 2001 aufzunehmen /Pilgram 2000/.

Amsterdam Power Exchange APX

Die APX, ein privatwirtschaftliches Unternehmen an welchem etwa 30 Aktionäre, vorwiegend Energieversorgungsunternehmen, beteiligt sind, nahm im Mai 1999 den Spothandel auf und eröffnete im Mai 2000 als erster Spotmarkt den Handel mit Stundenprodukten auch für den deutschen Markt. Neben dem Handel mit Stundenprodukten bietet die APX auch ein elektronisches *Bulletin Board* zur Vermittlung bilateraler Kontrakte. Für 2001 ist geplant, den Handel mit Futures ebenso wie den kontinuierliche Handel für Stundenprodukte zur Lieferung am selben Tag, den sogenannte *Hour ahead Market*, aufzunehmen.

2.6 Energiehandel

Grundsätzlich lassen sich zwei unterschiedliche Motivationen des Energiehandels unterscheiden. Erstlich der Handel zum Zweck der Systemoptimierung. Darunter fällt beispielsweise der Absatz von Überschussmengen, das Ausnützen von Optionalitäten im Portfolio und das Schließen noch verbliebener offener Positionen. Zweitens der Handel im eigentlichen Sinne, d.h. der An- und Verkauf von Energie mit dem Ziel der Gewinnmaximierung. In der Praxis sind alle Mischformen vertreten.

Unter Energiehandel im engeren Sinne versteht man den nationalen und internationalen An- und Verkauf von Energie auf Großhandelsebene, also im 380 kV Netz. Der Energiehandel insgesamt umfasst neben dem klassischen physischen Handel zur Kundenversorgung eine ganze Reihe z.T. neuer Aufgabenbereiche. Dazu gehören die Steuerung offener Positionen in Erwartung von Marktpreisänderungen, also Spekulation und damit aktive Risikonahme zur Realisierung von Gewinnen. Dies beinhaltet den Börsen- und OTC-Handel, sowohl physisch als auch den Handel mit Derivaten. Der Arbitragehandel bietet durch beim Erkennen etwaiger

Marktungleichgewichte die Möglichkeit, risikolosen Gewinn zu realisieren.

Ziel des Energiehandels ist, neben der Minimierung der Beschaffungskosten, die Schaffung von Planungssicherheit durch das *Hedgen* des Kerngeschäfts, insbesondere auch für die Kraftwerksgesellschaft und den Vertrieb. Weiterhin fällt in den Energiehandel der Einkauf von Großhandelsprodukten, um beispielsweise daraus durch Dekomposition individuelle Produkte zu generieren und durch den Einsatz gegebenenfalls eigener bzw. kontrahierter Erzeugungseinheiten zusätzliche Margen zu erzielen. Außerdem das Pooling, d.h. der Ankauf von Mengen kleinerer Erzeuger, um daraus wiederum Großhandelsprodukte zu generieren. Im sogenannten *Cross commodity trading (BTU-trading)* werden insbesondere zwischen Gas und Strom Margen durch das Ausnutzen von Korrelationen zwischen diesen Commodities erzielt.

Diese komplexen, z.T. völlig neuen Aufgaben erfordern von den Unternehmen neben einer adäquaten Aufbau- sowie Ablauforganisation die Beherrschung von Risikomanagementstrategien mit den entsprechenden Informationstechnologien. Im November 1999 waren daher etwa die Hälfte von insgesamt 700 befragten EVU mit der Erstellung neuer DV Konzepte beschäftigt. Lediglich 2 % arbeiteten bis dato mit Risikomanagementsystemen. Die große Mehrzahl der auf dem Markt verfügbaren Softwareinstrumente für den Bereich Einsatzoptimierung, Energieeinkauf und Stromhandel deckt die neuen Anforderungen noch nicht umfangreich ab /Köhler-Frost; Schute 2000/.

Angesichts der aktuellen Strukturveränderungen auf dem Energiemarkt sind die Versorgungsunternehmen gefordert, sich durch neue Konzepte in der Kraftwerkseinsatzplanung unter Teilnahme am Energiehandel dem Wettbewerb zu stellen. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, daß der Absatz künftig durch die Aufhebung geschlossener Versorgungsgebiete immer unsicherer sein wird. Bei Bezug oder Verkauf vom Spotmarkt oder bei Verträgen, die an den Spotmarktpreis geknüpft sind, entstehen erhebliche Preisrisiken. Im skandinavischen Strommarkt sind Preisschwankungen im Stromspothandel von 10 % täglich und im amerikanischen Handel von 50 % jährlich zu beobachten. Damit wird die Strom- und die Brennstoffbeschaffung, sei es durch Bezug oder Eigenerzeugung, wesentlich flexibler zu gestalten sein. Zwar sind die Preisschwankungen auf dem Terminmarkt weniger gravierend, jedoch werden die Terminmarktpreise in erheblichem Maße die langfristige Kraftwerkseinsatzplanung bestimmen.

2.6.1 Organisationsstruktur des Energiehandels im liberalisierten Markt

Wie oben dargelegt, müssen sich die neuen komplexen Handelsaufgaben mit ihren Schnittstellen innerhalb des Unternehmens in einer entsprechenden Organisation des Unternehmens widerspiegeln. Es hat sich durch die Erfahrungen im Finanzsektor bewährt, die Aufteilung der vielfältigen Aufgaben der Handelsabteilung in Front-, Middle-, und Back Office zu untergliedern. Hintergrund ist die Trennung der Verantwortungsbereiche, Handel und Risikomanagement, um die Interessenkonflikte der einzelnen Akteure zu reduzieren /Dudenhausen 1999b/.

Front Office

Der Verantwortungsbereich des Energiehändlers im Front Office erstreckt sich von der Auffindung potentieller Vertragspartner über die erste Überprüfung von Angeboten bis hin zu den Verhandlungen über die Konditionen des Vertrages sowie den eigentlichen Vertragsabschluß. Darunter fällt das Handelsgeschäft gegenüber anderen Tradern im OTC Markt und die Durchführung von Börsengeschäften.

Middle Office

Hauptaufgabe des Middle Office ist neben der Entwicklung des Handelsplans die Risikoermittlung und Steuerung des Portfolios sowie das interne Controlling. Dazu werden im Middle Office interne und externe Datenquellen genutzt, um beispielsweise Korrelationen zwischen unterschiedlichen Produkten und Märkten zu ermitteln. Auf dieser Basis können für einzelne Händler, Regionen und Produkte gemäß den Vorgaben aus der Unternehmensleitung individuelle Limits ermittelt werden. Weiterhin werden energiewirtschaftliche und Portfolioanalysen durchgeführt, worunter auch die Beobachtung der Marktentwicklung, die Bedarfsanalyse sowie das Erstellen von Preis- und Lastprognosen fällt. Der Durchleitungsmanager kann ebenfalls im Middle Office angesiedelt sein. Seine Aufgabe ist die Koordination und Optimierung von Strom- und Gasdurchleitung, was die Identifikation von Abtauschgeschäften zur Reduktion der Transportkosten beinhaltet. Darüber hinaus sind oftmals im Middle Office Mitarbeiter aus der Kraftwerkseinsatzplanung integriert, um eine optimale Fahrweise der Kraftwerke sowie der Speicher erzielen zu können.

Back Office

Die Mitarbeiter im Back Office sind nicht im operativen Bereich des Handels tätig, sondern kümmern sich im Wesentlichen um die Abwicklung, also die Verwaltung und die buchhalterischen Belange, des Trading Floors. Darüber hinaus werden auch hier Controllingaufgaben durchgeführt.

2.6.2 Modelle zur Strompreisprognose

Das Middle Office entwickelt Handelsstrategien, welchen Informationen aus unterschiedlichsten Bereichen zugrundeliegen, wie etwa aus Modellen zur Strompreisprognose. Diese Modelle lassen sich grundsätzlich nach ökonomischen Ansätzen, welche entweder fundamental oder datenbasiert sein können, No-Arbitrage-Modellen oder Gleichgewichtsmodellen unterscheiden /Müller-Merbach 2000/.

Strompreise weisen aufgrund der ihnen zugrundeliegenden Erzeugungstechnologien sowie der Nachfragesituation im Commoditymarkt einmalige charakteristische Eigenschaften auf. Die Volatilität der Strompreise nimmt mit der Höhe des Strompreisniveaus überproporti-

onal stark zu. Dies liegt darin begründet, daß die Grenzkosten der bei steigender Last zusätzlich benötigten Erzeugungstechnologien stark ansteigen und die Nachfrage nahezu unelastisch ist. Die Volatilitäten kurzfristiger Kontrakte sind weiterhin gegenüber den Volatilitäten langfristiger Kontrakte stark erhöht, da bei einem kurzfristigen Planungshorizont preisrelevante Einflüsse, wie etwa Wetterverhältnisse oder Kapazitätsengpässe, schon bekannt oder mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit prognostizierbar sind, während dies bei langfristigen Kontrakten nicht der Fall ist.

Durch die quasi Nichtlagerbarkeit von Strom können bei unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen oder Nichtverfügbarkeit von Transportkapazitäten hohe temporäre Preisspitzen auftreten. Mittelfristig jedoch folgen die Strompreise einem sogenannten *mean reversion* Prozeß, da sie sich nach Beseitigung einer preistreibenden Störung schnell wieder auf die Grenzkosten der Erzeugung zubewegen und somit von einem stabilen Preispfad ausgegangen werden kann. Langfristig unterliegen die Preise jedoch einem *random walk* (engl.: random = zufällig, walk = Gang), da sich langfristig Grenzkosten, Angebots- und Nachfragestruktur vielfältig und kaum prognostizierbar ändern, etwa durch politische Einflussnahme, substantielle Änderungen in den Primärenergiepreisen, Technologiesprünge etc.

Ökonometrische Modelle berücksichtigen üblicherweise sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Einflussfaktoren. Angebotsseitige Einflussfaktoren sind z.B. Kraftwerksausfälle, Wetterprognosen, Brennstoffpreise, die Investitionspolitik der EVU, der technologische Wandel sowie die Gesetzgebung. Die hauptsächlichen Determinanten auf der Nachfrageseite sind kalendarische Daten wie Jahreszeit, Wochentag und Tageszeit, Konjunkturdaten, Demographie, technologischer Fortschritt und Bewusstseinswandel sowie wirtschaftlicher Wandel. Diese Daten werden entweder in einen logischen oder datentechnischen inneren Zusammenhang gebracht, um auf diese Weise auf eine künftige Forwardpricecurve schließen zu können.

Die sogenannten No-Arbitrage Modelle /Pilipovic 1997/ schließen von einem gegenwärtig zu beobachteten Spotpreis auf einen Forwardpreis. Diesem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, daß der Spotpreis in einem *mean reversion* Prozeß um einen Gleichgewichtspreis, welcher einer Drift unterworfen ist, pendelt. Weiterhin wird davon ausgegangen, daß die auftretenden Preise standardnormalverteilt sind und die Forwardpreise mit abnehmender Restlaufzeit gegen die Spotpreise konvergieren. Ein solches Verhalten ist jedoch nur bei speicherbaren Gütern zu beobachten, wodurch die Anwendung dieses Modells auf die Commodity Strom fragwürdig erscheint. Der langfristige Gleichgewichtspreis sowie eine konstante Risikoprämie, welche die erwartete Überrendite bezogen auf die Volatilität des Underlyings beschreibt, sind in der Realität nicht beobachtbar. Die ausgeprägte Saisonalität sowie Sprünge in den Strompreisen können mit diesem Modell ebenfalls nicht abgebildet werden.

Gleichgewichtsmodelle können zum einen auf ökonometrischen Ansätzen der Mikrostrukturtheorie, zum anderen auf Basis prozessanalytischer Betrachtungen /Kraus 2000/ wie GEMM (German Electricity Market Model) /Kramer 2000/ beruhen. Hierbei wird die gesamte Erzeugungsseite, also alle relevanten Erzeuger prozessnah abgebildet um auf Basis von Last-

prognose unter unterschiedlichen Szenarien mögliche zukünftige Preisbewegungen simulieren zu können. Weiterhin können diesen Modellen auch spieltheoretische Ansätze zugrundeliegen SPARK /Riechmann 2000/, in denen strategisches Verhalten aller Marktteilnehmer und deren Auswirkungen auf den Markt untersucht werden.

Diese Modelle werden in der Regel auf Basis bereits am Markt beobachteter Daten kalibriert. Dabei liegt die Überlegung zugrunde, daß die modellierten Wirkungsmechanismen tatsächlich zu den beobachteten Preissignalen geführt haben. Preisbildungsmechanismen in der Realität sind aber ungleich komplexerer Natur, z.B. hervorgerufen durch psychologisches Verhalten der Akteure, so daß diese Modellergebnisse lediglich eine Säule bei der Findung einer Handelsstrategie sein können.

2.6.3 Portfolio- und Risikomanagement

Unter dem Begriff Portfolio versteht man im allgemeinen die Gesamtheit der Vermögensanlagen eines Wirtschaftssubjektes. Bei Energieversorgungsunternehmen sind dies insbesondere die Eigenerzeugungsanlagen sowie alle Verträge zum Kauf bzw. Verkauf von Energie einschließlich der Finanzderivate. Aufgabe des Portfoliomanagements ist die Planung und Selektion gemäß den Präferenzen des Wirtschaftssubjektes durch Überwachung und Umschichtung, Ankauf und Verkauf von Positionen. Man unterscheidet das Einkaufsportfolio sowie das Verkaufsportfolio. Werden beide Seiten übereinandergelegt oder *genettet*, so werden offene Positionen sichtbar. Offene Positionen sind Verträge, welche abgeschlossen wurden, ohne daß bislang ein entsprechendes Gegengeschäft eingegangen wurde. Die Höhe der offenen Positionen in Verbindung mit der Volatilität der dazugehörigen Marktpreise und deren Korrelation zu anderen im Portfolio befindlichen Positionen stellt ein Risikomaß dar /Pilipovic 1997/, /Kramer 2000/. Hierbei ist von elementarer Bedeutung, daß das Gesamtrisiko des Portfolios geringer ist, als die Summe der Einzelrisiken. Auf Basis des Portfoliomanagements kann das Risiko, das durch die offenen Positionen besteht, ermittelt und gemanagt werden. Offene und damit risikobehaftete Positionen entstehen also, wenn Ein- und Verkauf zu unterschiedlichen Zeiten erfolgen und Preise, Volumina und Volatilitäten in der Zwischenzeit Schwankungen unterliegen. Dies beinhaltet, daß die eigene Position einer permanenten Neubewertung unterzogen werden muss, d.h. das Unternehmensportfolio muss ständig aktualisiert und optimiert werden, um an die stochastische Umgebung jeweils optimal angepasst zu sein.

Im Rahmen des Portfoliomanagements werden mögliche künftige Marktszenarien simuliert. Bei der Simulation sogenannter *worst case* Szenarien werden daher zwar für unwahrscheinlich gehaltene, aber doch mögliche Marktszenarien erzeugt, um die Wertentwicklung bzw. Robustheit des Portfolios unter Extremsituationen zu testen. Danach wird entschieden, ob das Portfolio die vorher festgelegten Limits einhält oder ob zur Absicherung von Risiken Umschichtungen im Portfolio erfolgen müssen.

Die Notwendigkeit des Risikomanagements für Energieversorgungsunternehmen leitet

sich auch aus dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich /KonTraG 1998/ ab. Die Geschäftsleitung wird darin verpflichtet, ein Risikomanagementsystem zu unterhalten, um damit Entwicklungen, welche den Fortbestand der Gesellschaft gefährden, frühzeitig erkennen und Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Grundlage des Risikomanagements ist die Portfolioanalyse.

Basierend auf aktuellen und historischen Marktdaten wird mittels mathematischer Analysen das aktuelle Portfoliorisiko und dessen Zusammensetzung ermittelt. Die Bewertung des Portfolios kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen: Gewinn (Verlust), Liquidität, Risiko. Das Marktrisiko läßt sich beispielsweise durch den *Value-at-Risk* (VaR) ausdrücken, welcher angibt, wieviel das Portfolio über einen definierten Zeitraum mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit höchstens an Wert verliert. Das Portfolio wird auf seine Sensitivität bezüglich bestimmter Faktoren wie Spotpreis, Terminpreis, Volatilität und Restlaufzeit von Verträgen getestet. Anschließend werden mögliche Hedgingstrategien auf das Portfolio angewendet, mit dem Ziel, das Gewinn-Risiko Verhältnis zu verbessern und mindestens in den vorgegebenen Grenzen zu halten. Durch ständig schwankende Marktpreise müsste das Portfolio kontinuierlich neu gehedgt werden, sobald sich die offenen Positionen außerhalb des Limits befinden, in der Praxis werden jedoch gewisse Risiken aufgrund von illiquiden Märkten, insbesondere im OTC Geschäft in Kauf genommen. In der Praxis hat sich bislang bei vielen EVU das mengenmäßige Verhältnis mit einem Anteil von 80 % des Gesamtvolumens an langfristigen Verträgen mit festen Preisen und etwa 20 % die kurzfristig zu schwankenden Marktpreisen bedient werden als Strategie etabliert /Nabe 1999/.

Im Energieversorgungsunternehmen treten unterschiedliche Arten von Risiken auf, für deren Erfassung, Quantifizierung und Steuerung verschiedene Methoden existieren. Grundsätzlich lassen sich die folgenden Risikoarten unterscheiden /Lux 1999/, /Voß 2000/.

Unter das *Marktrisiko* fällt in erster Linie das *Preisrisiko*, d.h. es besteht eine Wahrscheinlichkeit, daß dem Unternehmen finanzielle Verluste durch nicht abgesicherte Preisschwankungen entstehen. Diese treten beispielsweise dann auf, wenn offene Positionen im Portfolio befindlich sind, die zu einem späteren Zeitpunkt zu noch unbekanntem Marktpreisen beschafft oder verkauft werden müssen. Daneben sind die sog. *Liquiditätsrisiken* von Bedeutung, die durch den unerwarteten Entzug von Liquidität entstehen. Dies geschieht beispielsweise, wenn im Rahmen von Geschäften mit Futures *Margin calls* (Nachschussverpflichtungen) fällig werden, oder wenn Zahlungsströme aus Absicherungsgeschäften zeitlich nicht mit den Zahlungsverpflichtungen aus den Basisgeschäften übereinstimmen.

Ein weiteres Marktrisiko ist das *Basisrisiko*, welches dadurch entsteht, daß ein Hedginginstrument sich nicht proportional zum abzusichernden Gut entwickelt. Marktliquiditätsrisiken entstehen vorzugsweise in wenig liquiden, oftmals also neuen Märkten mit einer begrenzten Anzahl von Spielern. Unter der Preisvolatilität, die zur Bestimmung des Preisrisikomaßes herangezogen wird, versteht man im allgemeinen die Standardabweichung der relativen Preisänderung eines Produktes. Die Volatilität eines Stromproduktes ist über die Zeit jedoch nicht

konstant. Grundsätzlich gilt, daß sich die Volatilität mit dem Näherrücken des physischen Lieferbeginns stark erhöht, da in zunehmenden Maße die damit verbundenen Risiken, wie unvorhergesehener Kraftwerksausfall, zunehmen. Weiterhin weist die Volatilität von Stromprodukten einen saisonalen Einfluss auf. Da sich die Preise in Commoditymärkten langfristig an den Grenzkosten der Erzeugung orientieren, unterliegen die Preise der *mean reversion*, d.h. extreme Preisausschläge klingen relativ schnell ab und nähern sich stets asymptotisch den Grenzkosten. Im Gegensatz dazu unterscheidet man Märkte, die ein *random walk* Verhalten aufweisen, d.h. einem stochastischen Preispfad unterliegen, wie z.B. Aktienmärkte.

Das Marktrisiko eines Portfolios läßt sich in unterschiedlichen Parametern ausdrücken wie z.B. dem *Value-at-Risk* (VaR). Der VaR kann beispielsweise definiert sein als größtmöglicher Verlustbetrag, der mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit innerhalb eines festgelegten Zeitraums bei ungünstiger Marktentwicklung nicht überschritten wird. Sind keine historische Daten zur Ermittlung der Kennzahlen vorhanden, so existieren unterschiedliche Methoden wie Daten in Modellen erzeugt werden können, wie z.B. Stress Testing oder Monte-Carlo Simulation /Meier 2000/, /Putney 1999/.

Das *Kreditrisiko* ist ungleich schwerer zu quantifizieren als das Marktrisiko. Kreditrisiken treten auf, wenn ein Vertragspartner seinen Zahlungspflichten nicht, nur teilweise oder verspätet nachkommt. Dabei steht nicht nur das finanzielle Vermögen im Vordergrund, sondern ebenso seine Möglichkeiten zur physischen Vertragserfüllung durch Eigenerzeugungsanlagen. Managementstrategien, um die Richtlinien des Credit Risk /Dudenhausen 1999a/ zu erstellen, sind die Bonitätsprüfung der Partner, das Setzen von Kreditlimits oder Sicherheitsleistungen z.B. in Form von Bürgschaften.

Das *Operationale Risiko* ist ein Verlustrisiko, welches aufgrund von mangelhaften oder fehlerhaften Informations- und Kontrollsystemen besteht. Menschliches Versagen etwa fällt darunter. Die verschiedenen Abteilungen eines EVU müssen daher durch unabhängige Kontrollinstanzen in regelmäßigen Abständen untersucht werden. In das operationale Risiko fällt ebenso das Prognoserisiko, welches aus der Unsicherheit zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Energieverbrauch oder -preis resultiert.

Bei der Durchführung und Steuerung des Risikomanagements besteht gegenwärtig bei den Unternehmen der deutschen Energiewirtschaft noch eine gewisse Unsicherheit. Dies liegt in erster Linie daran, daß das klassische Risikomanagement seine Wurzeln in den Waretermingeschäften hat, wobei es sich bei diesen Gütern traditionell um, wenn auch oftmals nur bedingt, speicherbare Ware handelt. Diese ist darüber hinaus auch nicht leitungsgebunden und damit kann unter Berücksichtigung von Lagerhaltungskosten und Kapitalmarktzinsen vom Spotmarktpreis in gewissem Maße auf den Terminmarktpreis geschlossen werden. Da es sich beim Risikomanagement um statistische Verfahren handelt, werden historische Zeitreihen benötigt, um daraus Parameter wie Korrelationen und Volatilitäten ableiten zu können. Da in Deutschland börsennotierte Strompreise erst seit Mitte des Jahres 2000 existieren, ist der notwendige Datenbestand noch bei weitem nicht erreicht. Die ältesten Märkte in Skandinavien

sind gerade 8 Jahre alt und die dort beobachteten Preise stark von der dortigen Erzeugungsstruktur geprägt, so daß diese historischen Preisinformationen praktisch nicht oder nur in sehr begrenztem Maße die Grundlage für ein Risikomanagementsystem im deutschsprachigen Raum bilden können. Weiterhin werden die beobachteten Strompreise in hohem Maße durch Strukturbrüche und politische Einflussnahme wie etwa Kernkraftausstieg, KWK- Gesetz oder Erneuerbare-Energien-Gesetz beeinflusst, also von Faktoren, die keiner einfach meßbaren statistischen Gesetzmäßigkeit gehorchen.

3 Material und Methode

Aufgabe der Kraftwerkseinsatzoptimierung war und ist es, die verfügbaren Anlagen zur Erzeugung und Speicherung der leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Fernwärme sowie die bestehenden Energiebezugs- und Lieferverträge so einzusetzen, daß ein ökonomisches Extremum erreicht wird, während alle technischen, ökologischen und vertraglichen Randbedingungen eingehalten werden. Durch die Optimierung der Anlagenfahrweise gegenüber einer empirischen Fahrweise des Lastverteilers ließen sich, je nach Anwendungsfall Rationalisierungspotentiale in der Größenordnung von etwa 2 - 7 % der variablen Kosten nachweisen /Malmström; Käck 1999/.

Bei vertikal integrierten Unternehmen im monopolistischen Umfeld steht die kostenminimale Deckung einer prognostizierten Nachfrage zu minimalen Kosten im Mittelpunkt der Planung. Der zugrundeliegende Planungsprozess ist zeitlich streng hierarchisch gegliedert und in die Bereiche lang-, mittel- und kurzfristige Einsatzplanung aufgeteilt. Durch die relativ gute Prognostizierbarkeit der zu deckenden Last, welche hauptsächlich konjunkturellen und klimatischen Schwankungen unterworfen ist, kann der Kraftwerkseinsatz hauptsächlich nach technischen Kriterien erfolgen. Dies ist im wettbewerblichen Umfeld nicht mehr der Fall.

Die Planungsaufgaben bei EVU mit eigenen Stromerzeugungsanlagen, oftmals in Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt, sind von hoher Komplexität, so daß sie ohne Unterstützung durch computergestützte Planungsinstrumente praktisch nicht ergebnisoptimal durchgeführt werden können. Die Liberalisierung der Energiewirtschaft mit dem obligatorischen Unbundling erhöht die Komplexität der Planungsaufgaben durch weitere Freiheitsgrade, die sich auch durch erweiterte Handelsmöglichkeiten ergeben, zusätzlich. Stand vor der Liberalisierung die Prognose der zu deckenden Last im Mittelpunkt der Planung, so sind in einem liberalisierten Markt der aktuelle und künftige Marktpreis die wichtigsten Planungsparameter.

Ziel der Arbeit ist daher, aufbauend auf dem klassischen Planungsansatz, die Kraftwerkseinsatzoptimierung gemeinsam mit dem Stromhandel im Sinne der Portfolio-Optimierung für den Gesamtkonzern zu erweitern.

Dazu werden zunächst die Grundlagen der modellgestützten Planung sowie die im allgemeinen verwendeten Lösungsmethoden vorgestellt. Darauf aufbauend wird eine Methode zur Handels- und Betriebsplanung, basierend auf dem klassischen Konzept der Kraftwerkseinsatzoptimierung mit GGLP, für ein EVU mit Erzeugungs- und Handelsgesellschaft unter Berücksichtigung eines Termin- und Spotmarktes entwickelt.

3.1 Modellgestützte Planung

Die Planungsrechnungen in EVU werden auf der Basis von Energiesystemmodellen durchgeführt. Der Begriff *Modell* beschreibt das mathematische Abbild eines realen technisch-ökonomischen Kraftwerkssystems /Kühner 1996/. Darüber hinaus können, je nach Planungsziel, die

bestehenden Energiebezugs- und Lieferverträge des Unternehmens sowie die aktuelle und zukünftig erwartete Marktpreissituation Eingang in das Modell finden. Die Randbedingungen des Modells und die zu optimierende Zielfunktion werden in Gleichungen und Ungleichungen formuliert und bilden die mathematische Beschreibung der Eigenschaften des Systems. Unter Zugrundlegung der aktuellen und künftigen Last- und Preissituation, die durch vorherige Prognosen ermittelt wurden, wird ein mathematisches Gleichungssystem formuliert, welches durch geeignete Algorithmen gelöst werden kann. Ergebnis ist beispielsweise die theoretisch hinsichtlich einer oder mehrerer Kriterien optimale Fahrweise des Kraftwerksparks unter Berücksichtigung aller technischen, ökonomischen und ökologischen Randbedingungen. Aufbau und Detaillierungsgrad jedes Modells werden maßgeblich von der zugrundeliegenden Planungsaufgabe sowie dem Lösungsverfahren bestimmt. Die Auswahl des Planungsansatzes, das dabei verwendete Lösungsverfahren, zeitlicher und anlagentechnischer, vertraglicher Detaillierungsgrad sind ebenso abhängig von der Planungsaufgabe. Grundsätzlich lassen sich Modelle zur Ausbau- und zur Einsatzplanung unterscheiden.

3.1.1 Ausbauplanung

In der Ausbauplanung werden langfristige Zeiträume über mehrere Jahre oder gar Jahrzehnte betrachtet, um strategische Fragestellungen, wie etwa Erweiterungen oder Stilllegungen von eigenen Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Szenariorechnungen untersuchen zu können. Dies ist gleichbedeutend mit der Ermittlung derjenigen zeitabhängigen Zusammensetzung von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, die über den Planungszeitraum unter vorgegebenen Randbedingungen einen minimalen Gesamtwert der Kapital- und Betriebskosten ergibt /Voß 1999/. Die Bestimmung der optimalen Ausbaustrategie über den betrachteten Planungszeitraum ist ein dynamischer Prozeß, in dem jede Entscheidung von der vorhergehenden Entscheidung abhängt. Die Abbildung des Systems erfolgt aufgrund der Länge des Optimierungszeitraums gegenüber der Einsatzplanung in wesentlich aggregierter Form.

3.1.2 Einsatzplanung

In der Einsatzplanung stehen die operativen Aspekte der Betriebsführung des gesamten Kraftwerksparks oder auch einzelner Kraftwerksblöcke im Vordergrund. Die hierzu verwendeten Modelle bilden die Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zur Ausbauplanung wesentlich detaillierter ab. Technische Randbedingungen sind beispielsweise Maximal- und Minimalleistung, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten oder Reservorhaltung der einzelnen Blöcke verschiedener Kraftwerke. Ökonomische Randbedingungen sind etwa vertragliche Vereinbarungen für den Strom- und Brennstoffbezug, wie Jahresarbeitsmengen, die Kopplung des Arbeitspreises an Indizes, der Ermittlungsmodus des Leistungspreises etc. Ökologische Randbedingungen können durch maximal zulässige Emissionen über einen bestimmten Zeitraum vorgegeben sein.

Neben den einzuhaltenden Randbedingungen werden Kriterien, hinsichtlich welcher der Betrieb optimiert werden soll, in der sog. Zielfunktion formuliert. Im Monopolssystem ist dies die insgesamt zu minimierende Kostenbilanzfunktion. Investitionskosten oder sonstige betriebsabhängige Aufwendungen werden üblicherweise bei der Einsatzplanung nicht berücksichtigt. In der Einsatzplanung wird traditionell die langfristige, mittelfristige und kurzfristige Einsatzplanung unterschieden.

Bei der langfristigen Einsatzplanung wird ein Zeithorizont von etwa 1 bis 2 Jahren analysiert. Planungsaufgaben, die damit bewältigt werden sollen, sind in erster Linie die Revisionsplanung, die Bewirtschaftung von saisonalen Speichern sowie die Brennstoffbeschaffung und Vertragsbewirtschaftung.

Die mittelfristige Einsatzplanung deckt den Planungszeitraum von etwa einer Woche bis zu mehreren Monaten ab. Die in der langfristigen Einsatzplanung ermittelten Vorgaben zur Kraftwerksverfügbarkeit und vereinbarten Brennstoff- oder Energiemengenkontingenten werden kontinuierlich an aktuelle Entwicklungen angepasst. Auf dieser Planungsebene wird gegenüber der langfristigen Planung ein detaillierteres Modell eingesetzt, welches erste konkrete Entwürfe für die Fahrweise der einzelnen Komponenten des Kraftwerksparks ermittelt.

Die Ergebnisse der mittelfristigen Einsatzplanung wiederum stellen die Eingangsdaten für die kurzfristige Einsatzplanung für den Zeitraum von einem Tag bis zu mehreren Tagen dar. Hierbei wird die Gesamtlast auf die einzelnen Erzeugungsanlagen aufgeteilt und somit Fahrpläne für die einzelnen Kraftwerke erstellt. Darin ist festgelegt, wie lange welche der verfügbaren Kraftwerke mit welcher Leistung betrieben werden sollen. Somit steht am Ende des Planungsprozesses mit den Ergebnissen der kurzfristigen Einsatzplanung für den Zeitraum von einem oder mehreren Tagen ein detaillierter Einsatzplan fest. Die lang-, mittel- und kurzfristige Planung basiert dabei im Wesentlichen auf Prognosen für den jeweiligen Planungszeitraum. Dies betrifft vorwiegend die Brennstoffpreise und die verbrauchsbedingt gegebene Energienachfrage. Ab einer bestimmten Abweichung der tatsächlichen Entwicklung von den prognostizierten Größen werden die entsprechenden Planungsschritte mit allen darunter liegenden Ebenen neu durchgeführt und somit der sich ständig verändernden Situation angepaßt. Dieses kontinuierliche Verfahren wird als rollierende Planung bezeichnet.

3.1.3 Einsatz- und Handelsplanung im wettbewerblichen Umfeld

Im liberalisierten Markt steht nicht mehr die kostenminimale Deckung der Last im Mittelpunkt, sondern die Maximierung des Gewinns des Gesamtunternehmens. Dieses ist nun durch das *Unbundling* üblicherweise in die Unternehmensteile Erzeugung, Handel, Transport und Vertrieb aufgeteilt. Je nachdem, in welcher Unternehmenseinheit ein Planungsinstrument angesiedelt ist und wie insbesondere die Schnittstelle zwischen Stromhandel und Erzeugung im Detail ausgestaltet ist, werden Planungsinstrumente aus den entsprechenden Blickwinkeln mit unterschiedlichem Fokus eingesetzt. In dieser Arbeit soll eine Planungsmethodik vorgestellt werden,

welche die beiden Unternehmensteile Stromhandel und Erzeugungsgesellschaft umfasst, um ein gesamtwirtschaftliches Optimum für diese beiden Unternehmensteile zu erwirtschaften. Zwar wird vom Gesetzgeber die getrennte Rechnungslegung der einzelnen Unternehmenseinheiten gefordert, eine enge Kooperation und hoher Informationsfluß zwischen diesen Bereichen ist jedoch legitim. Die Ausnutzung von Synergieeffekten kann für beide Seiten erforderlich sein, um als Ganzes im Wettbewerb bestehen zu können. Die Ausgestaltung und die Intensität der Zusammenarbeit und damit die Ausgestaltung von Schnittstelle und Planungsprozess kann jedoch in einzelnen Unternehmen gemäß ihrer Firmenphilosophie sehr verschieden sein. Beispielsweise können Kraftwerksgesellschaften verpflichtet sein, ausschließlich für die eigene Handelsgesellschaft zu produzieren, in anderen Fällen können diese auch eigenständigen Handel betreiben.

Der hier entwickelte Planungsansatz unterstellt die vollkommene informatorische Transparenz zwischen Handel und Erzeugung zur Erzielung eines wirtschaftlichen Gesamtoptimums. Bei dieser Gesamtoptimierung gehen Informationen aus beiden Unternehmensteilen in die Zielfunktion der Optimierung ein. Dies sind die Kosten der Erzeugungsgesellschaft, wie im Wesentlichen die Brennstoffkosten, Kosten für Rauchgasreinigung etc., aber auch die Kosten und Erlöse aus dem Energiehandel. Beim vorgestellten Planungsansatz ist nicht in erster Linie die Nachfrage des eigenen, nunmehr auch stärker fluktuierenden Kundenstamms bestimmend für die Kraftwerkseinsatzplanung, sondern, wie beim Handel, der Marktpreis, welcher an den neu entstandenen Handelsplätzen Spot- und Terminbörse bestimmt wird. Dadurch wird primär der Terminpreis die langfristige Einsatzplanung der Erzeugungseinheiten bestimmen. Die vormaligen technischen Restriktionen treten dagegen in den Hintergrund.

Der tatsächliche kurzfristige Kraftwerkseinsatz wird ebenfalls nicht mehr in erster Linie von der zu deckenden Last, sondern durch die Spotmärkte in hohe Maße vom aktuellen Systempreis abhängen. Die Handelsabteilung (*Trading Floor*) wird also, basierend auf einer individuellen Risikostrategie, abhängig von Preisprognosen und Absatzprognosen der Vertriebsabteilung, zunehmend den Planungsprozess in der Kraftwerkseinsatzplanung beeinflussen. Umgekehrt bestimmen etwa nicht vollständig ausgelastete oder potentiell abschaltbare Kraftwerkskapazitäten den Handelsspielraum des Trading Floors. Aus dem operativen Geschäft der Handelsabteilung, gekennzeichnet durch Handelsgeschäfte, Optionsausübung und Kundenverhalten, ergeben sich nunmehr die entscheidenden Parameter für die Einsatzplanung. Letztendlich resultiert der letztendliche Kraftwerkseinsatz weitgehend losgelöst vom tatsächlichen physikalischen Bedarf des in der Handelsabteilung kontrahierten Absatzes /Fischer 2000/, /Kvennas 2000/, /Roark 1999/, /Wolter 2000/.

Dieses Vorgehen macht es erforderlich, den bisherigen Planungsansatz um die im liberalisierten Markt beherrschenden Elemente Termin- und Spotmarkt, sowie die dadurch entstehenden Marktpreise zu erweitern. Die bisherige traditionelle Kraftwerkseinsatzplanung wird sich daher im Sinne einer Portfolio-Optimierung und des Portfoliomanagements weiterentwickeln.

3.1.4 Lösungsverfahren

Lösungsverfahren von Planungs- und Entscheidungsproblemen setzen sich aus den Schritten Modellbildung, Anwendung mathematischer Methode und optimaler Entscheidung zusammen. Dabei werden unterschiedliche mathematische Lösungsverfahren, abhängig von der Problemformulierung, etwa durch kontinuierliche oder diskrete Variablen und deren Verknüpfungen zu linearen oder nicht-linearen Gleichungen und Ungleichungen, angewendet. Die Kombination aus Problemformulierung und Lösungsverfahren bestimmt folglich die Methode. Bei der Auswahl eines Verfahrens zur Lösung des klassischen Kraftwerkseinsatzproblems müssen einige Anforderungen berücksichtigt werden. Für die mathematische Formulierung des Problems sind die funktionalen Zusammenhänge zwischen Eingangs- und Ausgangsgrößen der abgebildeten Prozessen relevant, im Wesentlichen sind dies funktionale Zusammenhänge zwischen Stoff- und Energieströmen sowie den dabei entstehenden Kosten und ggf. erwirtschafteten Erlösen. Diese Zusammenhänge sind im allgemeinen nicht konvex, unstetig, und mit ausreichender Genauigkeit stückweise linearisierbar. Der für das Kraftwerkseinsatzproblem anzuwendende Algorithmus soll das Kostenoptimum bestimmen können oder zumindest in angemessener Rechenzeit bei vorgegebener Rechnerleistung eine Lösung in abschätzbarem Abstand vom Optimum ermitteln können.

Heuristische Methoden

Neben den mathematischen Optimierungsverfahren existieren heuristische Methoden sowie Mischformen aus beiden. Heuristische Algorithmen arbeiten auf der Basis eines Simulationsmodells. Üblicherweise wird dabei eine Einsatz- und Ausfahrreihenfolge (engl.: *Merit Order*) der Kraftwerke auf Basis steigender betriebsabhängiger Erzeugungs- bzw. Zuwachskosten vorgegeben. Einschalt- und Ausfahrreihenfolge sind dadurch primär von ökonomischen (z. B. Brennstoffpreisen und Tarifen) sowie technischen (z. B. Wirkungsgraden des Kraftwerks) Randbedingungen abhängig. Da diese Parameter zeitlich nicht konstant sind, wird üblicherweise eine Vielzahl solcher Ranglisten definiert, die analytisch sowie auf Basis detaillierter empirischer Kenntnis des zugrundeliegenden Kraftwerkssystems erstellt werden können. Die jeweils relevante Einsatzreihenfolge und dadurch bestimmte Lösungsstrategie wird oftmals vom Einsatzplaner aufgrund eigener Erfahrungen vorgegeben.

Heuristische Algorithmen weisen durch ihre empirische Natur eine geringe Flexibilität auf und können daher nicht beliebig auf sich ändernde Kraftwerks- und Vertragsstrukturen übertragen werden. Selbst geringfügige Veränderungen von Randbedingungen können schon die Modifikation sowohl des methodischen Vorgehens als auch der programmtechnischen Umsetzung erfordern.

Beim Einsatz heuristischer Verfahren müssen zudem z. T. erhebliche Einschränkungen bei der Abbildungsgenauigkeit hingenommen werden. Dies betrifft insbesondere zeitschrittübergreifende Bedingungen wie z. B. Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, An- und Abfahr-

vorgänge sowie den Speichereinsatz /Hanselmann 1996/. Diese Eigenschaften lassen heuristische Algorithmen für den Einsatz im Planungsprozeß, der dem liberalisierten Energiemarkt zugrunde liegt und durch starke Schwankungen der Randbedingungen gekennzeichnet ist, als wenig geeignet erscheinen.

Verfahren zur stochastischen Betriebsrechnung beruhen klassischerweise auf einer heuristischen Ermittlung des Anlageneinsatzes /Klafka 1993/. Ein verbreitetes Verfahren ist die Auswahl einer beliebigen Kombination zufällig auftretender Ereignisse und die Ermittlung des jeweiligen Anlageneinsatzes für diesen Systemzustand durch eine entsprechende Heuristik. Zur Gewährleistung der Konvergenz ist es jedoch notwendig, eine hohe Anzahl von möglichen Kombinationen zu betrachten. Dieses Verfahren ist für Kraftwerksparks mit einer hohen Komponentenzahl nicht mehr einsetzbar. Verfahren, die auf größere Probleme anwendbar sind, verlangen die Darstellung der verbrauchsbedingten Stromnachfrage in Form von Dauerlinien. Dadurch können jedoch dynamische Eigenschaften, wie z. B. Anfahrvorgänge, nicht exakt abgebildet werden.

Optimierungsverfahren

Im Gegensatz zu den heuristischen Verfahren zielen mathematischen Optimierungsverfahren auf die Ermittlung des mathematisch exakten Optimums hinsichtlich des jeweils formulierten Zielkriteriums (z. B. maximaler Gewinn) unter Einhaltung der vorgegebenen Randbedingungen. Mathematische Verfahren sind in der Regel unabhängig von der zugrundeliegenden Modellstruktur und daher flexibler bei Modelländerungen. Dieser Flexibilität steht jedoch ein im Vergleich zu heuristischen Verfahren deutlich höherer Rechenaufwand gegenüber.

Aus der Vielzahl der bislang entwickelten Verfahren haben sich in der Praxis bei kurz- und mittelfristiger Kraftwerkeinsatzoptimierung die Verfahren behauptet, die im Kern auf der dynamischen Programmierung (DP), der Lagrange Relaxation (LR) sowie der Linearen Programmierung (LP) basieren.

Dynamische Programmierung

Optimierungsprobleme, die das Bellman'sche Optimalitätsprinzip erfüllen /Bellman 1957/, können durch die Methode der Dynamischen Programmierung (DP) gelöst werden. Das Bellman'sche Prinzip besagt, daß für jede Stufe in der Entscheidungsabfolge die optimale Entscheidungsabfolge des Restprozesses nicht von den vorhergehenden Entscheidungen abhängen darf. Die DP erfordert die vollständige Diskretisierung der funktionalen Zusammenhänge. Dabei werden durch eine effektive Lösungsstrategie im Gegensatz zur vollständigen Enumeration nur diejenigen Entscheidungsfolgen berücksichtigt, die potentiell optimal sind.

Für Planungsprobleme im Bereich der Energieerzeugung ist DP aber nur in ausgewählten Fällen anwendbar, da in der Problemformulierung das Bellman'sche Optimalitätsprinzip aufgrund zeitlich koppelnder Randbedingungen häufig nicht erfüllt ist /Voß 2001/. Da zudem für

die DP keine Standardsoftwareprogramme existieren, sind Anwendungen, in denen ausschließlich DP zur Kraftwerkseinsatzplanung eingesetzt wird, vergleichsweise selten /Maubach 1994/.

Lagrange Relaxation

Lösungsansätze mit Lagrange-Relaxation nutzen die Eigenschaft der Separierbarkeit mathematischer Optimierungsprobleme aus. Bei diesem Verfahren werden zusätzliche Optimierungsvariablen in das originale Optimierungsproblem eingeführt (Lagrange-Faktoren). Durch mathematische Umformungen kann das Original-Problem in ein Koordinator-Problem zerlegt werden, das bezüglich der Lagrange-Faktoren zu maximieren ist sowie in mehrere Unterprobleme, die bezüglich der Optimierungsvariablen zu minimieren sind. Die Teilprobleme werden üblicherweise mit LP, GGLP oder DP gelöst. Dadurch wird eine Parallelisierung der Optimierungsaufgabe möglich /Huonker 2001/. Die LR ist ein vergleichsweise schnelles Lösungsverfahren, wobei die Anwendbarkeit auf konvexe Lösungsräume beschränkt ist /Wolter 1991/, /Maubach 1994/. Durch den Einsatz entsprechender Heuristiken können auch nicht-konvexe Probleme der Kraftwerkseinsatzplanung gelöst werden, dadurch bedingt ist die mathematische Optimalität nicht mehr nachweisbar. Lagrange Modelle weisen eine lediglich proportional zur Variablenzahl steigende Rechenzeit auf und sind daher für die Behandlung großer Optimierungsprobleme eher geeignet. Nachteilig bei diesem Ansatz ist jedoch, daß der Lösungsalgorithmus problemspezifisch ist, d.h. bei Änderung der Problemstruktur, beispielsweise durch die Integration eines neuen Handelsproduktes in das Modell, muss der Lösungsalgorithmus neu programmiert werden, was einen erheblichen Aufwand darstellt /Gollmer et al. 1997/.

Lineare Programmierung

Die Lineare Programmierung kann ausschließlich für lineare Optimierungsprobleme angewendet werden, d.h. die kontinuierlichen Optimierungsvariablen gehen ausschließlich linear in Restriktionen und Zielfunktion ein. Die mathematisch exakte Lösung der Optimierungsaufgabe läßt sich mit dem Simplex-Algorithmus bestimmen /Dantzig 1948/. Für die Kraftwerkseinsatzplanung ist der reine LP-Ansatz nur bedingt geeignet, da die genaue Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaften von Kraftwerken (z. B. Anfahrkosten, Mindestleistung) binäre oder ganzzahlige Variablen erfordert.

Gemischt Ganzzahlig Lineare Programmierung

Zur Lösung von Problemstellungen mit diesen Ganzzahligkeitsbedingungen werden sog. Entscheidungsbaumverfahren eingesetzt. Am weitesten verbreitet ist der sogenannte *Branch-and-Bound* Algorithmus. Dieses Verfahren in Kombination mit der Linearen Programmierung wird als Gemischt-Ganzzahlig-Lineare-Programmierung (GGLP) bezeichnet und aufgrund seiner Flexibilität in zahlreichen Anwendungen zur lang-, mittel- und kurzfristigen Einsatzoptimie-

rung angewendet. Markterhebungen der Arbeitsgemeinschaft /AGFW 1998/ und des VDI /VDI 1999/ ermittelten die GGLP als meistverwendetes Lösungsverfahren in der Kraftwerkseinsatzoptimierung. Für die GGLP sind leistungsfähige, kommerzielle Standardsoftwareprodukte z.B. /CPLEX 2000/ verfügbar. Das Verfahren hat jedoch den gravierenden Nachteil, daß die Rechenzeiten mit der Anzahl der binären oder ganzzahligen Variablen überproportional stark ansteigen. Daher wird versucht, zum einen auf der Ebene der Modellbildung durch entsprechende Vereinfachungen die Anzahl der Variablen in beherrschbaren Grenzen zu halten oder durch Vorschaltung von Heuristiken zur Ermittlung einer Startlösung die Rechenzeit zu reduzieren. Eine Reduktion der Variablenzahl kann etwa durch die problemspezifische Definition nicht äquidistanter Planungszeitschritte und die Verwendung von Typtagkonzepten erfolgen /Maubach 1994/. Eine weitere Möglichkeit große Modelle zu beherrschen, besteht in der Anwendung mehrstufiger Verfahren, die das Problem sukzessive lösen, wobei die Optimalität nicht mehr nachgewiesen werden kann. /Hönig 1999/ entwickelte hierzu einen mehrstufigen Dekompositionsansatz im Stundenraster mit heuristischer Wärmelastdeckung und anschließender Variationsrechnung, um die übergreifenden Restriktionen zu erfüllen.

Sonstige Verfahren

Neben der Vielzahl der für die Kraftwerkseinsatzplanung angewandten Methoden /Cohen 1987/ wie DP, LR und LP existieren weiterhin Methoden auf Basis künstlicher neuronaler Netze (KNN), Network Flow Algorithmen und Genetische Algorithmen,

Künstliche Neuronale Netze

Die sogenannten künstlichen neuronalen Netze werden mit historischen Datensätzen trainiert, um nichtlineare Funktionen abbilden zu können. Das Training erfolgt durch die Vorgabe einer Vielzahl von historischen Lastmustern und dem jeweiligen dazugehörigen Kraftwerkseinsatz. Basierend auf der aktuellen Lastentwicklung und der Lastprognose können durch die trainierten neuronalen Netze wieder nahezu gleich günstige Einsatzpläne erstellt werden /Hillermeier 1996/. Bei KNN-basierten Ansätzen ist gegenwärtig jedoch die Integration essentieller Nebenbedingungen, wie Blockanfahrzeiten, Mindestzeiten des Stillstands und des Betriebs, nicht möglich. Weiterhin wird sich der Kraftwerkseinsatz im wettbewerblichen Umfeld immer weniger an traditionellen Lastmustern und Einsatzmustern orientieren können, so daß die Anwendung von Methoden, welche ausschließlich KNN basiert sind, für die Portfolio-Optimierung wenig geeignet erscheint.

Network Flow Algorithmus

Optimierungsalgorithmen auf der Basis der Graphentheorie, die sog. Network-flow-Algorithmen, führen in Kombination mit Heuristiken zur vergleichsweise schnellen Lösung auch gro-

ßer linearer Probleme. /Gollmer et al. 1997/. Jedoch sind diese Algorithmen problemspezifisch und daher kaum flexibel gegenüber einer Änderung in der Problemstruktur.

Genetische Algorithmen

Die vom biologischen Evolutionsprinzip Selektion, Rekombination und Mutation inspirierten genetischen Algorithmen werden in hybriden Modellen mit herkömmlichen Lösungsalgorithmen zur Kurzfristoptimierung eingesetzt /Blank et al. 1997/. Verschiedene Varianten des Kraftwerkseinsatzes im Lösungsraum, als Individuen bezeichnet, können weitere Individuen mit besserem Zielfunktionswert erzeugen. Die Erzeugungsstrategie erfolgt dabei durch Kombination ihrer Information zu jeweils neuen sogenannte Elternpaaren (Rekombination) neuer Individuen. Dabei werden Informationseinheiten stochastisch verändert (Mutation), um lokale Minima wieder verlassen zu können. Von den erzeugten Nachkommen überleben nur die, die das Zielkriterium der Kostenminimierung am besten erfüllen (Selektion). Diese stehen als Eltern wiederum für die nächste Generation zur Verfügung. Dieser Vorgang wird solange fortgesetzt, bis keine nennenswerte Verbesserung des Ergebnisses durch weitere Rekombination mehr erreicht werden kann.

3.2 Modell zur Portfolio-Optimierung

In diesem Kapitel wird ein allgemeines Modell eines Energieversorgungsunternehmens mit hydro-thermischem Kraftwerkspark beschrieben, dessen Portfolio über einen Zeitraum von 18 Monaten unter Zugrundelegung eines liquiden Termin- und Spotmarktes für Strom sowie eines Terminmarktes für Gas hinsichtlich Ertrag und Marktpreisrisiko offener Positionen optimal bewirtschaftet werden soll. Zunächst soll jedoch definiert werden, was hier unter Portfolio-Optimierung verstanden wird.

3.2.1 Definition Portfolio-Optimierung

Wie in Kap 2.6.3 dargelegt, versteht man unter dem Prozeß des Portfoliomanagements die gezielte Veränderung einzelner Positionen des gehalten Portfolios, um das Verhältnis aus Ertrag und Risiko innerhalb definierter Grenzen zu halten. Bei der Berechnung des Value-at-Risk eines Portfolios wird berücksichtigt, daß die Summe der Risiken im Portfolio geringer ist, als die Summe der Einzelrisiken. Für den einfachsten Fall eines Portfolios mit nur zwei Assets errechnet sich der VAR nach Gl. (3-1):

$$VAR = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + (2 \times \rho_{12} \times \sigma_1 \times \sigma_2)} \quad (3-1)$$

VAR	Value-at-Risk
σ_1	Standardabweichung Asset 1
σ_2	Standardabweichung Asset 2
ρ_{12}	Korrelation zwischen Asset 1 und 2

Dabei ist zu beachten, daß sich die verwendeten Standardabweichungen auf das entsprechende Zeit- und Konfidenzintervall beziehen (z.B. 10 Tage und 95%).

Gl. (3-1) beinhaltet nichtlineare Terme, so daß es nicht möglich ist, die optimale Zusammensetzung eines Portfolios im Hinblick auf maximalen Ertrag unter Einhaltung eines fest vorgegebenen Risikos mit Hilfe der linearen Programmierung zu bestimmen.

Betrachtet man jedoch vereinfacht Risiken offener Positionen als untereinander nicht korreliert, kann man unter Beachtung der Risikolimits aller einzelnen Positionen oder des vereinfachten additiven Gesamtrisikos mit Hilfe der linearen Programmierung prinzipiell ein ertragsoptimales Portfolio errechnen. Daher kann durch den Ausschluß offener Positionen auch ein Portfolio bestimmt werden, welches keinem Marktpreisrisiko mehr unterliegt.

Bei dem hier vorgestellten Ansatz werden vereinfacht nicht vollständig ausgelastete Kraftwerkskapazitäten im Portfolio nicht mitbewertet. Tatsächlich besitzen diese aber durch ih-

ren Optionscharakter einen Wert, basierend auf der Wahrscheinlichkeit eines künftigen wirtschaftlichen Einsatzes bei steigenden Marktpreisen. Weiterhin werden hier auch keine Kapitaldienste berücksichtigt. Dieses Vorgehen zur Bestimmung eines solchen Portfolios ohne offene Positionen wird hier als Portfolio-Optimierung bezeichnet und anhand einer Fallstudie dargestellt. Zusätzlich wird noch erläutert, wie mit dieser Methode ein optimales Portfolio mit Limitierung offener Positionen zur Spekulation ermittelt werden kann.

Das Marktpreisrisiko, im folgenden vereinfacht Risiko genannt, wird hier also nicht im engeren, finanzmathematischen Sinne verwendet. Wie in Kapitel 2 ausgeführt, ist das Risiko mit den Methoden der Finanzwirtschaft aufgrund der Eigenheiten der Ware Strom und ihrer Erzeugungstechnologien, sowie der nur ungenügenden Anzahl historischer Beobachtungen von Marktparametern zum gegenwärtigen Zeitpunkt und in näherer Zukunft analytisch nicht ohne grobe Vereinfachungen darstellbar /Müller-Merbach 2000/. Das Marktpreisrisiko offener Positionen kann aber trotzdem in vereinfachter Form im Modell berücksichtigt werden.

Um die künftige Preisunsicherheit und die daraus resultierenden Chancen und Risiken auf zusätzliche Margen in das Portfolio integrieren zu können, wird das Marktpreisrisiko aufgrund offener Position in ein reines Mengenisiko transformiert. Die sich dadurch ergebenden spekulativen Mengen können im Portfolio hilfsweise als *Spotmengen* ausgewiesen werden, sie stehen aber in keinem realen Kontext zum dann tatsächlichen Bezug und Verkauf von Spotmengen am Markt, sondern dienen vielmehr als Platzhalter. Der tatsächliche Spotmarkt bleibt von dieser langfristigen Hilfsbetrachtung unberührt, da die tatsächliche Spotplanung jeweils erst am Tag vor der Ausführung stattfindet.

Ein Geschäftsportfolio, welches durch die darin befindlichen Pumpspeicherkraftwerke mit Jahresspeicher, saisonalen Gasspeicher, Verträge mit *Take-or-Pay* Mengen und Verträge über verfügbare Transportkapazität etc. mit langfristigen zeitschrittübergreifenden Restriktionen behaftet ist, kann nur unter Berücksichtigung des gesamten Zeithorizonts, über den Strom- und Gasfutures gehandelt werden, optimiert werden. Da gegenwärtig an der EEX Strommonatsfutures bis zu 18 Monaten im Voraus gehandelt werden, wird dieser Zeithorizont für das Modell gewählt.

Zudem müssen zur Bestimmung des optimalen Produktportfolios ebenso bestimmte technische, über wenige Stunden zeitlich koppelnde Restriktionen, wie etwa Mindestbetriebszeiten oder Laständerungsgeschwindigkeiten, berücksichtigt werden. Diese Restriktionen können, wie auch die Deckung der Stromnachfrage, nur durch die Modellierung in zeitlich hoher Auflösung adäquat abgebildet werden.

3.2.2 Auswahl eines Lösungsverfahrens

Die oben dargestellten Lösungsverfahren kennzeichnet in der Mehrzahl, daß bei z.T. nur geringfügiger Änderung der Problemstruktur, entweder durch hinzufügen oder ändern bestehender Kraftwerke oder Verträge, ein erheblicher Programmieraufwand für die Anpassung des Lö-

sungsalgorithmus entsteht. Insbesondere im wettbewerblichen Umfeld, gekennzeichnet durch häufige Änderungen in den Vertragsbeziehungen und das Auftreten neuer Produkte, ist daher die Flexibilität des Lösungsverfahrens von großer Bedeutung. Die gemischt ganzzahlig lineare Programmierung bietet diesbezüglich die besten Voraussetzungen. Um die bei der langfristigen Planung zu berücksichtigenden Zeiträume mit einer begrenzten Anzahl von Variablen mit ausreichender Genauigkeit abbilden zu können, wird daher für die rollierende Portfolio-Optimierung ein 2-stufiger Planungsansatz auf Typtagbasis entwickelt.

3.2.3 Mathematische Modellbildung

Im folgenden werden die wichtigsten in der Portfolio-Optimierung benötigten Gleichungen, basierend auf der GGLP, beschrieben. Dies umfasst insbesondere die Zielfunktion sowie die Nebenbedingungen.

Allgemeines lineares Optimierungsproblem

Die mathematische Formulierung einer linearen Optimierungsaufgabe besteht aus der sogenannten Zielfunktion und einer Reihe von Nebenbedingungen. In der Zielfunktion (3-2) wird eine skalare Größe definiert, für die ein Extremwert gesucht wird. Durch die Nebenbedingungen (3-3) wird der Lösungsraum aufgespannt, in dem zulässige Lösungen des Optimierungsproblems liegen. In verallgemeinerter Form gilt:

$$c^T \times \underline{x} + d^T \times \underline{y} \equiv \min(\max) \quad (3-2)$$

$$\underline{C} \times \underline{x} + \underline{D} \times \underline{y} \geq \underline{z} \quad \underline{x} \geq 0; (\underline{y} \in 0, 1); \underline{z} = \text{const} \quad (3-3)$$

Die Zielfunktion

Wie oben ausgeführt, besteht die Zielfunktion im wettbewerblichen Umfeld in der Maximierung des Unternehmensgewinns über einen festgelegten Zeitraum Gl. (3-4). Der Gewinn ermittelt sich aus den Erlösen durch Energieabsatz abzüglich der Kosten für Eigenerzeugung und Bezug. Im Gegensatz zur Ausbauplanung, bei der für eine Investitionsentscheidung ebenso die Fixkosten wie der Kapitaldienst in der Zielfunktion berücksichtigt werden müssen, werden bei der Einsatzoptimierung lediglich die variablen Kosten berücksichtigt.

$$MAX...G = \sum_{t=1}^N \left[\sum_{i=1}^A E_{Abg,i}(t) - \sum_{j=1}^K K_{Op,KW,j}(t) - \sum_{k=1}^B K_{Bez,k}(t) \right] \quad (3-4)$$

G	Gewinn im Planungszeitraum
$K_{Op,KW,j}(t)$	betriebsabhängige Kosten der Eigenerzeugung j
$K_{Bez,k}(t)$	Kosten für den Bezug k
$E_{Abg,i}(t)$	Erlös für die Abgabe i
N	Anzahl der Zeitschritte im Planungszeitraum
K	Anzahl der Kraftwerke
B	Anzahl der Bezüge
A	Anzahl der Abgaben

Die einzelnen Kostenkomponenten werden im folgenden erläutert.

Betriebsabhängige Kosten der thermischen Eigenerzeugung. Die betriebsabhängigen Kosten thermischer Kraftwerke $K_{Op,KW,j}$ lassen sich in leistungsabhängige und leistungsunabhängige variable Betriebskosten unterteilen. Unter den leistungsabhängigen Kosten werden in erster Linie die Brennstoffkosten verstanden. Leistungsunabhängige Kosten umfassen beispielsweise die Kosten für Rauchgasreinigung, Hilfsenergien und -stoffe, sowie die sog. Anfahrkosten, welche durch das Aufheizen der Kessel- und Maschinenteile beim Starten eines thermischen Kraftwerks anfallen. Die leistungsabhängigen variablen Kosten des Brennstoffverbrauchs sind direkt proportional zum Dampfverbrauch einer Dampfturbine. Dadurch läßt sich die Kostenfunktion aus der Turbinenkennlinie ableiten. Die Dampfverbrauchskurve ist eine nahezu lineare, nach unten leicht konvexe Funktion. Lastabhängige Turbinenverluste lassen den Dampfverbrauch etwas überproportional ansteigen. Bei Turbinen mit Düsengruppenregelung zeigen sich außerdem Unstetigkeitsstellen in der Dampfverbrauchskurve, da der Turbinenregler die Düsengruppen schrittweise öffnet /Bohn 1985/. Unstetigkeiten und starke nicht-lineare Abhängigkeiten lassen sich durch stückweise Linearisierung der Kennlinien abbilden /Albiger 1997/. In den meisten Fällen ist der dabei entstehende Linearisierungsfehler gering und wird durch die Unsicherheit in der Dampfmenge messung und anderer Parameter überdeckt /Etzel 1991/. In Abb. 3-1 ist der Zusammenhang zwischen fixem und variablen Kostenanteil eines thermischen Kraftwerks mit linearisierter Kennlinie dargestellt.

Der fixe Anteil an den variablen Betriebskosten eines Kraftwerkes j geht mit Hilfe der Schalt- oder Betriebsvariablen $B_{KW,j}$ in die Zielfunktion ein. Die Betriebsvariable ist eine Binärvariable, welchen den Wert 1 annimmt, wenn sich das Kraftwerk in Betrieb befindet und den Wert 0 bei Kraftwerksstillstand. Die leistungsunabhängigen Betriebskosten ergeben sich durch Multiplikation mit dem Kostenkoeffizienten $c_{op,ua,KW,j}$. Die Anfahrkosten gehen durch Multiplikation des Koeffizienten $c_{op,an,KW,j}$ mit der Anfahrvariablen $A_{KW,j}$ in die Kostenfunktion

ein. Die ebenfalls binäre Anfahrvariable nimmt genau zu dem Zeitschritt den Wert 1 an, zu dem die Betriebsvariable von 0 auf 1 springt und ist ansonsten immer 0, da sie mit negativem Koeffizienten in die zu maximierende Zielfunktion eingeht. Der veränderliche Anteil der leistungsabhängigen Betriebskosten wird durch die Leistungsvariable $P_{KW,j}$ und den Koeffizienten $c_{op,ab,KW,j}$ festgelegt. Dabei kann die kontinuierliche Leistungsvariable $P_{KW,j}$ entweder den Wert 0 oder Werte in einem Bereich zwischen der Mindestleistung $P_{min,KW,j}$ und der Höchstleistung $P_{max,KW,j}$ des Kraftwerkes annehmen.

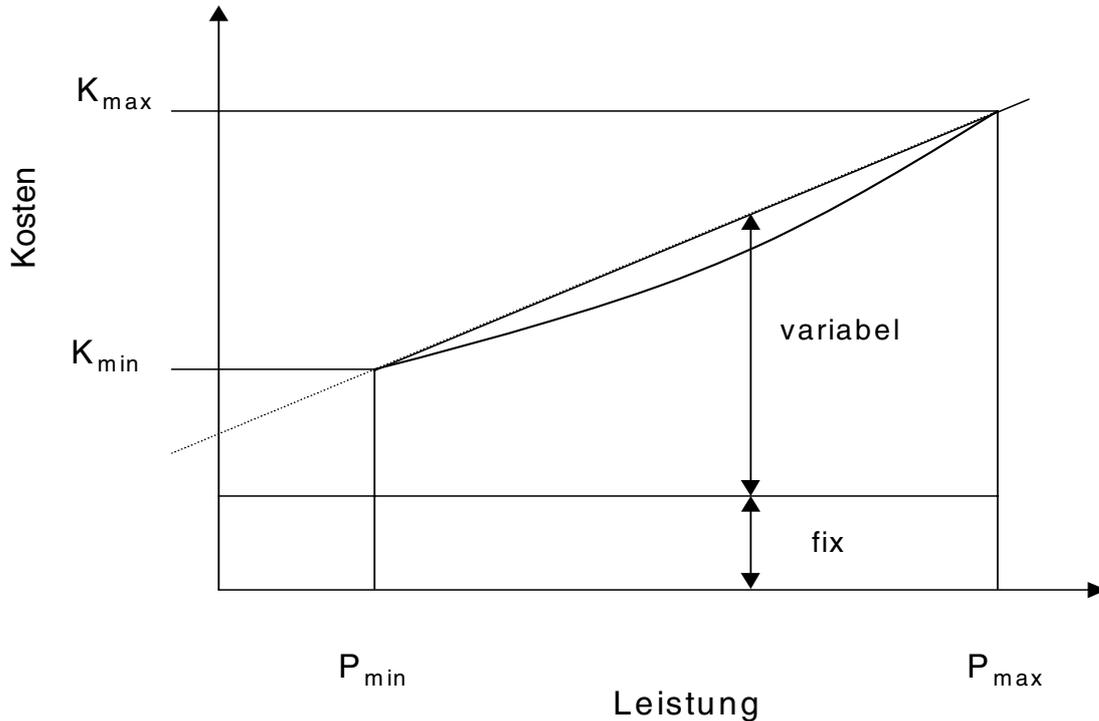


Abb. 3-1: Linearisierte Kostenkennlinie

Für einen Zeitschritt t ergeben sich gemäß Gl. (3-5) damit die gesamten betriebsabhängigen Kosten des betrachteten Kraftwerkes zu:

$$K_{op,KW,j}(t) = c_{op,ua,KW,j} \times B_{KW,j}(t) + c_{op,ab,KW,j} \times P_{KW,j}(t) + c_{an,KW,j} \times A_{KW,j}(t) \quad (3-5)$$

$K_{op,KW,j}(t)$	betriebsabhängige Kosten des Kraftwerkes j
$P_{KW,j}(t)$	elektrische Leistung des Kraftwerkes j
$A_{KW,j}(t)$	Anfahrvariable
$B_{KW,j}(t)$	Betriebsvariable
$c_{op,an,KW,j}$	Anfahrkosten
$c_{op,ua,KW,j}$	leistungsunabhängige Kosten
$c_{op,ab,KW,j}$	leistungsabhängige Kosten

Zur insgesamt kostenminimalen Deckung einer vorgegebenen Lastkurve werden unterschied-

liche Kraftwerkstypen eingesetzt. Diese lassen sich unterscheiden nach Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken.

Grundlastkraftwerke sind gekennzeichnet durch hohe Fixkosten, welche von hohen Kapitalkosten verursacht werden, und den im Gegensatz dazu niedrigen betriebsabhängigen Kosten, die im wesentlichen die Brennstoffkosten darstellen. Dadurch sind diese Kraftwerke nur bei hoher Jahresvollaststundenzahl, etwa > 6000 h/a, wirtschaftlich zu betreiben. Sie werden deshalb zur Deckung des permanent nachgefragten Lastsockels, der Grundlast, eingesetzt. Zu diesen Kraftwerkstypen gehören beispielsweise Kernkraft-, Laufwasser- und Braunkohlekraftwerke.

Mittellastkraftwerke weisen demgegenüber einen niedrigeren Fixkostenanteil als Grundlastkraftwerke bei gleichzeitig höheren betriebsabhängigen Kosten auf. Die typische Jahresvollaststundenzahlen betragen etwa 2000 h/a bis 6000 h/a. Dieser Kraftwerkstyp, der im Wesentlichen von Steinkohlekraftwerken repräsentiert wird, deckt die nicht ständig auftretende sogenannte Mittellast ab.

Spitzenlastkraftwerke werden insgesamt nur wenige Stunden täglich und jährlich betrieben, um die Spitzen in der Nachfrage, wie die Mittagsspitze oder die im Winterhalbjahr typische zusätzliche Abendspitze, abzudecken. Die Fixkosten dieser Kraftwerkstypen sind vergleichsweise gering, während hohe Brennstoffkosten anfallen. Spitzenlastkraftwerke sind in der Regel schnell und flexibel einsetzbar. Typische Vertreter sind Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerke, wobei sich bei letzteren die betriebsabhängigen Kosten sozusagen aus den Wirkungsgradverlusten beim Pumpen und Turbinieren ergeben.

Kosten und Erlöse aus Bezugsverträgen. Die einfachste Art der Abbildung von Bezugsverträgen ist die Berücksichtigung des reinen Arbeitspreises, der jedoch zeitlich nicht konstant sein muss, wie etwa bei HT/NT Regelungen der Fall Gl. (3-6).

$$K_{Bez,k}(t) = P_{Bez,k}(t) \times c_{Betr,abh,Bez,k}(t) \times \Delta t \quad (3-6)$$

$K_{Bez,k}(t)$	Kosten für den Bezug k
$P_{Bez,k}(t)$	Leistung des Bezugs k
$c_{Betr,abh,Bez,k}(t)$	betriebsabhängige Kosten von Bezug k
Δt	Zeitschrittlänge

Die Darstellung von Erlösen aus den entsprechenden Lieferverträgen erfolgt analog. Bei den sogenannten *Take-or-Pay* Verträgen (T-o-P) wird ein Fixpreis für den Bezug einer definierten Menge vereinbart, der auch dann zur Anrechnung kommt, falls die vereinbarte Liefermenge nicht vollständig in Anspruch genommen wird, wie etwa oftmals bei Gasverträgen der Fall /Lux 1999/.

Bei Stromliefer- oder Bezugsverträgen spielt in aller Regel neben dem Arbeitspreis, wel-

cher gestaffelt, gezont oder auch an allgemeine wirtschaftliche Indizes gekoppelt sein kann, der Leistungspreis eine Rolle. Die vertraglichen Ausgestaltungen zur Bestimmung eines anzulegenden Leistungspreises sind äußerst vielfältig. Oftmals ist bei Stromverträgen die bei viertelstündlicher Leistungsmessung maximale Leistungsspitze ausschlaggebend, welche im Abrechnungszeitraum aufgetreten ist.

Bei Gas etwa können auch Tagesmengen herangezogen werden. Daneben kann die Zugrundelegung von Mittelwerten aus mehreren, in bestimmtem Abstand aufeinanderfolgenden Spitzen für die Ermittlung des Leistungspreises von Relevanz sein.

In der Praxis wird durch die Leistungspreise oftmals eine für den Lieferanten unvorteilhafte Lieferstruktur pönalisiert, wenn beispielsweise teurere Kraftwerke zusätzlich in Betrieb gehen müssten, um den Lieferverpflichtungen zu entsprechen. Die einfachste Art der Darstellung von leistungspreisabhängigen Kosten zeigt Gl. (3-7). Die Leistungskosten werden bei der Modellierung häufig mit einer sogenannten globalen Variablen abgebildet, d.h. diese Variable besitzt keinen zeitlichen Index, da sie im betrachteten Planungszeitraum nur einmal bestimmt und zur Anrechnung in der Zielfunktion gebracht wird.

$$K_{P,Bez,k} = c_{P,Bez,k} \times P_{max,Bez,k} \quad (3-7)$$

$K_{P,Bez,k}$	gesamter Leistungspreis des Bezugs im Planungszeitraum
$P_{max,Bez,k}$	maximal aufgetretener Leistungsbezug im Planungszeitraum
$c_{P,Bez,k}$	spezifischer Leistungspreis für Bezug

Die im Planungszeitraum maximal auftretende Bezugsleistung $P_{max,Bez,k}$ wird durch Gl. (3-8) bestimmt.

$$P_{max,Bez,k} \geq P_{Bez,k}(t) \quad (3-8)$$

$P_{Bez,k}(t)$	Bezugsleistung des Bezugs k zum Zeitschritt t
$P_{max,Bez,k}$	Maximale Bezugsleistung k im Planungszeitraum

Die Gleichung ist zwar prinzipiell für beliebig hohe $P_{max,Bez,k}$ erfüllt, da in der Zielfunktion der Leistungspreis minimiert wird, nimmt $P_{max,Bez,k}$ den niedrigsten möglichen Wert an. Dieser entspricht exakt der im Planungszeitraum auftretenden höchsten Bezugs- bzw. der niedrigsten Abgabeleistung. Die Zielfunktion nach Gl. (3-4) läßt sich nun mit den durch Gl. (3-5) bis Gl. (3-8) festgelegten Beziehungen formulieren.

Nebenbedingungen

Der Lösungsraum für die Zielfunktion in Gl. (3-4) wird durch die sog. Nebenbedingungen aufgespannt. Nebenbedingungen beschreiben die technischen, wirtschaftlichen, vertraglichen und

ökologischen Restriktionen, denen der Kraftwerkspark unterliegt. Die üblicherweise berücksichtigten Nebenbedingungen lassen sich sowohl nach sogenannten Komponentenbedingungen und komponentenübergreifenden Bedingungen sowie nach Zeitschritt- und zeitschrittübergreifenden Bedingungen klassifizieren. Komponentenbedingungen sind Restriktionen, welche sich ausschließlich auf eine Komponente beziehen, wie etwa die Leistungsgrenzen eines Kraftwerks. Komponentenübergreifende Bedingungen formulieren hingegen Abhängigkeiten, die zwischen mehreren Komponenten bestehen. Die Lastdeckungsbedingung, welche sicherstellt, daß die Summe aus Eigenerzeugung und Bezug stets den Absatz deckt, stellt sowohl eine komponentenübergreifende Bedingung, als auch eine Zeitschrittbedingung dar, da sie von mehreren Komponenten zu jedem Zeitschritt erfüllt sein muss. Mindestbetriebszeiten hingegen stellen zeitschrittübergreifende Bedingungen dar, die für eine einzelne Komponente erfüllt sein müssen. Tabelle 3-1 zeigt eine Übersicht über die wichtigsten Nebenbedingungen.

Tabelle 3-1: Kategorisierung der Nebenbedingungen /Slomsky 1990/

	Komponenten- bedingung	Komponenten- übergreifende Bedingung	Zeitschritt- bedingung	Zeitschrittüber- greifende Bedingung
Lastdeckungsbedingung		x	x	
Kraftwerksleistungsgrenzen	x		x	
Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb	x			x
Anfahrbedingung	x			x
Max. Leistungsänderungs- geschwindigkeit	x			x
Kraftwerksreserve		x	x	
Energiespeicher	x			x
Zielarbeitsmengen	x	x		x
Einsatzvorgaben	x	x	x	x

Lastdeckungsbedingung. Diese Restriktion muss eingehalten werden, um zu gewährleisten, daß Erzeugung und Bezug zu jedem Zeitpunkt dem Absatz entsprechen. Die Lastdeckungsbedingung ist in Gl. (3-9) dargestellt.

$$\sum_{j=1}^K P_{KW,j}(t) + \sum_{k=1}^B P_{Bez,k}(t) = \sum_{i=1}^A P_{Abg,i}(t) + P_{Last}(t) \quad (3-9)$$

$P_{KW,j}(t)$	Leistung des Kraftwerks j
$P_{Bez,k}(t)$	Leistung des Bezugs k
$P_{Abg,i}(t)$	Leistung der Abgabe i
$P_{Last}(t)$	Verbrauchsbedingte Stromnachfrage
K	Anzahl Kraftwerke
B	Anzahl Bezüge
A	Anzahl Abgaben

Kraftwerksleistungsgrenzen. Ein thermisches Kraftwerk kann elektrische Leistung aus technischen Gründen nur zwischen den Grenzen Minimallast, Gl. (3-10) und Maximallast, Gl. (3-11) abgeben. Darüber und darunter ist kein Betrieb möglich, die abgegebene Leistung ist dann 0.

$$P_{min,KW,j} \times B_{KW,j}(t) - P_{KW,j}(t) \leq 0 \quad (3-10)$$

$$P_{max,KW,j} \times B_{KW,j}(t) - P_{KW,j}(t) \geq 0 \quad (3-11)$$

$B_{KW,j}(t)$	Betriebsvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$P_{KW,j}(t)$	tatsächliche Leistung des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$P_{max,KW,j}$	maximale Leistung des Kraftwerks j
$P_{min,KW,j}$	minimale Leistung des Kraftwerks j

Hydraulische Kraftwerke, sofern es sich nicht um Laufwasserkraftwerke mit Mindestdurchsatz handelt, sind zumeist kontinuierlich bis auf die Leistung $P_{KW,hyd,i}(t) = 0$ drosselbar, so daß dafür Gl. (3-12) gilt:

$$P_{max,KW,hyd,i}(t) \geq P_{KW,hyd,i}(t) \geq 0 \quad (3-12)$$

Anfahrbedingung. Thermische Kraftwerke unterliegen aus technischen Gründen in der Regel Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten zur Vermeidung eines überhöhten Verschleißes und zur Gewährleistung gewünschter Fahrplanruhe. Für die Formulierung der entsprechenden Nebenbedingung ist eine binäre Anfahrvariable zu definieren, die ihrerseits aus der binären Betriebsvariablen bestimmt wird Gl. (3-13).

$$B_{KW,j}(t-1) - B_{KW,j}(t) + A_{KW,j}(t) \geq 0 \quad (3-13)$$

$A_{KW,j}(t)$	Anfahrvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$B_{KW,j}(t)$	Betriebsvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t

Die Anfahrvariable kann zur Verringerung der Anzahl ganzzahliger Variablen bei dieser Formulierung ebenfalls als lineare Variable deklariert sein, sofern dafür die Schranken (*Bounds*) 0 und 1 gesetzt sind. Durch die Belegung der Anfahrvariable $A_{KW,j}(t)$ in der Zielfunktion Gl.

(3-4) mit Anfahrkosten wird erreicht, daß diese zum Zeitschritt t nur dann den Wert 1 annimmt, wenn die Betriebsvariable zum Zeitschritt $t-1$ gleich 0 und zum Zeitschritt t gleich 1 ist, d.h. wenn das Kraftwerk eingeschaltet wurde.

Mindestzeiten für Betrieb und Stillstand. Die Nebenbedingung für die Mindestbetriebs- und -stillstandszeit ist definiert als Vielfaches der Zeitschrittweite und lautet in Abhängigkeit von Anfahr- und Betriebsvariable nach Gl. (3-14) bzw. Gl. (3-15).

$$A_{KW,j}(t) \times T_{min,Betr,KW,j} - \sum_{\tau=t}^{t+T_{Betr,min,j}-1} B_{KW,j}(\tau) \leq 0 \quad (3-14)$$

$$A_{KW,j}(t) \times T_{min,Still,KW,j} + \sum_{\tau=t+T_{Still,min,j}}^{t-1} B_{KW,j}(\tau) \leq T_{min,Still,KW,j} \quad (3-15)$$

$B_{KW,j}(t)$	Betriebsvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$A_{KW,j}(t)$	Anfahrvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$T_{min,Betr,KW,j}$	Mindestbetriebszeit des Kraftwerks j (in Anzahl Zeitschritte)
$T_{min,Still,KW,j}$	Mindeststillstandszeit des Kraftwerks j

Dadurch kann die Betriebsvariable durch die Mindestbetriebszeit $T_{min,Betr,KW,j}$ im Zeitraum nicht mehr den Wert Null annehmen, bzw. darf nur dann gleich 1 sein, wenn durch die Mindeststillstandszeit $T_{min,Still,KW,j}$ festgelegte Anzahl von Zeitschritten keine Betriebsvariable größer Null ist.

Maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Thermische Kraftwerke unterliegen in ihrem Laständerungsverhalten einer definierten Trägheit, welche in erster Linie durch den Dampferzeuger vorgegeben ist, da bei Kesseln große Leistungsgradienten zu Materialschäden führen können. Die Formulierung der Nebenbedingung zur Einhaltung der maximal zulässigen Laständerungsgeschwindigkeit ist in Gl. (3-16) und (3-17) dargestellt.

Für $P_{min,KW,j} \geq V_{Leist,aender,KW,j}$ gilt:

$$P_{KW,j}(t) - P_{KW,j}(t-1) - A_{KW,j}(t) \times P_{Schlupf,KW,j} \leq P_{Leist,Aender,KW,j} \quad (3-16)$$

mit

$$P_{Schlupf, KW, j} = P_{min, KW, j} - V_{Leist, Aender, KW, j} \quad (3-17)$$

sonst $P_{Schlupf, KW, j} = 0$

$P_{KW, j}(t)$	Leistung des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$A_{KW, j}(t)$	Anfahrvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t
$P_{Schlupf, KW, j}$	Leistungshilfsgröße für Kraftwerk j
$P_{min, KW, j}$	Mindestleistung des Kraftwerks j
$V_{Leist, Aender, KW, j}$	Maximale Leistungsänderung des Kraftwerks j pro Zeitschritt
$B_{KW, j}(t)$	Betriebsvariable des Kraftwerks j zum Zeitschritt t

In vielen Fällen liegt die Mindestleistung bezogen auf die Zeitschrittweite des Modells oberhalb des Laständerungsgradienten, wodurch beim Einschaltvorgang die Laständerungsrestriktion verletzt würde. Durch die Definition einer virtuellen Leistungshilfsgröße $P_{Schlupf, KW, j}$ wird zum Einschaltzeitpunkt das modelltechnische Überschreiten der Laständerungsgeschwindigkeit ermöglicht.

Energiespeicher. Eine wirtschaftliche Speicherung von Strom im großtechnischen Maßstab ist derzeit nur indirekt mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken möglich. Die Speicherverluste entsprechen der Summe aus den Verlusten von Pumpe und Turbine. In Zeiten geringer Stromnachfrage bzw. günstiger Strombezugsmöglichkeiten werden die Speicher gefüllt, um zu einem späteren Zeitpunkt Nachfragespitzen aus dem Speicher decken zu können. Dadurch kann der Einsatz anderer teurer Spitzenlastkraftwerke verringert und die Auslastung der Grund- und Mittellastkraftwerke verbessert werden, beziehungsweise beispielsweise günstiger Nachtstrombezug wahrgenommen und zu Spitzenzeiten teurer wieder verkauft werden. Pumpspeicherkraftwerken kommt dadurch eine wesentliche Bedeutung, sowohl bei der Lastverschiebung als auch bei der flexiblen Spitzenlastdeckung, zu.

Ein Pumpspeicherkraftwerk wird durch Leistung und Wirkungsgrad seiner Pumpen bzw. Turbinen sowie durch sein Speichervolumen beschrieben. Es wird in (3-18) vereinfacht unterstellt, daß das modellierte Pumpspeicherkraftwerk keine natürlichen Zu- und Abflüsse aufweist. Damit entspricht die Änderung des Speichervolumens der Summe der durch die Pumpe bzw. durch die Turbine geförderten Massenströme. Diese wiederum sind in guter Näherung proportional zur elektrischen Pumpen- bzw. Turbinenleistung.

$$W_{PS,l}(t+1) - W_{PS,l}(t) = P_{PS,PU,l}(t) \times \eta_{PS,PU,l} \times \Delta t - P_{PS,TU,l}(t) \times \eta_{PS,TU,l} \times \Delta t \quad (3-18)$$

$W_{PS,l}(t)$	Speichervolumen des Pumpspeicherwerks l zum Zeitschritt t
$P_{PS,PU,l}(t)$	Pumpenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l zum Zeitschritt t
$\eta_{PS,PU,l}$	Wirkungsgrad der Pumpe des Pumpspeicherkraftwerks l
$\eta_{PS,TU,l}$	Wirkungsgrad der Turbine des Pumpspeicherkraftwerks l
$P_{PS,TU,l}(t)$	Turbinenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l zum Zeitschritt t
Δt	Zeitschrittlänge

Zielarbeitsmengen. Oftmals sind in Energiebezugsverträgen in einem definierten Zeitraum feste Mengenvorgaben vereinbart, sogenannte Zielarbeitsmengen. Die Leistung kann dabei festgeschrieben sein oder sich zwischen einer vereinbarten Ober- und Untergrenze bewegen. Für einen Bezug K , der eine Zielarbeitsmenge $Q_{BZ,Ziel,k}$ im Planungszeitraum einhalten muß, ist in Gl. (3-19) die entsprechende Nebenbedingung dargestellt.

$$\sum_{t=1}^N [P_{Bez,k}(t) \times \Delta t] = Q_{Ziel,Bez,k} \quad (3-19)$$

$P_{Bez,k}(t)$	Leistung des Bezugs k zum Zeitschritt t
$Q_{Ziel,Bez,k}$	Zielarbeitsmenge des Bezugs k im Planungszeitraum
Δt	Zeitschrittlänge
N	Anzahl der Zeitschritte im Planungszeitraum

Neben Zielarbeitsmengen für Strommengen können auch der Brennstoffeinsatz in Kraftwerken oder Vollaststundenzahlen von Kraftwerken in einem bestimmten Zeitraum solchen Restriktionen unterliegen. Die entsprechenden Nebenbedingungen lassen sich durch Gl. (3-19) analog darstellen.

Kraftwerksreserve. Um schnell auf unvorhersehbare Ereignisse, wie z. B. Kraftwerksausfälle oder Abweichungen der tatsächlichen von der prognostizierten Entwicklung der verbrauchsbedingten Stromnachfrage reagieren zu können, muss der Netzbetreiber eine entsprechende schnellstartbare Reserve (Minutenreserve) gemäß DVG vorhalten.

Für kleine und mittlere Kraftwerksparks kann in erster Näherung dieser Reservebedarf entsprechend der Leistung des größten Kraftwerksblockes dimensioniert werden; bei großen Kraftwerkssystemen kann sie jedoch auch darüber liegen. Die im Netz durch ein Kraftwerkssystem vorzuhaltende Minutenreserve setzt sich dabei aus stehender und rotierender Reserveleistung zusammen. Stehende Reserveleistung kann durch stehende schnellstartbare Kraftwerke wie Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist dabei darauf zu achten, daß der Speicher dafür eine bestimmte Min-

destkapazität aufweist und entsprechend den Anforderungen befüllt ist. Dagegen ist rotierende Reserveleistung aus nicht vollständig ausgelasteten, nicht schnellstartbaren Kraftwerksblöcken verfügbar. Deweiteren können nicht in Anspruch genommene Bezüge ebenfalls zur Bereitstellung von Reserveleistung beitragen. Die daraus resultierende, für jeden Zeitschritt geltende Nebenbedingung für die Vorhaltung einer ausreichenden Mindestreserveleistung zu jedem Zeitpunkt ist in Gl. (3-20) dargestellt.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{j=1}^K [B_{KW,j}(t) \times P_{max,KW,j}(t) - P_{KW,j}(t)] + \\
 & \sum_{l=1}^U [P_{max,TU,l} - P_{TU,l}(t)] + \\
 & \sum_{k=1}^B [B_{Bez,k}(t) \times P_{max,Bez,k}(t) - P_{Bez,k}(t)] \geq P_{Res,min}(t)
 \end{aligned} \tag{3-20}$$

$B_{KW,j}(t)$	Betriebsvariable des Kraftwerks j
$P_{max,KW,j}$	Maximale Leistung des Kraftwerks j
$P_{KW,j}(t)$	Aktuelle Leistung des Kraftwerks j
$P_{max,TU,l}(t)$	Maximale Turbinenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l
$P_{TU,l}(t)$	Turbinenleistung des Pumpspeicherkraftwerks l
$B_{Bez,k}(t)$	Betriebsvariable des Bezugs k
$P_{max,Bez,k}$	Maximale Leistung des Bezugs k
$P_{BZ,k}(t)$	Leistung des Bezugs j
$P_{Res,min}(t)$	Vorzuhaltende Mindestreserveleistung
K	Anzahl der Kraftwerke
U	Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke
B	Anzahl der externen Bezüge

3.2.4 Terminkontrakte

Grundsätzlich können alle Brennstoffe im Modell als Terminkontrakte abgebildet werden. Von Bedeutung sind gegenwärtig jedoch in erster Linie die Kontrakte für Strom und Gas.

Stromterminkontrakte

Die modellierten Stromterminkontrakte sind in Anlehnung an die derzeit an der EEX gehandelten Produkte abgebildet. Es werden zwei unterschiedliche Arten von Kontrakten abgebildet, die sogenannten Baseload- und Peakloadkontrakte.

Ein Baseloadkontrakt umfasst die Verpflichtung zur Lieferung bzw. zum Bezug von kon-

stanter elektrischer Leistung für die Vertragslaufzeit eines Kalendermonats an Werktagen sowie an Wochenenden und Feiertagen.

Bei Peakloadkontrakten verpflichtet sich der Verkäufer, Strom konstanter Leistung in einem im Modell prinzipiell frei wählbaren Zeitfenster zwischen 0.00 und 24.00. bereitzustellen. Die Lieferung erfolgt jedoch ausschließlich von Montag bis Freitag. Die kalendermonatlich zu liefernde elektrische Arbeit unterscheidet sich demzufolge nach der Anzahl der darin auftretenden Tagestypen. Dadurch wird die modelltechnische Unterscheidung in monatstypische Werktage und Wochenendtage obligatorisch.

Gasterminkontrakte

Im Gegensatz zu den Stromterminkontrakten ist bislang die börsliche Ausgestaltung der Gasterminkontrakte zumindest in Deutschland weniger weit fortgeschritten. Es existieren auf Ebene der Verbändevereinbarungen Überlegungen, wie in etwa Gasbörsenterminprodukte gestaltet sein könnten. Im Gegensatz zu Stromprodukten ist bei Gas die Speicherbarkeit grundsätzlich gegeben. Dies kann schon in gewissem Umfang allein durch Erhöhung und Erniedrigung des Leitungsdruckes erfolgen, so daß in gewissen Grenzen auch ohne expliziten Speicher Gas im Netz gespeichert werden kann. Daher wird im Gegensatz zu Strom eine 1/4 h genaue Abrechnung der Lieferung, wie beim Strom der Fall, in den meisten Fällen vermutlich nicht erforderlich sein. Bei vielen OTC-Verträgen ist beispielsweise die im Laufe von 24 Stunden verbrauchte Menge abrechnungsrelevant. Bei den sogenannten *Take-or-Pay* Verträgen verpflichtet sich der Käufer, eine bestimmte Menge in einem definierten Zeitraum abzunehmen. Wird diese Menge nicht vollständig ausgeschöpft, erhält der Käufer keine Kompensation, sondern ist verpflichtet die kontrahierte Menge in Gänze zu bezahlen.

Im Modell werden Kontrakte über eine definierte Gasmenge zugrundegelegt. Diese Gasterminkontrakte entsprechen in ihren Ausprägungen den Baseloadkontrakten über 1 MW, jedoch ist die stündliche Lieferleistung nicht auf 1 MWh/h begrenzt, sondern kann im Modell ein frei bestimmbares vielfaches annehmen, die abgenommenen Tagesmenge darf jedoch für den 1 MW Kontrakt 24 MWh nicht überschreiten.

3.2.5 Planungsablauf und Modellarchitektur

Die geschlossene Optimierung des Gesamtportfolios in zeitlich hoher Auflösung über den gesamten Betrachtungszeitraum ist aufgrund der mit der Variablenanzahl überproportional steigenden Rechenzeiten mit der Gemischt-Ganzzahlig Linearen Programmierung nicht praktikabel. Da das Modell zur Unterstützung der Handelsplanung eingesetzt werden soll, sind schnelle Reaktionszeiten erforderlich. Die angestrebten Rechenzeiten sollen daher im Minutenbereich liegen. Selbst unter Verwendung von typischen Tagen zur Reduktion der Anzahl der Zeitschrittvariablen wird die Problemgröße nicht in ausreichendem Maße reduziert. Um trotzdem standardisierte kommerzielle Branch & Bound Solver wie CPLEX einsetzen zu können

und die damit verbundene Flexibilität zu nutzen, erfolgt die Portfolio-Optimierung durch die zeitliche Dekomposition des Problems in *Jahresmodell* und *Monatsmodell*, welche in beiden Richtungen eng miteinander verknüpft sind.

Zunächst wird dazu der optimale Speicherstand eines Pumpspeicherkraftwerks sowie eines saisonalen Gasspeichers zu Monatsbeginn bzw. -ende errechnet (Abb. 3-2). Dies erfolgt auf Basis der Preise für Stromgrund- und Spitzenlastfutures und der Preise für Gasfutures über den gesamten Planungshorizont bei vorgegebenen, d.h. aktuell am Markt beobachteten Terminmarktpreisen.

Dieser Optimierung liegt ein Modell, im folgenden *Jahresmodell* genannt, zugrunde, in dem die Erzeugungstechnologien aggregiert und vereinfacht dargestellt werden. Das Jahresmodell rechnet in niedriger zeitlicher Auflösung mit 3 Zeitschrittvariablen und umfasst einen Zeitraum von 18 Monaten.

Im zweiten Schritt gehen die optimalen Speicherstände aus dem Jahresmodell als Eingangsgrößen in das Monatsmodell ein. Das Monatsmodell rechnet ebenfalls auf Typtagbasis. Neben den Speicherständen sind weitere Eingangsgrößen die gegenwärtig am Markt beobachteten Terminmarktpreise und die aktuell im Portfolio gehaltenen Kontrakte. Ergebnisse der Optimierung sind, neben der hypothetischen Fahrweise, die dann optimalen *short*- und *long*-Positionen aller Strom- und Gas-Terminkontrakte. Daraus ergeben sich die für den Stromhandel wichtigen Informationen, welche Produkte in welcher Höhe optimal ge- und verkauft werden sollen. Jeweils bei signifikanter Änderung des beobachteten Terminpreises wird die Optimierung erneut angestoßen und das im Monatsmodell ermittelte Portfolio der Terminkontrakte in das Jahresmodell übertragen. Dann beginnt der Planungszyklus erneut. Ist der daraufhin errechnete Gewinnsteigerung positiv, so werden die ermittelten Transaktionen ausgeführt, ist die erzielbare Gewinnsteigerung gleich 0, so bleiben die gehaltenen Positionen im Portfolio unverändert.

Falls im Modell spekulative Positionen eingegangen werden sollen, ist eine eigene Strompreisprognose und ein Limit in Form der maximal zulässigen offenen Gesamtmenge einzugeben. Diese spekulativen Positionen müssen gegenüber den tatsächlich gehaltenen Positionen unterschieden werden. Im hier vorgestellten Modell werden diese als Spotpositionen bezeichnet, da diese im Modell auch als Stundenprodukte abgebildet werden. Diese Mengen können bei Zugrundelegung einer totalen Liquidität des Marktes direkt in ein Preisrisiko überführt werden. Im Umkehrschluss können daher bei vorgegebenem Risiko maximal zulässige Spotmengen als Restriktion in die Optimierungsrechnung eingehen.

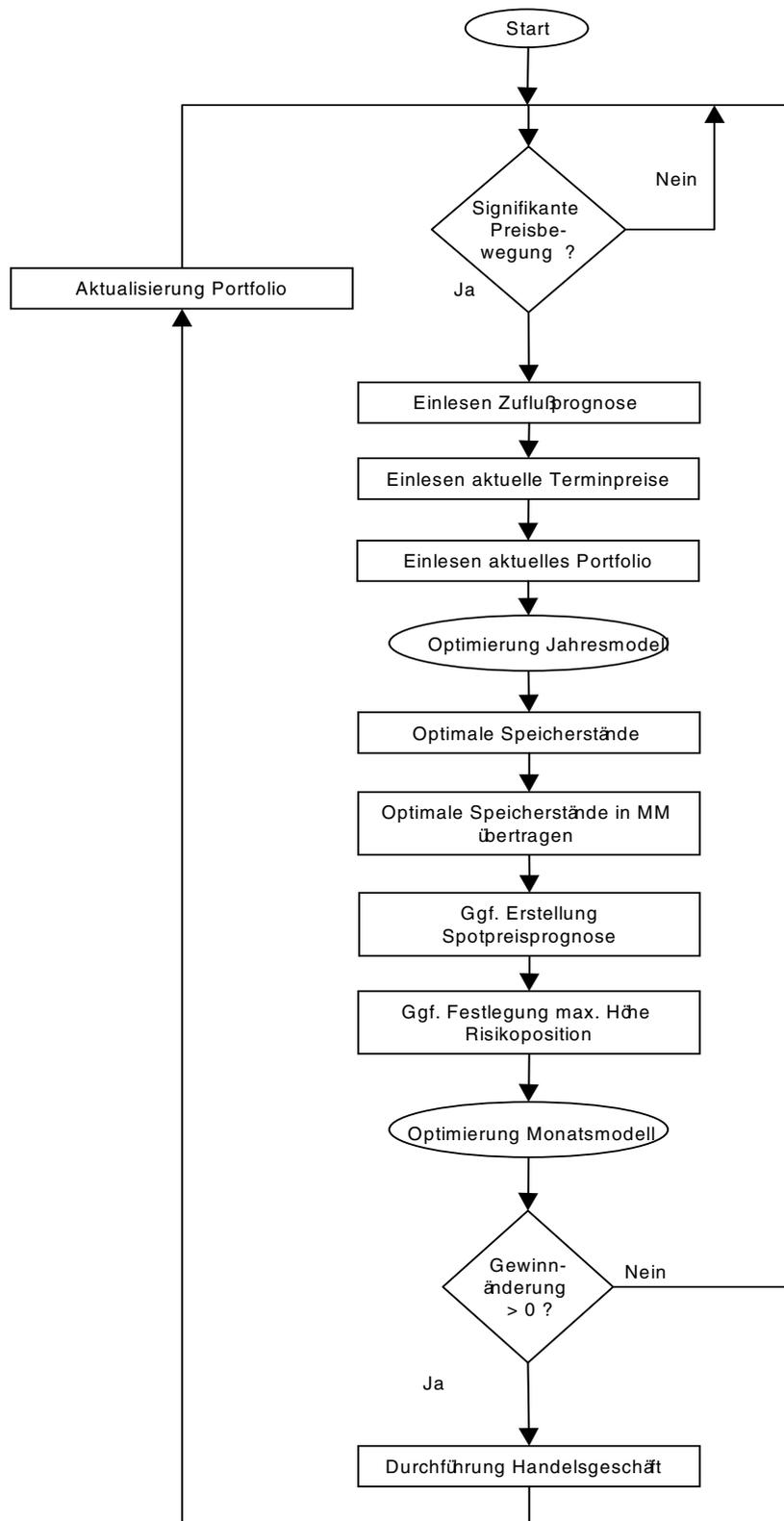


Abb. 3-2: Ablaufplan rollierende Portfolio-Optimierung

Die graphische Abbildung der Modelltopologie sowie der Steuerung des Portfolios erfolgt auf Basis des sogenannten Referenzenergiesystems.

Referenzenergiesystem

Das Konzept des RES wurde am Brookhaven National Laboratory entwickelt /NCAES 1978/. Im RES werden alle relevanten Stoff- und Energieströme des betrachteten Energiesystems abgebildet sowie die Kostenströme mit den Objekten des RES assoziiert. Das Referenzenergiesystem besteht aus zwei Arten von Objekten: Commodity und Prozeß.

Unter dem Begriff Commodities (vertikale Linie in Abb. 3-3) werden alle im System (energie-) mengenmäßig erfaßbaren Bilanzgrößen zusammengefasst, wie z. B. Primärenergieträger, Endenergie und Energiedienstleistungen und Bestände an Terminkontrakten im Portfolio. Weiterhin können mit den sogenannten Speichercommodities die Pegelstände von Gas- und Wasserspeichern (fett in Abb. 3-3).

Prozesse können eine oder mehrere Commodities in andere Commodities transformieren. Prozesse und Güter sind durch Verbindungen verknüpft. Eine Verbindung (*Link*) stellt den Fluß einer Commodity in oder aus einem Prozeß dar, also die erzeugten oder die verbrauchten Material- und Energieströme bzw. auch ge- und verkaufte Terminkontrakte. Da das RES ein bipartiter Graph ist, dürfen zwei Prozesse oder zwei Güter nicht direkt miteinander verbunden werden, sondern müssen sich im Netzwerk stets abwechseln.

Portfoliosteuerung

Vor der ersten Iteration des Gesamtmodells ist das Portfolio der Terminkontrakte auf 0 initialisiert. Danach erfolgt die Optimierung im Jahresmodell, die optimalen Speicherstände sowie die Positionen der Terminkontrakte werden übergeben und dienen dem Monatsmodell als Eingangsgrößen. Nach Optimierung des Monatsmodells werden die sich jetzt neu ergebenden Depotstände an das Jahresmodell übergeben und dienen diesem wiederum als Eingangsgrößen für die nächste Iteration. Modelltechnisch wird das Portfolio der Kontrakte mittels Speichercommodities abgebildet. Ist die Position eines Terminkontraktes im Portfolio positiv, so bedeutet dies, die Verpflichtung diesen Kontrakt zu liefern (*short*). Ist die Position des Terminkontraktes hingegen negativ, so bedeutet dies die Verpflichtung zum Bezug des Kontraktes (*long*).

In Abb. 3-3 ist die schematische Modellierung der Depotverwaltung und des Kraftwerksparks in einem stark vereinfachten RES dargestellt. Das aktuelle Portfolio ist vor der Optimierung durch den Bestand in der Commodity Portfoliobestand exogen vorgegeben, wobei der aktuelle Bestand sowohl positiv als auch negativ sein kann. Durch die beiden Prozess Ankauf und Verkauf, deren zulässige damit verbundene Richtungen fest definiert sind kann der Portfoliobestand verändert werden. Die dazugehörigen variablen sind freie Optimierungsvariablen und werden durch den Rechenlauf optimal festgelegt. Vor dem jeweils nächsten Rechenlauf wird die ermittelte Portfolioänderung zu der Commodity Portfoliobestand vor der Optimierung

marktfähigen Preisen zu generieren und damit unmittelbar zu den Terminkontrakten in Konkurrenz stehen, mitberücksichtigt. Spitzenlastkraftwerke werden unter normalen Marktbedingungen nicht zur wirtschaftlichen Erzeugung von Terminprodukten eingesetzt und sind daher im Jahresmodell nicht abgebildet.

Weitere Vorgaben, die die optimale Speicherfahrweise beeinflussen, sind bei einem Pumpspeicherkraftwerk mit natürlichem Zulauf die prognostizierten Speicherzuflüsse. Daneben werden dem Jahresmodell der Speicherstand des Wasser und des Gasspeichers am Anfang und Ende des Planungshorizonts vorgegeben. Der Anfangswert stimmt mit dem aus der Kurzzeitplanung ermittelten Wert überein, während der Endstand nach 18 Monaten durch strategische Überlegungen, etwa in Abhängigkeit dann herrschenden Jahreszeit, festgelegt werden muss /Ripper 2001/. Weiterhin können dem Modell monatsweise maximal zulässige Portfolioänderungen zugewiesen werden. Dies ist erforderlich, um zum einen die sogenannten *Pennyswitching*-Effekte bei der Optimierung zu verhindern. Diese entstehen, wenn bei nur geringfügiger Änderung der Planungsparameter, hier des Marktpreises, eine völlig Umstellung des Portfolios erfolgt, welches dann mit Risiken behaftet ist, wenn die gehandelten Mengen den Marktpreis in signifikantem Maße beeinflussen würden. Zur Festlegung der maximal zulässigen Portfolioänderungen kann z.B. die am Markt beobachtete Preistiefe herangezogen werden. Bei geringer Preistiefe führen schon geringe zusätzlich angebotene oder nachgefragte Mengen zu einer starken Preisveränderung und dann ja nicht mehr von der Prämisse ausgegangen werden kann, daß hohe Mengen zum aktuell beobachteten Preis am Markt untergebracht bzw bezogen werden können.

Im Jahresmodell (Abb. 3-4) werden also im ersten Schritt auf Basis der aktuellen Preise sowie des aktuell gehaltenen Portfolios über den gesamten Planungshorizont von 18 Monaten der optimale Speicherstand eines Pumpspeicherkraftwerks und eines saisonalen Gasspeichers zum Monatswechsel ermittelt.

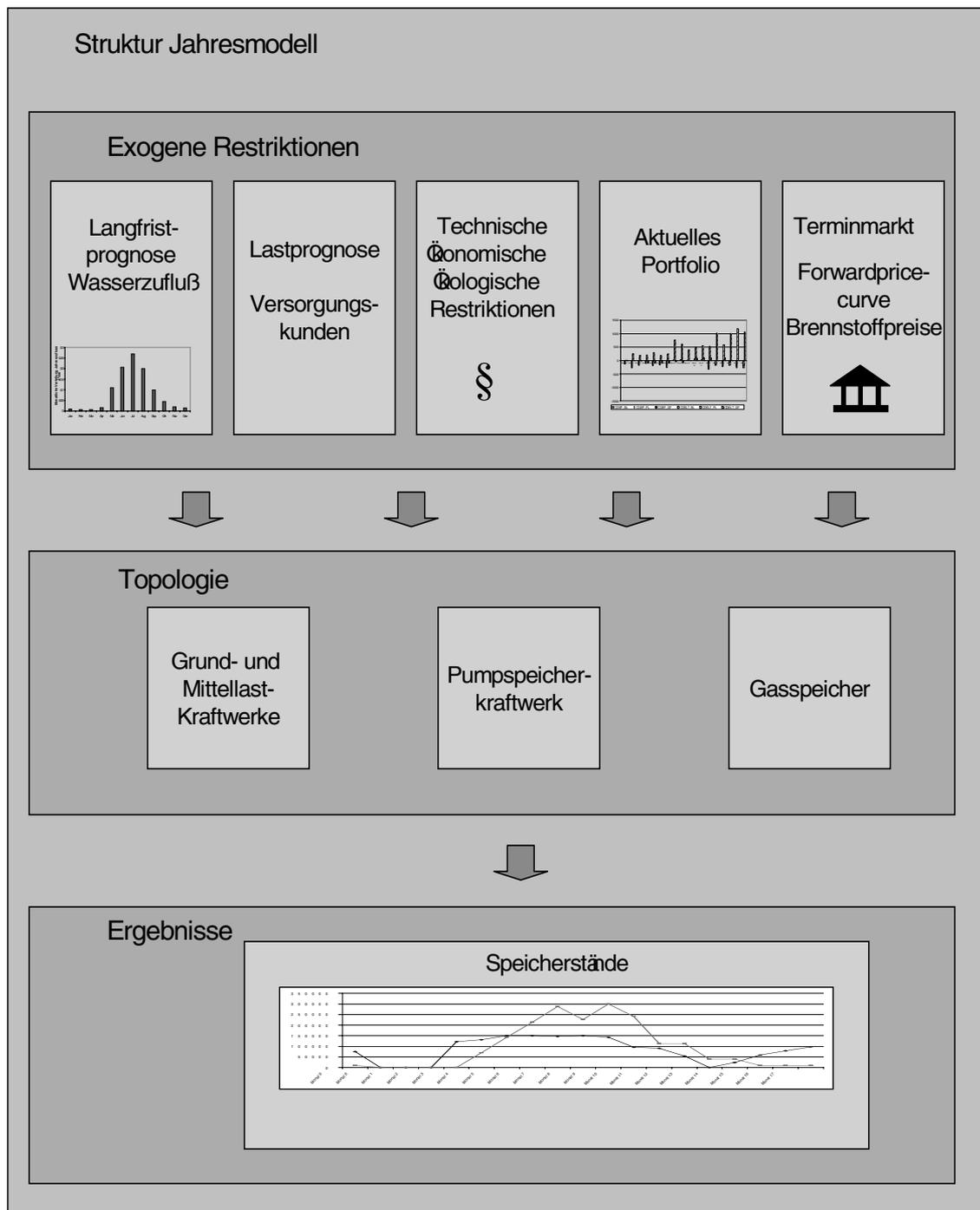


Abb. 3-4: Struktur Jahresmodell

Zeitliche Auflösung des Jahresmodells

Da im Jahresmodell in erster Linie die Arbeitsmengen für die Ermittlung der optimalen Speicherstände und nicht die Berechnung eines realen Fahrplans Gegenstand der Optimierung sind, werden lediglich diejenigen Zeitpunkte als Entscheidungsvariablen modelliert, die bei dieser

Betrachtung relevant sind. Durch die Unterscheidung der Terminkontrakte in Baseload und Peakload wird die Unterscheidung nach Werktagen sowie Wochenend/Feiertag obligatorisch. An Werktagen sind die Stunden 0.00 Uhr, der Zeitpunkt des Lieferbeginns, der Zeitpunkt des Lieferendes sowie die 24.00 Uhr Marke relevant, die mit der 0:00 Marke des Folgetages übereinstimmt. Zur Stunde 0.00 eines Typtages wird die Entscheidung über Kauf oder Verkauf eines Baseload-Kontraktes sowie der Leistung der Kraftwerke und der Speicher getroffen.

In der Stunde des Lieferbeginns kann Peak zugekauft bzw. verkauft werden sowie die Leistung der Kraftwerke geändert werden. In der Stunde der Beendigung der Lieferung durch den Peakloadkontrakt kann die Leistung der Kraftwerke erneut geändert werden, am Ende des Tages -um 24.00 Uhr- werden die sich dann ergebenden Pegelstände gespeichert. An Wochenend- und Feiertagen ist lediglich der Zeitpunkt 0.00 als Entscheidungszeitpunkt für Kauf und Verkauf der Baseloadkontrakte zulässig, da an diesen Tagen keine Peakloadkontrakte angeboten werden. Die Kraftwerke hingegen können aber ebenso zu den Zeitpunkten Lieferbeginn und Lieferende geschaltet werden, Abb. 3-5 verdeutlicht dies.

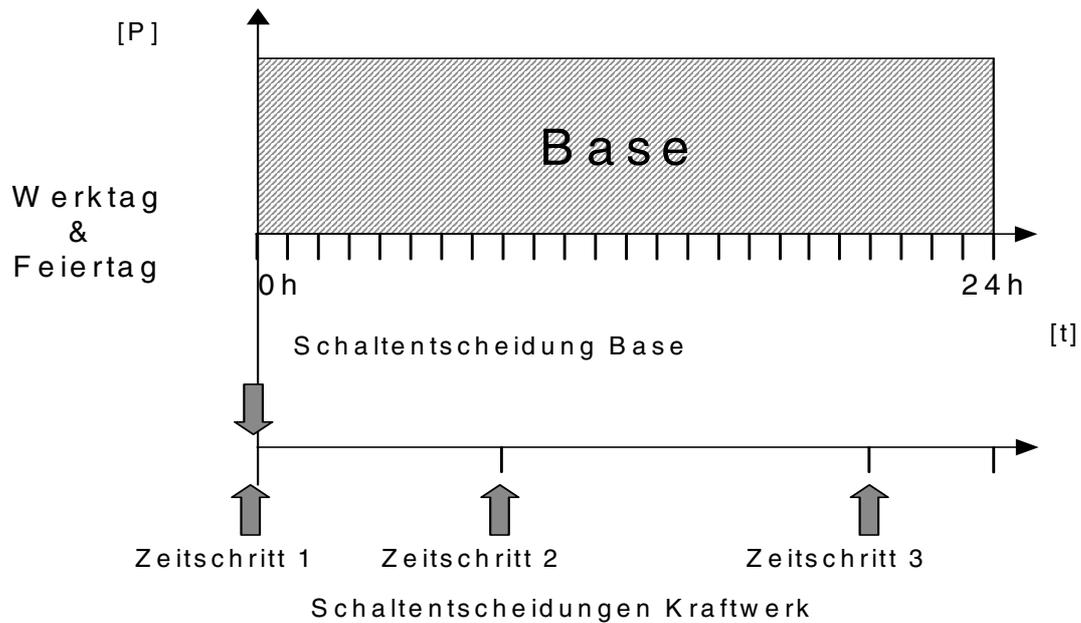
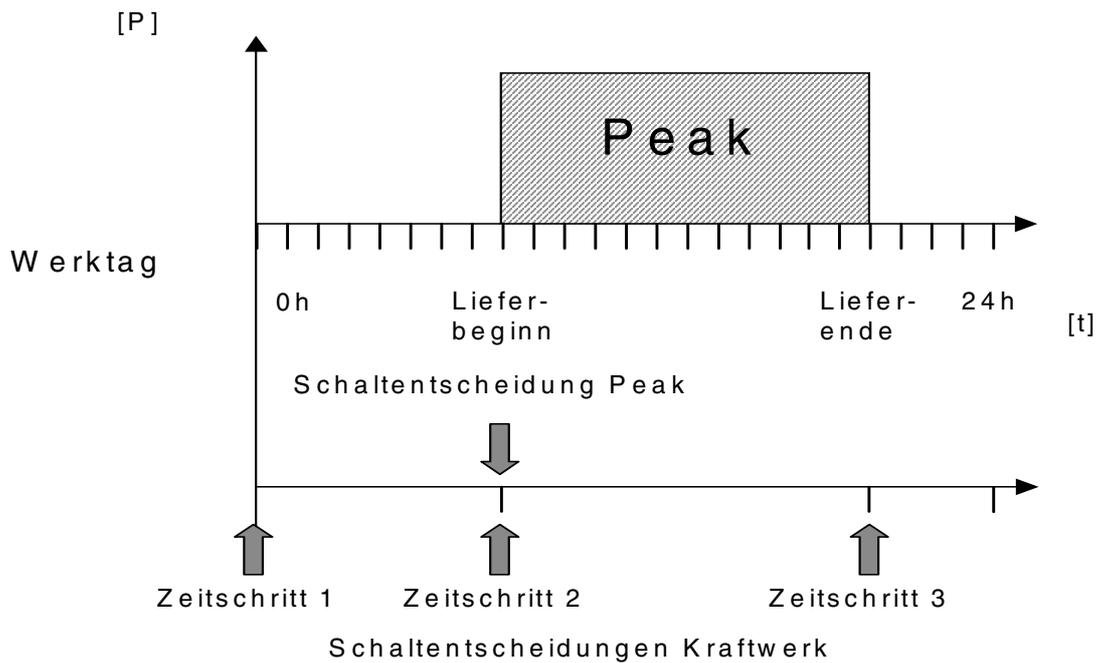


Abb. 3-5: Entscheidungszeitpunkte für Terminkontrakte und Kraftwerke

Technische Restriktionen, die im Stundenbereich zum tragen kommen, wie die Laständerungsgeschwindigkeit, Mindestbetriebszeit und Mindeststillstandszeit, können somit im Jahresmodell nicht berücksichtigt werden.

3.2.7 Aufbau des Monatsmodells

Das Monatsmodell dient zur Bestimmung der letztendlich zusätzlich in das bestehende Portfolio aufzunehmenden bzw. aus dem Portfolio abzugebenden Kontrakte. Dazu werden unter Beachtung der aktuellen Terminmarktpreise für Strom und Gas sowie der aus dem Jahresmodell vorgegebenen Speicherstände die einzelnen Monate sukzessive in hoher zeitlicher Auflösung optimiert. Bei erwünschter Spekulation geht zusätzlich zum beobachteten Marktpreis eine eigene Preisprognose mit Risikomaß in Form der Höhe der insgesamt maximal zulässigen offenen Positionen in die Optimierung mit ein.

Der Kraftwerkspark des Monatsmodells ist mit allen Kraftwerken, sowie der zu deckenden Last detailliert abgebildet. Im Monatsmodell sind ebenso die Spitzenlastkraftwerke abgebildet, da diese hier in Lösung gehen können: Zur Lastdeckung der Kundenlast, da diese nicht allein aus Terminkontrakten und Grund- und Mittellastkraftwerken abgefahren werden kann, zur Bereitstellung der Regellast oder zur Lieferung an den Spotmarkt. Abb. 3-6 stellt die schematische Abbildung des Monatsmodells dar.

Die zeitliche Auflösung des Monatsmodells mit jeweils zwei Typtagen, Werktag sowie Wochenend/Feiertag entspricht dem Jahresmodell. Auf der Tagesebene beträgt die Zeitschrittweite demgegenüber jedoch eine Stunde.

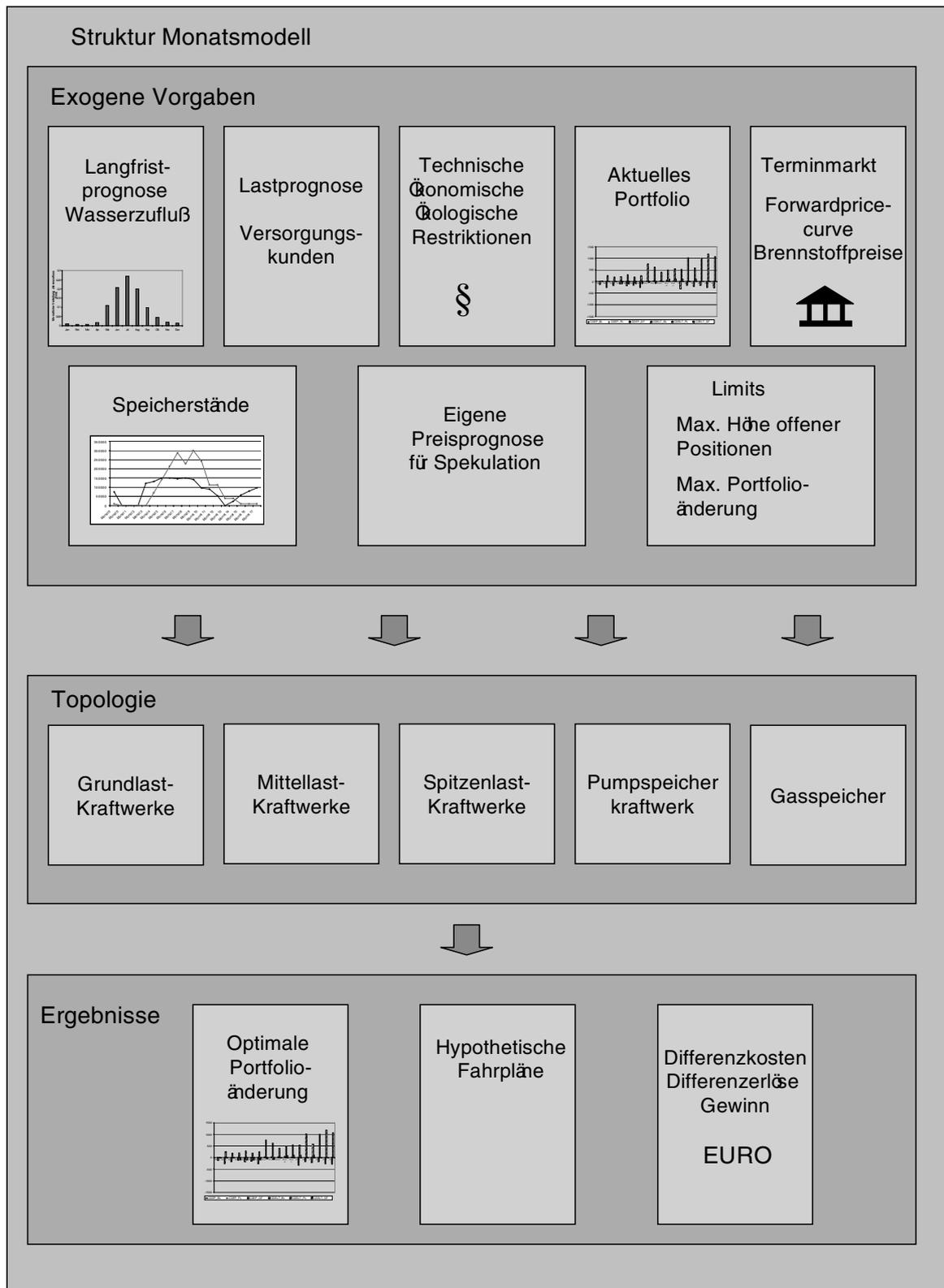


Abb. 3-6: Schema des Monatsmodells

3.2.8 Spekulation

Spekulation bedeutet willentliches Halten offener Positionen mit der Erwartung, diese zu einem späteren Zeitpunkt durch Änderung der Marktlage mit einem höheren Gewinn oder niedrigeren Verlust als zum gegenwärtigen Zeitpunkt schließen zu können. Wie oben ausgeführt, läßt sich das Marktpreisrisiko einer offenen Position bei der vereinfachenden Annahme konstanter Volatilitäten und unter Vernachlässigung von Korrelationen mit anderen offenen Positionen in ein proportionales Mengenrisiko überführen. Zur optimalen Zusammenstellung einer Ganglinie aus unterschiedlichen Produkten ist es oftmals vorteilhaft, begrenzte Mengen zu bestimmten Stunden vom Spotmarkt zu beziehen. Bei Vorgabe einer Spotpreisprognose, der Lastdeckungsbedingung sowie einer Begrenzung des Spotmarktbezugsvolumens, läßt sich diese Ganglinie wie beispielhaft in Abb. 3-7 dargestellt, ermitteln. Dadurch können durch die Optimierung ermittelte, offene Spotpositionen in das Portfolio aufgenommen werden.

Grundsätzlich besteht im Modell die Möglichkeit Positionen auf Stundenbasis, die Spotpositionen, zwangsweise „offenzuhalten“, d.h ihnen keine Entsprechung auf der Gegenseite entgegenzustellen. Um die Positionen zum Zwecke der Spekulation in das Portfolio einzubringen, bestehen 2 Möglichkeiten:

Erstens die Festlegung einer offenen Spotposition durch Einsatzvorgaben. Hierbei bestimmt der Benutzer explizit, welche ungedeckte Spotposition in das Portfolio aufgenommen werden soll. In diesem Fall wird davon ausgegangen, daß bei Unterdeckung die Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt günstiger am Markt beschafft werden, bzw., daß die Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt teurer am Markt verkauft werden kann als sie gegenwärtig gehandelt wird. Die zweite Möglichkeit der Spekulation basiert auf der Erstellung einer eigenen Preisprognose, die sich von den aktuellen Terminpreisen unterscheidet. Hierbei bestimmt der Optimierer auf Basis dieser Preisprognose, welche ungedeckten Kontrakte optimalerweise in das Portfolio aufgenommen werden sollen.

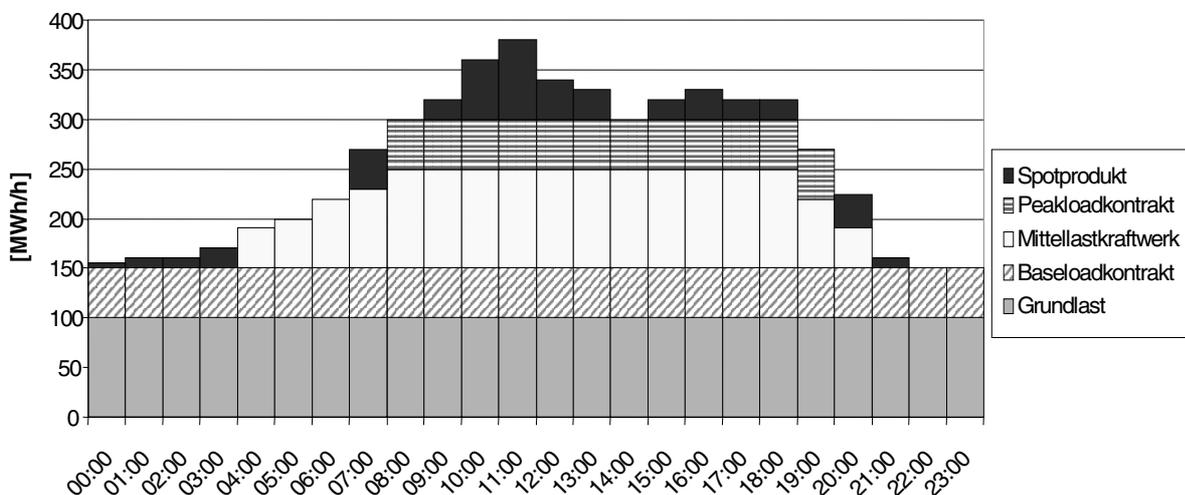


Abb. 3-7: Schematische Zusammensetzung einer Ganglinie

Die zu deckende Last wird von jeweils einem Grund- und Mittellastkraftwerk, Baseload- und Peakloadkontrakten erbracht. Die noch verbleibende Differenz zwischen der Summe aus Base- und Peakloadkontrakten sowie der Leistung der Kraftwerke und der zu deckenden Last wird durch den Spotbezug gedeckt. Dieser vom Optimierer ermittelten Menge entspricht jedoch kein realer Kontrakt im Portfolio, d.h. diese Menge ist risikobehaftet. Will man das Risiko, wie in der Fallstudie dargestellt, vollkommen ausschließen, so kann die zulässige Spotbezugsmenge zu 0 gesetzt werden und die Differenz wird von den Spitzenlastkraftwerken, sofern im Kraftwerkspark vorhanden, bzw es erfolgt eine Überdeckung der Last durch die vorhandenen Kraftwerke und die überschüssigen Mengen werden am Spotmarkt, ebenso unter Risiko, abgesetzt.

4 Fallstudie Portfolio-Optimierung

Im folgenden wird die in Kapitel 3 entwickelte Methode der Portfolio-Optimierung anhand eines exemplarischen Kraftwerksparks und der an einer Termin- und Spotbörse gehandelten Produkte für Strom und Gas dargestellt. Zunächst wird dazu die Topologie des zu analysierenden Kraftwerksparks im Jahresmodell und im Monatsmodell sowie das dazugehörige Portfolio beschrieben.

Auf Basis dieses Kraftwerksparks werden exemplarische Preisszenarien an den Terminbörsen über einen Zeitraum von jeweils fünf aufeinanderfolgenden Handelstagen entwickelt, das Portfolio daraufhin optimiert und die Ergebnisse in Form von optimaler Fahrweise, Handelsaktivitäten und wirtschaftlichem Ergebnis dargestellt.

Abschließend wird die Implementierung des Programms mit der MESAP /Schlenzig 2000/ und GAMS Software /Brooke 1998/, in welcher das System realisiert wurde, skizziert.

4.1 Modellspezifikation

Das betrachtete Portfolio hat repräsentativen Charakter und steht für eine Unternehmensgruppe mit Handels- und Erzeugungsgesellschaft, welche über Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke sowie Speicherkapazitäten für Strom und Gas verfügt. Das Portfolio umfaßt folgende Assets:

Kraftwerke und Speicher:

- 2 Steinkohlekraftwerke
- 1 Braunkohlekraftwerk
- 1 Kernkraftwerk
- 1 Erdgaskraftwerk Grundlast
- 2 Erdgaskraftwerke Spitzenlast
- 1 Pumpspeicherkraftwerk mit saisonalem Wasserspeicher und natürlichem Zufluß
- 1 Saisonaler Gasspeicher

Kontrakte:

- Baseload Kontrakt Strom
- Peakload Kontrakt Strom
- Baseload Kontrakt Gas
- Kontrahierte Summenlast Kunden

4.1.1 Topologie Jahresmodell

Aufgabe des Jahresmodells ist es, unter Berücksichtigung der aktuell gehaltenen Positionen, der Zuflußprognose, der Terminmarktpreise und der Kundenlast, die über den Betrachtungszeitraum von 18 Monaten optimalen Speicherstände für den Gasspeicher und das Pumpspeicherkraftwerk (PSW) am Monatsanfang-, bzw. Monatsende zu ermitteln. Der dazu im Jahresmodell abgebildete Kraftwerkspark umfaßt das Wasserreservoir, den Gasspeicher sowie alle Grund- und Mittellastkraftwerke, also die Assets, mit Hilfe derer Terminprodukte potentiell wirtschaftlich generiert werden können. Dabei handelt es sich um Stromterminkontrakte wie sie seit 1. März 2001 an der Frankfurter EEX gehandelt werden sowie um exemplarische Gasfutures. Da Gasfutures bislang in Deutschland noch nicht an der Terminbörse gehandelt werden, entsprechen die Kontrakte bei der Modellierung den Baseloadkontrakten für Strom. Im OTC Markt wird Gas als *Take-or-Pay* Menge gehandelt, dies wird im Terminkontrakt insofern berücksichtigt, als ein *short*-Kontrakt vollständig geliefert werden muß, wohingegen bei einem *long*-Kontrakt der tatsächliche Bezug auch zeitweise unter der kontrahierten Leistung liegen kann.

Der natürliche Zufluß in den Wasserspeicher basiert auf einer Prognose. Der Zufluß ist somit als exogene Vorgabe abgebildet, welche die Speicherfahrweise des Pumpspeicherkraftwerks in hohem Maße bestimmt.

Spitzenlastkraftwerke werden im Jahresmodell nicht abgebildet. Die zwar im Gesamtportfolio enthaltenen Spitzenlastkraftwerke werden ausschließlich im Monatsmodell unter hoher zeitlicher Auflösung mitberücksichtigt, da sie nicht unmittelbar in Konkurrenz zu den Terminkontrakten stehen und somit die im Speicher umgeschlagenen Energiemengen im Jahresverlauf nur marginal beeinflussen.

Auf der linken Seite des RES des Jahresmodells in Abb. 4-1 ist die Commodity *Niederschlagsmenge* abgebildet, womit die Zuflußprognosen als Monatsmengen im Modell abgebildet werden. Die Prognosen werden durch den Prozeß *Natürlicher Zulauf* mit der daran anschließenden Speichercommodity *Speicherstand Wasser* bilanziert. In die Füllstandsbilanz des Wasserspeichers gehen weiterhin die Wasserflüsse zu den Prozessen *Pumpe* und *Turbine des Pumpspeicherkraftwerks* ein. Die damit verknüpften bezogenen oder abgegebenen elektrischen Stromflüsse werden in der Commodity *gesamtes Stromaufkommen* bilanziert.

Die Speichercommodity *Gasspeicherstand* wird von den beiden Prozessen *Gasspeicher beladen* und *entladen* bestimmt, welche wiederum in die Commodity *Gas gesamt* eingehen, in deren Bilanz außerdem die Gasverbräuche der Gaskraftwerke eingehen, sowie die Mengen, die über die bezogenen bzw. verkauften Gasfutures bilanziert werden.

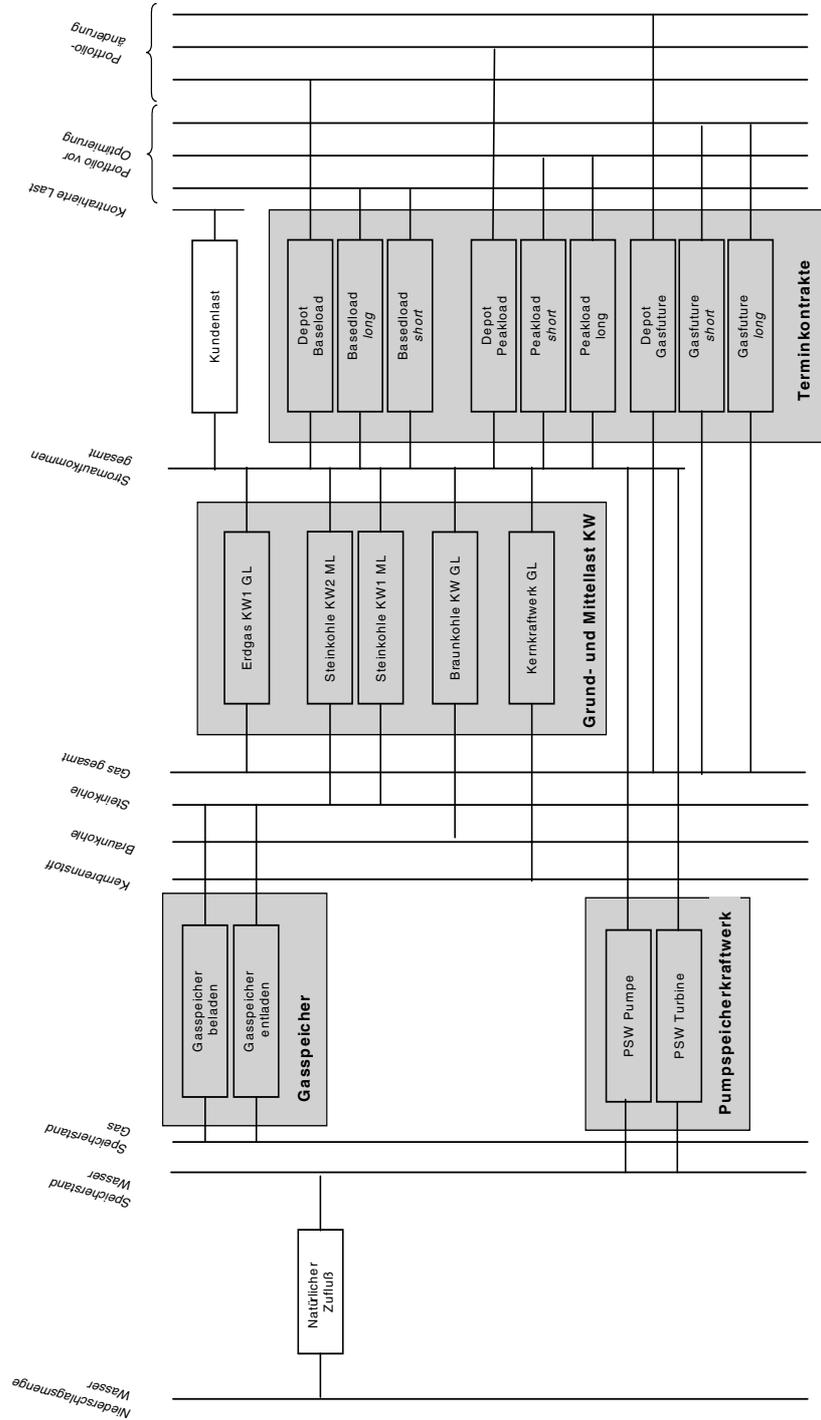


Abb. 4-1: Topologie Jahresmodell

Ebenfalls auf der linken Seite des RES schließen sich die nicht-leitungsgebundenen Commodities der Primärenergieträger *Kernenergie*, *Steinkohle* und *Braunkohle* an. Für die nicht-leitungsgebundenen Primärenergieträger existiert gegenwärtig in Deutschland kein börslich notierter Spot- oder Terminmarkt, so daß eine börsentägliche Neubewertung im Rahmen dieses Modells nicht erfolgt, sondern konstante Fixpreise für die verbrauchten Mengen über den gesamten Planungshorizont angenommen werden. Die Volatilität dieser grundsätzlich speicherbaren Primärenergieträger auf dem Weltmarkt ist zudem, insbesondere im Vergleich zu Strom, deutlich geringer.

Die Primärenergieträger werden durch die Kraftwerke in elektrischen Strom transformiert, welcher in die Bilanzierung des gesamten Stromaufkommens eingeht. Die Commodity *Stromaufkommen gesamt* bildet eine virtuelle elektrische Bilanzgrenze zum Kraftwerkspark und weist die vom Kraftwerkspark in der Summe erzeugte und vom PSW aufgenommene Last aus. Rechts von dieser Bilanzgrenze befinden sich die Terminmarktprodukte, die aktuell gehalten werden und bedient werden müssen sowie die zugehörigen Depotänderungsprozesse, die durch die Optimierung ermittelt werden.

4.1.2 Topologie Monatsmodell

Aufgabe des Monatsmodells ist es, basierend auf den Vorgaben zum optimalen Speicherstand aus dem Jahresmodell, die letztendlich tatsächlich optimal zu haltenden Terminkontrakte im Portfolio zu ermitteln. Außerdem erstellt das Monatsmodell theoretische Fahrpläne der Kraftwerke, die als Eingangsgrößen für die langfristige Brennstoffdisposition sowie für die Revisionsplanung dienen können. Die Topologie des Monatsmodells (Abb. 4-2) ist grundsätzlich dem Jahresmodell analog. Abweichend ist jedoch, daß nun die Kundenlast in hoher zeitlicher Auflösung berücksichtigt wird, und daher auch die Abbildung der Spitzenlastkraftwerke, deren theoretische Fahrweise in hohem Maße von der Kundenlast bestimmt wird, erforderlich ist.

Weiterhin ist im Monatsmodell, abweichend vom Jahresmodell, auch ein Stromspotmarkt modelliert, der die modelltechnische Abbildung von Spekulation ermöglicht.

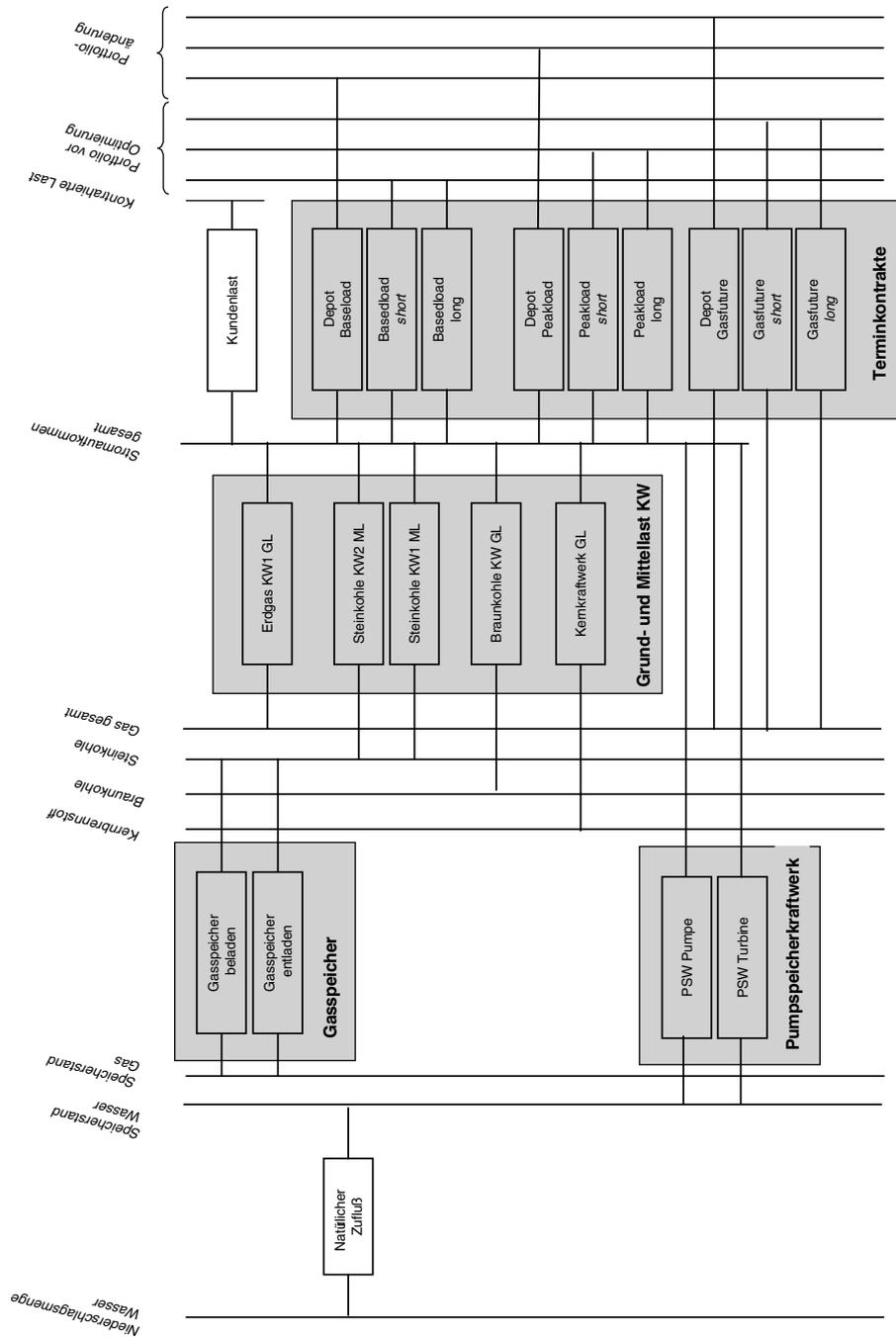


Abb. 4-2: Topologie Monatsmodell

4.1.3 Modelldaten

Den im Modell verwendeten technologischen und ökonomischen Daten liegen Werte aus der IER Kraftwerksdatenbank oder, wo keine Angaben verfügbar waren, Schätzungen und freie Annahmen zugrunde. Die Preise der Preisszenarien für Stromterminkontrakte entsprechen den täglichen Schlußkursen von fünf aufeinanderfolgenden Handelstagen der EEX ab 1. März 2001, die Preise der Gasterminkontrakte basieren auf entsprechenden Schlußkursen an der IPE für den selben Zeitraum.

Technische Daten

Tabelle 4-1: Technische Daten Kraftwerke

	Wirkungsgrad	Mindestbetriebszeit	Mindeststillstandszeit	Laständerungsgeschwindigkeit	Mindestlast	Maximallast
Kraftwerk	[-]	[h]	[h]	[MW/h]	[MW]	[MW]
Kernkraftwerk	0.36	12	8	100	420	930
Steinkohlekraftwerk I	0.40	12	8	100	240	530
Steinkohlekraftwerk II	0.42	8	8	100	350	750
Braunkohlekraftwerk	0.42	8	8	100	200	400
Erdgasgrundlastkraftwerk	0.52	8	4	100	100	200
Erdgasspitzenlastkraftwerk I	0.25	0	0	100	0	50
Erdgasspitzenlastkraftwerk II	0.25	0	0	100	0	50
Pumpspeicherkraftwerk (P. u. T)/	0.85	0	0	1 000	0	1 000

Tabelle 4-2: Technische Daten Speicher

	Speicherkapazität [MWh]	max. Zu- u. Abflüsse [MW]
Gasspeicher	300 000	250
Wasserspeicher	150 000	1 000

Ökonomische Daten

Die für die Portfolio-Optimierung relevanten Kosten umfassen lediglich die variablen Kosten des Systems, da die Fixkosten in jedem Falle anfallen und somit nicht optimierungsrelevant sind. Unter die variablen Kosten fallen in erster Linie die Brennstoffkosten der Kraftwerke sowie die Kosten bzw. Erlöse durch den Handel mit Terminkontrakten, einschließlich der damit verbundenen Transaktionskosten.

Tabelle 4-3: Brennstoffkosten

Brennstoffkosten [EURO/MWh PE]	
Kernbrennstoff	0.36 ^a
Braunkohle	4.85 ^b
Steinkohle	2.85 ^c

^abezogen auf die erzeugte elektrische Energie ergibt sich ein Wert von etwa 2 Pfg/KWh_{el} /Siemens 1999/

^bMittelwert aus Angaben von Rheinbraun A.G, Lausitz und Mitteldeutschland 4. Quartal 2000 /Statistik der Kohlenwirtschaft e.V./

^cPreise für Kraftwerkskohle nach BAW, Gesamtdeutschland, Erhebung nach dem Steinkohlebeihilfegesetz unmittelbar bei den Kraftwerksbetreibern /VIK 2001/.

Neben den Brennstoffkosten fallen Anfahrkosten sowie die reinen leistungsunabhängigen Betriebskosten unter die variablen Kosten des Kraftwerkseinsatzes.

Tabelle 4-4: Variable Kraftwerkskosten

Kraftwerkstyp	Anfahrkosten	Betriebskosten
	[EURO/Anfahrvorgang]	[EURO/h]
Kernkraftwerk	10.000	2.300
Steinkohlekraftwerk I	6.000	2.000
Steinkohlekraftwerk II	8.000	2.650
Braunkohlekraftwerk	11.000	3.250
Erdgasgrundlastkraftwerk	2.000	500
Erdgasspitzenlastkraftwerk I	500	100
Erdgasspitzenlastkraftwerk I	500	100
Pumpspeicherkraftwerk	0	0

Spezifikationen der Terminkontrakte

Die gesamte monatlich zu liefernde Arbeit der Terminkontrakte ist abhängig von der Anzahl der Liefertage im jeweiligen kalendarischen Monat. Die Arbeit der Baseloadkontrakte für Strom und Gas ist identisch.

Tabelle 4-5: Liefermenge in Abhängigkeit der Anzahl von Werktagen

Anzahl Tage [Mo-Fr]/Monat	Liefermenge Peakload [MWh]	Anzahl Tage gesamt /Monat	Liefermenge Baseload [MWh]
18	216	28	672
19	228	29	696
20	240	30	720
21	252	31	744
22	264	-	-
23	276	-	-

Transaktionskosten

Für den börslichen Handel mit Terminkontrakten fallen üblicherweise neben einer fixen jährlichen Grundgebühr weitere umsatzabhängige Gebühren an. Sie belaufen sich an der EEX bei Grundlastkontrakten auf 10,95 EURO und bei Peakloadkontrakten auf 3,92 EURO pro gehandeltem MW Kontraktvolumen. Dies entspricht etwa 0.015 EURO/MWh. Für den Handel mit Gaskontrakten wurden ebenfalls 0.015 EURO/MWh zugrundegelegt. Beim Spothandel beträgt die Gebühr an der EEX 0,04 EURO pro MWh.

Kontrahierte Stromlast Kunden

Die kontrahierte Stromlast der Kunden wird auf Basis von Typtagen für jeden Monat erstellt. Dies erfolgt auf Basis der typischen Lastganglinien der einzelnen Kundengruppen sowie der individuell verkauften Fahrplanlieferungen. Abb. 4-3 und Abb. 4-4 stellen die entsprechenden Ganglinien für 12 Monate dar. Für die weiteren sechs Monate werden im Modell der Einfachheit halber die entsprechenden Ganglinien des Vorjahres verwendet.

An Wochenendtagen ist die Last gegenüber Werktagen mit etwa im Mittel 800 MW gegenüber etwa 1600 MW nur gut halb so hoch. Insbesondere an Winterwerktagen ist der Lastverlauf nach Erreichen der Mittagsspitze nahezu konstant und flacht erst gegen Abend, nach Erreichen der Abendspitze gegen 21 Uhr, deutlich ab. An Sonn- und Feiertagen sind die Lasttäler und Lastspitzen insgesamt deutlich ausgeprägter, da die Last stärker vom privaten Verbrauch als vom industriellen Verbrauch mit seinem generell konstanteren Abnahmeverhalten geprägt ist.

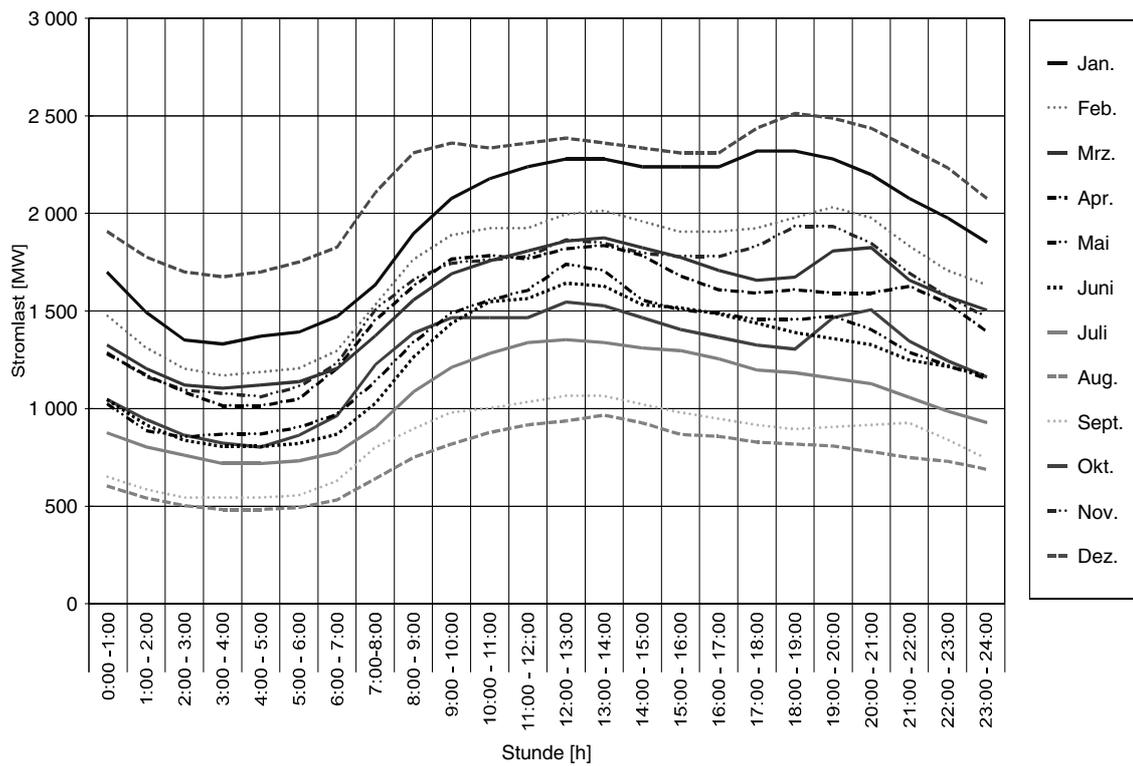


Abb. 4-3: Kontrahierte Summenlast Kunden Werktage

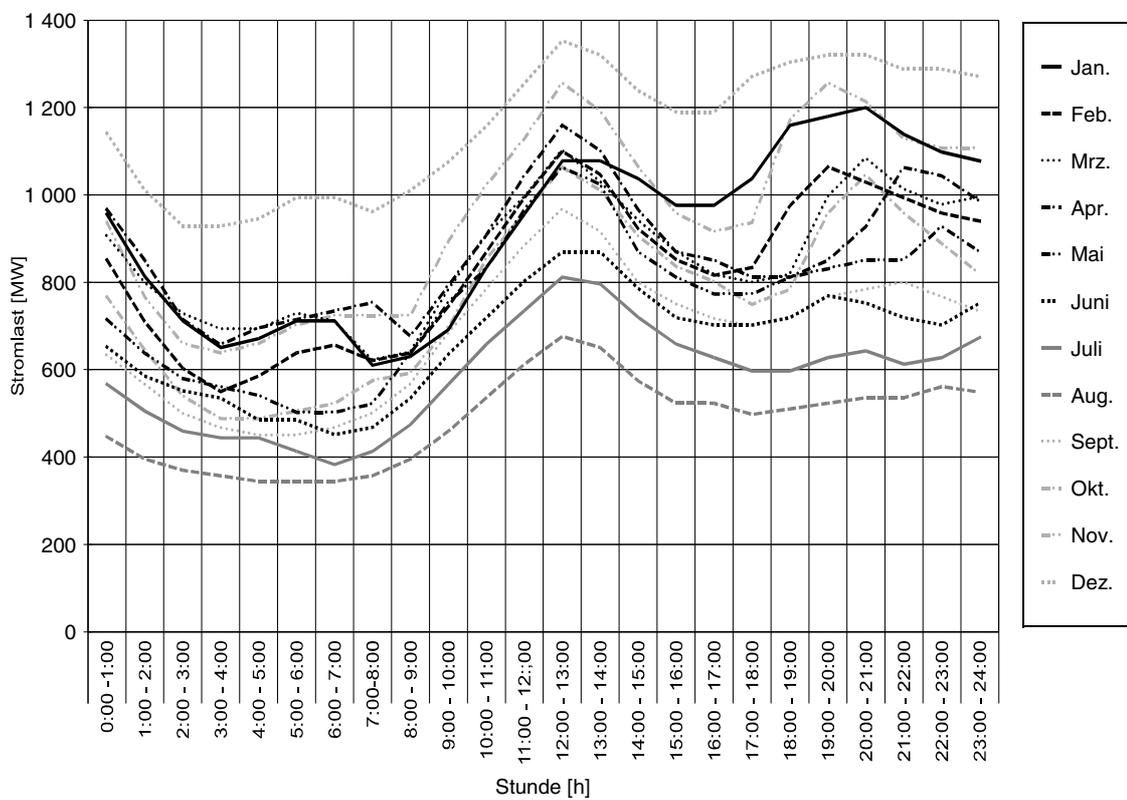


Abb. 4-4: Kontrahierte Summenlast Kunden Wochenendtage

Prognose Speicherzufluß

Wesentlich für die Festlegung der optimalen Fahrweise des saisonalen Wasserspeichers ist die Prognose der jährliche Niederschlagsmenge, bzw der daraus abgeleitete Zufluß in den alpinen Hochspeicher in Verbindung mit den Terminpreisen für Strom und Gas. Für die Modellrechnung wird eine Prognose der Verteilung der Zuflußmenge aus historischen Werten abgeleitet Abb. 4-5 /Kramer 2000/. Daraus läßt sich erkennen, daß der Zufluß in den Sommermonaten gegenüber den Wintermonaten deutlich erhöht ist. Niederschlag im Winter in Form von Schnee wird dem Speicher in den Sommermonaten durch die Schneeschmelze zugeführt. Die Verfügbarkeit von Strom aus Wasserkraft ist daher stark vom Verlauf der Außentemperatur im Jahr abhängig.

Hierbei ist zu beachten, daß stets eine gewisse Restkapazität im Speicher vorhanden sein muß, um bei ungenauer Lastprognose ein Überlaufen des Speichers bzw. ein ungeplantes Entleeren zu vermeiden.

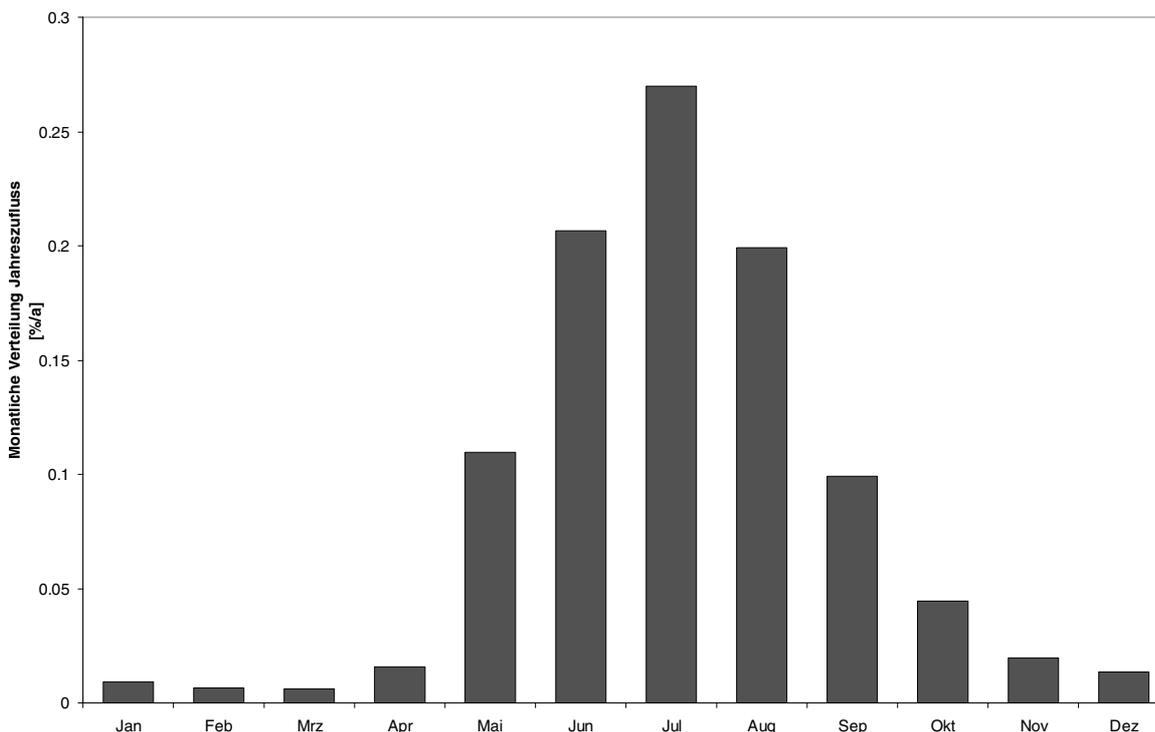


Abb. 4-5: Jährliche Verteilung der Zuflußmenge eines alpinen Hochspeichers

4.2 Marktpreisszenarien

In der Fallstudie wird auf Basis der Schlußkurse für Stromterminkontrakte der EEX vom 1. bis 7. März 2001 sowie entsprechender Kurse an der Londoner IPE die Portfolio-Optimierung über fünf sukzessive Handelstage durchgeführt. Um darzustellen, daß die Zunahme der Gewinne über den betrachteten Zeitraum nicht zufällig von der ausgewählten Preisentwicklung abhängt, wird ein zweites Szenario mit den identischen Schlußkursen gerechnet, wobei jedoch zunächst mit dem 7. März begonnen wird und die Kurse des 1. März den letzten Handelstag darstellen.

In Abb. 4-6 sind die Preise der Schlußkurse des Terminmarktes für die beiden Produkte Base und Peak dargestellt:

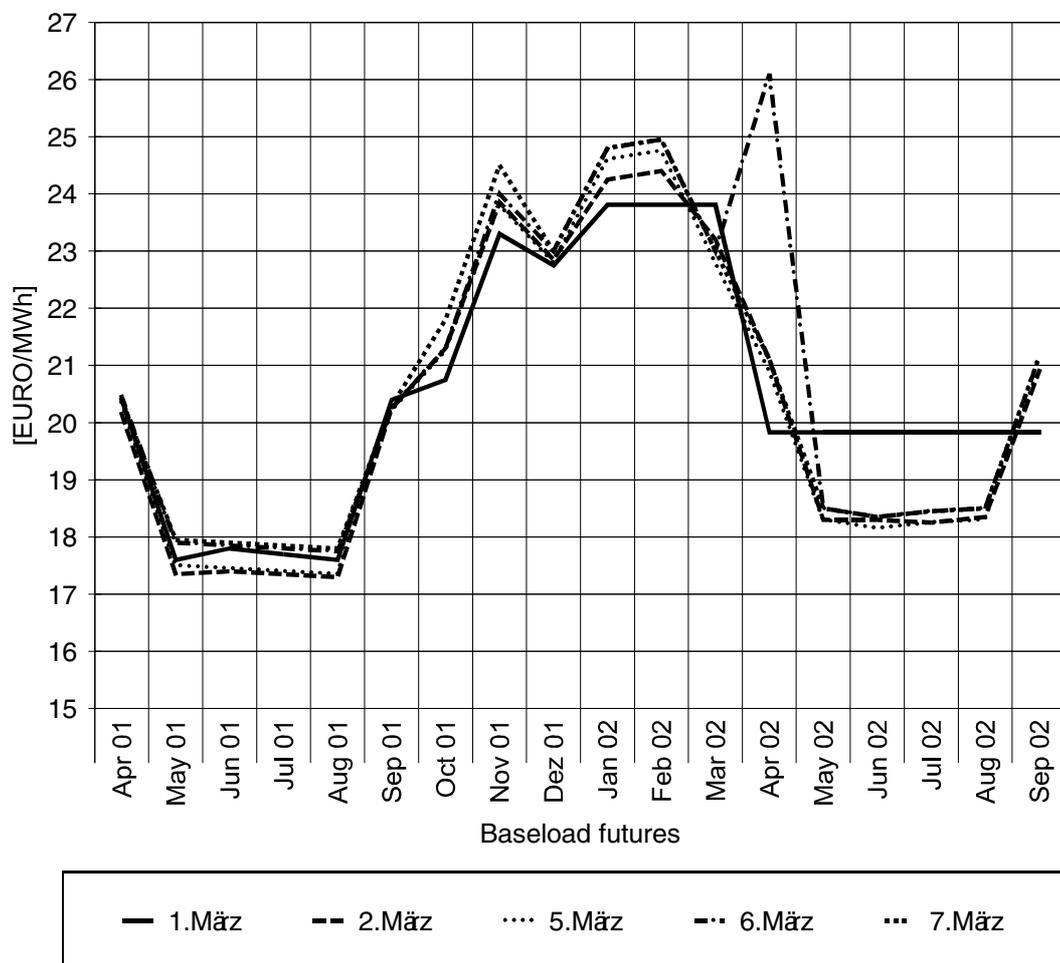


Abb. 4-6: Schlußkurse der EEX Terminpreise Baseload futures 1. - 7. März 2001

Die Preise stellen die sogenannte Forwardpricecurve dar. Hierbei ist von August '01 bis Februar '02 eine sogenannte *Contango* Situation erkennbar, d.h., die Preise steigen mit zunehmender zeitlicher Entfernung an. Der umgekehrte Fall, daß die Preise mit zunehmender zeitlicher Entfernung des Erfüllungszeitpunktes fallen, wird als *Backwardation* bezeichnet und ist von Februar '02 bis August '02 zu verzeichnen. Da es sich beim börslichen Terminmarkt in Deutschland um einen noch sehr jungen Markt mit geringer Liquidität handelt, können bereits kleine gehandelte Mengen große Preisausschläge verursachen. Dies war beim Baseloadkontrakt April' 02 der Fall, als er Schlußkurs vom 5. März auf den 6. März von etwa 21 auf 26 EURO sprang.

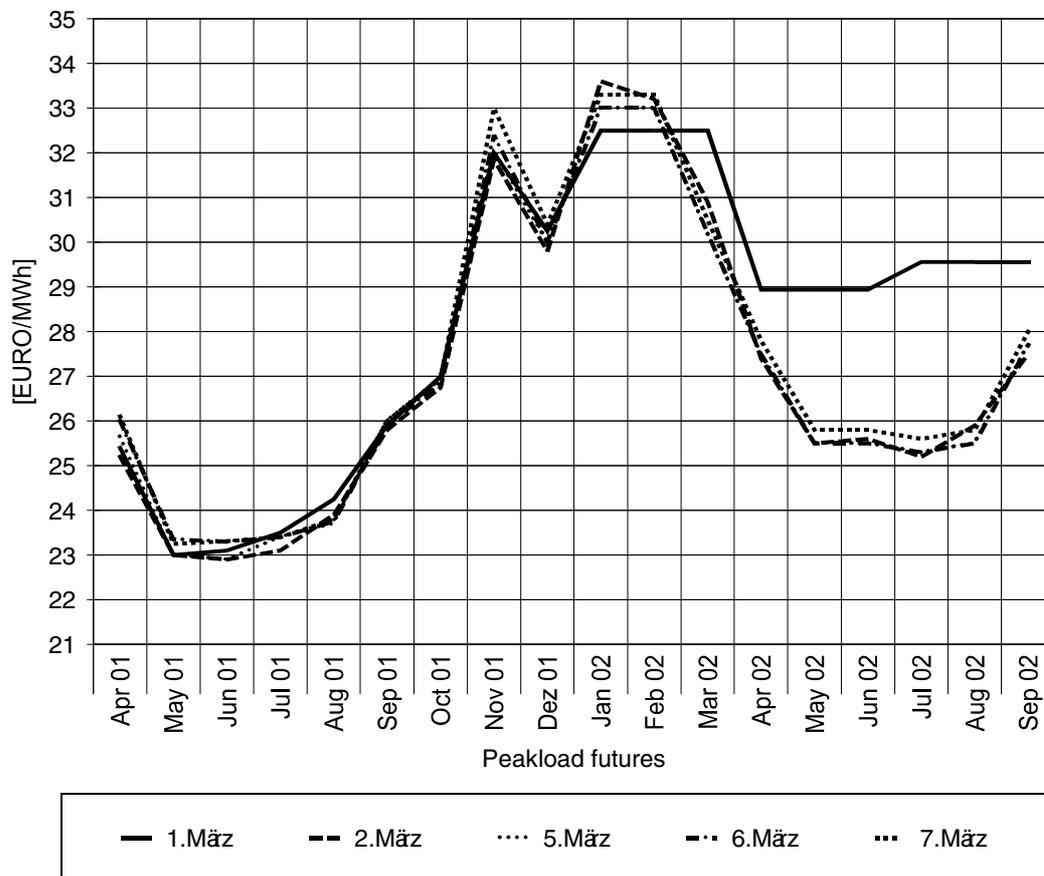


Abb. 4-7: Schlußkurse der EEX Terminpreise Peakload Futures 1.-7. März 2001

Für die Gasterminkontrakte wurden die Preisbewegungen an der Londoner IPE (International Petrol Exchange) zugrundegelegt und auf den Mittelwert vom Dezember 2000, der aus einer Erhebung bei den Kraftwerksbetreibern hervorging, skaliert /Statistik der Kohlenwirtschaft e.V./. Die Kontrakte werden an der IPE jedoch lediglich für die ersten neun Monate als Monatskontrakte gehandelt. Danach folgen Quartalskontrakte und Halbjahreskontrakte, die mit näherrückendem Fälligkeitsdatum jeweils in Kontrakte der nächstkleineren zeitlichen Auflö-

sung umgewandelt werden. In Abb. 4-8 sind die Schlußkurse vom 1. bis zum 5. März dargestellt. Hierbei wird deutlich, daß die Preissprünge der Kontrakte mit näherrückendem Erfüllungsdatum zunehmen. Bleibt der Preis für Terminkontrakte ab April '02 nahezu konstant bei um 23 EURO/MWh, so sinkt der Preis im Sommer '01 auf ein Niveau von um 17.5 EURO. Der Kurs des aktuellsten Kontraktes, also April '01 sinkt vom 4. auf den 5. März um nahezu 20 % nämlich von über 28 auf 23,5 EURO/MWh, während die darauffolgenden Kontrakte bis zum Sommer '01 ebenfalls deutlich nachgeben. Das Preisniveau erreicht im Sommer '02 mit um 19 EURO/MWh seinen Tiefpunkt.

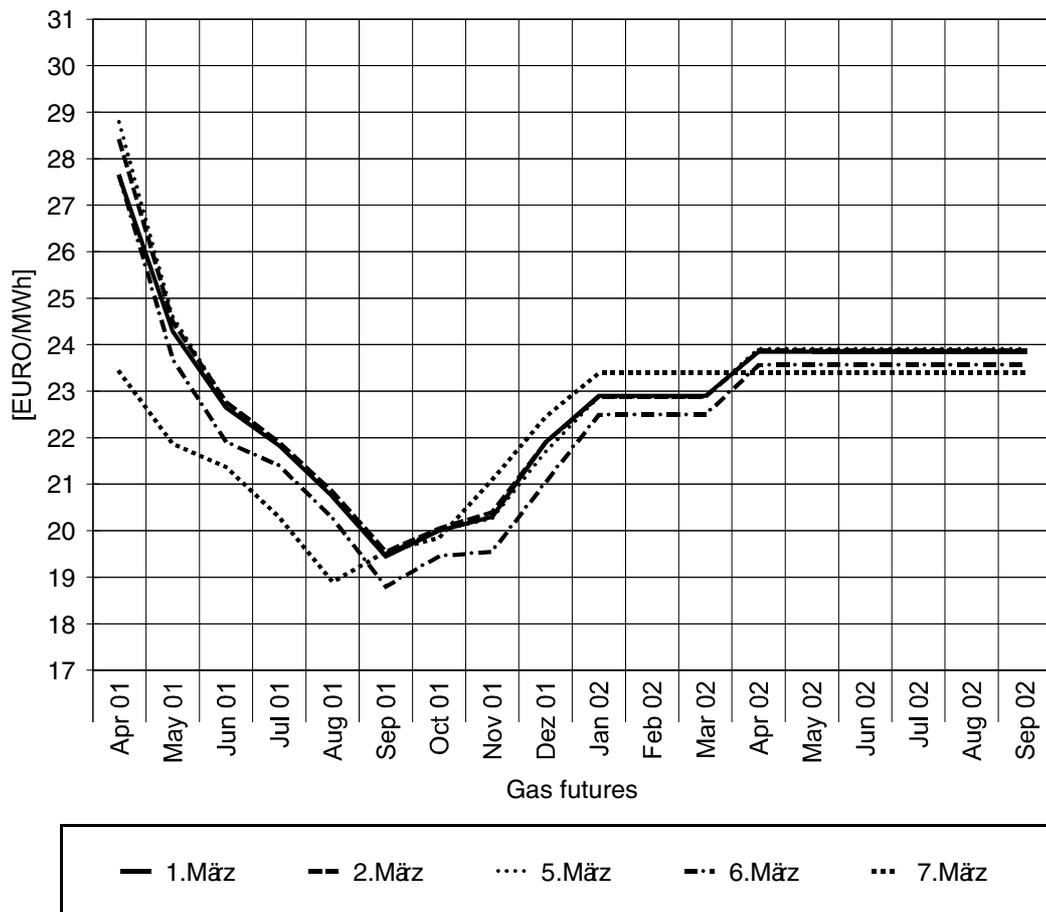


Abb. 4-8: Schlußkurse der IPE Terminpreise Gasfutures 1.- 7. März 2001

4.3 Optimierungsergebnisse

Im folgenden sind die Optimierungsergebnisse der Portfolio-Optimierung an fünf aufeinanderfolgenden Tagen dargestellt. Die Daten basieren auf den Schlußkursen an der EEX ab 1. März 2001, also vom 1. -7. März; Samstag und Sonntag findet kein Börsenhandel statt.

Die Ergebnisse umfassen die hypothetische Fahrweise des Kraftwerksparks und der Speicher, die Entwicklung des Portfolios durch das Handelsgeschäft und die daraus resultierende Kosten- und Erlössituation.

4.3.1 Entwicklung des Portfolios gehaltener Terminkontrakte

Die folgenden Abb. 4-6 bis Abb. 4-8 stellen die Entwicklung der Positionen der Terminprodukte im Portfolio dar. Auf der x-Achse sind jeweils die fünf betrachteten Handelstage dargestellt, auf der y-Achse sind die Fälligkeiten der Terminkontrakte aufgetragen. Die z-Achse markiert das Vertragsvolumen des einzelnen Monatskontraktes.

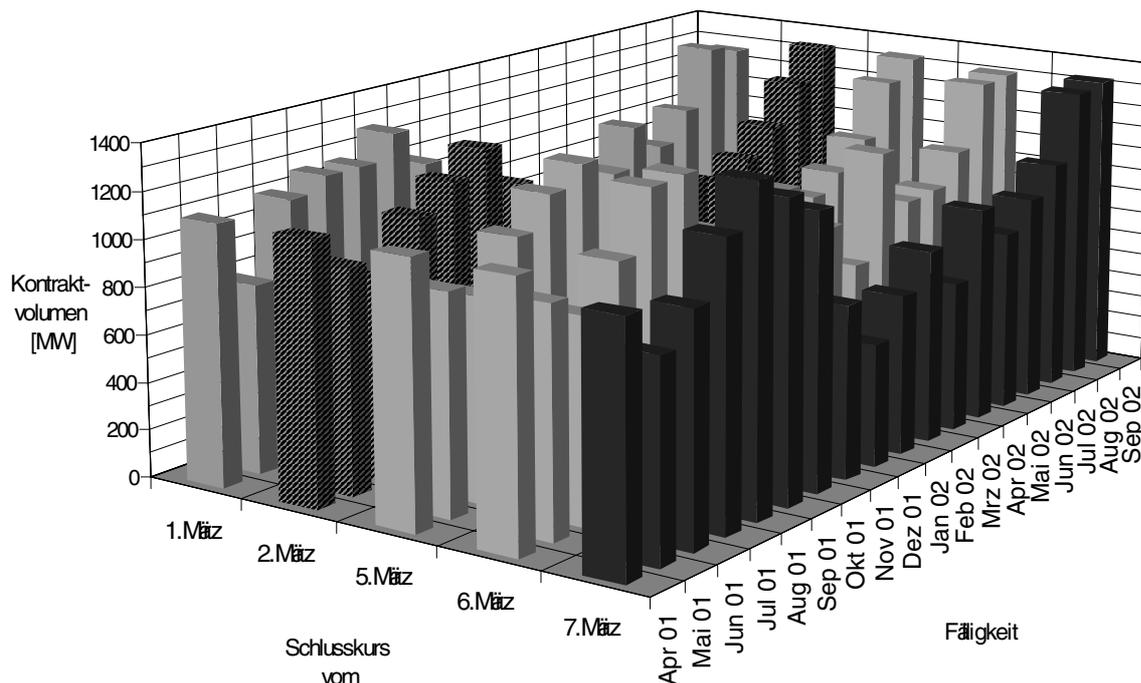


Abb. 4-9: Entwicklung Baseloadkontrakte

Während der fünf betrachteten Handelstage sind vom Baseload-Kontrakt ausschließlich *short*-Kontrakte im Portfolio enthalten, d.h. es besteht die Verpflichtung Strom zu liefern. Auch läßt sich ein leicht jahreszyklisches Verhalten erkennen, insofern als in den Sommermonaten das

Baseload-Kontraktvolumen höher ist als im Winter. Dies kann einerseits darauf zurückgeführt werden, daß im Sommer der Lastunterschied zwischen Werktag und Wochenende weniger stark ausgeprägt ist und dadurch weniger Kraftwerkskapazität im Mittellastbereich zum Abfahren der auftretenden Lastgradienten benötigt wird. In der Konsequenz steht dann mehr freie Kraftwerkskapazität für die Grundlast zur Verfügung. Weiterhin ist die absolute Preisdifferenz zwischen Base und Peakloadkontrakten in den Wintermonaten mit etwa zehn EURO deutlich höher als in den Sommermonate, wo die Differenz nur etwa EURO beträgt. hierdurch kann die vorhandene Kraftwerkskapazität wirtschaftlicher zur Erzeugung von Peakloadkontrakten eingesetzt werden, und steht somit zur Erzeugung von Baseloadkontrakten nicht mehr zur Verfügung. Die Auswirkungen des in Abb. 4-6 dargestellten Preissprungs des Kontrakts April' 02 von 21 auf 26 EURO kann im Portfolio gut nachvollzogen werden. Betrug die verkaufte Grundlastleistung am 5. März noch 888 MW, so stieg diese am 6. März, ausgelöst durch den Preissprung, auf 1112 an. Nach Rückgang des Preisniveaus wurden Kontrakte rückgekauft, so daß sich die Lieferverpflichtung am 7. März auf nur noch 923 MW belief.

Bei den Peakloadkontrakten (Abb. 4-10) ist die Situation uneinheitlicher, wenngleich auch eine gewisse jahreszeitliche Zyklizität beobachtet werden kann. Hier werden vor allem bei den Kontrakten der ersten drei Handelsmonate *long* Positionen eingegangen, d.h. die Verpflichtung, Strom zu beziehen. In den Sommermonaten wechselt dies und es werden ebenso *short*-Positionen eingegangen. Insgesamt läßt sich aus dieser Situation ersehen, daß beim aktuellen Preisgefüge der bestehende Kraftwerkspark insgesamt zu den Terminpreisen im Mittel konkurrenzfähig ist, da sich im Portfolio insgesamt sowohl *long* als auch *short* Positionen befinden. Die daraus resultierende hohe Auslastung des Kraftwerksparks, ist auch in den Abb. 4-19 und Abb. 4-20, die die hypothetische Fahrweise des Kraftwerksparks darstellen, ersichtlich.

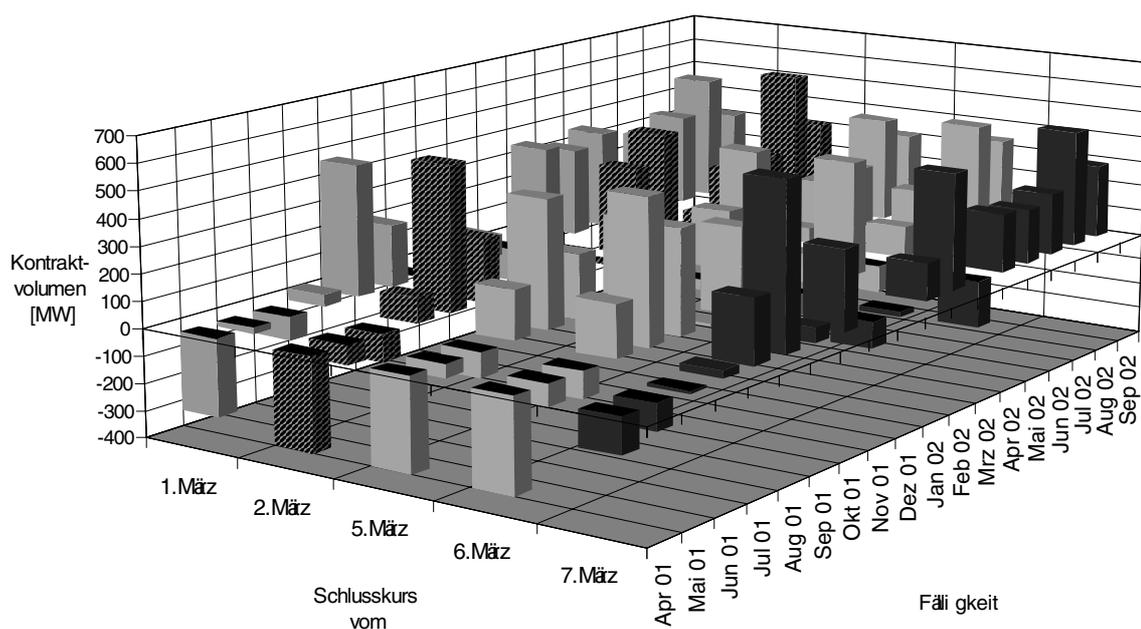


Abb. 4-10: Entwicklung Peakloadkontrakte

Bei den Gasterminkontrakten (Abb. 4-11) ist augenfällig, daß im Portfolio mit Ausnahme der Kontrakte letzter und vorletzter Fälligkeit, also August '02 sowie September '02 keine *short* Positionen, also die Verpflichtung zur Gaslieferung, eingegangen werden.

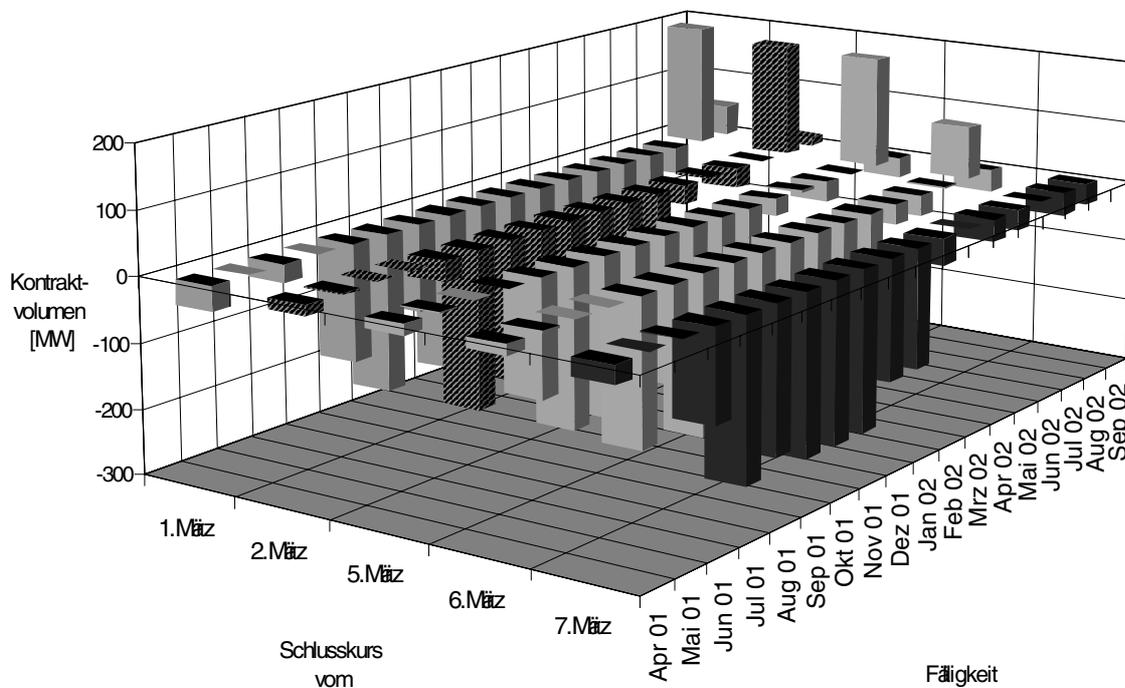


Abb. 4-11: Entwicklung Gaskontrakte

Auch ist ersichtlich, daß in den Wintermonaten die Bezugskapazität, die aufgrund von Restriktionen in der Durchleitung auf 250 MW bestehen, voll ausgenützt werden. Daraus kann auch abgeleitet werden, daß das Erdgasgrundlastkraftwerk aufgrund des Preisgefüges im Winter eine hohe Ausnutzung aufweist. Dies ist ebenso bei der Betrachtung der Kraftwerksfahrweise in Abb. 4-12 bis Abb. 4-16 ersichtlich.

4.3.2 Entwicklung der Fahrweise Grund- und Mittellastkraftwerke 1. - 7. März

In den folgenden fünf Abbildungen ist die Veränderung der Kraftwerksfahrweise über die Handelstage dargestellt. Die Zeitachse ist in stündlicher Auflösung skaliert, wobei für jeden Monat jeweils Werktag und Wochenendtypstag mit jeweils 24 Stundenwerten hintereinander abfolgen. Daraus ist ersichtlich, daß in der ganzen Handelsperiode das Kernkraftwerk KKW 1 praktisch in Vollast durchläuft. Das Steinkohlekraftwerk STKW1 mit seinen demgegenüber höheren variablen Stromgestehungskosten wird hingegen an Winterwochenenden etwas abgesenkt.

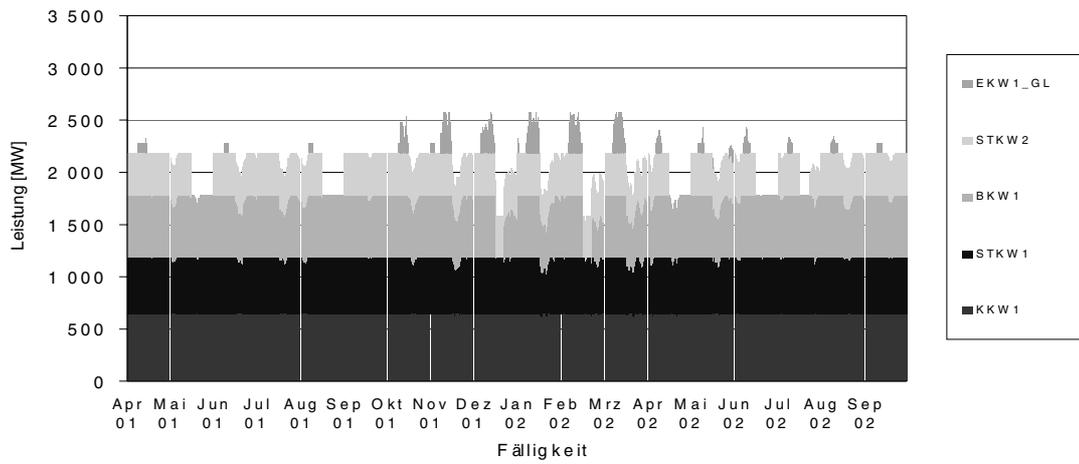


Abb. 4-12: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 1. März

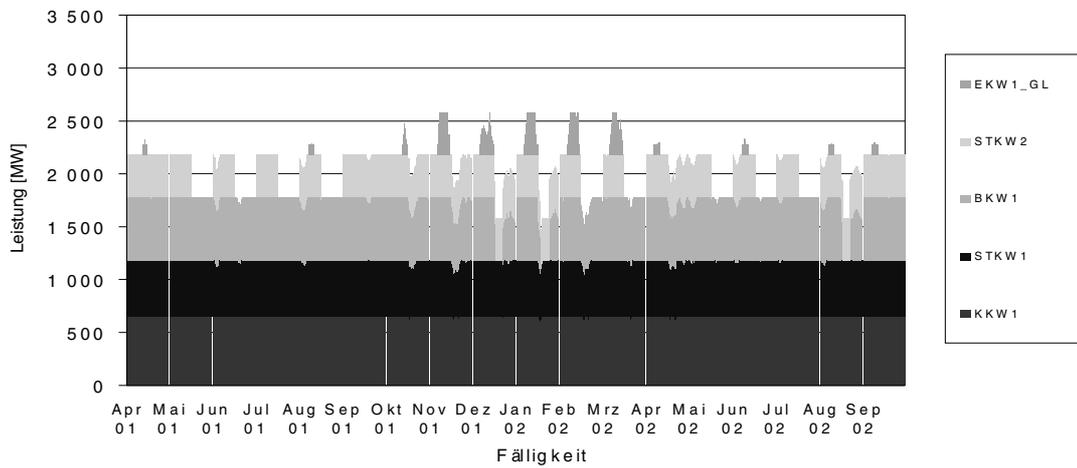


Abb. 4-13: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 2. März

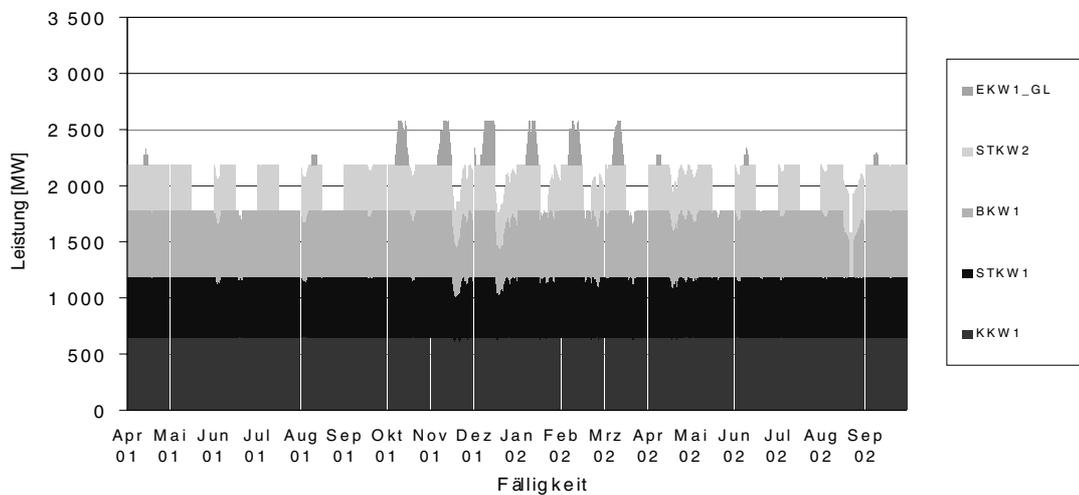


Abb. 4-14: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 5. März

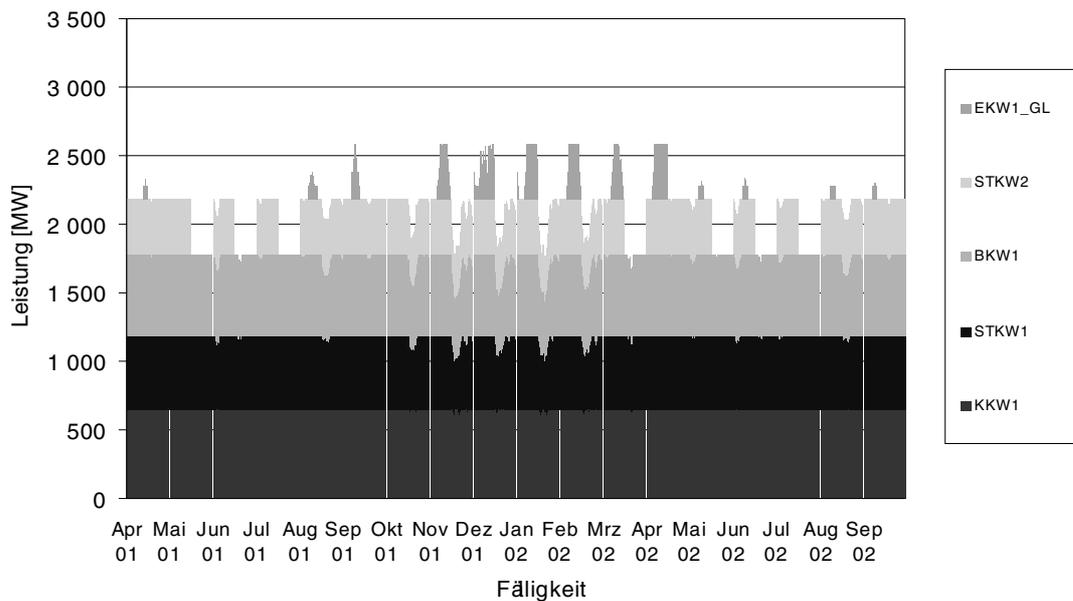


Abb. 4-15: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 6. März

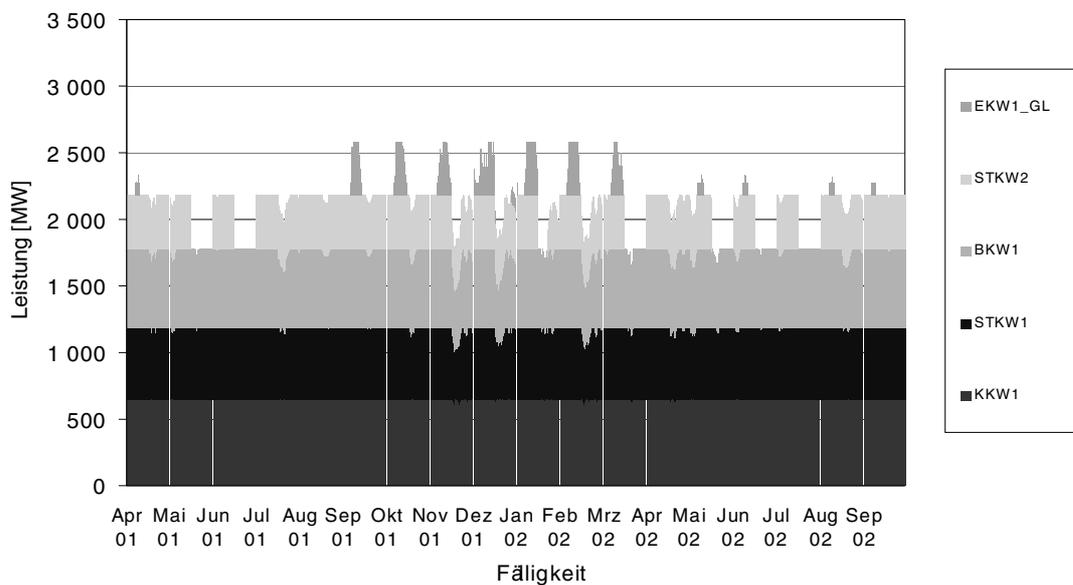


Abb. 4-16: Fahrweise Grund- und Mittellast KW 7. März

Die Absenkung des Steinkohlekraftwerks STKW 1 erreicht jedoch nie die technische Minimallast. Das Braunkohlekraftwerk BKW 1 weist ebenso eine relativ hohe Vollaststundenzahl aus, jedoch wird es am 1. März für die Dezember- und Februarwochenenden heruntergefahren und am 2. März an den Dezember- und Januarwochenenden abgeschaltet. Mit den Kursen der darauffolgenden drei Tagen also 5. bis 7. März ist es wirtschaftlich, das Braunkohlekraftwerk kon-

tinuierlich durchzufahren. Das Steinkohlekraftwerk STKW 2 mit seinen nochmals höheren Stromgestehungskosten hingegen wird in etwa der Hälfte aller Wochenendtypen abgeschaltet. Das Erdgaskraftwerk EKW1_GL weist die höchsten Stromgestehungskosten bei den Grund- und Mittellastkraftwerken auf. Die Kosten für die Primärenergie sind jedoch im Gegensatz zu den vorherigen Kraftwerkstypen nicht fix, sondern, von der Preisnotierung der Gasfutures ab. An Werktagen im Winterhalbjahr ist das Kraftwerk gut ausgelastet und wird häufig bei technischen Maximallast betrieben, wohingegen ein Einsatz an Wochenenden beim Preisgefüge im betrachteten Zeitraum nicht wirtschaftlich ist. Im Sommerhalbjahr kommt das Kraftwerk an manchen Werktypen mit seiner technischen Mindestbetriebszeit von sechs Stunden in Lösung. Betrachtet man die Entwicklung des Einsatzes des Gaskraftwerkes vom 5. März auf den 6. März für den Monat April' 02, so ist zu sehen daß das Kraftwerk aufgrund des oben angesprochenen Preissprungs im Baseloadkontrakt am 6. März in Lösung geht, während es nach dem Rückgang des Preisniveaus am 7. März nicht mehr im wirtschaftlich einsetzbar ist.

4.3.3 Entwicklung der Speicherfahrweise

In Abb. 4-17 ist die hypothetische Fahrweise des Wasserspeichers, d.h die erreichten Speicherstände zum Monatswechsel über die fünf Handelstage aufgetragen. Die Speicherstände am Anfang und Ende des Betrachtungszeitraums müssen dem Modell exogen vorgegeben werden, wobei sich der Anfangsspeicherstand naturgemäß am tatsächlichen aktuellen Speicherstand orientiert, während der Endspeicherstand auf Basis strategischer Überlegungen festgelegt wird. In der vorliegenden Fallstudie wurde der Endspeicherstand aus Gründen der Einfachheit gleich dem Anfangsspeicherstand gesetzt.

Bei Betrachtung der Fahrweise des Wasserspeichers ist über alle Handelstage eine zyklische Charakteristik ersichtlich. Dies liegt unter anderem darin begründet, daß der Speicher zu Beginn des Betrachtungszeitraumes März '01/April '01, bei noch vergleichsweise höherem Preisniveau leergefahren wird, so daß der im Sommer einsetzende Zufluß durch die Schneeschmelze aufgenommen werden kann. Weiterhin wird durch die Entleerung erreicht, daß begünstigt durch das tiefere Strompreisniveau im Sommer verstärkt gepumpt werden kann. In der Hochpreisphase Winter und Frühjahr wird durch Turbinieren Gewinn erzielt. Nach Erreichen des Maximums wird der Speicher bis zum Einsetzen der darauffolgenden Schneeschmelze wieder kontinuierlich entleert.

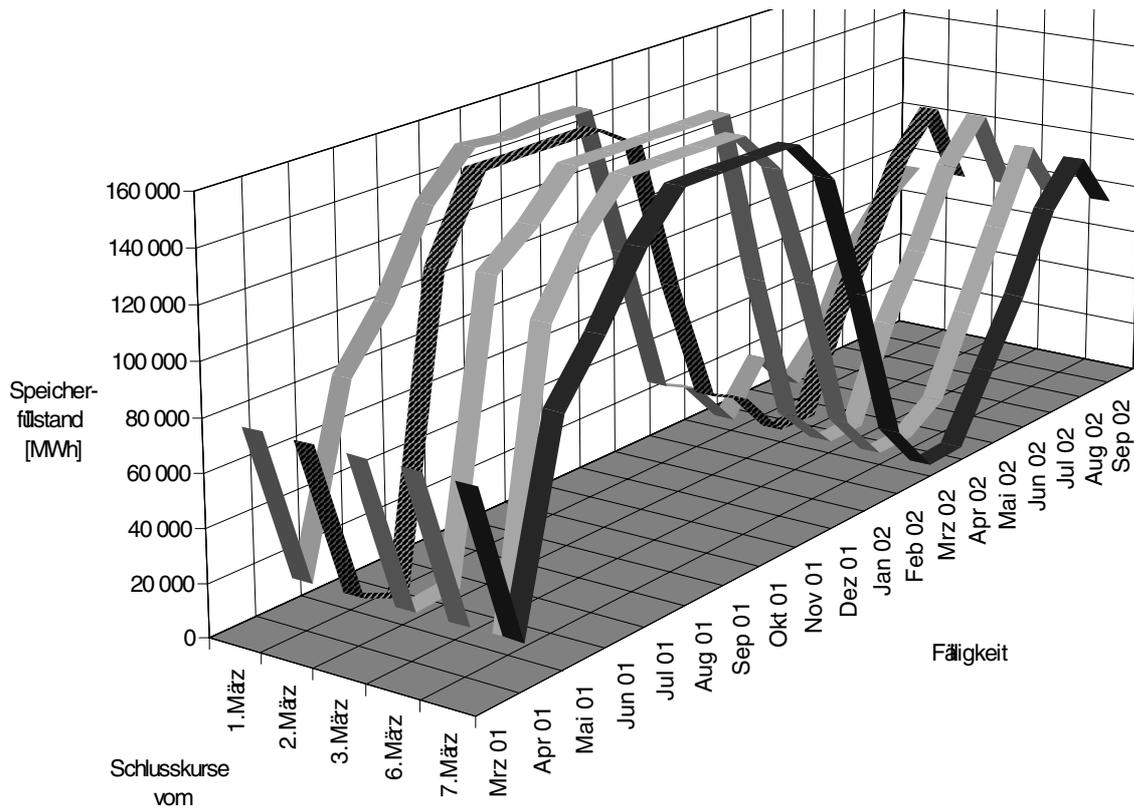


Abb. 4-17: Speicherfüllstände Wasser zum Monatswechsel

In Abb. 4-18 sind analog zur Abb. 4-17 die entsprechenden Speicherstände des Gasspeichers zum Monatswechsel über die fünf Handelstage aufgetragen. Im Gegensatz zum Verlauf des Füllstandes des Wasserspeichers weist der Gasspeicher keine ausgeprägte jährliche Zyklizität auf. Beim Verlauf der Futurespreise für Gas (Abb. 4-8) ist ersichtlich, daß die Preise von April '01 bis zum Erreichen der Talsohle im August '01 kontinuierlich fallen. Der zu Beginn noch im Speicher enthaltene Bestand wird unmittelbar verkauft, jedoch wird bereits im Juli '01 wieder mit der Befüllung der Speichers begonnen, da die vollständige Befüllung aufgrund der beschränkten Durchleitungskapazitäten von 250 MW zwei Monate in Anspruch nimmt.

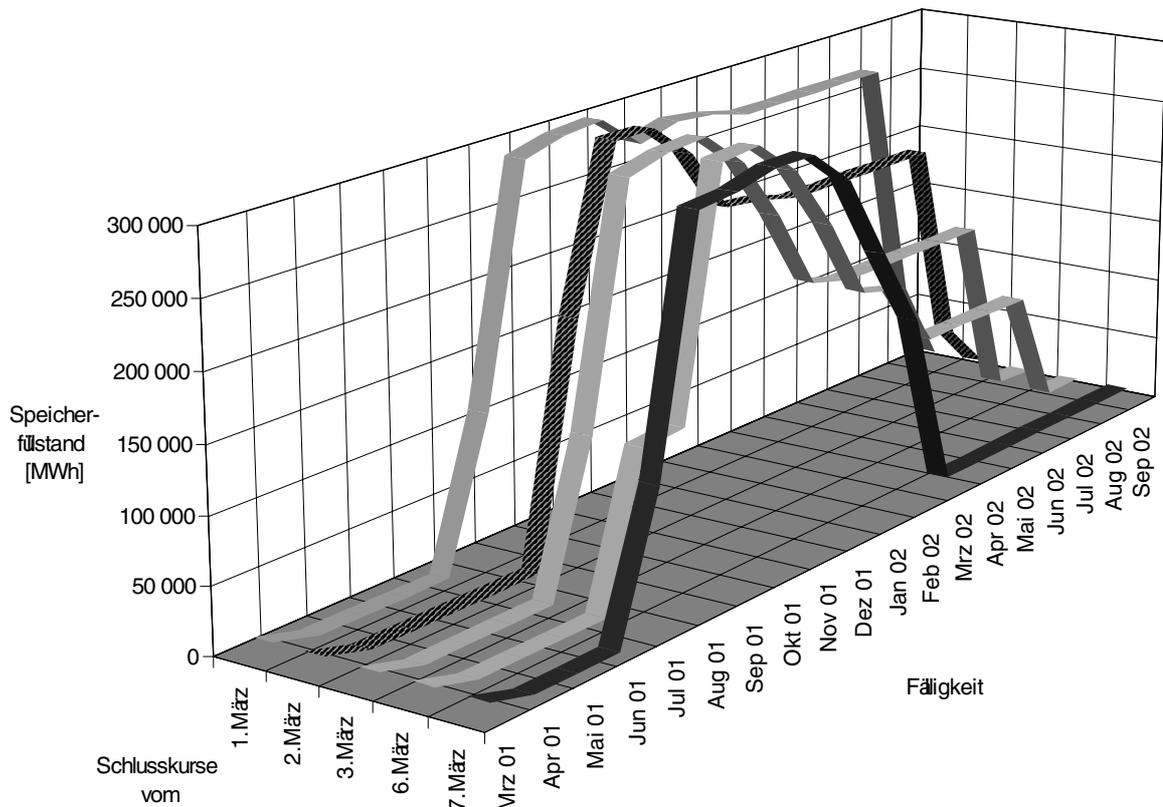


Abb. 4-18: Speicherfüllstände Gas zum Monatswechsel

4.3.4 Hypothetischer Kraftwerkseinsatz am Beispiel 7. März 2001

Die beiden Grafiken Abb. 4-19 und Abb. 4-20 zeigen exemplarisch den Einsatz des gesamten Kraftwerksparks auf der auf Basis der Schlußkurse am 7. März unter Berücksichtigung der am 6. März im Portfolio gehaltenen Kontrakte. Dargestellt sind in chronologischer Reihenfolge jeweils ein Kalendermonat mit den beiden typischen Tagen Werktag und Wochenende in stündlicher Auflösung. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde die Darstellung in die Perioden April '01 bis Dezember '01 sowie Januar '02 bis September '02 unterteilt.

In den Grafiken deutlich erkennbar ist die vollständige Auslastung des Kernkraftwerks KKW1 in der Grundlast über den gesamten Betrachtungszeitraum. Das Steinkohlekraftwerk STKW 1 ist im Winterhalbjahr an Werktagen sowie am Wochenende wirtschaftlich einsetzbar, zu den restlichen Zeiten kommt es lediglich an Werktagen in Lösung. STKW 2 hingegen kann unter den betrachteten Umständen ausschließlich an Werktagen im Winter wirtschaftlich betrieben werden. Weiterhin ist ersichtlich, daß in allen Monaten Grundlastkontrakte bezogen werden, während Spitzenlast verkauft wird. Dies ist sicher auch durch den hohen Anteil an speicherbarer Wasserkraftkraft begründet.

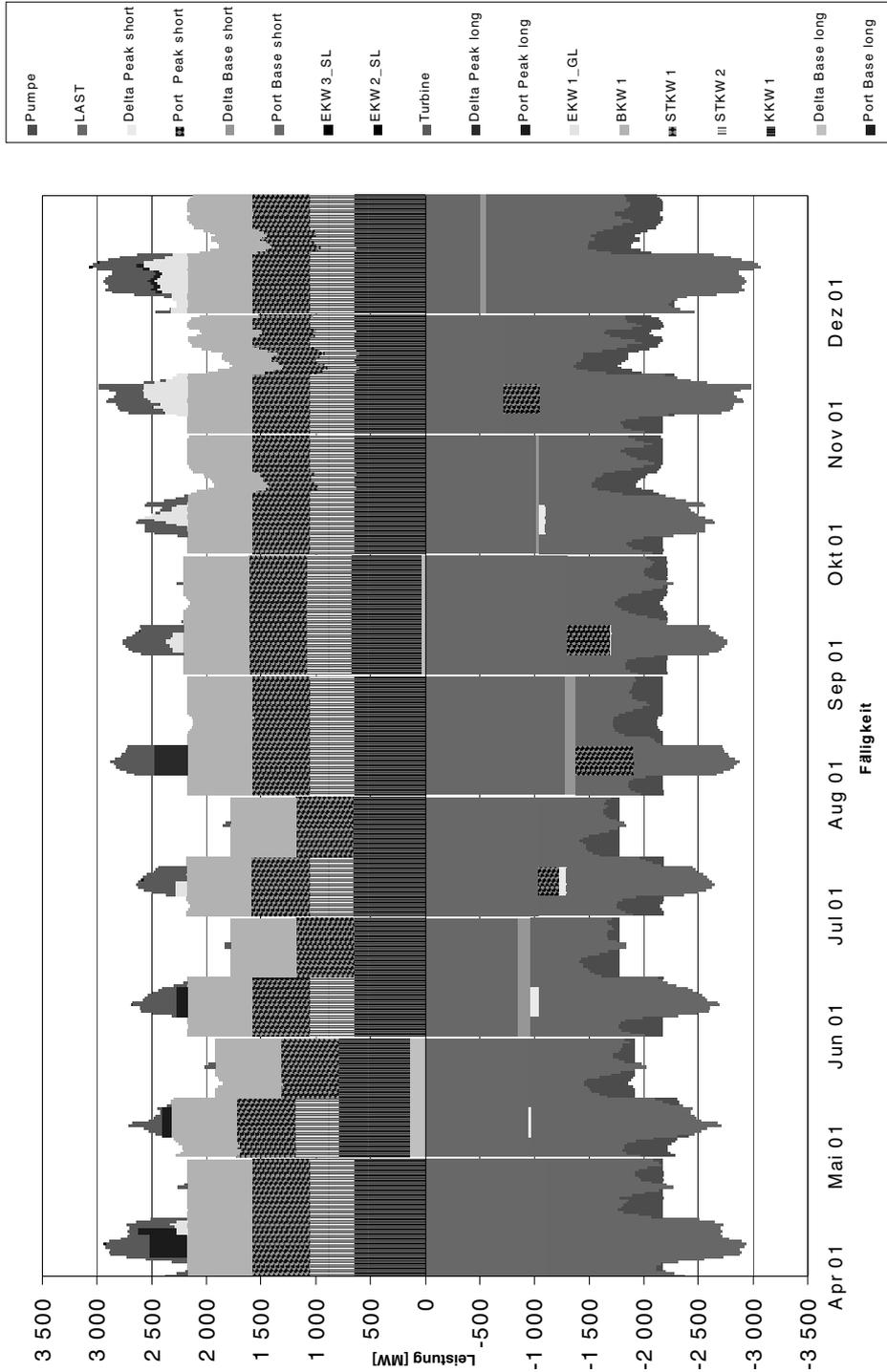


Abb. 4-19: Kraftwerkseinsatz/Portfolioänderung 6./7. März (April '01-Dezember '01)

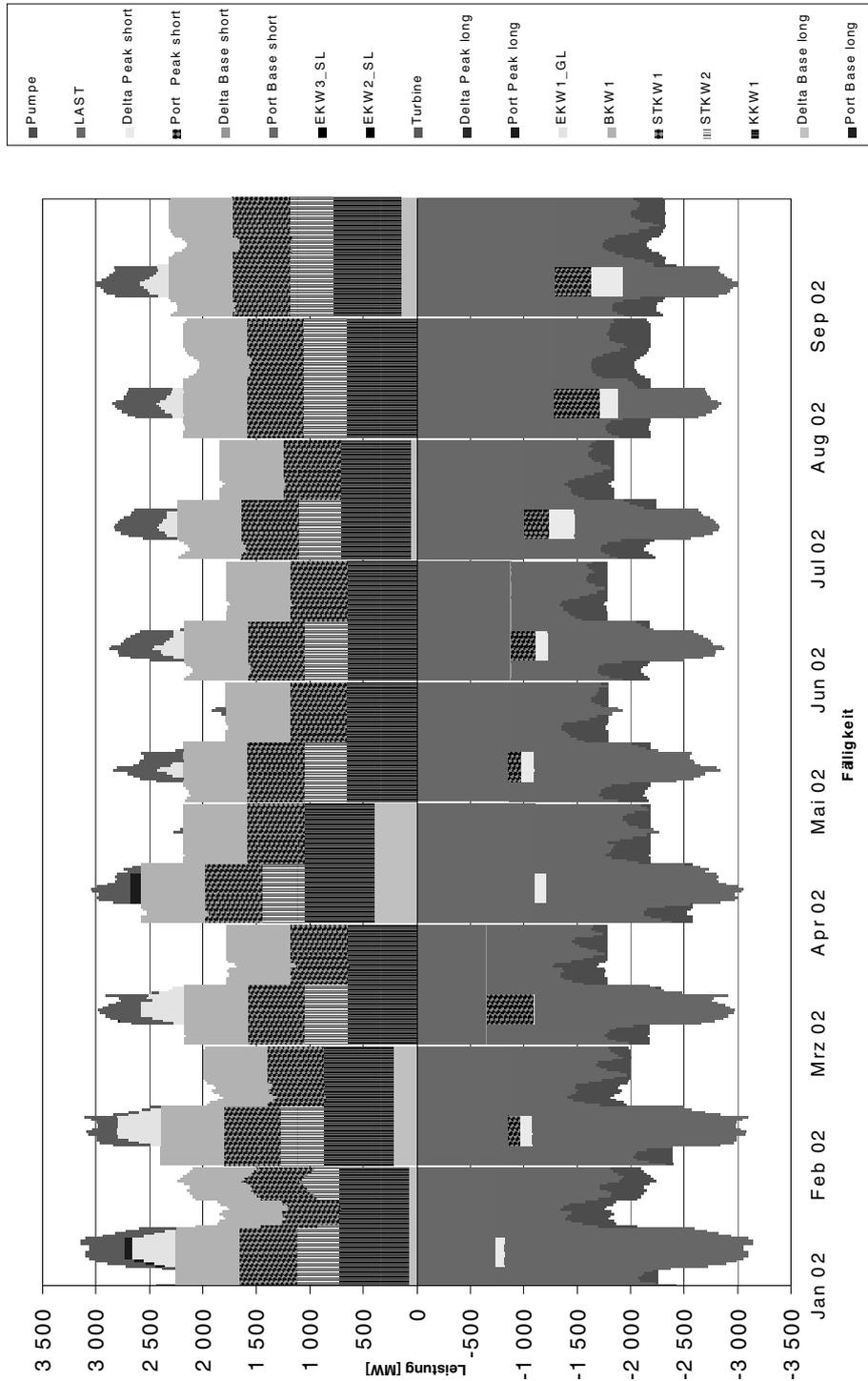


Abb. 4-20: Kraftwerkseinsatz/Portfolioänderung 6./7. März (Januar '02-September '02)

Deutlich sichtbar ist weiterhin die Tatsache, daß an Wochenenden zu Schwachlastzeiten stets gepumpt wird, während zur Spitzenlastzeit an den Werktagen turbinert wird. Die verfügbaren Gas-Spitzenlastkraftwerke kommen nur im Winterhalbjahr an sehr wenigen Stunden zum Einsatz, das Gas-Grundlastkraftwerk wird lediglich in der Mittellast eingesetzt.

4.3.5 Gewinnentwicklung durch Portfolio-Optimierung

Am 1. März 2001, also dem ersten Tag, an dem Terminkontrakte gehandelt wurden, stellt sich die Kosten- und Erlössituation wie folgt dar (Abb. 4-21): Die hypothetischen Kosten für Anfahrt und Betrieb der Kraftwerke, also die leistungsunabhängigen Kosten, belaufen sich über den gesamten Betrachtungszeitraum von 18 Monaten auf etwa 131,1 Mio EURO. Hinzu kommen 177,1 Mio EURO leistungsabhängige Kosten, welche im wesentlichen die Brennstoffkosten darstellen, sowie die Kosten für den Kauf der Terminkontrakte für Gas und Strom in Höhe von 25 Mio. EURO. Auf der Einnahmenseite stehen dem die Erlöse aus dem Verkauf von Terminkontrakten für Gas und Strom in Höhe von 282,4 Mio Euro und die Einnahmen durch die fest kontrahierten Kunden in Höhe von 296,7 Mio. EURO gegenüber, so daß sich ein Gesamtgewinn von 243,3 Mio EURO über die Laufzeit von 18 Monaten ergibt.

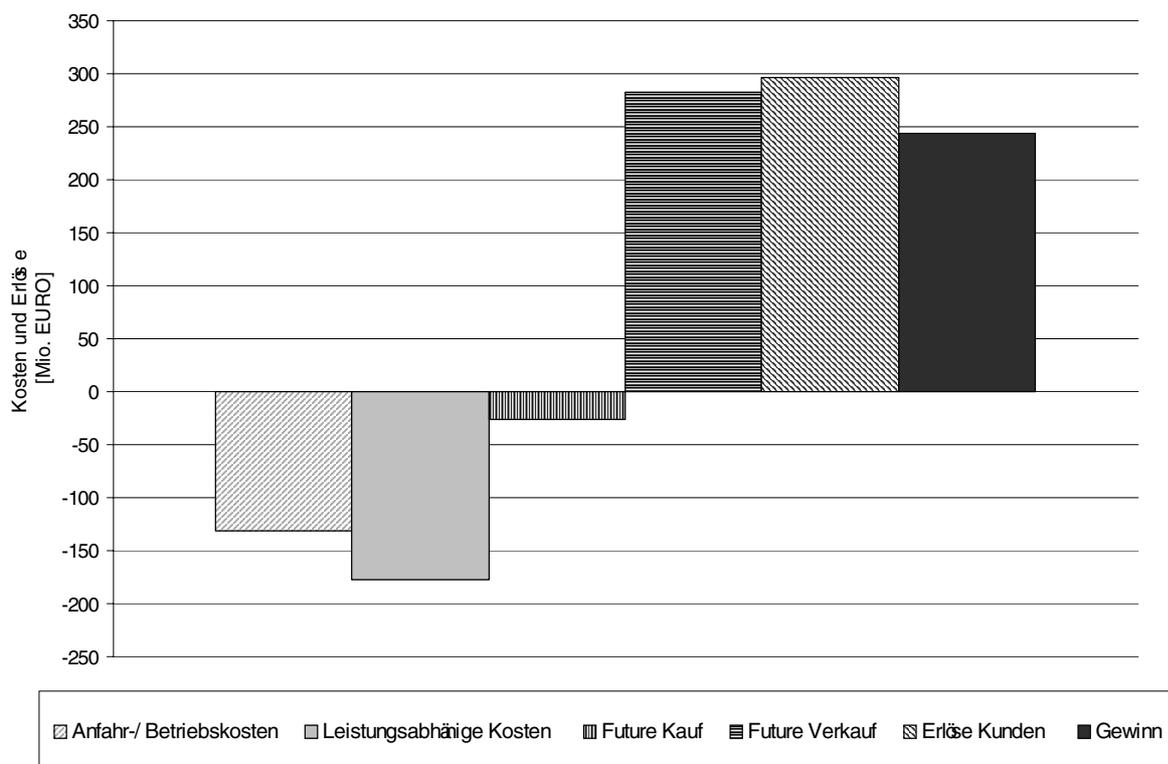


Abb. 4-21: Kosten- und Erlössituation 1. März 2001

Dieser Gewinn ist keinem Marktpreisrisiko ausgesetzt, da alle Positionen geschlossen sind. Daher wird ab diesem Zeitpunkt bei jeder neuerlichen Optimierung stets nur der Saldo der

Differenzkosten und -erlöse zum aktuellen Portfolio betrachtet. Dies bedeutet, daß der Gesamtgewinn dann steigt, wenn die Summe aus Änderungskosten von Kraftwerkseinsatz und Terminhandel insgesamt positiv sind. Läßt sich aufgrund der neuen Marktsituation keine Verbesserung erzielen, da geringfügige Verbesserungen durch die anfallenden Transaktionskosten überkompensiert würden, so würde das Portfolio unverändert bleiben.

Abb. 4-22 verdeutlicht die täglichen Veränderungen in der Kosten und Erlöse. Der Wert des Portfolios beträgt am 1. März 2001 243,3 Mio. EURO. Mit den Schlußkursen vom 2. März ergeben sich zwar zusätzliche Kosten durch den Mehrbezug von Terminprodukten gegenüber dem Vortag, gleichzeitig werden aber auch die *short*-Positionen vergrößert, so daß sich unter Anrechnung der Kostenersparnis durch den geänderten Kraftwerkseinsatz per Saldo ein zusätzlicher Gewinn von 1,6 Mio. EURO ergibt. Am 5. März, also am Montag nach dem Wochenende können durch die Kursbewegungen die Positionen nur unwesentlich verbessert werden, so daß sich ein zusätzlicher Gewinn von nur etwa 0,1 Mio. EURO erzielen läßt. Mit dem Portfolio vom 5. März ergibt sich am 6. März eine erneute deutliche Gewinnsteigerung auf 245.4 Mio. EURO und am 7. März läßt sich ein weiterer Gewinn von etwa 0.5 Mio. EURO, auf nunmehr 245.9 Mio. EURO erwirtschaften. In den 5 Tagen wurde so ein Gewinn von 2.6 Mio. EURO nach Abzug aller Transaktionskosten realisiert.

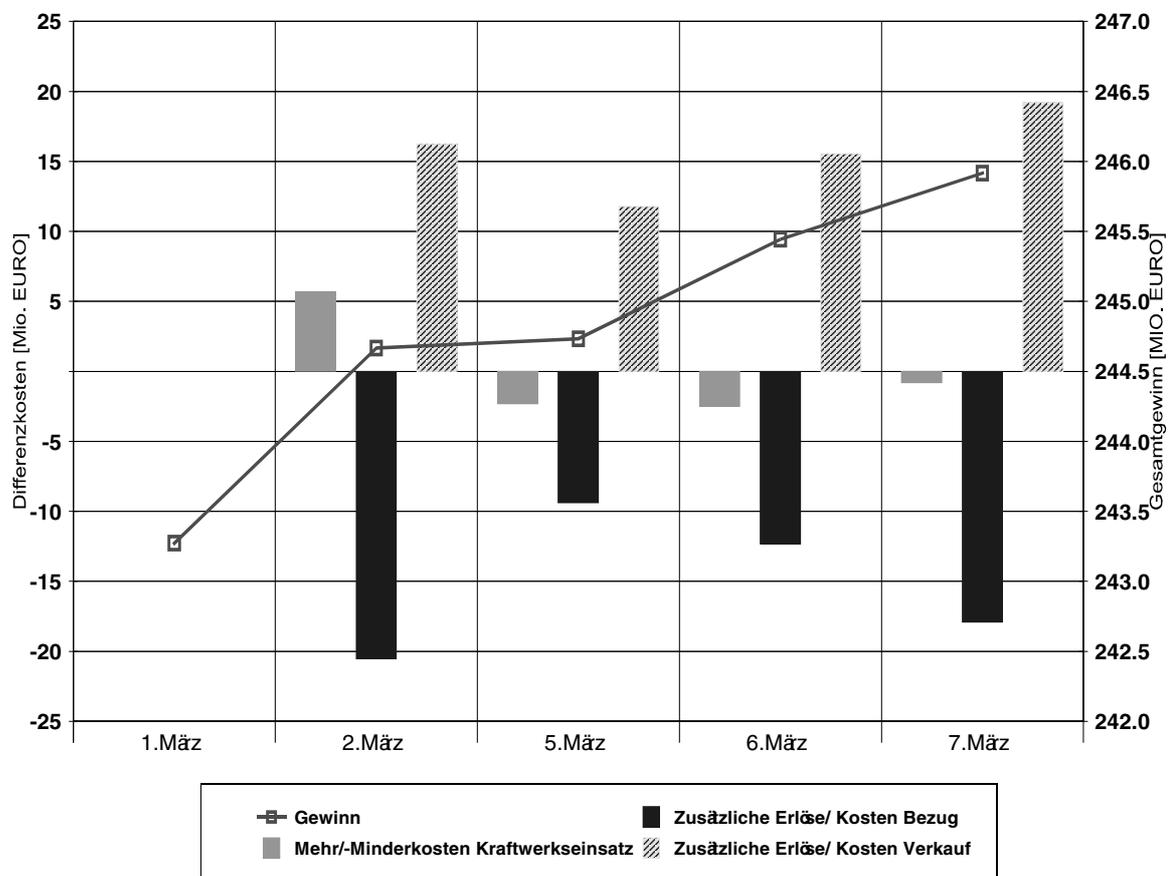


Abb. 4-22: Gewinnentwicklung Szenario 1.-7. März 2001

Um darzulegen, daß die Gewinnentwicklung stets positiv oder gleich Null sein muß und obiger Gewinnverlauf sich nicht grundsätzlich aufgrund günstiger Kursentwicklung einstellt, wird die Portfolio-Optimierung mit den gleichen Kursen, jedoch nun beginnend mit dem 7. März in umgekehrter Reihenfolge bis zum 1. März durchgeführt (Abb. 4-23).

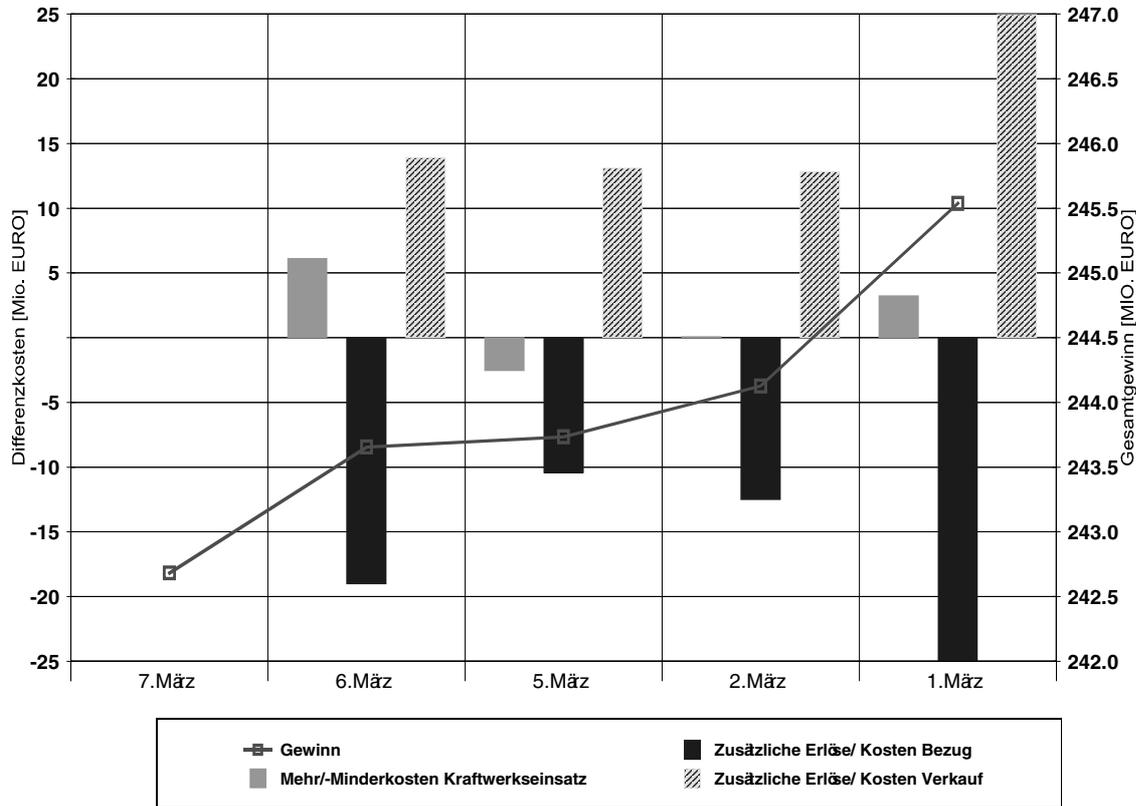


Abb. 4-23: Gewinnentwicklung Szenario 7.-1. März 2001

Der Gewinn in den fünf Tagen im 2. Szenario beträgt ebenso etwa 2,7 Mio. EURO und ist somit in seiner Höhe vergleichbar mit dem Gewinn im ersten Szenario. Insgesamt konnte also allein durch die Kursbewegung und die Anpassung des Portfolios über 5 Tage ein Gewinn in der Größenordnung von etwa 1% des Wertes des Gesamtportfolios erzielt werden.

4.4 Softwaretechnische Umsetzung in MESAP/PROFAKO

Das Planungssystem MESAP (Modular Energy Systems Analysis and Planning Environment) /Schlenzig 2000/ ist modular aufgebaut und integriert unter einer einheitlichen Benutzeroberfläche verschiedene Operations Research Methoden für unterschiedliche Planungsaufgaben. Dazu gehören die lineare Simulation, die lineare und nichtlineare Programmierung (LP, NLP), die Gemischt Ganzzahlig Lineare Programmierung (GGLP) und die dynamische Investitionsrechnung. Die Module werden durch ein gemeinsames zeitreihenbasierte relationales Datenbanksystem integriert.

Für die Realisierung des Systems zur Portfolio-Optimierung wurde das MESAP Modell XTRACTOR verwendet /Schellmann 2000/. Dieses Modul bietet die Möglichkeit die sog. GAMS Include-files zur Generierung des mathematischen Optimierungsmodells aus der Datenbank zu extrahieren. Das System unterstützt die vollkommene Trennung von Topologie, Gleichungen und Daten und ist diesbezüglich einzigartig bei Modellgeneratoren.

Die Definition der Modelltopologie in form eines RES erfolgt durch das Modul MESAP/XTRACTOR. Mit dem Reportgenerator ANALYST erzeugte Oberflächen werden sowohl die technischen Modellparameter, wie Wirkungsgrade, Mindestbetriebszeiten, Leistungsgrenzen, Lastganglinien etc. als auch die ökonomischen Parameter wie aktuelle Marktpreise, Tarife, Transaktionskosten etc. in die Datenbank eingegeben. Die relevanten GAMS Gleichung für Restriktionen und Bilanzfunktionen (Zielfunktion, Lastdeckungsbedingungen, Speichergleichungen etc.) sind in einer ASCII Bibliothek hinterlegt. Der XTRACTOR liest alle numerischen und topologischen Information aus der Datenbank und erzeugt die GAMS Include files .par, .set, .var im ASCII Format, welche nun zur Erzeugung der standardisierten MPS-Matrix (Mathematical Programming System) mit den Gleichungen verschnitten werden. Diese MPS-Matrix wird vom CPLEX-Solver gelöst und die Ergebnisfiles in standardisiertem Format wieder in die Datenbank eingelesen. Dort stehen die Ergebnisse zur Auswertung über standardisierte Oberflächen oder benutzerdefinierte Ergebnisreports zur Verfügung. Eine MS-EXCEL Schnittstelle ist ebenfalls verfügbar.

5 Schlußbetrachtung

Die Liberalisierung des deutschen Energiemarktes, ausgelöst durch die EU-Binnenmarkttrichtlinien Strom und Gas zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie, hat grundlegende Konsequenzen für die ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU). Voraussetzung zur Etablierung des Wettbewerbs vom Beginn bis zum Ende der Wertschöpfungskette in der leitungsgebundenen Energieversorgung waren erstens die Aufhebung der Demarkationsverträge, die den Kunden nun die Möglichkeit der freien Wahl des Lieferanten bietet. Dies erfolgte sowohl auf der Ebene der Endverbraucher als auch auf der Ebene der Weiterverteiler (Stadtwerke). Zweitens wurde die Monopolstellung der netzbetreibenden EVU durch das natürliche Monopol der Transport- und Verteilnetze mit dem sogenannten *Unbundling* aufgehoben. Dies erforderte die buchhalterische Trennung des Geschäftsbereiches Transport von Erzeugung und Vertrieb. Damit sollte der diskriminierungsfreie Zugang aller Wettbewerber zum Netz und damit zum gemeinsamen Markt gewährleistet werden.

War für die Betriebsplanung im EVU bislang in erster Linie die zu deckende Last relevant, welche aufgrund der vormals geschlossenen Versorgungsgebiete vergleichsweise gut zu prognostizieren war, so bestimmen nun in hohem Maße aktuelle und zukünftige Marktpreise den Stromhandel und den Kraftwerkseinsatz. Die maßgeblichen Marktpreise dazu werden an den neu entstandenen Spot- und Terminbörsen gebildet. Für die Kraftwerkseinsatzplanung bedeutet dies, daß in zunehmendem Maße die Terminpreise der Futureskontrakte den Kraftwerkseinsatz bestimmen. Dem Stromhandel müssen zur Bewertung der Börsenprodukte hingegen die Kosten der Erzeugung im konzerneigenen Kraftwerkspark bekannt sein. Da sich aber beide Akteure wechselseitig beeinflussen, muss der Kraftwerkseinsatz gemeinsam mit dem Stromhandel koordiniert werden, um zu einem gesamtwirtschaftlichen Optimum zu gelangen.

Aufgrund der Tatsache, daß Strom im großtechnischen Maßstab nicht unmittelbar speicherbar ist, ist die zuverlässige Prognose zukünftiger Großhandelspreise jedoch praktisch nicht möglich. Die Gleichzeitigkeit von Erzeugung im Kraftwerk und Verbrauch von Strom bringt die bei weitem höchste Preisvolatilität im gesamten Commoditymarkt mit sich. Dies birgt für die beteiligten Akteure hohe Risiken, so daß effizientes Risikomanagement unerlässlich ist.

Die Kraftwerkseinsatzplanung entwickelt sich in der Konsequenz weg vom reinen Lastdeckungsgedanken, hin zu einer permanenten Mark-to-Market Bewertung aller Assets im Geschäftsportfolio, welches den gesamten Kraftwerkspark, Brennstoff- und Strombezugs- sowie Lieferverträge der Kraftwerksgesellschaft umfasst. Für den Stromhandel bedeutet dies die Integration der Erzeugungskapazitäten in das Portfolio. Das hier vorgestellte System zur Portfolio-Optimierung kommt daher an der Schnittstelle beider Unternehmenszweige zum Einsatz.

Die Methode der Portfolio-Optimierung ermöglicht durch den Ausschluß offener Positi-

onen die Identifikation eines gewinnoptimalen Geschäftsportfolios, welches keinem Marktpreisrisiko mehr unterworfen ist. Ausgehend von einem hydro-thermischen Kraftwerkspark mit Jahresspeicherkapazitäten für Wasser und Gas kann bei signifikanten Änderungen der Terminpreise die jeweils gewinnoptimale Veränderung im Portfolio identifiziert werden. Aufgrund der vielfältigen Freiheitsgrade, die sich durch ein solches hydro-thermisches System eröffnen, ist es auf Basis des vorgestellten Verfahrens möglich, allein durch die Marktpreisbewegungen der unterschiedlichen gehandelten Produkte im täglichen Handelsgeschäft zusätzliche risikolose Margen zu erwirtschaften. Besteht der Kraftwerkspark aus Kapazitäten, die zu den gehandelten Terminpreisen konkurrieren können, ist dabei prinzipiell die Richtung der Marktbewegung für das Erwirtschaften von Gewinn unerheblich.

Ein hydro-thermisches Portfolio ist langfristigen zeitschrittübergreifenden Restriktionen unterworfen, die durch die Einhaltung von Arbeitsmengen und verfügbaren Durchleitungskapazitäten für Strom und Gas sowie durch die Speicherbewirtschaftung unter Berücksichtigung natürlicher Wasserzuflüsse evoziert werden. Daher ist zur Identifikation des optimalen Portfolios die geschlossene Betrachtung des gesamten Zeithorizonts, über den die Futures gehandelt werden, notwendig. Gleichzeitig müssen zur Bestimmung der Kraftwerksfahrweise und damit der Kosten der Eigenerzeugung, technische, über wenige Stunden zeitlich koppelnde Restriktionen, wie etwa Mindestbetriebszeiten oder Laständerungsgeschwindigkeiten, berücksichtigt werden. Dies kann adäquat nur durch die Modellierung in zeitlich hoher Auflösung erfolgen.

Lange Planungshorizonte in hoher zeitlicher Auflösung bedingen mit den gängigen Optimierungsmethoden hohe Rechenzeiten. Daher kommen vielfach zur Rechenzeitreduzierung problemspezifisch angepaßte Algorithmen zum Einsatz. Die Liberalisierung bringt in verstärktem Maße neue Handelsprodukte und variable Vertragsformen mit sich, deren Integration in die bestehenden Modelle jeweils eine aufwendige Anpassung dieser Algorithmen erfordern würde. Das Standardverfahren der Gemischt-Ganzzahlig Linearen Programmierung (GGLP) in Kombination mit dem Branch & Bound Algorithmus bietet diesbezüglich entscheidende Vorteile. Nachteilig bei der GGLP ist jedoch, daß die Rechenzeit exponentiell mit der Anzahl der Zeitschrittvariablen, also der Länge des Planungshorizonts in Kombination mit der zeitlichen Auflösung des Modells, steigt. Insbesondere im Handelsgeschäft sind jedoch kurze Rechenzeiten entscheidend.

Selbst bei Verwendung von typischen Tagen zur Reduktion der Anzahl der Zeitschrittvariablen ist eine geschlossene Optimierung über diesen langen Zeitraum mit der GGLP mit den geforderten Rechenzeiten nicht realisierbar. Einen Lösungsansatz stellt die zeitliche Dekomposition des Problems und die anschließende sukzessive Optimierung der Teilprobleme dar.

Dazu wird in einem ersten Schritt der optimale Speicherstand eines Pumpspeicherkraftwerks sowie eines saisonalen Gasspeichers zum Monatswechsel über den gesamten Planungshorizont ermittelt. Ausschlaggebend sind die Preise für Stromgrund- und Spitzenlastfutures, die Preise für Gasfutures sowie die zeitschrittübergreifenden Randbedingungen. Dem dazu verwendeten Modell liegt die vereinfachte Abbildung des Kraftwerksparks in geringer Komplexi-

tät zugrunde, die niedrige zeitliche Auflösung auf Typtagbasis ist für diese Fragestellung ausreichend.

Im zweiten Schritt wird unter Berücksichtigung der Speicherstände des Wasser- und Gasspeichers aus Schritt eins, sowie der Lastganglinien der zu versorgenden Endkunden, die monatliche Fahrweise des detaillierten Kraftwerksparks auf Typtagbasis in hoher zeitlicher Auflösung ermittelt.

Ergebnisse der Optimierung sind, neben der hypothetischen Fahrweise des Kraftwerksparks, die bezüglich des bereits gehaltenen Portfolios veränderten optimalen short- und long-Positionen aller Strom- und Gas Terminkontrakte, sowie die sich daraus ergebende Kosten und Erlössituation.

Auf Basis der Schlußkurse der an Frankfurter Terminbörse EEX gehandelten Stromterminkontrakte *Base* und *Peak* während fünf aufeinanderfolgenden Handelstagen Handelstagens ab dem 1. März 2001 sowie auf Basis der Schlußkurse für Gasfutures für den selben Zeitraum an der Londoner IPE wurde die Methode der Portfolio-Optimierung für einen exemplarischen Kraftwerkspark angewendet. Dabei konnte mit der Methode gezeigt werden, daß sich allein aufgrund der Kursbewegungen im betrachteten Zeitraum von fünf Handelstagen ein Gewinn von rund 1% bezogen auf den Gesamtgewinn über die 18 Monate des gesamten Planungshorizonts ergaben. Um die Unabhängigkeit des Gewinns von der Abfolge Kursverläufe darzulegen, wurde eine Vergleichsrechnung mit denselben Schlußkursen, jedoch in umgekehrter Abfolge, also beginnend am letzten Handelstag bis hin zum ersten Handelstag, durchgeführt. Der erwirtschaftete Gewinn erreichte bezüglich des Ausgangsfalls eine vergleichbare Höhe.

Literaturverzeichnis

/Adams 1999/

Electricity Trading in Europe, the Implications of competition for pricing and contracts. EJC Energy, London 1999

/AG Energiebilanzen 2000/

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin, Stand 7/2000

/AGFW 1998/

Energiebezugs- und Einsatzoptimierung in Querverbundsystemen, Abschlussbericht Arbeitsgemeinschaft Fernwärme Frankfurt 1998

/Albiger 1997/

Albiger, J.: Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 43, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 1997

/Allnoch 2000/

Allnoch, N.: Zur weltweiten Entwicklung der regenerativen Energien; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50 Jg. (2000) Heft 5, S. 152-154

/Auer 1998/

Auer, J.: Energiewirtschaft im Umbruch, Auswirkungen der Liberalisierung auf Produktion, Verteilerstrukturen und kommunale Versorger. Deutschen Bank Research, Frankfurt am Main 1998

/Bellman 1957/

Bellman, R.: Dynamic programming; Princeton University Press, Princeton, N. J. 1957

/Blank et al. 1997/

Blank, D.; Grün, M.; Keppler, J.: Einsatzplanung von Kraftwerken mittels SLOGAN; VDI-Berichte 1352, S. 87 - 99, VDI-Verlag, Düsseldorf 1997

/Bohn 1985/

Bohn T. (Hrsg.): Konzeption und Aufbau von Dampfkraftwerken, Handbuchreihe Band 5 Energieverlag TÜV Rheinland GmbH, Köln 1985

/Brooke 1998/

Brooke, A. et al.: GAMS a User's Guide GAMS Development Corporation, Washington 1998

/Cohen 1987/

Cohen, A.I.; Sherkat, V.R.: Optimization-based methods for operations scheduling. Proc of the IEEE, Vol. 75 (1987) No.12, p.295-298

/CPLEX 2000/

<http://www.ilog.de/products/cplex/> vom 21.1.2001

/Dantzig 1948/

Dantzig G.B.: Linear Programming and Extensions. Princeton University Press, Princeton 1963

/Detourne 2000/

Detourne, C.: Auftaktrede zum 21. Weltgaskongress der International Gas Union, Nizza Juni 2000

/Dudenhausen 1998/

Dudenhausen, R.; Neumann, F.: Hubs - Markplätze im liberalisierten Handel. Informationsbroschüre von Conenergy GmbH & Co Kg, Essen 1998

/Dudenhausen 1999a/

Dudenhausen, R.; Ellwanger, N; Dörer A.: Deutsche Versorgungsunternehmen als Energiehändler, neue Anforderungen an Mitarbeiter, Organisation und Systeme. Conenergy Gesellschaft für Energieberatung Essen Februar 1999

/Dudenhausen 1999b/

Dudenhausen, R.; Dörer, A; Gravert-Jenny, U.: Strom und Gashandel in Stadtwerken. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49 Jg. Heft 5 1999

/EEG 2000/

Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil 1 Nr.13, Bonn 31.3.2000

/Ellwanger 1997/

Ellwanger, N.; Canterbury, M.: Energiehandel an Spot und Terminmärkten, Möglichkeiten, Erfolgsfaktoren und Vorbereitung für deutsche Versorgungsunternehmen. ET 47. Jg. 1997 Heft 9

/EnWG 1998/

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 Bonn 24. April 1998

/Esser-Scherbeck 2000/

Esser- Scherbeck C.: Gasmarkt im Wandel. Informationen für die Wirtschaft 9/2000

/Etzel 1991/

Etzel, A.: Optimierungsverfahren zur Einsatzplanung im Industriekraftwerk. VDI Fortschrittsberichte Reihe 6 Nr.253, Düsseldorf 1991

/EU Comission 1999/

Economic Foundation for Energy Policy. Energy in Europe. Special Issue. EU Comission Luxemburg. December 1999

/Fischer 2000/

Fischer, S.: Einsatz und Bewertung von Modellen zur Bewertung von Stromforwards. Vortrag GEE Symposium 23.10.2000 Mannheim

/Fusaro 1998/

Fusaro P. Energy Risk Management- Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Markets, McGraw-Hill, New York 1998

/Gollmer et al. 1997/

Gollmer, R.; Möller, A.; Römisch, W.; Schultz, R.; Schwarzbach, G; Thomas, J.: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung der VEAG, in: Optimierung in der Energieversorgung II, VDI-Berichte 1352, Düsseldorf 1997, Seite 71-85

/Hagenmayer 1999/

Hagenmayer, E.: Energiewirtschaft in Verbundsystemen. Vorlesungsmanuskript SS 99
Universität Stuttgart

/Handke 1994/

Handke, J.: Koordinierte lang- und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung in thermischen
Systemen mit Pumpspeicherkraftwerken; Dissertation Universität Dortmund, Dortmund
1994

/Hauser 1997/

Hauser, M.: Koordinierung der kurz- und mittelfristigen Einsatzoptimierung in Verbund-
systemen; VDI-Berichte 1352, VDI-Verlag, Düsseldorf 1997, S. 183 - 197

/Hanselmann 1996/

Hanselmann, M.; Albiger J.; Kaltschmitt M.: Mittelfristige Kraftwerkseinsatzplanung -
Problemstellung und Lösungsansätze; in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 4, S.
204 - 209

/Hillermeier 1996/

Hillermeier C., Keppler J.: An Application of Genetic Algorithms and Neural Networks
to Scheduling power systems. Parallel Problem Solving from Nature-PPSN IV Internati-
onal Conference on Evolutionary computation, Berlin; Lecture Notes in Computer Sci-
ence, Springer 1996

/Hönig 1999/

Hönig, P.: Mehrstufiges Verfahren zur Tageseinsatzoptimierung großer kraft-wärme-ge-
koppelter Energieversorgungssysteme, Dissertation Universität Stuttgart 1999

/Hull 1997/

Hull, John C.: Options, Futures and other Derivatives, Mc-Graw-Hill, Third Edition,
New York 1997

/Huonker 2001/

Huonker, U.: Lagrange Optimization System: Ein Optimierungswerkzeug für die Kraft-
werkseinsatzplanung. Dissertationsentwurf Universität Stuttgart 2000

/Klafka 1993/

Klafka, P.: Langfristige Betriebsplanung industrieller Kraft-Wärme Kopplungssysteme
unter Berücksichtigung stochastischer Einflüsse; Dissertation RWTH Aachen 1993

/KonTraG 1998/

Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich vom 27.4.1998, BGBI I
1998, S. 786

/Kraus 2000/

Kraus, M.: Morphologie von Strombörsen. Einführungsvortrag GEE Symposium „Ge-
staltungsmöglichkeiten von Strombörsen“, Mannheim, März 2000

/Kramer 2000/

Kramer, N.: GEMM, German electricity market model. Dissertationsentwurf technische
Universität Bergakademie Freiberg 2000

/Kühner 1996/

Kühner, R.: Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme. IER-Forschungsbericht Band 35, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart 1996

/Kvinnas 2000/

Kvinnas O.: Integration of Analysis into Energy Trading Vortrag GEE Symposium 23.10.2000 Mannheim

/KWK 2000/

Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil 1 Nr.22, Bonn 12.5.2000

/Köhler-Frost; Schute 2000/

Köhler-Frost, W., Schute, C.: Liberalisierung in der Energiewirtschaft- software für die Energiewirtschaft im Jahr 2000. 2.Auflage KS-Energy-Verlag, Berlin 2000

/Lux 1999/

Lux, R.: Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme. IER-Forschungsbericht Band 60, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart 1999

/Lux 2000/

Lux, R.: No Risk-No Fun? Vortrag im Rahmen des Symposiums zum zehnten Jahrestag der Gründung des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Oktober 2000

/Malmström; Käck 1999/

Malmström, B., Käck, G.: Optimisation of electricity and district heat production in the deregulated electricity market. Euroheat & Power Fernwärme international 1-2/1999

/Maubach 1994/

Maubach, K.-D.: Mittelfristige Energieeinsatzoptimierung in Versorgungssystemen mit Kraft-Wärme Kopplung. Dissertation, Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal 1994

/Mayer 1999/

Mayer, G., Schädler, J., Deinlein, J.: Käuferverhalten der EVU im Wandel. Elektrizitätswirtschaft Jg 98., 1999, Heft 9 Seite 832-836

/Meier 1999/

Meier et al.: Repräsentative VDEW Lastprofile, Abschlussbericht der BTU Cottbus, VDEW Materialien M-28/99 VDEW Frankfurt am Main 1999

/Meier 2000/

Meier, H.: Anwendung der VDEW Lastprofile, Analytisches versus Synthetisches Verfahren Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50 Jg. 2000 Heft 1/2

/Meyer 1996/

Meyer, M.: Operations Research-Systemforschung: Einführung in die praktische Bedeutung. Gustav Fischer Verlag, Stuttgart 1996

/Meller 2000/

Rede von Dr. Eberhard Meller, Hauptgeschäftsführer der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, VDEW, Frankfurt am Main August 2000

/Müller-Merbach 2000/

Müller-Merbach, J.: Grundsätzliche Bewertungsansätze bei Stromtermingeschäften. Vortrag GEE Symposium „Gestaltungsmöglichkeiten von Strombörsen“, Mannheim Oktober 2000

/NCAES 1978/

National Center for Analysis of Energy Systems: An Analytical Framework for the Assessment of Energy Resource and Technology Options for Developing Countries. BNL-50800, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, February 1978

/Nabe 1999/

Nabe, Ch.; Borchert, J.: Risikomanagement von EVU in liberalisierten Strommärkten, in Hake J.-Fr. et al. (Hrsg.) Liberalisierung des Energiemarktes, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik. Vol.8, Jülich 1999

/Nießen 1998/

Nießen, S.: Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt, RWTH Aachen Dissertation, Aachen 1998

/Nießen 2000/

Nießen, S.: European Energy Exchange, Spot- und Terminmarkt an der Börse: Vortrag VDI Tagung „Zukunft der Stadtwerke im Energiehandel“ Essen September 2000

/Nordpool 1998/

Elterin, the financial market at Nordpool, Informationsbroschüre Oslo 1998

/NMWTV 1998/

Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr: "Konzept für die Errichtung einer deutschen Strom und Terminbörse", Bericht der Arbeitsgruppe Strombörse, Hannover Oktober 1998

/Pilgram 2000/

Pilgram, T.: LPX-Leipzig Power Exchange, Optimierung des Beschaffungs- und Absatzportfolios durch Einsatz der Spot- & Terminmarktinstrumente. Vortrag VDI Tagung: Zukunft der Stadtwerke im Energiehandel Essen September 2000

/Pilipovic 1997/

Pilipovic, D.: Energy Risk, Valuing and Managing Energy Derivatives, Mc Graw-Hill New York 1997

/Putney 1999/

Putney, J.: Modelling Power proces and Derivatives using Monte-carlo Methods in Energy Modelling & the management of uncertainty, Risk books, London, 1999

/Riechmann 2000/

Riechmann, J.: Strompreisprognose auf der Basis von Fundamentaldaten und Unternehmensstrategien. Vortrag GEE Symposium 23.10.2000 Mannheim

/Ripper 2001/

Ripper G.: Vergleich von Steuermechanismen für den kurzfristigen Einsatz von hydraulischen Jahresspeichern. Dissertation Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule. Aachen 2000

/Roark 1999/

Roark, J.D.: „Trading and Asset Strategies in Bid based Markets“ in Energy Modelling & the management of uncertainty, Risk books, London, 1999

/RWE 1999/

RWE Energy Trading Limited, „Innovationen mit Energie“ Informationsbrochüre Essen 1999

/Schellmann 2000/

Schellmann, U., Schlenzig, Ch.: MESAP XTractor 1.0, A Tool for Managing GAMS Sets, Parameters and Variables, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2000

/Siemens 1999/

Siemens Power Journal 2/99

/Schlenzig 2000/

Schlenzig, Ch.: MESAP, Ein Instrument für Energie- und Umweltmanagement, Kurzbeschreibung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Februar 2000

/Slomsky 1990/

Slomsky, H.: Optimale Einsatzplanung thermischer Kraftwerke unter Berücksichtigung langfristiger Energiebedingungen; Dissertation Universität Dortmund, Dortmund 1990

/Statistik der Kohlenwirtschaft e.V./

<http://www.kohlenstatistik.de>

/Strecker 2000/

Strecker, S.; Lattemann, Ch.: Internet-Strombeschaffung für mittelständische Unternehmen, in: Energy Today, hrsg. von: Deutscher Fachverlag, Frankfurt am Main, September 2000

/Trost 1999/

Trost M.: Planung im Liberalisierten Markt, in: Elektrizitätswirtschaft Jg 98. (1999), Heft 9, Seite 845-848

/VEA 2000/

Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V., Pressemitteilung, 3. Quartal 2000, Cottbus

/VDEW 1997a/

Strategie-Optionen deutscher Elektrizitätsunternehmen im wettbewerblichen Umfeld, Herausgeber Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke-VDEW- Frankfurt am Main 1997

/VDEW 1997b/

Neue Akteure auf dem Strommarkt. Materialien zum VDEW-Informationstag 19./20. Juni 1997 Königwinter

/VDEW 1999/

Europäischer Strompreisvergleich. VDEW Pressemitteilung vom 3.5.1999.

/VDEW 2000a/

VDEW Pressemitteilung vom 15.5.2000

/VDEW 2000b/

VDEW: Stromthemen, Informationen zu Energie und Umwelt Nr. 9, Frankfurt am Main September 2000

- /VDI 1999/
Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft. VDI Marktübersicht CD ROM 1999
- /VDI 2000/
VDI Nachrichten vom 3.11.2000
- /VIK 1998/
Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (Hrsg.): : VIK- Konzeptstudie Die Anforderungen an einen liquiden Stromhandel in Deutschland - unter Einbeziehung von Strombörsen. Essen November 1998
- /VIK 2000/
Dow-Jones Industriestrompreise Statistik
- /VIK 2001/
<http://www.vik-online.de>, Energiepreise und Notierungen vom 20.2.2001
- /Voß 1999/
Vorlesungsmanuskript: Energiesysteme 1. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart 1999
- /Voß 2000/
Voß, A.; Kramer, N.: Risikomanagement im liberalisierten Energiemarkt. in: Dörner/Horvath/Kagermann: Risiko-, Früherkennungs- und Überwachungsmanagement
- /Voß 2001/
Systemtechnische Planungsmethoden in der Energiewirtschaft, Skript zur Vorlesung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Stuttgart SS 2001
- /VV 2 1999/
Verbändevereinbarung 2, Frankfurt
- /Wolter 1991/
Wolter, H.: Kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung in thermischen Systemen mit langfristigen Nebenbedingungen; Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen 1991
- /Wolter 2000/
Wolter, H.: Planungs und Abwicklungsaufgaben vom Kundenkontakt bis zur Abrechnung ; Jahrbuch 2000, Hrsg: VDI Gesellschaft Energietechnik
- /ZfK 2000/
Zeitschrift für kommunale Energieversorger, Spezialausgabe Freie Wahl beim Stromerwerb. Juni 2000 S. 4

Lebenslauf

Joachim Bagemihl
geb. 21. Januar 1967
in Geislingen / Steige

1977 – 1986	Königin-Katharina Stift Gymnasium, Stuttgart
1986 – 1987	Grundwehrdienst
1987	Praxissemester Fachhochschule für Technik Esslingen
1988 - 1997	Maschinenbaustudium an der Universität Stuttgart, Studienaufenthalte in Colorado, Paris, Slowenien, Marokko
1997 – 2001	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart
seit 2001	Stromhändler Markt Osteuropa bei E.ON Sales & Trading GmbH, München

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 7806161
Fax: 0711 / 7803953
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €

- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 €
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 €

- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
 April 2001, 142 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
 Februar 2001, 248 Seiten, 15 €
- Band 77 W. Rüdfler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
 Januar 2001, 284 Seiten, 18 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
 Januar 2001, 200 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (\times Triticosecale Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
 September 2000, 168 Seiten, 13 €
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
 August 2000, 118 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 €
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €

- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 €
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
 April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
 März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
 März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
 März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
 Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
 November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
 September 1999, 138 Seiten, 10 €

- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor
Januar 1999, 306 Seiten, 20 €
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €

- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Desprez, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €

- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfe
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
 August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
 August 1997, 156 Seiten, 13 €
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
 Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
 April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
 März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
 Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
 Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
 November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
 November 1996, 196 Seiten, 15 €

- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Ruffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €

- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 €
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €

- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 €
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €

- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß,
J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hoahrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 €
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter,
A. Voß, H.-G. Wystrcil
**Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken
ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern**
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft
und Energiepolitik**
März 1990, 265 Seiten, 18 €

