

# **Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt**

Von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften  
der Technischen Universität Bergakademie Freiberg  
genehmigte

## **DISSERTATION**

zur Erlangung des akademischen Grades  
doctor rerum politicarum  
(Dr. rer. pol.),

vorgelegt

von Diplom Kaufmann Eberhard Borgmann

geboren am 28.01.1972 in Leonberg

Gutachter: Prof. Dr. Karl Lohmann, Freiberg  
Prof. Dr. Horst Brezinski, Freiberg  
Prof. Dr. Friedrich Thießen, Frankfurt

Tag der Verleihung: 30.06.2004

*Meiner Frau Susanne und meinen Eltern Alfriede und Eberhard*

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	III
Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	VIII
Abkürzungsverzeichnis.....	IX
1 Einleitung.....	1
2 Technische und wirtschaftliche Grundlagen des Stromsektors in Deutschland .....	3
2.1 Stromproduktion.....	8
2.2 Stromverbrauch.....	17
2.3 Stromtransport .....	25
2.4 Strompreisbildung.....	29
2.5 Zusammenfassung .....	34
3 Strommarkt in Deutschland .....	35
3.1 Geschichte bis 1998.....	35
3.2 Neufassung des EnWG 1998 .....	39
3.3 Entwicklung seit 1998 .....	41
3.3.1 Verbändevereinbarung 2 und 2+ .....	41
3.3.2 Kernenergieausstieg.....	42
3.3.3 EEG, KWK-Gesetz und Braunkohleschutzklausel.....	42
3.3.4 Marktstrukturen.....	45
3.3.5 Strompreisentwicklung.....	46
3.3.6 Strombörsenprojekte.....	49
3.3.7 Marktöffnung in der EU .....	49
3.4 Zusammenfassung .....	51
4 Stromhandel und Strombörsen.....	53
4.1 USA.....	67
4.2 Skandinavien.....	70
4.3 Deutschland .....	76
4.3.1 LPX.....	77
4.3.2 EEX (alt).....	82
4.3.3 EEX (neu) .....	86

---

4.4	Zusammenfassung .....	89
5	Risiko.....	91
5.1	Risikotypen.....	92
5.2	Risikomanagement .....	98
5.3	Gesetzliche und aufsichtsrechtliche Grundlagen.....	99
5.4	Zusammenfassung .....	103
6	Preisrisikomanagement im Strommarkt.....	105
6.1	Einbettung des Risikomanagements in den Stromhandel.....	110
6.2	Einflußfaktoren auf den Strompreis.....	114
6.3	Eigenschaften von Strompreisen.....	118
6.4	Value-at-Risk im Strommarkt.....	126
6.5	Stromderivate als Instrumente des Preisrisikomanagements.....	128
6.6	Strompreisprognosemodelle und Forwardbewertungsmodelle .....	131
6.7	Zusammenfassung .....	139
7	Untersuchung deutscher Strompreise .....	142
7.1	Datenmaterial.....	142
7.2	Untersuchungsgegenstand .....	142
7.3	Deskriptive Statistik.....	144
7.4	Saisonalitäten.....	147
7.5	Volatilitäten.....	152
7.6	Auswirkungen der Netzbelastung.....	153
7.7	Forwardkurven.....	156
7.8	Zusammenfassung .....	158
8	Zusammenfassung und Ausblick.....	160
	Literatur .....	164

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Verbundsystem bis 1998.....	3
<b>Abbildung 2:</b> Verbundsystem nach 1998.....	3
<b>Abbildung 3:</b> Bruttostromerzeugung 1999 .....	4
<b>Abbildung 4:</b> Bruttostromerzeugung pro US-\$ Bruttoinlandsprodukt .....	5
<b>Abbildung 5:</b> Bruttostromerzeugung pro Einwohner .....	5
<b>Abbildung 6:</b> Kraftwerkstypen.....	8
<b>Abbildung 7:</b> Schematische Darstellung der Stromproduktion im Wärmekraftwerk.....	9
<b>Abbildung 8:</b> Installierte Windkraftleistung 2000 nach Bundesländern.....	12
<b>Abbildung 9:</b> Stromerzeugung in Deutschland nach Energiearten.....	15
<b>Abbildung 10:</b> Benutzungsstunden verschiedener Kraftwerkstypen pro Jahr in 1999	16
<b>Abbildung 11:</b> BIP und Bruttostromverbrauch.....	17
<b>Abbildung 12:</b> Neu installierte Kernkraft-Bruttoleistung 1968-1989.....	19
<b>Abbildung 13:</b> Verbrauchsgruppen 2001 in TWh.....	20
<b>Abbildung 14:</b> Haushaltslastprofil der BTU Cottbus: Sommer-Werktag.....	22
<b>Abbildung 15:</b> Haushaltslastprofil der BTU Cottbus: Winter-Sonntag.....	23
<b>Abbildung 16:</b> Durchschnittliche Netzbelastung in Deutschland in MW .....	24
<b>Abbildung 17:</b> Ausgleich von Stromflüssen im Netz.....	26
<b>Abbildung 18:</b> Kostenprofile verschiedener Kraftwerkstypen.....	31
<b>Abbildung 19:</b> Grenzkosten der Kraftwerkstypen (schematisch).....	32
<b>Abbildung 20:</b> Grenzkosten und Häufigkeitsverteilung der Last (schematisch) .....	33
<b>Abbildung 21:</b> EU-Haushalts- und Industriestrompreise 1997.....	39
<b>Abbildung 22:</b> KWK-Zuschlag 2002-2010 .....	44
<b>Abbildung 23:</b> Die zehn größten Stromversorger in Deutschland 2000.....	46
<b>Abbildung 24:</b> Industrie- und Haushaltsstrompreise 1990-2001 .....	48
<b>Abbildung 25:</b> Dow-Jones-VIK-Index 1998-2002.....	48
<b>Abbildung 26:</b> Marktöffnung in den EU-Mitgliedsstaaten.....	50
<b>Abbildung 27:</b> Elemente der Strommarktliberalisierung.....	51
<b>Abbildung 28:</b> Phasenmodell der Marktentwicklung .....	52
<b>Abbildung 29:</b> CEPI Day-Ahead .....	58
<b>Abbildung 30:</b> CEPI Week-Ahead.....	58

<b>Abbildung 31:</b>	Kaskadierung von Terminkontrakten.....	60
<b>Abbildung 32:</b>	Marktentwicklung und Produktkomplexität im Stromhandel.....	62
<b>Abbildung 33:</b>	Stromaußenhandel Deutschlands.....	63
<b>Abbildung 34:</b>	Strombezug im liberalisierten Strommarkt.....	65
<b>Abbildung 35:</b>	Regionale Strompreisunterschiede in Kalifornien.....	69
<b>Abbildung 36:</b>	Niederschläge in Portland.....	70
<b>Abbildung 37:</b>	Temperaturen in Los Angeles.....	70
<b>Abbildung 38:</b>	Handelsvolumen am Nord Pool.....	76
<b>Abbildung 39:</b>	Angebots- und Nachfragefunktion an der LPX.....	78
<b>Abbildung 40:</b>	LPX Phelix base 16.06.00 – 31.07.02.....	81
<b>Abbildung 41:</b>	Handelsvolumen an der LPX 16.06.00 – 31.07.02.....	82
<b>Abbildung 42:</b>	EEX Base 09.08.00 – 31.07.02.....	84
<b>Abbildung 43:</b>	Handelsvolumen am EEX-Spotmarkt 09.08.00 – 31.07.02.....	85
<b>Abbildung 44:</b>	Eigentumsverhältnisse von LPX, EEX (alt) und EEX (neu).....	87
<b>Abbildung 45:</b>	Produkte am EEX-Spotmarkt.....	88
<b>Abbildung 46:</b>	Entscheidungssituationen.....	91
<b>Abbildung 47:</b>	Risikotypen.....	93
<b>Abbildung 48:</b>	Fünf-Phasen-Modell des Risikomanagements.....	98
<b>Abbildung 49:</b>	Richtlinien für Risikomanagement.....	100
<b>Abbildung 50:</b>	Ziele für das Risikomanagement.....	102
<b>Abbildung 51:</b>	Verantwortlichkeit für das Risikomanagement.....	103
<b>Abbildung 52:</b>	Ablaufdiagramm des Risikomanagements im Strombereich.....	105
<b>Abbildung 53:</b>	Trading-Floor.....	113
<b>Abbildung 54:</b>	Einflußfaktoren auf den Strompreis.....	114
<b>Abbildung 55:</b>	Eigenschaften von Strompreisen.....	119
<b>Abbildung 56:</b>	Strompreise und Handelsvolumina an der LPX Dezember 2001.....	125
<b>Abbildung 57:</b>	Strompreise und Handelsvolumina an der EEX Dezember 2001.....	126
<b>Abbildung 58:</b>	Instrumente des Preisrisikomanagements.....	129
<b>Abbildung 59:</b>	Strommarktstruktur in Deutschland.....	139
<b>Abbildung 60:</b>	LPX Phelix Day Base 16.06.00 – 31.07.02.....	143
<b>Abbildung 61:</b>	Umsätze an der LPX.....	144
<b>Abbildung 62:</b>	Histogramm der LPX Phelix Base Spotpreise 16.06.00 – 31.07.02..	146

---

<b>Abbildung 63:</b>	LPX Phelix Base vs. Normalverteilung.....	147
<b>Abbildung 64:</b>	Autokorrelationstest LPX 16.06.00 – 31.07.02, 1 bis 30 Lags.....	148
<b>Abbildung 65:</b>	Stundendurchschnittspreise an der LPX.....	149
<b>Abbildung 66:</b>	Tagesdurchschnittspreise an der LPX.....	150
<b>Abbildung 67:</b>	Monatsdurchschnittspreise an der LPX.....	151
<b>Abbildung 68:</b>	Saisonalitätsbereinigter LPX-Spotpreis .....	152
<b>Abbildung 69:</b>	Annualisierte Volatilitäten der LPX-Spotmarktrenditen.....	153
<b>Abbildung 70:</b>	Durchschnittliche Netzbelastung und LPX-Stundenpreise .....	154
<b>Abbildung 71:</b>	Durchschnittliche Netzbelastung und LPX-Stundenpreise .....	155
<b>Abbildung 72:</b>	Netzbelastung und LPX-Stundenpreise 21.06.00 – 20.02.02.....	155
<b>Abbildung 73:</b>	Forwardkurve an der EEX (14.03.2002) .....	156
<b>Abbildung 74:</b>	Forwardkurven an der EEX 01.03.01 – 03.06.02 (1) Perspektive: Forwardkurve von vorne nach hinten.....	157
<b>Abbildung 75:</b>	Forwardkurven an der EEX 01.03.01 – 03.06.02 (2) Perspektive: Forwardkurve von links nach rechts.....	158
<b>Abbildung 76:</b>	Basis an der EEX 2001 .....	158

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Dreistufige Struktur der deutschen Stromwirtschaft 1998 .....	6
<b>Tabelle 2:</b> Die Stromversorgung dominierende Energieträger .....	14
<b>Tabelle 3:</b> Zeitplan der EG-Binnenmarkttrichtlinie „Elektrizität“ .....	38
<b>Tabelle 4:</b> Börsenhandel und außerbörslicher Handel.....	55
<b>Tabelle 5:</b> Continental European Power Indices.....	58
<b>Tabelle 6:</b> Anteil des börslichen Stromhandels an der Stromerzeugung 2001 in TWh	61
<b>Tabelle 7:</b> Strombörsen weltweit .....	63
<b>Tabelle 8:</b> Stromerzeugungsstruktur in Skandinavien 2001 in TWh.....	71
<b>Tabelle 9:</b> Block Bids am Nord Pool.....	73
<b>Tabelle 10:</b> Nord Pool Futures.....	74
<b>Tabelle 11:</b> Nord Pool Forwards.....	74
<b>Tabelle 12:</b> Handelsablauf an der LPX.....	78
<b>Tabelle 13:</b> Produkte am EEX-Spotmarkt.....	83
<b>Tabelle 14:</b> Produkte am EEX-Terminmarkt.....	86
<b>Tabelle 15:</b> Aufwendungen für einen kleinen Trading-Floor (in DM).....	112
<b>Tabelle 16:</b> Value-at-Risk-Methoden.....	127
<b>Tabelle 17:</b> Ziele der Preisprognose bzw.Forwardbewertung .....	131
<b>Tabelle 18:</b> Deskriptive Statistik LPX Phelix Base 16.06.00 – 31.07.02.....	145
<b>Tabelle 19:</b> Häufigkeiten LPX Phelix Base 16.06.00 – 31.07.02.....	146
<b>Tabelle 20:</b> Stundenkorrekturfaktoren.....	149
<b>Tabelle 21:</b> Tageskorrekturfaktoren.....	150
<b>Tabelle 22:</b> Monatskorrekturfaktoren.....	151

## Abkürzungsverzeichnis

ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen
BAFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie
Bewag	Berliner Kraft- und Licht-AG
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CEPI	Continental European Power Index
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
G-30	Group of Thirty
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HEW	Hamburgische Electricitätswerke AG
Hz	Hertz
KKW	Kernkraftwerk
KonTraG	Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich
kW	Kilowatt
KWG	Kreditwesengesetz
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung
Laubag	Lausitzer Braunkohle AG
LPX	Leipzig Power Exchange
LTCM	Long-Term Credit Management
MaH	Mindestanforderungen an das Betreiben von Handelsgeschäften von Kreditinstituten
MVV	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH, ab 1999 MVV Energie AG

---

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OTC	Over the Counter
Phelix	Physical Electricity Index
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
VAR	Value at Risk
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber im VDEW
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
VEBA	Vereinigte Energie- und Bergwerks-AG
VIAG	Vereinigte Industrie-Unternehmungen AG
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VV	Verbändevereinbarung

## 1 Einleitung

„Mein Gut ist einem Schiff nicht anvertraut, noch einem Ort; noch hängt mein ganz‘ Vermögen am Glücke dieses gegenwärt‘gen Jahrs: Deswegen macht mein Handel mich nicht traurig.“ William Shakespeare weist schon im ersten Akt des „Kaufmann von Venedig“ auf die Vorzüge der Diversifikation in Handel mit Waren hin.

Wie auch der Handel mit Waren ist jegliche unternehmerische Tätigkeit mit Risiken verbunden. Die Handhabung dieser Risiken kann über den Unternehmenserfolg oder das Scheitern bestimmen. Eine wichtige Risikokategorie ist dabei das Preisrisiko.

Obwohl schon seit mehr als einhundertsechzig Jahren Börsen und Terminbörsen im Warenbereich existieren, die es ermöglichen, Preisrisiken auf andere Marktteilnehmer zu transferieren, sind zahlreiche heute im Warenbereich angewandte Methoden und Instrumente im Bankenbereich entwickelt worden.

Neben landwirtschaftlichen Produkten und Metallen werden vor allem Energieträger wie Öl und Gas an Warenbörsen und Warenterminbörsen gehandelt. Seit Anfang der 90er Jahre wird in Folge der Liberalisierung nationaler Strommärkte in einzelnen Ländern auch Strom gehandelt. Strommärkte waren aufgrund der Bedeutung für die Versorgungssicherheit lange Zeit Wirtschaftsbereiche mit Sonderstellungen.

1998 wurde in Deutschland mit dem Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes der Strommarkt liberalisiert. Freier Netzzugang und freie Wahl des Lieferanten schufen die Grundlage für Wettbewerb im Strommarkt. Nach kurzer Zeit hatte sich das Bild der deutschen Stromwirtschaft gewandelt. Ein Stromgroßhandelsmarkt und später auch zwei Strombörsen ermöglichten den Kauf und Verkauf von Strommengen und die Absicherung von neu entstandenen Preisrisiken.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, einen Ansatz zur Übertragung der aus Finanz- und Warenmärkten bekannten Methoden des Risikomanagements auf den Strommarkt zu entwickeln. Zur Anwendung dieser Methoden ist die Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten des Strommarktes erforderlich. Die auf die Strompreise wirkenden Einflußfaktoren müssen für das Risikomanagement identifiziert

werden. Schließlich sollten die Eigenschaften der sich an Strommärkten bildenden Preise untersucht werden.

Diese Arbeit stellt zunächst die für das Verständnis der Preisbildungsprozesse am Strommarkt wichtigen physikalischen Besonderheiten der Stromproduktion, des Transports und des Verbrauchs in Kapitel 2 dar.

Die Situation am deutschen Strommarkt vor der Liberalisierung 1998, die Durchführung der Marktliberalisierung in rechtlicher und organisatorischer Hinsicht und die Entwicklung bis heute im internationalen Kontext sind Gegenstand von Kapitel 3.

Die Besonderheiten des Stromhandels und die Erscheinungsformen von Strombörsen zeigt Kapitel 4. Es werden Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen den Strommärkten und -börsen der USA und Skandinaviens sowie der beiden deutschen Strombörsen LPX und EEX beleuchtet.

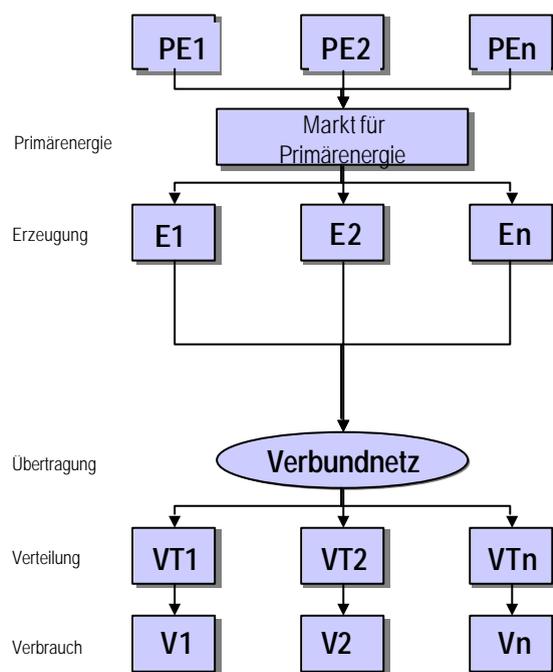
Kapitel 5 führt den Risikobegriff ein, differenziert Risikotypen und beschreibt allgemein die Verfahrensweise im Risikomanagement, insbesondere vor dem gesetzlichen Hintergrund.

Ein Risikomanagement-Zyklus für das Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt entwickelt und die Unterschiede zu den aus dem Bankbereich bekannten Methoden und Instrumenten wird in Kapitel 6 herausgearbeitet. Zudem werden Einflußfaktoren auf Strompreise identifiziert sowie das Verhalten von Strompreisen erklärt.

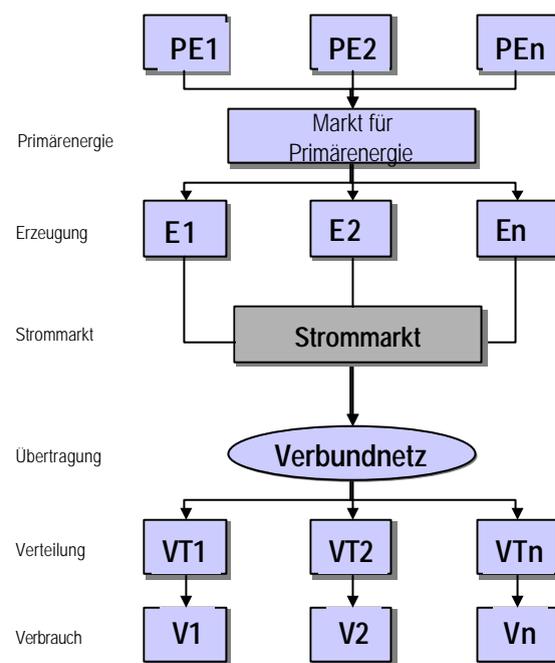
In Kapitel 7 schließlich wird zur Überprüfung von Thesen zum Verhalten von Strompreisen eine Analyse der deutschen Stromspot- und Stromterminbörsenpreise seit Handelsbeginn 2000 bzw. 2001 durchgeführt.

## 2 Technische und wirtschaftliche Grundlagen des Stromsektors in Deutschland

Die Struktur der deutschen Stromwirtschaft besteht aus drei Ebenen: Erzeugung, Transport und Verbrauch, wobei die Ebene der Erzeugung oft in den Teil der Umsetzung eines Energieträgers in Strom im Kraftwerk und den vorgelagerten Teil der Beschaffung des Energieträgers auf einem Markt für Primärenergie unterteilt wird. Ebenso wird die Ebene des Transportes in eine nationale Übertragungsebene und eine regionale Verteilungsebene weiter aufgegliedert. Die in Kapitel 3.2 beschriebene Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes 1998 hatte zur Folge, daß sich zwischen Erzeugungs- und Übertragungsebene ein Strommarkt etablierte.



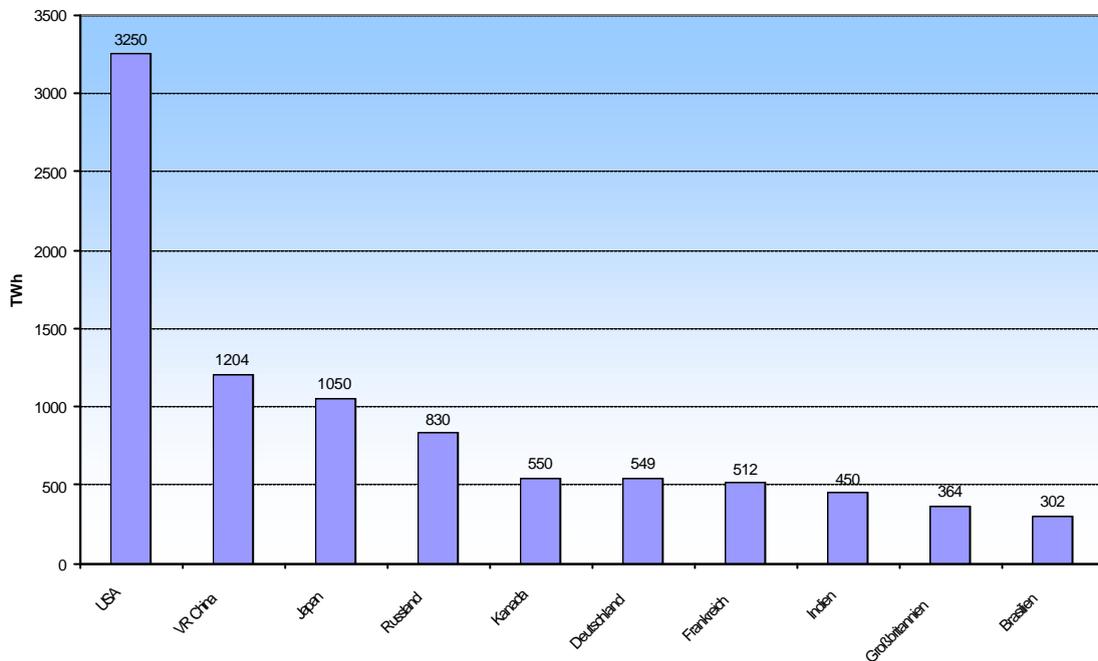
**Abbildung 1:** Verbundsystem bis 1998<sup>1</sup>



**Abbildung 2:** Verbundsystem nach 1998

In der deutschen Stromwirtschaft sind etwa 160.000 Menschen beschäftigt. Es werden ca. 44 Mio. Stromverbraucher versorgt, die ca. 500 TWh Strom pro Jahr verbrauchen. Deutschland ist damit gemessen an der Bruttostromerzeugung der größte Strommarkt Europas und sechstgrößter Strommarkt der Welt.

<sup>1</sup> Pfaffenberger (1993), S.28



**Abbildung 3:** Bruttostromerzeugung 1999<sup>2</sup>

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Bedeutung der Stromwirtschaft für die gesamte Wirtschaft. So ist eine Volkswirtschaft mit bedeutendem Tertiärsektor oder einem hohen Anteil veredelnder Industrie effizienter, das heißt sie benötigt weniger Kilowattstunden Strom zur Erwirtschaftung eines US-\$ Bruttoinlandsprodukt als Volkswirtschaften mit einem hohen Anteil an Schwerindustrie.

Auch die Gegenüberstellung von Bruttostromerzeugung und Einwohnerzahl liefert ein Indiz für den Entwicklungsstand einer Volkswirtschaft. Weit entwickelte, hoch industrialisierte Länder haben einen hohen Grad an Elektrifizierung in Verkehr, Betrieben und Haushalten, verbrauchen also pro Kopf mehr Strom als weniger weit entwickelte Nationen. Klimatische Gegebenheiten oder die Bevölkerungsdichte können diesen Zusammenhang allerdings überlagern.

---

<sup>2</sup> Paesler (2001), S.1208

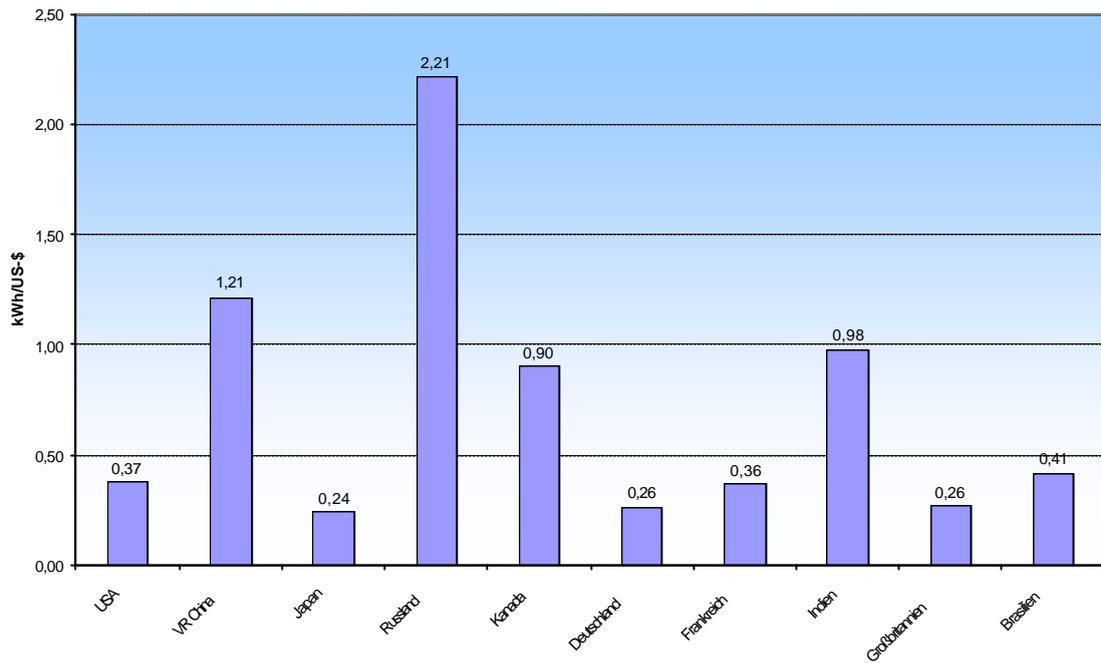


Abbildung 4: Bruttostromerzeugung pro US-\$ Bruttoinlandsprodukt

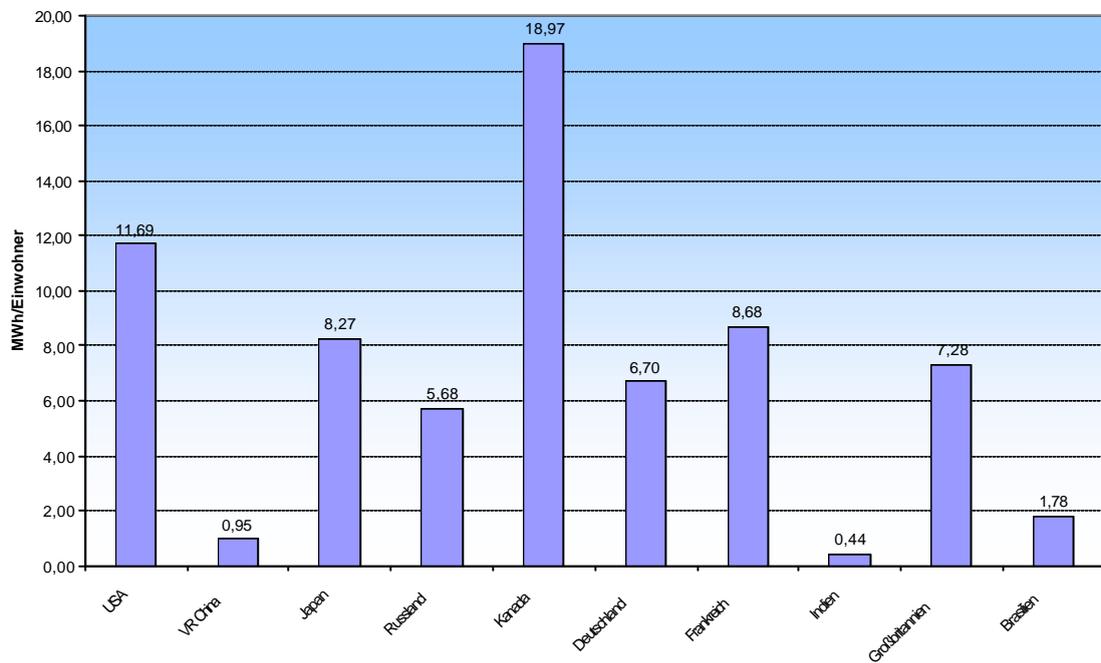


Abbildung 5: Bruttostromerzeugung pro Einwohner

Die im deutschen Strommarkt tätigen Unternehmen unterscheiden sich durch den Grad vertikaler Integration, ihre Größe und ihre Eigentumsstruktur.<sup>3</sup>

Die Verbundunternehmen sind Aktiengesellschaften, die zum Teil im Publikumsbesitz, zum Teil aber auch in Besitz von Ländern und Kommunen sind. Sie betreiben Kraftwerke und das Übertragungsnetz zum überregionalen Stromtransport und sind manchmal auch im Verteilungsbereich und in der Endkundenversorgung tätig. In erster Linie jedoch sind sie Vorlieferanten für Regionalversorger oder kommunale Unternehmen.

Regionale Versorgungsunternehmen betreiben Kraftwerke und ein regional begrenztes Verteilungsnetz. Teilweise beliefern die Regionalversorger nur kommunale Unternehmen, oft sind sie auch in der Versorgung von Endkunden tätig. Häufig halten Verbundunternehmen Anteile an den regionalen Versorgern.

Kommunale Unternehmen, vielfach auch als „Stadtwerke“ bezeichnet, sind in der Regel im Besitz der versorgten Kommunen. Sie erzeugen selten selbst Strom, sondern beziehen ihn von vorgelagerten Verbundunternehmen oder Regionalversorgern. Sie betreiben lediglich das Verteilungsnetz und versorgen Endkunden. Kommunale Unternehmen verstehen sich häufig als Komplettversorgungsunternehmen, die in ihrem Einzugsbereich nicht nur Strom verkaufen, sondern zum Beispiel auch Gas, Wasser, Entsorgung oder öffentlichen Personennahverkehr bereitstellen.

Gruppe	Anzahl	Tätigkeit
Verbundunternehmen	8	Erzeugung, Übertragung, (Verteilung und Vertrieb)
Regionale Versorgungsunternehmen	ca. 60	Erzeugung, Verteilung, Vertrieb
Kommunale Versorgungsunternehmen	ca. 850	(Erzeugung), Verteilung, Vertrieb

**Tabelle 1:** Dreistufige Struktur der deutschen Stromwirtschaft 1998

<sup>3</sup> Brunekreeft, Keller (2000), S.140f.

Grundsätzlich lassen sich drei Anwendungsbereiche von Strom unterscheiden: Wärme, Licht, und Kraft. Strom ist ein sehr universeller Energieträger, der sich im Unterschied zu anderen Energieträgern wie zum Beispiel Öl oder Kohle in vielfältigen Produktionsprozessen einsetzen läßt. Wärme wird in stromdurchflossenen Leitern, Licht in Glühwendeln und Kraft in Elektromotoren erzeugt.

Physische Besonderheiten des Stroms, die Auswirkungen auf seine ökonomischen Eigenschaften haben, sind Homogenität, Leitungsgebundenheit und die fehlende Lagerfähigkeit.

Strom ist ein homogenes Gut. Die Produktionsmethode ist für seine Beschaffenheit ohne Belang und kann nach der Produktion nicht mehr ermittelt werden.<sup>4</sup> In Kohlekraftwerken hergestellter Strom unterscheidet sich nicht von dem in Kernkraftwerken produzierten Strom. Strom gleicher Spannung und Frequenz kann gemischt, Strom unterschiedlicher Spannungen auf die gleiche Spannung transformiert und Strom unterschiedlicher Frequenz auf die gleiche Frequenz gebracht werden.

Strom wird wie auch Wasser oder Gas leitungsgebunden transportiert. Das bedeutet, daß jeder Erzeuger und jeder Verbraucher an das Stromnetz angeschlossen sein muß und Strom nicht in beliebiger Menge an beliebigem Ort zur Verfügung stehen kann. Die Kapazität der Leitungen muß der mutmaßlichen Transportmenge angepaßt sein.

Strom kann nicht in nennenswerten Mengen gelagert werden. Die Speicherung von Strom in Batterien oder Akkumulatoren ist nur für den dezentralen, kleinmaßstäblichen Einsatz wie zum Beispiel in Taschenlampen oder als Stromquelle von Anlassern in Kraftfahrzeugen sinnvoll. Strom, der in Haushalten, der Industrie oder im Schienenverkehr verbraucht wird, muß zum gleichen Zeitpunkt produziert wie verbraucht werden.

---

<sup>4</sup> Dies ist ein Problem für die Abnehmer sogenannten „Ökostroms“, die für eine umweltfreundliche Erzeugung einen Mehrpreis in Kauf nehmen. Im Gegensatz zu anderen Gütern wie etwa Obst kann die Produktionsmethode nicht an der Qualität und Beschaffenheit des Gutes selbst erkannt werden, sondern muß durch Zertifizierungsstellen wie etwa den TÜV dokumentiert werden.

## 2.1 Stromproduktion

In der Stromproduktion lassen sich unterschiedliche Verfahren einsetzen. Üblich ist eine Unterscheidung nach der Art der eingesetzten Primärenergieträger in drei große Gruppen: Kernkraftwerk, Kraftwerke mit fossilen und Kraftwerke mit regenerativen Energieträgern. Da ihr Prinzip ähnlich ist, werden Kernkraftwerke und fossile Kraftwerke auch als Wärmekraftwerke bezeichnet.

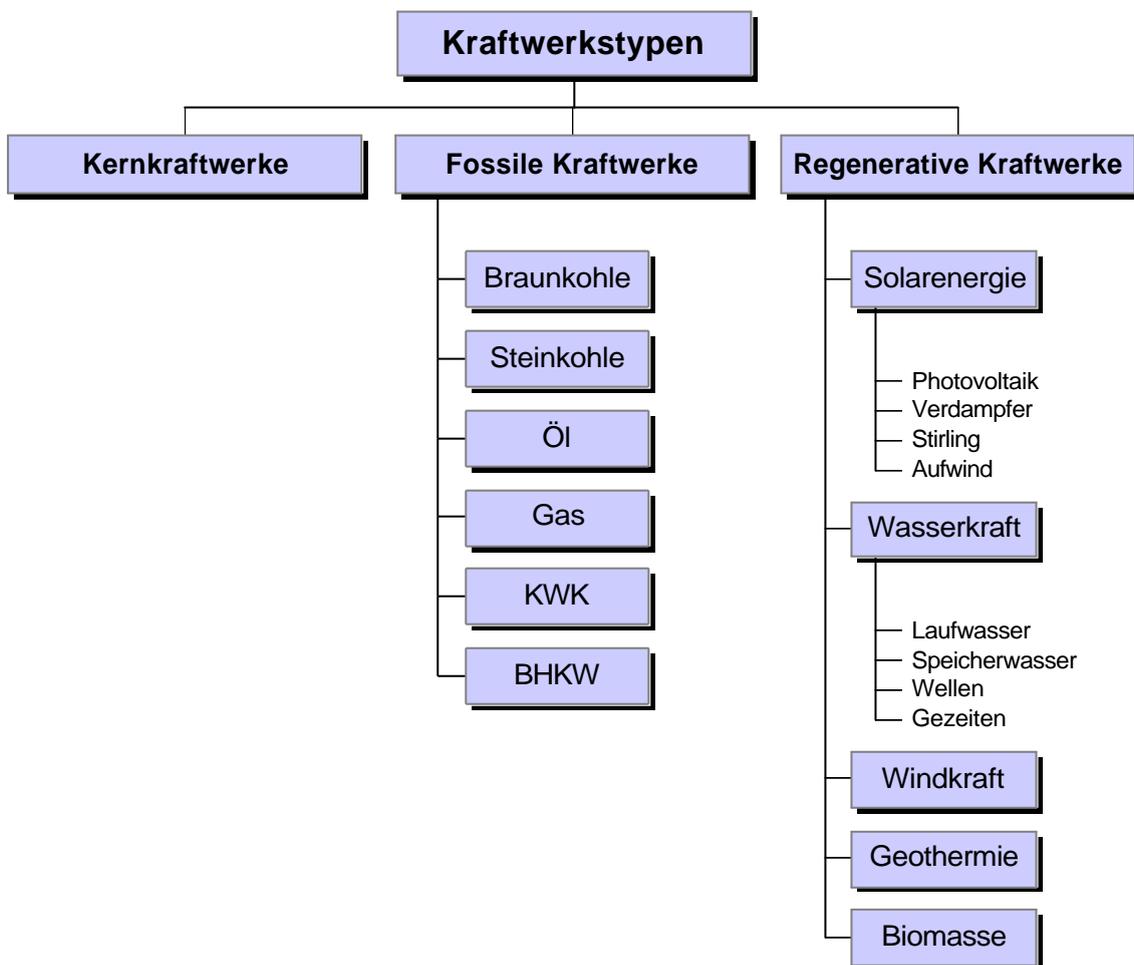
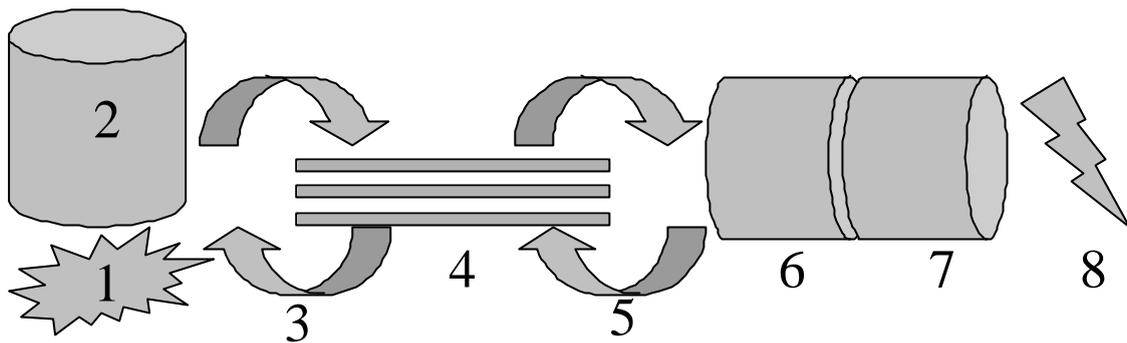


Abbildung 6: Kraftwerkstypen

Das weltweit am häufigsten eingesetzte Verfahren ist das **Wärmekraftwerk**, welches an dieser Stelle kurz erläutert werden soll:



**Abbildung 7:** Schematische Darstellung der Stromproduktion im Wärmekraftwerk

Eine Wärmequelle (1) erhitzt ein im Kessel (2) in Röhren zirkulierendes Kühlmittel. Das Kühlmittel wird im Primärkreislauf (3) aus dem Kessel heraus in einen Wärmetauscher (4) hineingepumpt. Im Wärmetauscher gibt es seine thermische Energie an ein im Sekundärkreislauf (5) zirkulierendes Kühlmittel ab, welches nach dem Verdampfen über die Schaufeln einer Dampfturbine (6) geleitet wird und die Welle der Turbine in eine Drehbewegung versetzt. Der Dampf expandiert in diesem Prozeß, kühlt ab und das Kühlmittel kondensiert. Das kondensierte Kühlmittel steht wieder für eine erneute Verwendung im Wärmetauscher zur Verfügung. An die Turbine ist ein Generator (7) mechanisch gekoppelt, der die Drehbewegung in elektrische Energie umwandelt. Diese wird anschließend ins Stromnetz (8) eingespeist.

Den in Deutschland größten Anteil der Stromerzeugung nimmt die Kernenergie ein. In Kernkraftwerken wird die durch Spaltung von Atomen entstehende Hitze an das Kühlmittel weitergegeben. Andere Typen von Wärmekraftwerken nutzen die bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern auftretende thermische Energie. Die wichtigsten dieser fossilen Energieträger sind Braunkohle, Steinkohle, Erdöl und Gas. Erwähnenswerte Besonderheiten in der deutschen Stromversorgung sind die Blockheizkraftwerke (BHKW) und Kraftwerke nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Koppelung (KWK). Blockheizkraftwerke sind Diesel- oder Ottomotoren, die, an einen Generator angeschlossen, Strom erzeugen und dabei gleichzeitig ihre Abwärme über das Kühlwasser für Heizzwecke zur Verfügung stellen. Sie sind als kleine, dezentral eingesetzte Anlagen in Bezug auf ihren Wirkungsgrad den Kraft-Wärme-Koppelungs-Kraftwerken, die ein ähnliches Prinzip nutzen, unterlegen. KWK-Kraftwerke nutzen wie die BHKW die in Abgas und Kühlwasser enthaltene Wärme zur Versorgung von

Haushalten mit Heizung oder von Industriebetrieben mit Prozeßwärme. Bei KWK-Kraftwerken handelt es sich im Unterschied zu BHKW nicht um Motoren, sondern um Kraftwerke, die in Bauart und Größe herkömmlichen Wärmekraftwerken ähnlich sind. Wichtig für den Betrieb ist jedoch die Tatsache, daß es sich um wärmegeführte Kraftwerke handeln sollte, bei denen der Bedarf an lokaler Heizenergie den Betriebszustand des KWK-Kraftwerks bestimmt und der erzeugte Strom ins Netz eingespeist wird. KWK-Kraftwerke können Gesamtwirkungsgrade von bis zu 80% (elektrisch und thermisch) erreichen. Im Vergleich dazu sind die maximal 50% Wirkungsgrad herkömmlicher Wärmekraftwerke bescheiden.

Einen Spezialfall unter den Wärmekraftwerken stellt das Gasturbinenkraftwerk dar. Hier wird nicht ein Kessel erhitzt und gewonnener Dampf über eine Turbine geleitet, sondern Gas direkt in den Brennkammern einer Gasturbine verbrannt. Das heiße Abgas versetzt die Turbine in eine Drehbewegung, die dann über einen angekoppelten Generator wiederum zur Stromerzeugung dient. Das Prinzip ist dem einer Propellerturbine im Flugzeugbau vergleichbar. Dieser Kraftwerkstyp zeichnet sich durch sehr geringe Anfahrzeit aus, ist aber im Betrieb wegen seines geringen Wirkungsgrades vergleichsweise teuer. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades kann erzielt werden, wenn die Abwärme in Form der heißen Abgase der Turbine durch einen Wärmetauscher geleitet werden um dort zur Dampf- und anschließenden Stromproduktion genutzt zu werden. Diese Art Kraftwerk wird als GuD – Gas- und Dampfturbinenkraftwerk bezeichnet.

Wachsende Bedeutung gewinnt der Sektor der regenerativen Energieträger an der Stromversorgung. Diese Tatsache hat ihren Ursprung im wachsenden Umweltbewußtsein der Bevölkerung und der Politik insbesondere im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele im Rahmen des Kyoto-Protokolls<sup>5</sup>. Regenerativ bedeutet, daß sich der Energieträger durch natürliche Prozesse selbst erneuert. Am Beispiel der verschiedenen Arten regenerativer Energien wird dies deutlich:

### **Sonne:**

---

<sup>5</sup> BMWi (2002a), S.6

Strom kann durch die Nutzung der Sonneneinstrahlung gewonnen werden. Die direkte Umwandlung des Sonnenlichts in Strom durch Solarzellen (Photovoltaik) wird für dezentrale Kleinstverbraucher wie Parkscheinautomaten oder Verkehrszählgeräte verwendet. Eine indirekte Umwandlung geschieht im Gegensatz dazu in Solarkraftwerken. Diese bestehen aus Hohlspiegeln, in deren Brennpunkt ein Verdampfer angebracht ist, dessen Dampf über eine Turbine geleitet wird und mittels eines Generators Strom erzeugt. In ähnlichen Kraftwerken geringerer Größe wird zum Teil der Verdampfer und die Turbine durch einen Stirlingmotor ersetzt. Ein viertes Prinzip sind Aufwindkraftwerke, in denen unter großen Glasflächen durch die Sonneneinstrahlung erwärmte Luft in hohen Kaminen aufsteigt und im oberen Teil der Kamine angebrachte Windturbinen antreibt. Auch hier wird das Sonnenlicht indirekt in Strom umgewandelt. Solarkraftwerke benötigen im allgemeinen ein hohes Maß an ganzjähriger Sonneneinstrahlung sowie große Flächen für die Stromausbeute und sie sind gemessen an ihrer Leistungsfähigkeit sehr teuer.

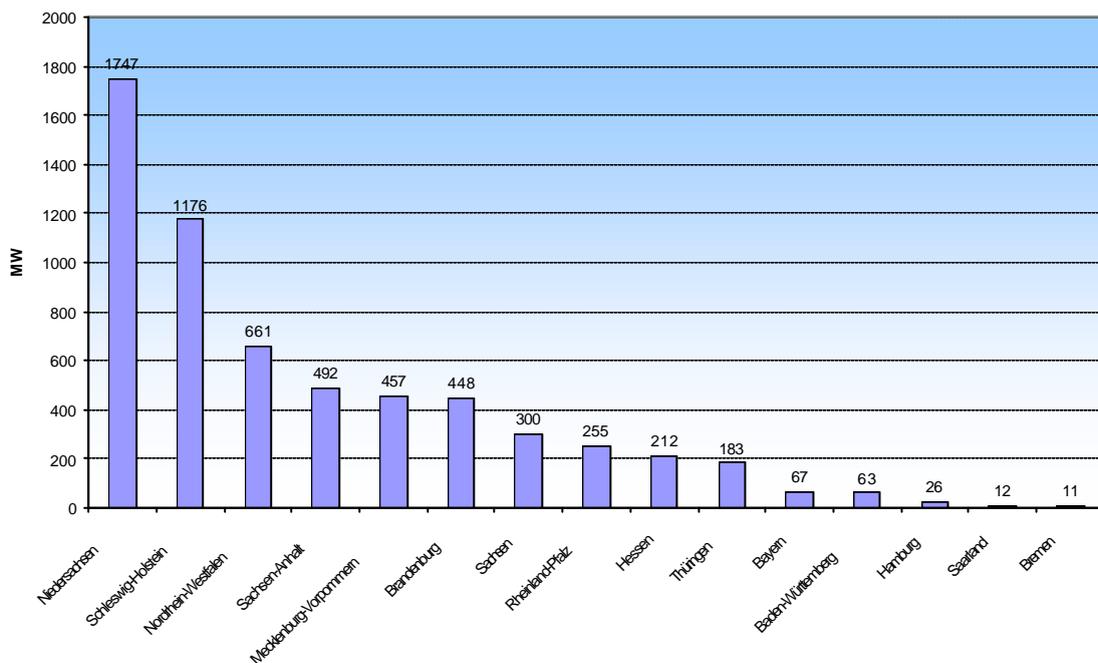
**Wasser:**

Wasserkraft wird zur Stromversorgung genutzt, indem Flüsse gestaut werden oder Speicherbecken im Gebirge angelegt werden. Die kinetische Energie des fließenden Wassers, das die Höhendifferenz zwischen Zu- und Ablauf des Kraftwerks überwindet, wird durch eine Turbine mit angekoppeltem Generator in Elektrizität umgewandelt. Regenfälle speisen die Flüsse, Schneeschmelzen die Speicherbecken. Exotischere und kommerziell kaum eingesetzte Varianten der Wasserkraftwerke sind Wellenkraftwerke und Gezeitenkraftwerke. In Wellenkraftwerken werden auf einer Achse gelagerte, asymmetrische Pontons durch Wellengang angehoben und sinken infolge ihres Eigengewichtes auf der Rückseite der Welle wieder ab. Diese Bewegung auf einer Kreisbahn um die Achse wird über ein Getriebe auf Generatoren übertragen und dort zur Stromerzeugung genutzt. Ein anderes Verfahren arbeitet mit durch Wellengang komprimierter Luft in speziell konstruierten Küstenbauwerken, die über Turbinen geleitet wird. In Gezeitenkraftwerken wird ein unmittelbar an der Küste gelegenes Speicherbecken bei Flut gefüllt und bei Ebbe wieder über eine Turbine entleert. Sowohl Wellen- als auch Gezeitenkraftwerke lassen sich nur mit erheblichen Investitionen und bedenklichem Landschaftsverbrauch realisieren und sind nicht sehr leistungsfähig.

Hinzu kommt die Abhängigkeit von seltenen regionalen Gegebenheiten wie hohem Wellengang und Tidenhub.

### Wind:

Die Energie des Windes wird in Küstenregionen, an Offshore-Standorten sowie exponierten Lagen im Binnenland durch Windturbinen genutzt. Diese Form der Stromerzeugung ist in Deutschland durch ihre besondere Förderung erheblich ausgebaut worden. Deutschland ist mit über 6100 MW installierter Leistung weltweit die führende Windkraftnation. In den USA sind zum Vergleich lediglich ca. 2500 MW installiert. Auffällig ist ein erhebliches Nord-Süd-Gefälle unter den deutschen Bundesländern aufgrund meteorologischer und geomorphologischer Gegebenheiten.



**Abbildung 8:** *Installierte Windkraftleistung 2000 nach Bundesländern*<sup>6</sup>

### Erdwärme:

Geothermie wird in Ländern wie Island und Neuseeland genutzt. Das Prinzip der Stromerzeugung aus Erdwärme besteht in der Einleitung von Wasser in Bohrlöcher an Orten, wo der Erdmantel dünn ist und in geringen Bohrtiefen schon hohe Temperaturen

<sup>6</sup> o.V. (2001a), S.2

erreicht werden. Der entstehende, unter Druck stehende Dampf wird über eine Turbine mit Generator geleitet und nach der anschließenden Kondensation wieder als Wasser hinabgepumpt.

**Andere:**

Biomassekraftwerke sind wie auch müllbefeuerte Kraftwerke im Grunde herkömmliche Wärmekraftwerke, sie werden aber aufgrund der verwendeten Brennstoffe (Holz, Stroh, etc.) den regenerativen Kraftwerken zugeordnet<sup>7</sup>.

Regenerative Energieträger haben die Gemeinsamkeit, daß sie auf besondere geografische Gegebenheiten (Tidenhub, Erdwärme, Gebirge) angewiesen sind bzw. von natürlichen Prozessen wie dem Wetter (Niederschläge, Wind, Sonneneinstrahlung) abhängen, die in Zeitpunkt und Dimension ihres Auftretens nicht exakt prognostizierbar sind. Wegen dieser fehlenden Prognostizierbarkeit und wegen der fehlenden Speichermöglichkeit von Strom<sup>8</sup> können regenerative Energien nur als Beimischung im Energiemix verstanden werden. Herkömmliche Kraftwerke müssen die Versorgung sicherstellen, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. Zudem sind regenerative Energien mit Ausnahme der Wasserkraft bislang in aller Regel unwirtschaftlich und somit entsprechend selten vertreten. Wo trotzdem regenerative Energien zur Stromversorgung eingesetzt werden, liegen meist besondere gesetzliche Regelungen wie Quoten oder Einspeisevergütungen vor.

In verschiedenen Ländern dominieren einzelne Energieträger die Stromversorgung stark. Dies ist zum Teil aus historischen Gründen, zum Teil aus strategischen bzw. politischen Gründen oder aus geografischen Gründen der Fall. An einigen Beispielen wird dies deutlich: Südafrika ist ein Land mit großen Kohlevorkommen, die zur Verstromung genutzt werden können, ohne daß erhebliche Transportkosten anfallen. Ebenso sind Braunkohle als regionaler, politisch gewollter Energieträger in den neuen deutschen Bundesländern oder Nordseegas in den Niederlanden die Primärenergieträger mit den höchsten Anteilen an der Stromversorgung. Die Wasserkraft ist vorherrschend in Ländern mit großen Flüssen oder Gebirgen, die die Möglichkeit zur Errichtung von

---

<sup>7</sup> Scheer (2001), S.76ff.

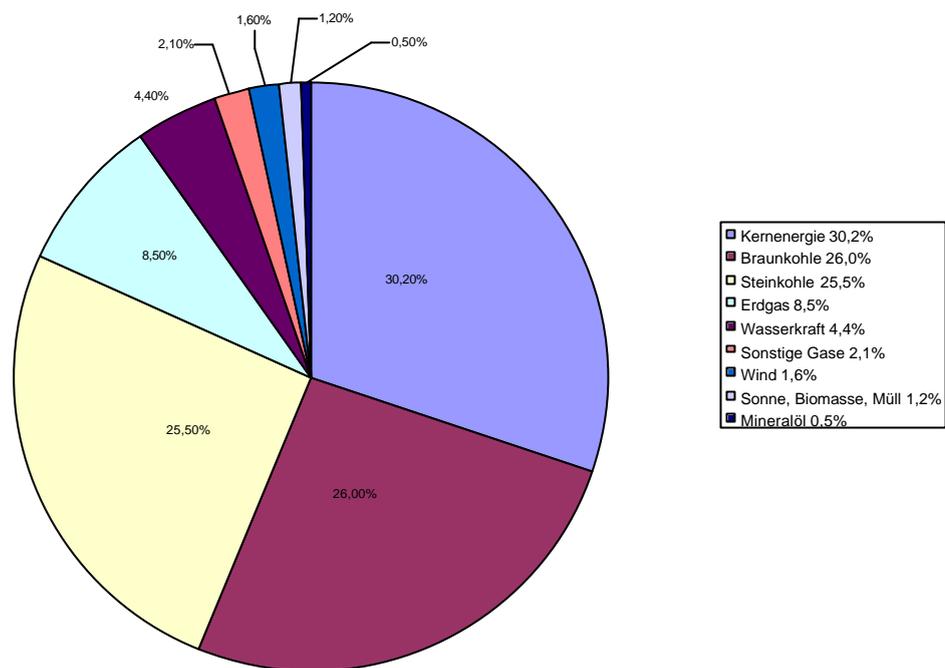
<sup>8</sup> Eine Ausnahme stellt hier wiederum die –indirekte- Speichermöglichkeit von Strom in Form eines Wasserkraftpotentials dar.

Stauwerken bieten und ausreichend Niederschläge haben. Beispiele hierfür sind die Alpenregionen Frankreichs, Italiens, der Schweiz und Österreichs, sowie Norwegen und Kanada. Auch in Schwellen- oder Entwicklungsländern wie Brasilien oder Ghana, in denen die Investitionen in Energieinfrastruktur zum Teil als Entwicklungshilfe geflossen sind, ist der Wasserkraftanteil hoch.

Kernenergie	Frankreich	77%
	Litauen	77%
	Belgien	56%
	Schweden	51%
Steinkohle	Südafrika	90%
	Dänemark	85%
	Großbritannien	65%
	USA	60%
Braunkohle	Neue dt. Bundesländer	75%
	Griechenland	60%
Erdöl	Arabische Länder	100%
	Italien	50%
Gas	Niederlande	65%
	Irland	45%
Wasserkraft	Österreich	66%
	Kanada	62%
<b>Tabelle 2:</b> Die Stromversorgung dominierende Energieträger <sup>9</sup>		

---

<sup>9</sup> Paesler (2001) S. 1209f.

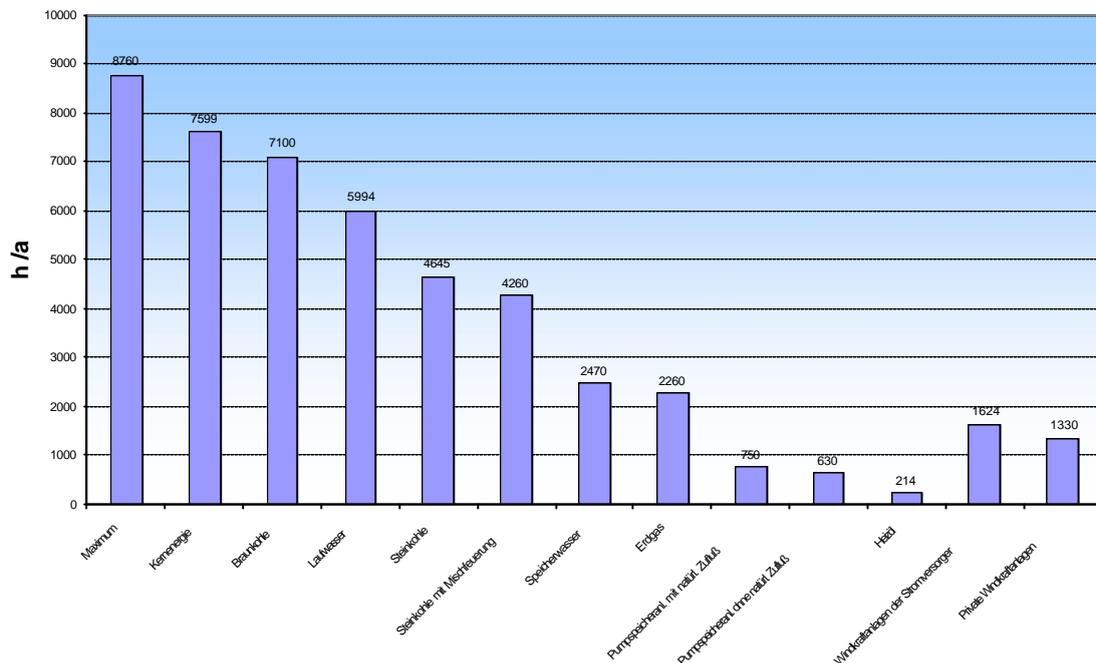


**Abbildung 9:** Stromerzeugung in Deutschland nach Energiearten<sup>10</sup>

Das erste deutsche Kernkraftwerk ging 1968 in Obrigheim mit einer Leistung von 357 MW ans Netz. Inzwischen erzeugen in Deutschland 19 Meiler –10 davon erst in den 80er Jahren erstellt- über 30% des in Deutschland produzierten Stroms. Braunkohle und Steinkohle sorgen für weitere 26% bzw. 25,5% der Stromversorgung. Das restliche Fünftel wird aus Erdgas, Öl und regenerativen Quellen erzeugt.

---

<sup>10</sup> Paesler (2001), S.1209



**Abbildung 10:** *Benutzungsdauern verschiedener Kraftwerkstypen pro Jahr in 1999<sup>11</sup>*

Die Nutzungsdauer verschiedener Kraftwerkstypen ist sehr unterschiedlich. Von 8760 Stunden eines Jahres waren die deutschen Kernkraftwerke beispielsweise 7599 Stunden am Netz. Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke, die gemeinsam mit der Kernkraft den Grundlastbereich abdecken, produzierten 7100 bzw. 5994 Stunden. Gas- und Ölkraftwerke waren nur ca. ein Viertel bzw. sogar nur ein Vierzigstel des Jahres in die Stromproduktion eingebunden. Die Anzahl der Stunden pro Jahr, die ein Kraftwerk Strom produziert, hängt von verschiedenen technischen, natürlichen und wirtschaftlichen Faktoren ab: Zu den technischen Faktoren sind Wartungsperioden und Störfälle sowie die Anfahrzeit, die ein Kraftwerk benötigt, zu rechnen. Bei regenerativen Energieträgern sind natürliche Gegebenheiten wie Sonneneinstrahlung, Niederschläge oder Windgeschwindigkeit für die Nutzungsdauer entscheidend. Technische und auch natürliche Faktoren sind vom Kraftwerksbetreiber in aller Regel nicht beeinflussbar. Nicht alle Kraftwerke sind jedoch die gesamte technisch mögliche Zeit in Betrieb. Gründe hierfür sind in wirtschaftlichen Faktoren wie Nachfrage,

<sup>11</sup> VDEW (2001)

Grenzkosten und Anfahrkosten zu suchen. Wie in Kapitel 2 bemerkt, ist Strom nicht wirtschaftlich speicherbar. Es muß also zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte Menge produziert und ins Netz eingespeist werden. Jeder Kraftwerksbetreiber wird seine Kosten minimieren wollen und demnach jene Kraftwerke ans Netz schalten, die die geringsten Grenzkosten verursachen. Zu berücksichtigen sind hierbei die vor allem bei fossilen Kraftwerken entstehenden Anfahrkosten, die Kosten also, die vor der Aufnahme der Stromproduktion nur durch das Erhitzen des Kessels und des Kühlmediums entstehen.

## 2.2 Stromverbrauch

Bedingt durch eine stärkere, wohlstandsbedingte Durchdringung der Haushalte mit Elektrogeräten und einer erhöhten Industrieproduktion stieg der Stromverbrauch seit Beginn der Elektrifizierung an. Man beobachtete einen engen Zusammenhang von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch.

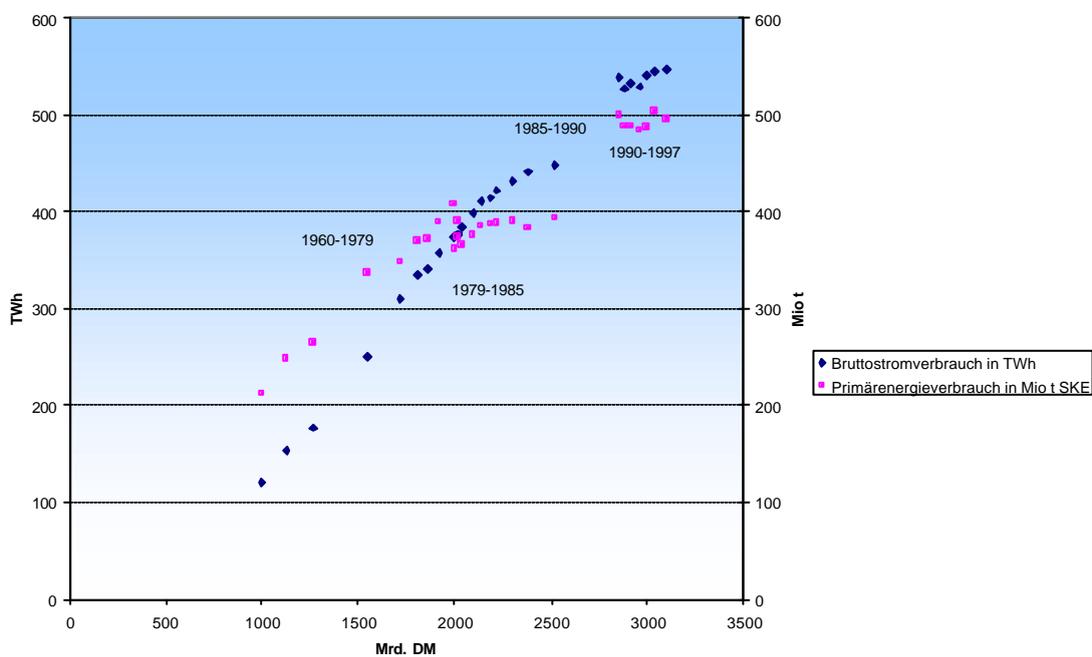
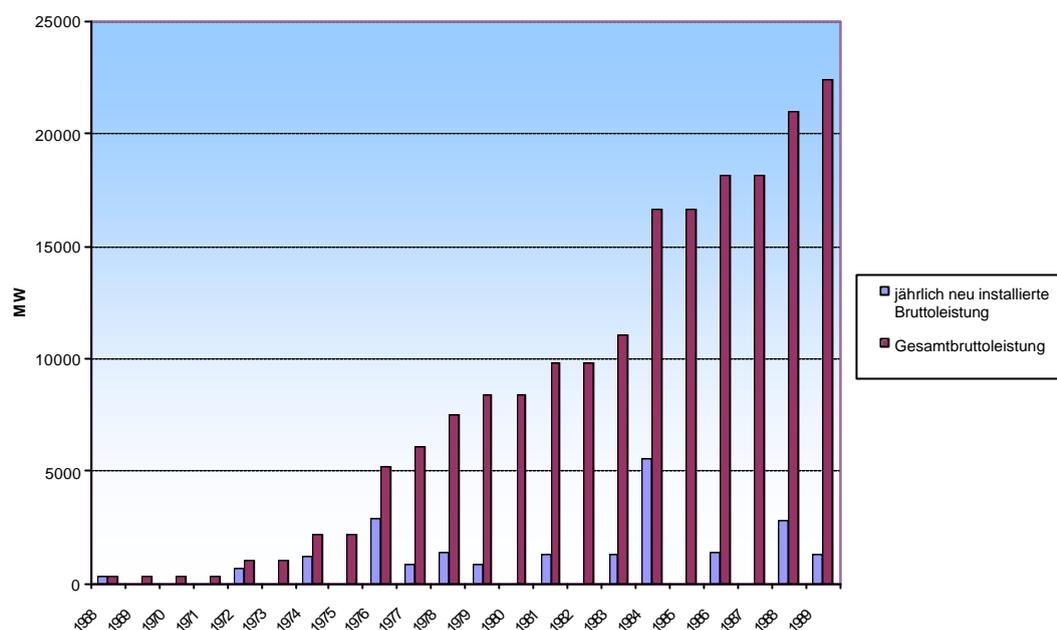


Abbildung 11: BIP und Bruttostromverbrauch<sup>12</sup>

<sup>12</sup> VIK (1999a), S.12

In Abbildung 11 lassen sich vier Phasen der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bzw. des Stromverbrauchs unterscheiden. In Phase 1 (1960-1979) steigt der Primärenergieverbrauch und der Stromverbrauch nahezu linear mit dem Bruttoinlandsprodukt. Zu Beginn der Phase 2 (1979-1985) sinkt der Primärenergieverbrauch in Folge der zweiten Ölkrise und des Ölpreisanstiegs scharf von 408 Mio t SKE (1979) bis auf 362 Mio t SKE (1982). Die Ölkrise hat in dieser Zeit trotz eines hohen Anteils an ölbefeuerten Kraftwerken für die Stromproduktion keine Auswirkungen auf den Stromverbrauch. Phase 3 (1985-1990) ist durch einen langsameren Anstieg des Primärenergieverbrauchs und ein Abflachen des Stromverbrauchswachstums gekennzeichnet. Offensichtlich hat in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre eine Entkoppelung von Stromverbrauch und Wirtschaftswachstum stattgefunden. Der Grund hierfür könnte in einem Strukturwandel der Wirtschaft von Industrie zu Dienstleistungen, wahrscheinlicher aber im Einsatz von effizienteren, stromsparenden Anlagen in der Industrie zu suchen sein. Das Preissignal der Ölkrise hat mit erheblicher Verzögerung gewirkt. Die hohe Ölimportabhängigkeit der deutschen Stromversorgung sollte nach der ersten Ölkrise 1973 und nach der zweiten Ölkrise 1979 durch den vermehrten Einsatz von Kohle- und Kernkraftwerken vermindert werden. Da Planung, Genehmigung und Bau insbesondere von Kernkraftwerken etliche Jahre beanspruchen, sind auch nach 1985 noch Kraftwerke in Betrieb gegangen, deren Kapazität zur Deckung des Strombedarfs nicht erforderlich war. Seit der Inbetriebnahme des KKW Obrigheim 1968 sind insgesamt über 22 GW Kernkraftleistung ans Netz gegangen.

Die Phase 4 (1990-1997) beginnt nach der deutschen Wiedervereinigung und schließt die neuen Bundesländer bei der Ermittlung des Primärenergieverbrauchs, Stromverbrauchs und BIP ein. Der zeitweilige Rückgang im Primärenergie- und Stromverbrauch ist zum Teil mit dem vereinigungsbedingten Rückbau des industriellen Potenzials in den neuen Bundesländern zu erklären.



**Abbildung 12:** *Neu installierte Kernkraft-Bruttoleistung 1968-1989*<sup>13</sup>

Eine wichtige Erkenntnis aus der Analyse des Zusammenhangs zwischen Stromverbrauch und BIP ist die Tatsache, daß die Entkoppelung von Stromverbrauch und BIP von den Stromversorgungsunternehmen so nicht vorhergesehen wurde und beim Kraftwerksbau daher nicht berücksichtigt werden konnte. Der deutsche (und auch der europäische) Kraftwerkspark ist durch erhebliche Überkapazitäten gekennzeichnet.

In Gesamt-Europa betragen die Überkapazitäten zum Beispiel ca. 40 GW.<sup>14</sup> Die Höhe der Überkapazitäten hat Auswirkungen auf das Verhalten des Strompreises. Die mittlerweile durch die Liberalisierung des Strommarktes im Wettbewerb und damit unter Kostendruck stehenden Stromversorgungsunternehmen haben im Zuge der Optimierung ihres Kraftwerksparks inzwischen erste Anlagen geschlossen.<sup>15</sup> Dadurch und durch die Entscheidung des Bundestages, den Ausstieg aus der Atomenergie zu betreiben, wird sich die Kapazität des Kraftwerksparks reduzieren.

Die Nachfrage nach Strom ist eine abgeleitete Nachfrage. Der Nutzen beim Stromkunden entsteht erst durch die Umwandlung von Strom in Wärme, Licht oder

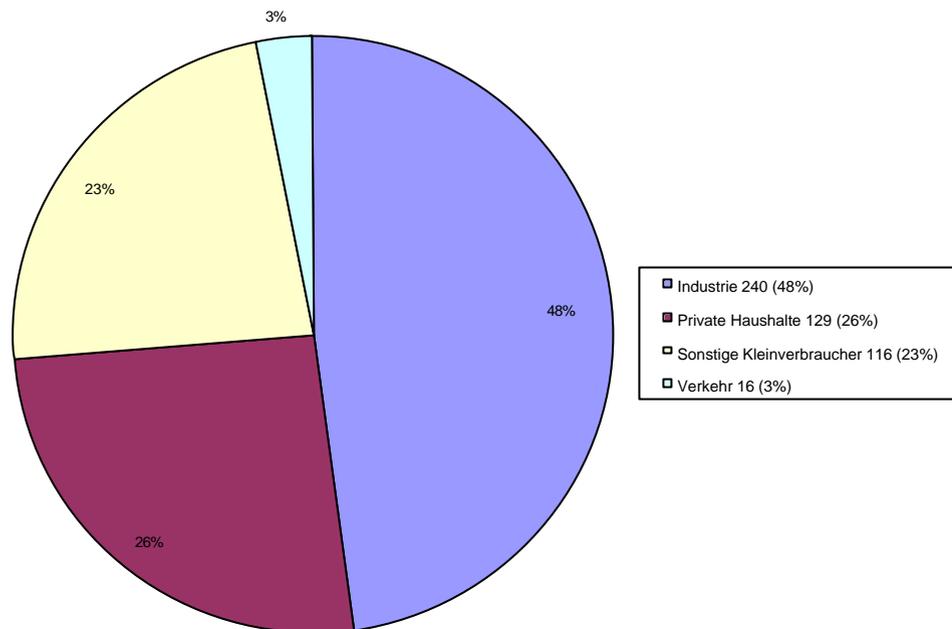
<sup>13</sup> Paesler (2001), S.1212

<sup>14</sup> VIK (1999b), S.81

<sup>15</sup> Schmitt (2001), S.94

Kraft bzw. Bewegung. Die Kenntnis des Bedarfs verschiedener Verbrauchergruppen an Wärme, Licht oder Kraft läßt demnach einen Schluß auf die Nachfrage nach Strom zu.

Eine Einteilung der Stromverbraucher nach Gruppen:



**Abbildung 13:** *Verbrauchsgruppen 2001 in TWh*<sup>16</sup>

Nahezu die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms wird durch die Industrie nachgefragt. Etwa jeweils ein Viertel konsumieren private Haushalte und sonstige Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft, öffentliche Einrichtungen). Ein kleiner Teil von etwa 3% wird im Verkehr verbraucht.

Wie bereits geschildert ist eine Synchronisation von Stromproduktion und Stromverbrauch aufgrund der fehlenden Speicherbarkeit von Strom nötig. Um eine Stromproduktionsplanung zu ermöglichen, versuchen die Kraftwerksbetreiber, eine Verbrauchsprognose für die Zukunft zu erstellen. Hierbei ist der Stromverbrauch aller zu beliefernden Kunden in Zeiträumen von mehreren Jahren für den Kraftwerksneubau bis zu Viertelstundenintervallen des nächsten Tages für den Stromhandel und Kraftwerkseinsatz zu prognostizieren.

<sup>16</sup> Schiffer (2002), S.172

Der Ansatz ist eine Einteilung der Verbraucher in möglichst homogene Gruppen und die Ermittlung typischer Lastprofile.<sup>17</sup> Diese Lastprofile werden dann aggregiert und ergeben die gesamte mutmaßlich nachgefragte Leistung bzw. Arbeit und somit die erforderliche Produktionsmenge. Einige Verbraucher haben exakt prognostizierbare Lastprofile. Andere Lastprofile enthalten zufällige Elemente. Dies können sowohl Entscheidungen von Individuen als auch Wettereffekte wie Temperaturen, Niederschläge, Bedeckungsgrad oder Tageslicht sein. Deutlich erkennbar sind saisonale Muster in der Stromnachfrage. Es überlagern sich drei Zyklen überlagern: Tageszyklus, Wochenzyklus und Jahreszyklus. Im Verlaufe eines Tages wird nachts weniger Strom nachgefragt als tagsüber. Die Woche hat fünf Wochentage von Montag bis Freitag mit höherer Stromnachfrage als an den beiden Tagen des Wochenendes, wobei samstags in der Regel eine höhere Stromnachfrage als sonntags herrscht. Auch Feiertage oder außergewöhnliche Ereignisse, wie etwa bedeutende Fußballspiele haben Einfluß auf die Stromnachfrage. Der Tages- und Wochenzyklus hat seine Ursache in der Nachfrage der stromverbrauchenden Industrie, die in den Tagesstunden an Wochentagen produziert. Der Jahreszyklus ist durch die Schwankungen der Temperaturen zwischen Sommer und Winter und der unterschiedlichen Dauer des Tageslichts bedingt. Niedrige Außentemperaturen erfordern einen erhöhten Einsatz von Strom zu Heizungs- und Warmwasserbereitungszwecken, kurze Tageslichtdauer im Winter erfordert künstliches Licht. In Ländern mit anderen klimatischen Gegebenheiten als Deutschland kann sich die Charakteristik der Stromnachfrage zumindest im Jahreszyklus erheblich unterscheiden. Der Strombedarf in den südlichen Bundesstaaten der USA ist beispielsweise durch den Einsatz von Klimaanlage in Gebäuden ab einer Temperatur von 18 Grad gekennzeichnet und ist im Sommer größer als im Winter.

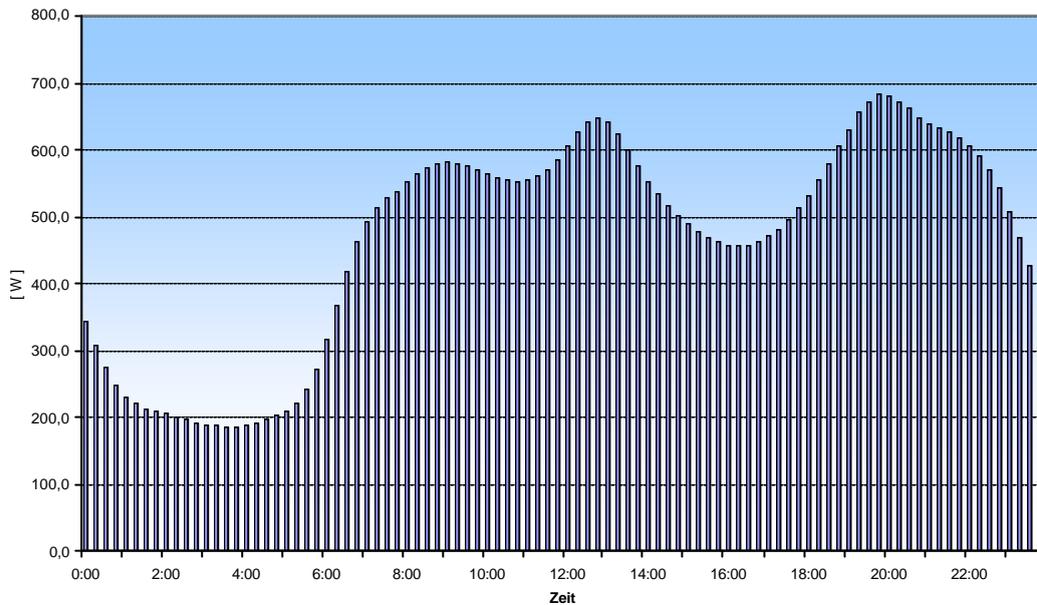
Als Beispiel für die Stromnachfrage eines typischen Haushalts kann das Haushaltslastprofil des Energiewirtschaftlichen Instituts der BTU Cottbus dienen.

Dargestellt wird ein Tageszyklus nachgefragter Leistung in Viertelstundenwerten. In diesem vom VDEW beauftragten Forschungsprojekt wurden repräsentative Haushalte mit Stromzählern ausgestattet, die jede Viertelstunde die abgefragte Leistung dokumentieren. Die aufgezeichneten Werte wurden nach Jahreszeit (Sommer, Winter,

---

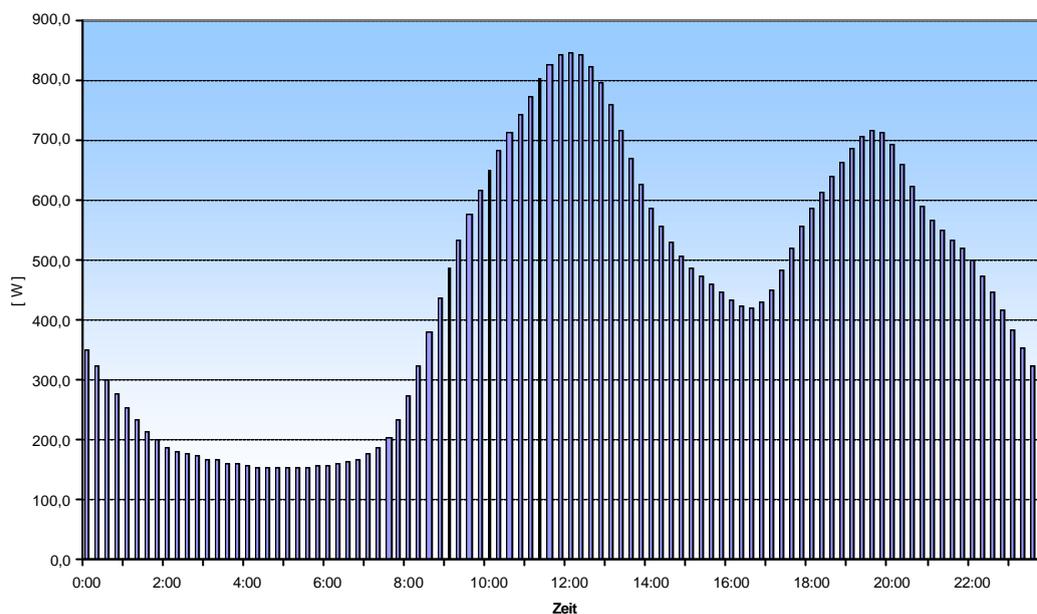
<sup>17</sup> Bock, Nissen (1999), S. 607f.

Übergangszeit) und Wochentag (Werktag, Samstag, Sonntag) in neun Kombinationen gruppiert und auf den Jahresverbrauch von 1000 kWh normiert.



**Abbildung 14:** *Haushaltslastprofil der BTU Cottbus: Sommer-Werktag*

An einem typischen Werktag im Sommer zeigt das Lastprofil das Tief in den Nachtstunden von 1.00 Uhr bis 5.00 Uhr, einen steilen Anstieg der Last zwischen 6.00 Uhr und 9.00 Uhr und insgesamt drei Spitzen um 9.00 Uhr, 12.00 Uhr und 20.00 Uhr. Das Tief in der Nacht zeigt eine Last von knapp einem Drittel des Tageshöchstwertes. Es sind nur wenige Elektrogeräte in Betrieb. Zwischen 6.00 Uhr und 9.00 Uhr steht die Mehrheit der Personen auf, bereitet Frühstück, hört Radio, duscht, etc. Die Spitze gegen 12.00 Uhr ist durch die Zubereitung des Mittagessens und den Einsatz von Elektroherden oder Backöfen bedingt. Einem Zwischentief am Nachmittag folgt die Lastspitze des Tages um 20.00 Uhr mit laufenden Fernsehgeräten und elektrischer Warmwasserbereitung für Duschen oder Badewannen.



**Abbildung 15:** *Haushaltlastprofil der BTU Cottbus: Winter-Sonntag*

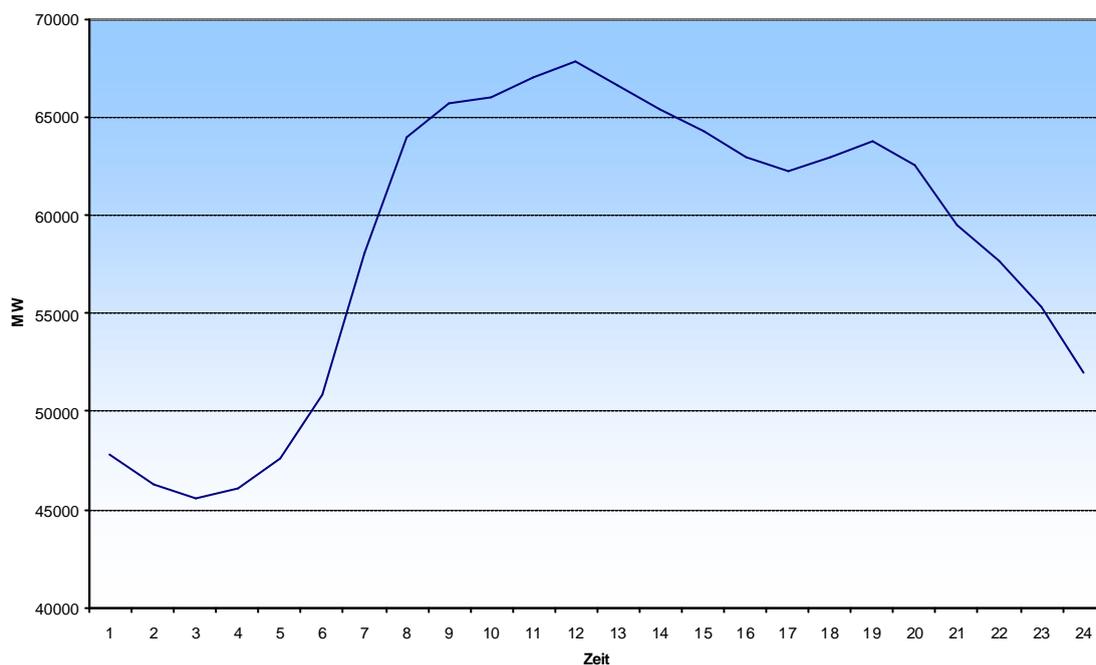
Ein typischer Sonntag im Winter hat das Tagestief in den Nachtstunden von 1.00 Uhr bis 7.00 Uhr, unterscheidet sich vom Sommer-Werktag aber dadurch, daß ein ununterbrochener steiler Anstieg ab 8.00 Uhr bis zur Tagesspitze um 12.00 Uhr von einem Nachmittagstief und einer Abendspitze um 20.00 Uhr gefolgt wird. Die Höchstlast beträgt 850 W, im Vergleich zu 680 W am Sommer-Werktag.

Diese beiden Lastprofile sind nur zwei Beispiele für die vom Stromversorger zu berücksichtigenden Nachfragen. Es erscheint einsichtig, daß Stahlwerke im Dreischichtbetrieb eine ausgeglichenerere Stromnachfrage als die dargestellten Haushalte haben, Bäckereien ihre Lastspitzen frühmorgens haben und Straßenbeleuchtungen nur nachts Strom verbrauchen.

Die gesamte Netzbelastung ist die Überlagerung der Lastgänge sämtlicher Verbrauchsgruppen. Für Deutschland sieht das Tageslastprofil aller Verbraucher am dritten Mittwoch eines Monats, Stunde 1-24 vom 21.06.2000 bis 20.02.2002<sup>18</sup> (nach UCTE) folgendermaßen aus:

---

<sup>18</sup> UCTE (2002a), UCTE (2002b), UCTE (2002c)



**Abbildung 16:** *Durchschnittliche Netzbelastung in Deutschland in MW*

Man erkennt das Tagestief in den Nachtstunden von 1.00 Uhr bis 5.00 Uhr, einen steilen Anstieg der Last zwischen 6.00 Uhr und 9.00 Uhr sowie zwei Spitzen um 12.00 Uhr und 19.00 Uhr. Auffällig ist die im Vergleich zu den Lastschwankungen des Haushalts (z. T. 500% pro Tag) geringere Schwankung von ca. 150% zwischen Tagestief und Tageshoch. Dies hat seine Ursache in Überlagerungseffekten der unterschiedlichen Lastprofile.<sup>19</sup>

Wichtig für das Verständnis der Preisbildung am Strommarkt ist die Betrachtung der Preiselastizität der Stromnachfrage. Da Strom in seinen Anwendungen kurzfristig kaum substituierbar ist, ist die Nachfrage daher kaum elastisch.<sup>20</sup> Langfristig hingegen kann Strom zum Teil ersetzt werden. Dafür ist aber eine Umstellung der Konsumprozesse nötig. Kochen mit Gas oder der Betrieb von Lokomotiven mit Diesel anstelle von Elektrizität wären solche Beispiele. Wahrscheinlicher als eine echte Substitution durch andere Energieträger ist die Investition in stromsparende Geräte bzw. Anlagen.

<sup>19</sup> Pfaffenberger (1993), S.122

<sup>20</sup> Houthakker, Taylor (1970), S.88f. und Taylor (1975)

Kurzfristig, das heißt außerhalb eines üblichen Investitionszyklus, ist dies unwahrscheinlich. Langfristig aber kann auf ein Preissignal reagiert werden.<sup>21</sup> Auch die Betrachtung des Zusammenhangs von BIP und Stromverbrauch zu Beginn dieses Kapitels läßt für den Zeitraum nach 1985 den Schluß einer späten Reaktion auf ein Preissignal zu. Durch die nach der zweiten Ölkrise von 1979 angestiegenen Preise für Primärenergieträger wurden die Strompreise erhöht. Erst die in den folgenden Jahren getätigten Investitionen in stromsparende Anlagen reduzierten den Anstieg der Stromnachfrage und sorgten für die erwähnte Entkoppelung von BIP und Stromverbrauch.<sup>22</sup>

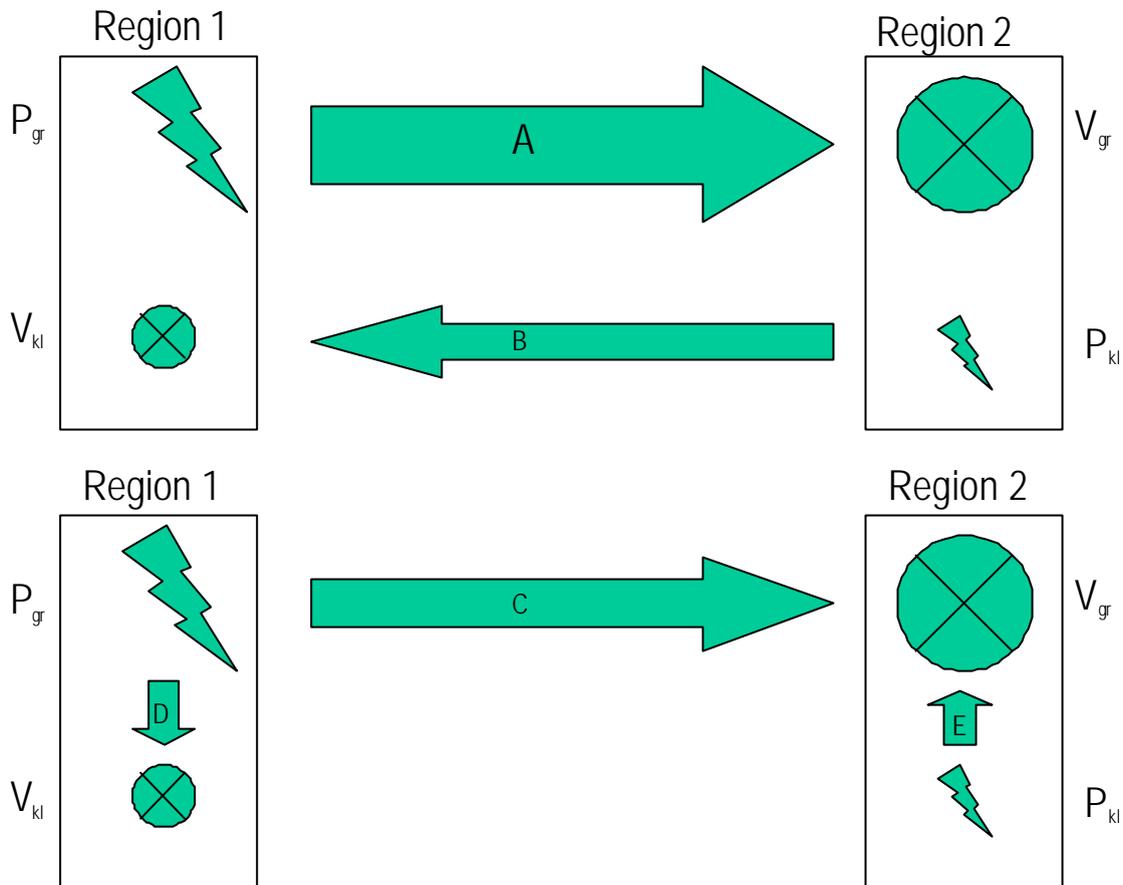
### 2.3 Stromtransport

Wie in Kapitel 2.1 festgestellt, ist Strom nicht wirtschaftlich lagerfähig. Das bedeutet, Strom kann, mit Ausnahme kleinster Mengen in Akkumulatoren, auch nicht zu Transportzwecken in Behältnissen irgendwelcher Art aufbewahrt werden. Stromtransport ist daher an Leitungen gebunden. Jeder Stromproduzent und jeder Stromverbraucher muß sich an das Stromnetz anschließen. Sobald keine isolierte Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen Produzent und Verbraucher besteht, sondern diese Verbindung mit anderen Verbindungen zu einem Stromnetz zusammengeschlossen ist, lassen sich Stromflüsse zwischen einzelnen Regionen saldieren, da sie sich zum Teil gegenseitig ausgleichen. Dieser Umstand ist bei der Dimensionierung der Netzbestandteile und damit auch bei der Kostenkalkulation von Stromtransportleistungen von Bedeutung.

---

<sup>21</sup> Pfaffenberger (1993), S. 130

<sup>22</sup> Hobohm, Schlesinger (2000), S.99ff.



**Abbildung 17:** *Ausgleich von Stromflüssen im Netz*

Um die stromflußausgleichende Eigenschaft eines Stromnetzes zu veranschaulichen, ist ein Beispiel zweckmäßig: In zwei Regionen befindet sich jeweils ein Stromproduzent und ein Stromverbraucher. In Region 1 ist ein großer Produzent  $P_{gr}$  und ein kleiner Verbraucher  $V_{kl}$  ansässig. In Region 2 findet sich ein kleiner Produzent  $P_{kl}$  und ein großer Verbraucher  $V_{gr}$ . Der große Produzent  $P_{gr}$  aus Region 1 versorgt den großen Verbraucher  $V_{gr}$  in Region 2. Wichtig ist hier, daß der Stromtransport über eine dezidierte Leitung vorgenommen wird, die nur  $P_{gr}$  und  $V_{gr}$  verbindet. Der kleine Produzent  $P_{kl}$  aus Region 2 versorgt den kleinen Verbraucher  $V_{kl}$  in Region 1. Auch hier existiert eine direkte Leitungsverbindung. Die Stromflüsse sind in der oberen Abbildung mit A und B bezeichnet. Werden nun die Direktverbindungen zwischen  $P_{gr}$  und  $V_{gr}$  sowie zwischen  $P_{kl}$  und  $V_{kl}$  durch Verbindungen zwischen  $P_{gr}$  und  $V_{kl}$  sowie zwischen  $P_{kl}$  und  $V_{gr}$  ergänzt, Produzenten und Verbraucher also auch innerhalb der Regionen 1 und 2 verbunden, spricht man von einem Stromnetz. Diese Vernetzung sorgt für eine

Veränderung der Stromflüsse. Der Bedarf von  $V_{kl}$  wird von  $P_{gr}$  gedeckt (Stromfluß D), der Bedarf von  $V_{gr}$  zum Teil von  $P_{kl}$  (Stromfluß E) und zum andern Teil von  $P_{gr}$  (Stromfluß C zwischen Region 1 und Region 2). Zunächst wird also innerhalb der Regionen geliefert, nur zum Transport eines Liefersaldos zwischen den Regionen ist ein Leitungsstrang nötig. Dieser kann kleiner dimensioniert sein als im oberen Teil der Abbildung.

Wären  $V_{gr} = V_{kl}$  und  $P_{gr} = P_{kl}$  flösse überhaupt kein Strom zwischen Region 1 und 2. Die kommerziellen Verbindungen zwischen  $P_{gr}$  und  $V_{gr}$  bzw. zwischen  $P_{kl}$  und  $V_{kl}$  spiegeln sich also nicht in den physikalischen Gegebenheiten wider. Die Ausgleichseigenschaft von Stromnetzen ist umso größer, je mehr Teilnehmer angeschlossen sind und je homogener Produktion und Verbrauch in den Regionen durchmischte sind. Diese Ausgleichseigenschaft ist ein Grund dafür, das es sich bei Stromnetzen um natürliche Monopole handelt.

Wenn davon ausgegangen werden kann, daß ans Netz angeschlossene Verbraucher unterschiedliche Lastprofile haben, das heißt unterschiedliche Leistung und damit auch Transportkapazität über die Zeit nachfragen, findet hier eine Durchmischung statt, die ebenfalls für natürliche Monopole spricht.<sup>23</sup> Ein dritter wichtiger Grund sind steigende Skalenerträge in der Produktion.<sup>24</sup>

Das Stromnetz gliedert sich in drei Netzebenen: Hoch- (110-220 kV), Mittel- (10-20 kV), Niederspannung (400V). Der Grund für die Anwendung verschiedener Spannungsbereiche liegt in der Tatsache, daß sich hohe Leistungen bei herkömmlichen Leitungsquerschnitten nur mit hohen Spannungen wirtschaftlich transportieren lassen. Niederspannungstransporte würden sehr große und damit teure und im Freileitungsbau kaum handhabbare Leitungsquerschnitte erfordern. Die Verbraucher jedoch sind auf die Belieferung mit Niederspannung angewiesen, da die Geräte aus technischen und Sicherheitsgründen meist mit Niederspannung arbeiten. Die Transformation zwischen den Spannungsebenen ist problemlos möglich. Hochspannungsnetze haben meist Übertragungsfunktion zwischen den Regionen, um Ungleichgewichte zwischen lokalem

---

<sup>23</sup> Perner, Riechmann (1998), S.42. Weitere hier angeführte Gründe für die Existenz natürlicher Monopole sind geringere Reservekapazitäten, Größendegression und Verminderung des Investitionsrisikos.

<sup>24</sup> Pfaffenberger (1993), S.51ff.

Verbrauch und Produktion auszugleichen. So sind Kraftwerke häufig an Flüssen gebaut, um den Wasserweg als Transportweg für den Primärenergieträger und die Wassermasse als Kühlmittel nutzen zu können. Zum Teil haben Hochspannungsnetze nicht nur Übertragungsfunktion zwischen den Regionen, sondern auch eine Verteilungsfunktion innerhalb der Regionen.<sup>25</sup> Das Mittelspannungsnetz hat die Verteilung des Stroms in den Regionen, das Niederspannungsnetz die Verteilung in den Straßenzügen zur Aufgabe. Hochspannungsleitungen werden grundsätzlich oberirdisch verlegt, Mittelspannungsleitungen ebenfalls vorwiegend oberirdisch. In Ortschaften existieren auch unterirdisch verlegte Mittelspannungsleitungen. Niederspannung wird meist als Erdkabel gelegt.

Durchleitungs- oder Netznutzungsentgelte im Strombereich umfassen in aller Regel mehr als die Bereitstellung der reinen Transportkapazität. Neben dem Stromtransport werden oft Leitungsverluste und Systemdienstleistungen abgerechnet<sup>26</sup> Unter Systemdienstleistungen versteht man die Dienstleistungen, die die Qualität der Versorgung bestimmen. Dazu zählen: Wiederaufbau nach Störungen, Betrieb des Netzes und der Transformatoren sowie Frequenz- und Spannungshaltung.

Die Anforderungen an Netznutzungsentgelte sind: wettbewerbsfördernd, kostengerecht, kostendeckend, diskriminierungsfrei, transparent und einfach.<sup>27</sup>

Bestandteile der Netznutzungsentgelte sind der Arbeitspreis (€ pro transportierte MWh) und der Leistungspreis (€ pro maximal eingespeiste bzw. entnommene kW). Ein Lastprofil mit „glatter“ Struktur, also möglichst wenigen und geringen Leistungsspitzen wird wegen des geringeren Leistungspreises einem Lastprofil mit erheblichen Leistungsschwankungen vorgezogen. Dies entspricht dem Grundsatz der Kostengerechtigkeit, da weniger Leitungskapazität vorgehalten werden muß.

Für die Festlegung der Berechnungsgrundlage der Netznutzung ist in manchen Ländern eine Regulierungsbehörde zuständig, wogegen der deutsche Gesetzgeber einen verhandelten Netzzugang (nTPA: negotiated Third Party Access) vorsieht.<sup>28</sup>

---

<sup>25</sup> Meier, et al. (1999), S.227

<sup>26</sup> Dennersmann, et al. (1998), S. 551ff.

<sup>27</sup> Meier et al. (1999), S.227

<sup>28</sup> Meier (1998), S.41ff.

Netznutzungsentgelte können orts-, entfernungs- oder richtungsabhängig<sup>29</sup> bestimmt werden. Ein Stromdurchleitungsentgelt ortsabhängig zu gestalten macht bei extrem unterschiedlichen regionalen Kostenstrukturen im Netz Sinn. Beispielsweise ist die Leitungsverlegung und –wartung in gebirgigen Regionen sehr viel teurer als im Flachland.

Entfernungsabhängigkeit in der Gestaltung von Stromtransporttarifen ist nur in bezug auf die Leitungsverluste zu rechtfertigen. Sonst bedeutet Entfernungsabhängigkeit eine Bevorzugung regionaler Stromproduktion, wäre also nicht diskriminierungsfrei. Richtungsabhängigkeit ist ein Mittel zur Netzentlastung in Ländern oder Regionen mit extrem unausgewogener Produktions- und Verbrauchsstruktur. So ist beispielsweise in Norwegen der Stromverbrauch um die Zentren Oslo, Bergen und Trondheim konzentriert, die Erzeugung jedoch im Wasserkraftpotential Nordnorwegens. Unter normalen Voraussetzungen wird also Strom von Nord nach Süd transportiert. Transporte von Süd nach Nord entlasten das Netz, unterliegen also geringeren Gebühren bzw. sorgen sogar für eine Vergütung an den Netznutzer.

Wichtig für die spätere Betrachtung der Preisprozesse im deutschen Strommarkt ist die Tatsache, daß ebenso wie im Erzeugungsbereich auch im Transportbereich Überkapazitäten bestehen, in der Regel also nicht mit Leitungsengpässen gerechnet werden muß.

## **2.4 Strompreisbildung**

Bei der Darstellung der Strompreisbildung ist zwischen den Strompreisen im Sinne der Stromtarife, die den Verbrauchern berechnet werden und den Strompreisen im Sinne der Kosten der Stromerzeugung für den Kraftwerksbetreiber zu differenzieren.

Bestandteile des Stromtarifs für den Endkunden sind die Komponenten Netznutzungsentgelt und der gelieferte Strom an sich. Im folgenden wird nicht mehr von Netznutzungsentgelten, sondern nur noch vom Tarif, dem Preis oder den Kosten des gelieferten Stroms die Rede sein. Der Grund hierfür ist, daß die Netze auch nach der Liberalisierung des Strommarktes (vgl. Kapitel 3.2: Neufassung des EnWG 1998) nicht im Wettbewerb stehen, ein Verbraucher also nicht die Wahl hat, welches Netz er mit

---

<sup>29</sup> Fritz et al. (1999), S.333ff.

dem Transport der von ihm verbrauchten Strommenge beansprucht. Daher sind die Netznutzungsentgelte fest. Im Bereich der Stromerzeugung dagegen besteht für den Großverbraucher nach der Liberalisierung des Strommarktes Wahlfreiheit. Er wird, da Strom ein homogenes Gut ist, seine Entscheidung für einen Versorger vom erhobenen Tarif abhängig machen. Der Tarif, den ein Stromversorger anbieten kann, ist wiederum an die Kosten der Erzeugung gekoppelt.

Oft wird zusätzlich zum Arbeitspreis, also dem Preis für die verbrauchte Strommenge, noch ein Leistungspreis erhoben. Dieser Leistungspreis bemißt sich nach den höchsten abgerufenen Spitzenlasten und ist ein Anreiz für den Verbraucher, verschiedene angeschlossene Geräte nicht parallel sondern sequentiell zu betreiben, das Lastprofil also zu glätten. Ein weiterer Anreiz für den Stromverbraucher, sein Lastprofil zu glätten, wäre die Berechnung zeitabhängiger Tarife. Hier wird für Stromverbrauch in Zeiten höherer Last auch ein höherer Arbeitspreis berechnet als in Zeiten niedriger Last im Netz. Die einfachste Variante der zeitabhängigen Tarife ist der Tag-/Nachtтарif privater Haushalte mit Zweitarifzähler. Verbilligter Nachtstrom soll die Haushalte motivieren, beispielsweise Nachtspeicheröfen zu betreiben.

Die von den Stromversorgungsunternehmen betriebenen Kraftwerke zeigen verschiedene Charakteristiken.

Grundlastkraftwerke haben hohe Fixkosten, geringe variable Kosten und geringe Vollkosten. Die Einsatzzeit dieses Kraftwerkstyps ist hoch.<sup>30</sup> Beispiele hierfür sind Kernkraftwerke mit hohen Kosten für den Bau der Anlage aber relativ geringen Kosten für den nuklearen Brennstoff. Ein Extremfall eines Grundlastkraftwerkes ist das Laufwasserkraftwerk mit variablen Kosten nahe Null.

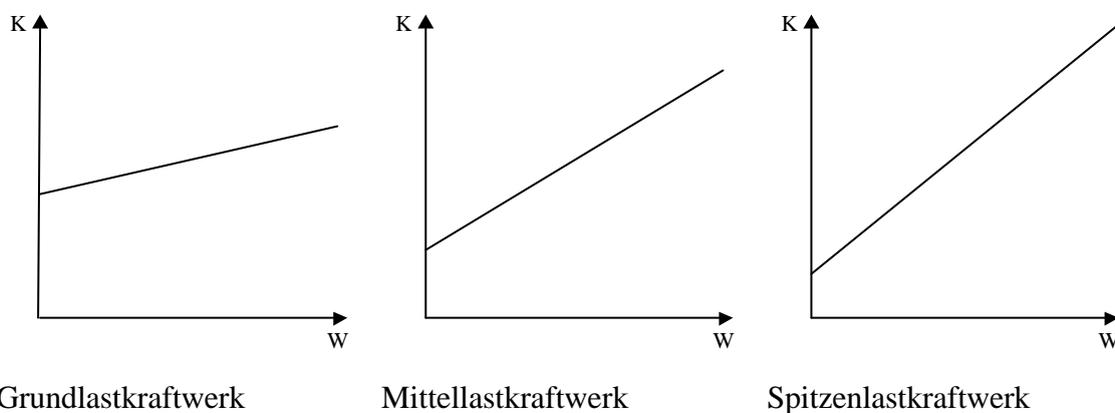
Spitzenlastkraftwerke zeichnen sich durch niedrige Fixkosten, hohe variable Kosten und hohe Vollkosten aus. Aufgrund ihrer hohen variablen Kosten ist die Einsatzzeit niedrig. Nur wenn die Nachfrage nach Strom sehr hoch ist, werden Spitzenlastkraftwerke zugeschaltet. Ein typisches Beispiel für diese Art Kraftwerk ist das Gasturbinenkraftwerk oder das Pumpspeicherkraftwerk. Das Prinzip des Gasturbinenkraftwerks wurde in Kapitel 2.1 bereits erläutert. In Pumpspeicherkraftwerken wird Wasser in Zeiten niedriger Last, zum Beispiel nachts,

---

<sup>30</sup> Vgl. Kapitel 2.1 Stromproduktion, Abb. 8 (Benutzungstunden)

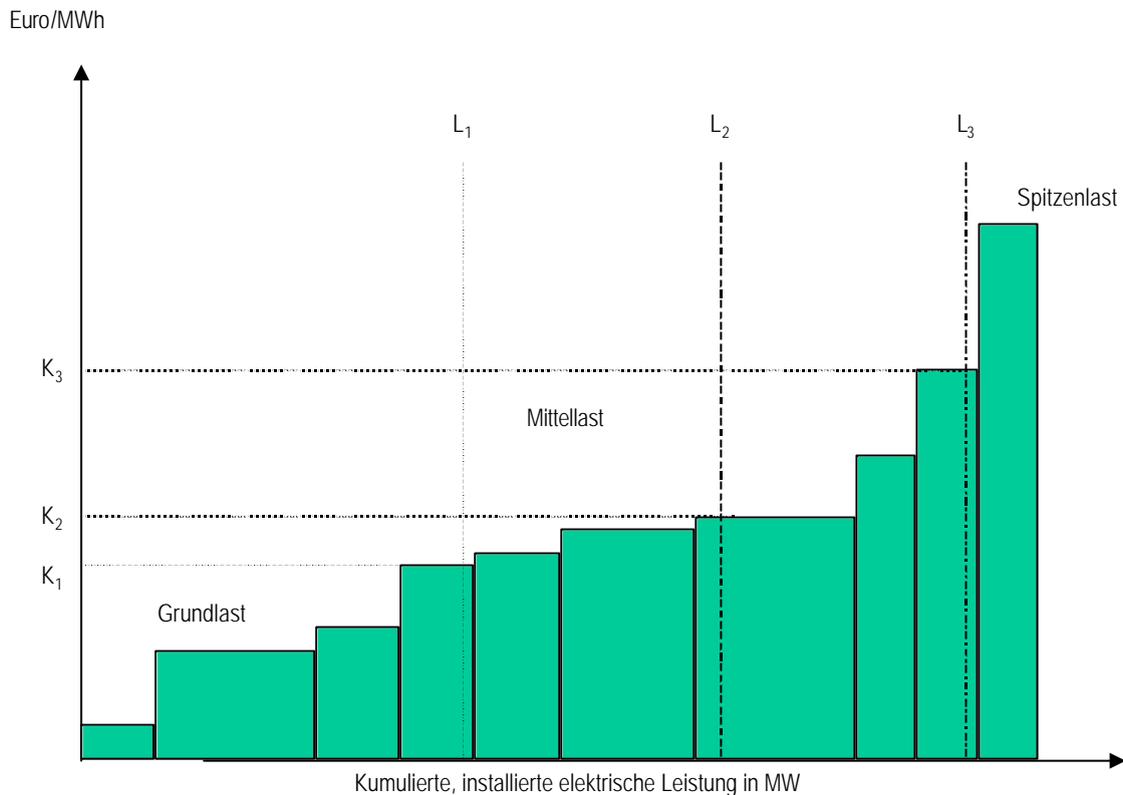
mit Pumpen in hoch gelegene Speicherbecken transportiert. In Zeiten hoher Last, etwa zur Mittagsstunde, wird das Wasser zur Elektrizitätsgewinnung über Turbinen bergab geleitet. Die mechanischen und elektrischen Verluste für das Umwandeln elektrischer Energie in Lageenergie und umgekehrt werden in Kauf genommen, um Strom in Spitzenzeiten produzieren zu können.

Eine dritte Gruppe stellen die Mittellastkraftwerke dar, die in der Höhe ihrer fixen und variablen Kosten sowie in der Einsatzzeit zwischen Grund- und Spitzenlastkraftwerken einzuordnen sind.



**Abbildung 18:** *Kostenprofile verschiedener Kraftwerkstypen*

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, unterscheiden sich die in der Stromerzeugung benutzten Kraftwerke nach der Art des verwendeten Primärenergieträgers. Zusätzlich ist noch eine Differenzierung nach Größe und Alter, den Haupteinflussfaktoren auf den Wirkungsgrad, sinnvoll. Die Kraftwerke können in Gruppen ähnlicher Grenzkosten zusammengefaßt werden und nach ihren Grenzkosten sortiert in ein Diagramm eingetragen werden. (schematisch vgl. Abb. 17).



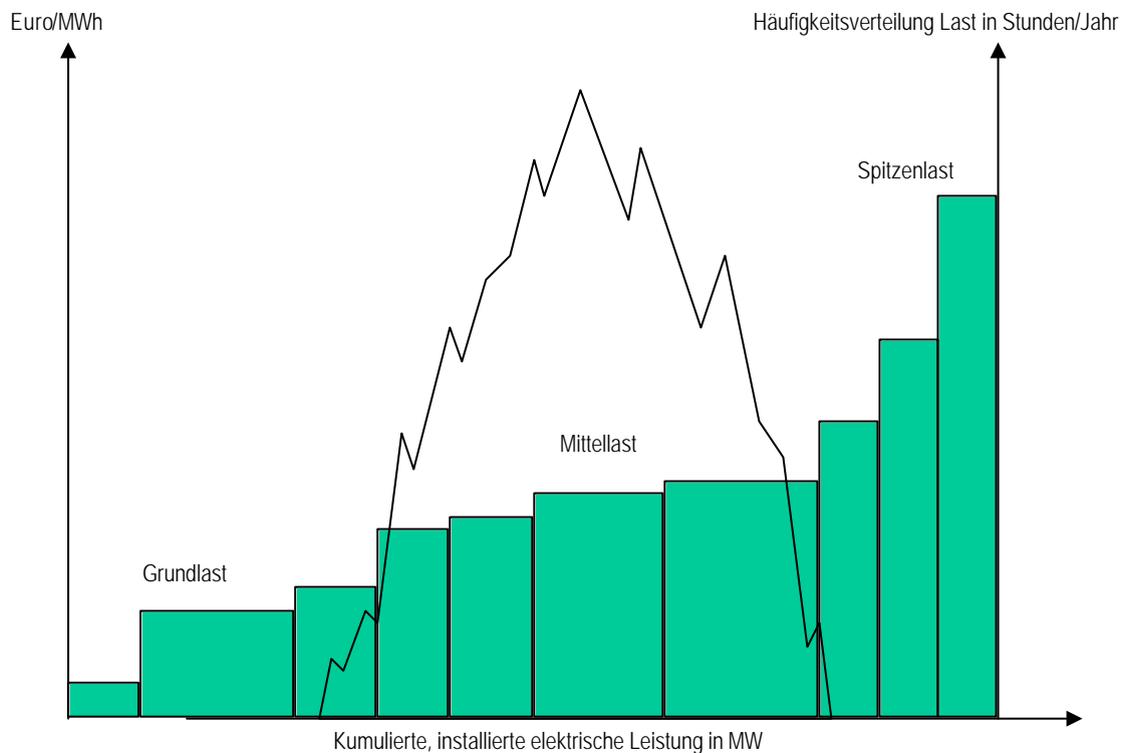
**Abbildung 19:** Grenzkosten der Kraftwerkstypen (schematisch)

Auf der Ordinate werden die Grenzkosten der Erzeugung in €/MWh abgetragen, auf der Abszisse die kumulierte, installierte Leistung in MW. In diesem Diagramm lassen sich nun die Grenzkosten der Erzeugung bei einer gegebenen Last im Netz anhand der Grenzkostenkurve ermitteln. Vereinfachend wird hier von einer Preiselastizität der Nachfrage gleich Null ausgegangen. Die Nachfrager erhalten kein Preissignal bzw. reagieren nicht darauf. Im Beispiel schneidet die Last  $L_1$  die Grenzkostenkurve bei einem Grenzkostenniveau  $K_1$ . Die höhere Last  $L_2$  schneidet die Grenzkostenkurve weiter oben im Mittellastbereich bei  $K_2$ . Die Last  $L_3$  schließlich führt zu Grenzkosten  $K_3$  im System. In Abbildung 17 ist zu erkennen, daß die Grenzkostenkurve nicht linear ansteigt, sondern der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken sehr hohe Grenzkosten verursacht. Dies führt dazu, daß bei konstanter Lasterhöhung im System der Grenzkostenanstieg überproportional groß ist.

$$\Delta_{L_1L_2} = \Delta_{L_2L_3}$$

$$\Delta_{K_1K_2} < \Delta_{K_2K_3}$$

Dieser Umstand wird bei der Analyse der tatsächlich beobachteten Strompreise noch eine Rolle spielen.



**Abbildung 20:** Grenzkosten und Häufigkeitsverteilung der Last (schematisch)

Die Grenzkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit von der Last lassen sich nicht nur für Einzelfälle wie in Abbildung 17 ermitteln, sondern auch für sämtliche stündlich anfallenden Netzbelastungen im Jahr. Dazu wird die Kurve der Häufigkeitsverteilung der Last der Grenzkostenkurve gegenübergestellt.

Zu beachten ist bei der Benutzung von Diagrammen dieser Art, daß die kumulierte, installierte Leistung nicht der tatsächlichen, abrufbaren Leistung entspricht. Zu jedem Zeitpunkt befinden sich Kraftwerke in Revision oder können aufgrund wirtschaftlicher oder technischer Gegebenheiten nicht für kurze Zeit zugeschaltet werden (Anfahrkosten und -zeit). Um jenseits der theoretischen Aussage „Die Grenzkosten steigen mit der Last im Netz“ eine praktische Aussage „Last  $L_x$  führt zum Einsatz des letzten Kraftwerkes  $KW_x$  und damit zu Grenzkosten  $K_x$ “ treffen zu können, müßte daher auf der Abszisse die Leistung der tatsächlich zur Verfügung stehenden Kraftwerke abgetragen werden. Eine Verschiebung der Grenzkostenkurve nach links wäre die

Folge. Die Information, welche Kraftwerke zur Verfügung stehen, ist seitens der Kraftwerksbetreiber allerdings nicht meldepflichtig und entsprechend kaum zu erhalten.

## **2.5 Zusammenfassung**

Um eine Einführung in den liberalisierten Strommarkt zu geben, ist es erforderlich, einige grundsätzliche physikalische Eigenschaften des elektrischen Stroms zu beschreiben. Strom läßt sich in industriellem Maßstab nicht wirtschaftlich speichern, sondern muß im gleichen Augenblick produziert und verbraucht werden. Lediglich die zur Stromproduktion verwandten Primärenergieträger wie Uran, Kohle, Gas oder Öl sind speicherbar. Auch Wasser in Staubecken von Wasserkraftwerken ist speicherbar. In Form von chemischer Energie oder Lageenergie und in Verbindung mit entsprechenden Anlagen zur Umwandlung der Energieform (Kraftwerke) läßt sich eine indirekte Speicherbarkeit darstellen.

Stromtransport ist leitungsgebunden und wird in Netzen auf verschiedenen Spannungsebenen übertragen.

Es existieren verschiedene Verfahren (Kraftwerkstypen) für die Produktion von Strom, die sich durch den benutzten Primärenergieträger unterscheiden. Deutschland verfügt über eine ausgewogene Mischung von Primärenergieträgern in der Stromversorgung.

Derzeit bestehen in Deutschland Überkapazitäten in Erzeugung und Transport.

Verschiedene Stromverbrauchergruppen zeichnen sich durch unterschiedliches Nachfrageverhalten aus. Die Gesamtnachfrage verläuft in Jahres-, Wochen- und Tageszyklen. Die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage ist gering.

Die Kostenprofile der Kraftwerkstypen sind verschieden. Damit sind die Kosten von der Last im Netz abhängig. Die Grenzkosten steigen nicht linear zur Last, sondern überproportional.

Wäre eine zuverlässige Lastprognose möglich und die Grenzkostenfunktion aller Kraftwerke am Netz bekannt, würde dies eine Preisprognose ermöglichen.

## 3 Strommarkt in Deutschland

### 3.1 Geschichte bis 1998

Die Liberalisierung des Strommarktes nahm mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes 1998 ihren Anfang. Um die Veränderungen zu veranschaulichen, ist zunächst ein Blick auf die Entwicklung des Strommarktes bis 1998 notwendig.

Die erste Fassung des Energiewirtschaftsgesetzes datiert aus dem Jahre 1935. Der Zweck dieses Gesetzes war die Regelung der privatwirtschaftlich organisierten Stromwirtschaft unter staatlicher Aufsicht in einer Weise, die die kostengünstige und sichere Versorgung der Abnehmer gewährleistet. Bestandteile dieser Regelung waren die Erfordernis von Betriebsaufnahmegenehmigungen für Stromversorger, geschlossene Versorgungsgebiete (Regionalmonopole) und eine Versorgungspflicht gegenüber den Kunden. Die Versorgung der Kleinkunden hatte zu allgemeinen Bedingungen mit einem allgemeinen Tarif zu geschehen. Für Großabnehmer waren Sonderverträge vorgesehen. Die Aufsichtsbehörde<sup>31</sup> übte eine Investitions- und Preisaufsicht aus.

1990 wurde die Verfahrensweise für Tarifgenehmigungen in der BTO Elt (Bundestarifordnung Elektrizität) festgelegt. Die Stromtarife sollten kostengerecht sein und in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander stehen.<sup>32</sup> Kostengerechtigkeit erforderte einen kombinierten Tarif aus den Bestandteilen Arbeitspreis, Leistungspreis und Verrechnungspreis. Beim Arbeitspreis handelt es sich, wie in Kapitel 2.4 schon erwähnt, um einen Preis für die verbrauchte elektrische Arbeit in kWh; beim Leistungspreis dagegen um einen Preis für die bestellte bzw. tatsächlich abgenommene Maximalleistung in kW. Der Verrechnungspreis wird für Meß- und Abrechnungsdienste erhoben. Leistungspreis und Verrechnungspreis konnten zu einem Grundpreis zusammengefaßt werden. Der aus Grund- und Arbeitspreis entstandene Durchschnittspreis durfte eine festgelegte Höchstgrenze pro verbrauchter Arbeitseinheit nicht überschreiten.

---

<sup>31</sup> Mit dieser Aufgabe wurden die Landeswirtschaftsministerien betraut

<sup>32</sup> Pfaffenberger (1993), S.64

Das ausgewogene Verhältnis der Stromtarife wurde durch Einteilung der Verbraucher in Gruppen ähnlichen Abnahmeverhaltens (Haushalte, Landwirtschaft, Gewerbe und sonstiges) sichergestellt. Industriekunden wurde die Möglichkeit zum Abschluß von Sonderverträgen zugestanden.

Ausnahmen für die Energiewirtschaft im §103 des GWB (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen) gestatteten regionale Versorgungsmonopole, die in Konzessionsverträgen mit den Gemeinden gegen die Zahlung von Konzessionsabgaben für die Nutzung öffentlicher Wege ausgehandelt wurden.<sup>33</sup> Demarkationsverträge zwischen Versorgungsunternehmen regelten die Abgrenzung der Versorgungsgebiete untereinander. Die Preisaufsicht im Bereich der Sondervertragskunden wurde durch die Mißbrauchsaufsicht des Bundeskartellamtes ersetzt. Als Maßstab für den Mißbrauch wurden fiktive Wettbewerbsbedingungen angesetzt.

Weitere die Stromwirtschaft betreffende Regelungen fanden sich vor 1998 und finden sich auch heute noch im Bauplanungsrecht (BBauG), Umweltschutzrecht (BImSchG und TA Luft) sowie im Atomrecht (AtG).

Im europäischen und außereuropäischen Ausland wurden seit Anfang der 80er Jahre etliche Vorstöße zur Liberalisierung und Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft unternommen. So bereiteten England und Wales im Rahmen des Electricity Act 1989 einen Großhandelsmarkt vor und überarbeiteten die Regulierung der Übertragungs- und Verteilungsnetze. 1990 wurden die staatlichen Stromversorgungsunternehmen privatisiert und in Stromerzeugung und Netzbetrieb aufgespalten.<sup>34</sup> Norwegen schuf 1991 durch das Energiegesetz die Voraussetzungen für einen freien Strommarkt mit der Verpflichtung der Netzbetreiber, Dritten den Zugang zum Netz zu gestatten.<sup>35</sup> 1992 wurde der staatliche Stromversorger Statkraft in eine Netzgesellschaft (Statnett) und eine Erzeugungsgesellschaft (Statkraft [neu]) aufgespalten. 1993 wurde schließlich eine Strombörse in Oslo organisiert, die zunächst ein Spotmarkt-, dann auch ein Terminmarktsegment erhielt. 1995 wurden in Finnland<sup>36</sup>, 1996 in Schweden<sup>37</sup> ähnliche

---

<sup>33</sup> Pfaffenberger (1993), S.72f. und 76f.

<sup>34</sup> Riechmann (1999), S.65f.

<sup>35</sup> Barzantny, Menges (1997), S.42 und Hope et al. (1993), S.35ff.

<sup>36</sup> Menges (1999), S.243

Reformen vollzogen, die durch den anschließenden Beitritt beider Länder zum norwegischen Strombörsensystem ergänzt wurden. In den USA trat 1992 der US Energy Policy Act in Kraft, der sogenannten „exempt wholesale generators“, neuen Marktteilnehmern, den Zugang zum Übertragungsnetz und Großhandelsmarkt gewährte. Zusätzlich bestand der Zwang zum separaten Ausweis von Strom- und Netznutzungspreis.<sup>38</sup>

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß eine Anzahl nationaler Strommärkte eine vergleichbare Entwicklung durchliefen: Aufhebung regionaler oder nationaler Monopole durch Wettbewerb in der Erzeugung, freier Zugang zum Netz, freie Wahl des Versorgers durch Verbraucher, Etablierung organisierter Märkte für Strom. Hinzu kam die (Teil-)Privatisierung vormals staatlicher Unternehmen sowie die Formulierung von Ausnahmeregeln etwa für den Schutz von Investitionen<sup>39</sup> oder regenerativer Energieträger. Der Kritik am hohen Grad vertikaler Integration der Energieversorger in vielen Ländern wurde durch Regelungen, die eine Aufspaltung dieser vertikal integrierten Unternehmen forderten, begegnet.<sup>40</sup>

Für die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft gab es in einzelnen Ländern sicher ideologische Gründe, vorherrschend war aber das Ziel, das Wohlstandsniveau der Konsumenten durch Wettbewerb zu heben.

Die Europäische Union formulierte die Erfordernis von Wettbewerb in europäischen Strommärkten im Rahmen des Binnenmarktes in der Richtlinie 96/92/EG vom 19.12.1996.<sup>41</sup> Ziele dieser Richtlinie waren ökonomische und ökologische Effizienzsteigerungen durch verbesserte Nutzung der Ressourcen bei gleichzeitiger Stärkung der Versorgungssicherheit sowie die Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes. In der Richtlinie verankerte Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele waren Erzeugungswettbewerb, Entflechtung und Transparenz der Buchführung integrierter Unternehmen sowie der freie Netzzugang Dritter. Der

---

<sup>37</sup> Barzantny, Menges (1997), S.51ff.

<sup>38</sup> Eustache (1998), S.89ff.

<sup>39</sup> Drillisch, Riechmann (1998), S.1

<sup>40</sup> Diese Unternehmen vereinigten die gesamte Wertschöpfungskette unter einem Dach: vom Handel mit Primärenergieträgern über die Stromerzeugung und die Übertragung im Hochspannungsnetz bis zur Verteilung im Mittel- und Niederspannungsnetz.

<sup>41</sup> Europäisches Parlament (1996)

Erzeugungswettbewerb sollte in zunächst drei Stufen, abhängig vom jährlichen Stromverbrauch der Abnehmer, eingeführt werden.

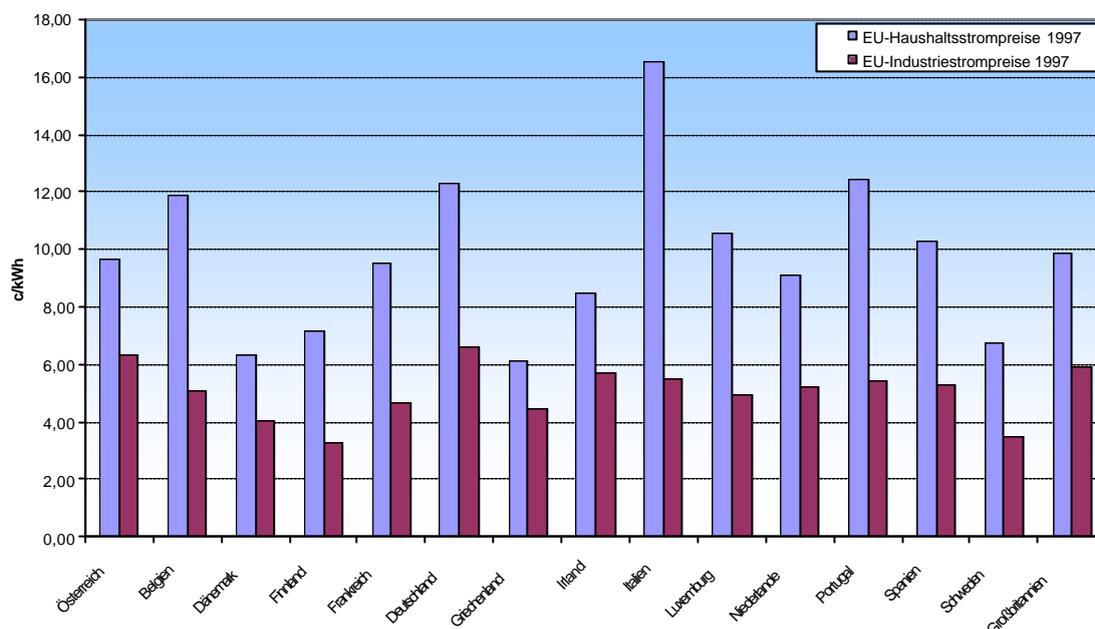
Zeitplan der Umsetzung:

Inkrafttreten der Richtlinie	19.02.1997
Umsetzungsfrist zwei Jahre	19.02.1999
Marktöffnung für Kunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von:	
40 GWh (Marktöffnung 23%)	19.02.1997
20 GWh (Marktöffnung 28%)	19.02.2000
9 GWh (Marktöffnung 33%)	19.02.2003
Europäische Kommission überprüft, ob Strommarkt weiter geöffnet werden soll	19.02.2006
<b>Tabelle 3:</b> <i>Zeitplan der EG-Binnenmarktrichtlinie „Elektrizität“<sup>42</sup></i>	

Eine allgemeine Preissenkung und eine Angleichung der unterschiedlichen Preisniveaus zwischen den Staaten der Union sollte eine Folge der Etablierung des Elektrizitätsbinnenmarktes sein. Die Unterschiede der Strompreise waren, wie in Abbildung 21 zu sehen ist, vor 1998 gravierend.

---

<sup>42</sup> VDEW (2002b)



**Abbildung 21:** EU-Haushalts- und Industriestrompreise 1997<sup>43</sup>

Haushaltsstrompreise verstehen sich hier als Nettopreise für Konsumenten mit 3300 kWh, Industriestrompreise als Nettopreise für Abnehmer mit 50 GWh Jahresverbrauch. Deutlich sichtbar sind erhebliche Strompreisunterschiede, selbst zwischen Nachbarländern wie Deutschland und Dänemark (12,31 c/kWh und 6,31 c/kWh im Haushaltsstrombereich).

### 3.2 Neufassung des EnWG 1998

Die Umsetzung der EU-Richtlinie in nationales Recht erfolgte mit der Neufassung des EnWG am 29.04.1998. Die Energieversorgungsunternehmen wurden hier verpflichtet, anderen Unternehmen diskriminierungsfrei, das heißt zu gleichen Bedingungen wie innerhalb des Unternehmens, Zugang zu ihren Netzen zu gewähren.

Auf eine Aufspaltung der Unternehmen in Erzeugung, Übertragung und Verteilung, wie sie in anderen Ländern im Rahmen der Strommarktliberalisierung vollzogen wurde, wurde in Deutschland verzichtet; lediglich getrennte Konten in der Buchführung für diese Bereiche wurden Pflicht. Die Öffnung der Netze bedeutete für den

<sup>43</sup> Europäische Kommission (1999), S.5

Stromverbraucher gleichzeitig die freie Anbieterwahl. In Deutschland wurde auf die in der EU-Richtlinie ermöglichte stufenweise Öffnung des Marktes zugunsten einer vollständigen Liberalisierung verzichtet.

Es wurde keine Regulierungsbehörde wie im Bereich der Post- und Telekommunikationsdienste eingerichtet. Stattdessen setzte man auf das Prinzip des verhandelten Netzzugangs.

Am 22.05.1998 beschlossen die beteiligten Verbände BDI, VIK und VDEW die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten.<sup>44</sup> Neben der Verbändevereinbarung als wirtschaftlichem Regelwerk existiert der von der DVG (Deutsche Verbundgesellschaft; ein Zusammenschluß der Verbundunternehmen) formulierte „Grid Code“, der die technischen Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb festlegt.<sup>45</sup>

Für die Nutzung jeder Spannungsebene und für Spannungstransformationen wurde ein entfernungsunabhängiges Entgelt, abhängig nur von Jahreshöchstleistung und Benutzungsstunden, berechnet. Lediglich für Stromtransporte auf der Übertragungsnetzebene wurde ab einer Entfernung von 100 km eine Entfernungskomponente erhoben.<sup>46</sup> Zu den reinen Netzkosten kamen Systemdienstleistungsentgelte und Ausgleich für Netzverluste hinzu. Jeder Stromtransport mußte mit den Netzbetreibern zwischen Ein- und Ausspeisungspunkt separat verhandelt werden. Diese Tatsache führte zu hohen Transaktionskosten und überdies noch zu einer Benachteiligung einmaliger, volumenmäßig kleinerer Stromtransporte, wie sie für den Börsenhandel typisch sind.

Das Fehlen einer Regulierungsbehörde bedeutet, daß für wettbewerbswidriges Verhalten das Bundeskartellamt zuständig ist. Bald nach Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes und der Verbändevereinbarung stellte sich heraus, daß die Komplexität der Abwicklung von Stromtransporten bei den Netzbetreibern sowohl einen echten Wettbewerb um kleine und mittelgroße Endkunden als auch das Entstehen einer Strombörse verhinderte.

---

<sup>44</sup> BDI, VIK, VDEW (1998)

<sup>45</sup> DVG Deutsche Verbundgesellschaft (1998a) und (1998b)

<sup>46</sup> DVG (1998c), S.11f.

### 3.3 Entwicklung seit 1998

#### 3.3.1 Verbändevereinbarung 2 und 2+

Um die Ziele des EnWG von 1998, insbesondere den diskriminierungsfreien Netzzugang, umzusetzen, bedurfte es noch zweier Korrekturen der Verbändevereinbarung.

Am 13.12.1999 trat die Neufassung der Verbändevereinbarung (VV2)<sup>47</sup> in Kraft, die einen entfernungsunabhängigen „Briefmarkentarif“ für eine Nord- und eine Südzone des deutschen Verbundnetzes festlegte.<sup>48</sup> Der Saldo der interzonalen Transporte wurde mit 0,25 Pf/kWh belastet und auf alle interzonalen Transporte umgelegt. Beide Zonen waren nach wie vor in die Übertragungsnetzbereiche der acht großen Verbundunternehmen unterteilt. Stromversorger oder Händler mußten ihre Kunden innerhalb jedem dieser acht Übertragungsnetzbereiche zu sogenannten Bilanzkreisen zusammenfassen und für eine ausgeglichene Bilanz an eingespeister und entnommener Strommenge sorgen. Nicht mehr der einzelne Stromtransport wie unter der Regelung der VV1, sondern der Anschluß des Abnehmers an das Stromnetz wurde in Abhängigkeit von der benutzten Spannungsebene bezahlt. Schließlich wurde auch die Teilung des Netzes in zwei Zonen fallengelassen, so daß in Deutschland gegenwärtig ein vollständig entfernungsunabhängiger Tarif besteht, der den physikalischen Gegebenheiten der Durchmischung Rechnung trägt. Eine Ortsabhängigkeit besteht jedoch aufgrund unterschiedlicher regionaler Anschlußtarife, die mit den regionalen Kosten des Netzbetriebes zusammenhängen. Diskriminierungsfrei ist diese Lösung aber im Unterschied zur Regelung in der VV1 insoweit, als für die Kosten der Versorgung eines Verbrauchers unerheblich ist, in welcher Entfernung sein Produzent ansässig ist.

---

<sup>47</sup> BDI, VIK, VDEW (1999)

<sup>48</sup> Zur wettbewerbshemmenden Wirkung der VV1: Hinz, H.-J.; Klafka, P. (1997), S.84ff.

Die Nordzone bestand aus den Übertragungsnetzbereichen von HEW, PreussenElektra, VEW, Bewag und VEAG. Die Südzone wurde aus den Übertragungsnetzbereichen von RWE, EnBW und Bayernwerk gebildet.

Eine weitere Modifikation erfuhr die Berechnung der Netznutzungsentgelte mit der Verbändevereinbarung 2+ vom 13.12.2001.<sup>49</sup> Bewährte Elemente wie das Bilanzkreisprinzip und die Entfernungsunabhängigkeit wurden beibehalten. Dem Ziel besserer Vergleichsmöglichkeiten bei Netznutzungsentgelten konnte durch die Bildung von 18 Strukturklassen nach Einwohner- und Netzdichte sowie Verkabelungsgrad entsprochen werden. Die angestrebte Erleichterung des Versorgerwechsels durch Privatkunden wurde durch Einführung von Standard-Lastprofilen in der VV2+ erreicht.

### **3.3.2 Kernenergieausstieg**

Eine wichtige Entwicklung im Strommarkt stellt die Vereinbarung der Bundesregierung und der großen Energieversorger über den Ausstieg aus der Kernenergie, die am 11.06.2001 unterzeichnet und in der Novelle des Atomgesetzes vom Dezember 2001 umgesetzt wurde, dar.<sup>50</sup> Inhalte dieser Vereinbarung sind vor allem die Festlegung der Stromproduktionsmenge bis zum endgültigen Abschalten der Kernkraftwerke<sup>51</sup>, die Garantie eines politisch ungestörten Betriebs, die Wiederaufnahme der Brennelementtransporte und die Aufrechterhaltung der Endlagerprojekte.<sup>52</sup> Die Abschaltung der Kernkraftwerke, die ca. 30% der deutschen Stromproduktion erbringen, erfordert massive Energieeinsparungen oder Substitution durch andere Energieträger. In Betracht kommen hier erneuerbare Energien, die nach derzeitigen Maßstäben noch nicht wirtschaftlich arbeiten oder der Einsatz fossiler Energieträger, die einem weiteren Umweltschutzziel, nämlich der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, zuwiderlaufen.

### **3.3.3 EEG, KWK-Gesetz und Braunkohleschutzklausel**

Ausnahmen von der Liberalisierung der nationalen Strommärkte gestattet die EU-Richtlinie ausdrücklich in Artikel 8 (3): „Der Mitgliedsstaat kann dem Betreiber des Übertragungsnetzes zur Auflage machen, daß er bei der Inanspruchnahme von

---

<sup>49</sup> BDI et al. (2001)

<sup>50</sup> Schiffer (2002), S.171

<sup>51</sup> ca. 2600 TWh, die zwischen einzelnen KKW übertragen werden können. Die durchschnittliche Restlaufzeit beträgt ca. 32 Jahre.

<sup>52</sup> BMWi (2002a), S.7ff.

Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Koppelung arbeiten.“<sup>53</sup>

In deutsches Recht umgesetzt wurde dies durch das EEG und das KWK-Gesetz.

Das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 01.04.2000) regelt die Abnahmepflicht für Netzbetreiber und die Vergütung für den Anlagenbetreiber. Die Vergütung für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas, Biomasse, Geothermie, Windkraft oder Solarenergie übertrifft die durch konventionelle Kraftwerke entstehenden Strompreise deutlich. So werden zum Beispiel für Wasserkraft mindestens 13 Pf/kWh vergütet, für Photovoltaikstrom sogar mindestens 99Pf/kWh. Die Vergütungszahlungen werden von den Netzbetreibern auf die Ebene der Verbundnetzbetreiber abgewälzt und von diesen auf die im gesamten deutschen Netz verbrauchte Strommenge, und damit auf jeden Verbraucher, umgelegt.

Nicht erfasst sind Großanlagen von über 5 MW bei Wasserkraft-, Deponiegas- und Klärgasanlagen und über 20 MW bei Biomasse sowie Anlagen, die sich zu mindestens 25% im Eigentum der Bundesrepublik oder eines Bundeslandes befinden. Ergänzend zur deutschen Gesetzgebung im Bereich der Erneuerbaren Energien ist die „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ des Europäischen Parlamentes und des Ministerrates aus dem Jahr 2001. Hier ist eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien der Stromerzeugung in der EU von 13,9% in 1997 auf 22% in 2010 festgelegt. Der deutsche Anteil an diesem Ziel entspricht einer Erhöhung von 4,5% in 1997 auf 12,5% in 2010.

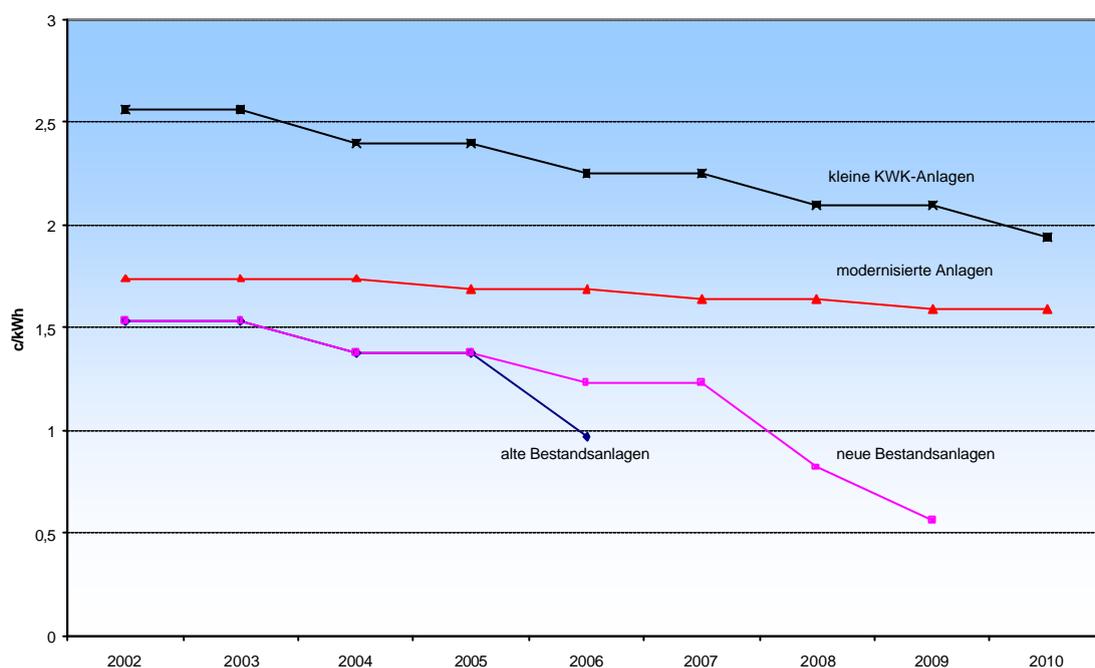
Sinkende Strompreise als Folge der Strommarktliberalisierung in Verbindung mit steigenden Öl- und Gaspreisen seit 1999 gefährdeten die Wirtschaftlichkeit bestehender Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen.<sup>54</sup> Neben einer Bevorzugung gegenüber anderen Erzeugungsarten im Rahmen der Ökosteuerreform wurde die erste Fassung des KWK-Gesetzes (Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Koppelung vom 18.05.2000, auch „KWK-Vorschaltgesetz“) verabschiedet. Bestehende KWK-Kraftwerke durften Strom aus Kraft-Wärme-Koppelung zu oberhalb der Marktpreise liegenden Konditionen an den Netzbetreiber verkaufen.

---

<sup>53</sup> Europäisches Parlament (1996): Kapitel IV, Artikel 8 (3)

<sup>54</sup> Schiffer (2002), S.171

Eine weitergehende Förderung der Kraft-Wärme-Koppelung, nicht zuletzt vor dem Hintergrund eines CO<sub>2</sub>-Reduktionsziels von 45 Mio t pro Jahr in der Energiewirtschaft, wurde in der zweiten Fassung des KWK-Gesetzes (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung vom 01.04.2002, auch „KWK-Modernisierungsgesetz“) beschlossen. Betreiber von KWK-Anlagen erhalten einen Zuschlag zum Strompreis, der nach Größe und Alter der Anlage gestaffelt ist.



**Abbildung 22:** KWK-Zuschlag 2002-2010

Im Rahmen des KWK-Gesetzes wird ein Gesamtfördervolumen von 4,45 Mrd. € angestrebt, das bei hoher produzierter Strommenge des gesamten KWK-Sektors den Förderzeitraum der Einzelanlage reduzieren kann.<sup>55</sup>

Eine weitere Besonderheit des deutschen Energierechts neben EEG und KWK-Gesetz ist die Braunkohleschutzklausel: Netzbetreiber in den neuen Bundesländern durften den Netzzugang verweigern, wenn dadurch die Verstromung von Braunkohle aus den neuen Ländern gefährdet wäre. Diese Ausnahme war zunächst bis zum 31.12.2003 befristet. Im Rahmen der VEAG-Übernahme wurde durch die HEW eine vertragliche Zusage an die Bundesregierung gegeben, für ein ausreichendes Maß an Braunkohleverstromung zu

<sup>55</sup> Schiffer (2002), S.172 und KWK-Gesetz vom 19.03.2002, §5 (2)

sorgen. Daher wird die Braunkohleschutzklausel im Laufe des Jahres 2002 abgeschafft und der Strommarkt auch in den neuen Ländern endgültig liberalisiert werden können.

### 3.3.4 Marktstrukturen

Durch grenzüberschreitenden Stromhandel, Unternehmensfusionen und –kooperationen erfolgte eine Europäisierung des Strommarktes. Auch innerhalb Deutschlands nahm die Marktkonzentration zu. So wurden im Zeitraum von 1998 bis 2002 aus ursprünglich acht Verbundunternehmen nur mehr vier. Die Muttergesellschaften von PreussenElektra (VEBA) und Bayernwerk (VIAG) fusionierten zu E.On. Die Essener RWE, größter deutscher Stromversorger, übernahm die VEW aus Dortmund. Beim erst 1997 aus der Fusion von Badenwerk und Energie-Versorgung Schwaben hervorgegangenen südwestdeutschen Stromversorger EnBW erwarb der französische Staatskonzern EDF 34,5% der Anteile. Der schwedische Staatskonzern Vattenfall übernahm die Mehrheit bei der Hamburger HEW und beteiligte sich an Bewag und VEAG.<sup>56</sup> Zusammen mit dem gleichfalls übernommenen Braunkohleförderunternehmen Laubag strebt Vattenfall die Bildung einer „Neuen Kraft“ auf dem deutschen Strommarkt unter der Marke „Vattenfall Europe“ an.

Auch im Bereich der Regionalversorger und Stadtwerke ist eine Konzentrationstendenz durch Unternehmenszusammenschlüsse seit 1998 erkennbar.

Als Beispiel für das von der Gesetzgebung vorgesehene „Unbundling“, die Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung, kann die Entwicklung der Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, stehen. EnBW ist durch die Fusion zweier Verbundunternehmen in Baden-Württemberg entstanden. Bei der Festlegung der zukünftigen Struktur des neuen Konzernes konnte erstmals auf die Erfordernisse des kommenden liberalisierten Strommarktes eingegangen werden. Über die Vorgaben des EnWG hinaus, eine getrennte Buchführung zu schaffen, wurden spezialisierte Einzelgesellschaften gegründet bzw. umfirmiert:<sup>57</sup> EnBW Vertriebsgesellschaft mbH, EnBW Gesellschaft für Stromhandel mbH, EnBW Transportnetze AG und EnBW Kraftwerke GmbH. Die ursprünglichen Regionalversorger Energie-Versorgung

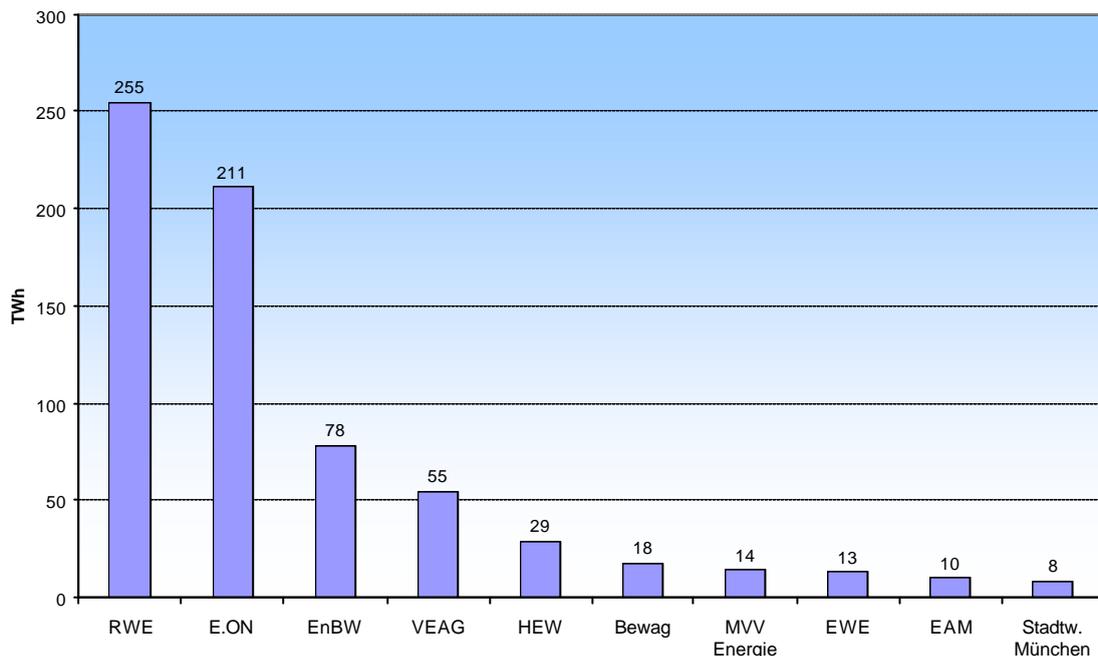
---

<sup>56</sup> o.V. (2001b), S.16

<sup>57</sup> DVG (1998c), S.45

Schwaben AG und Badenwerk AG blieben als Regionalversorgungsunternehmen erhalten.

Abbildung 23 zeigt die in Stromabsatz und Stromhandel größten Stromversorger Deutschlands nach den Fusionen von PreussenElektra und Bayernwerk zu E.On und der Übernahme von VEW durch RWE.



**Abbildung 23:** Die zehn größten Stromversorger in Deutschland 2000.<sup>58</sup>

### 3.3.5 Strompreisentwicklung

Die seit 1998 erwarteten Strompreissenkungen lassen sich im Haushaltsbereich nicht oder nur geringfügig beobachten. Offensichtlich geben die Versorgungsunternehmen die Preissenkungen im Großhandelsbereich nicht an die Haushaltskunden weiter. Die geringe Wechselbereitschaft der Haushaltskunden zu kostengünstigeren Anbietern deutet auf hohe Transaktionskosten hin.

Im Bereich der Industriekunden sind die Strompreise nach einer Erhebung des Bundeswirtschaftsministeriums um ein knappes Drittel gesunken. Neue Lieferverträge

<sup>58</sup> VDEW (2002a)

werden zu erheblich günstigeren Preisen als vor der Liberalisierung abgeschlossen, bestehende Lieferverträge zum Teil nachverhandelt. Langfristige Versorgungsverträge ohne Escape-Klauseln sind bei großen Stromkunden kaum noch durchsetzbar.<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> VIK (1999b), S.81

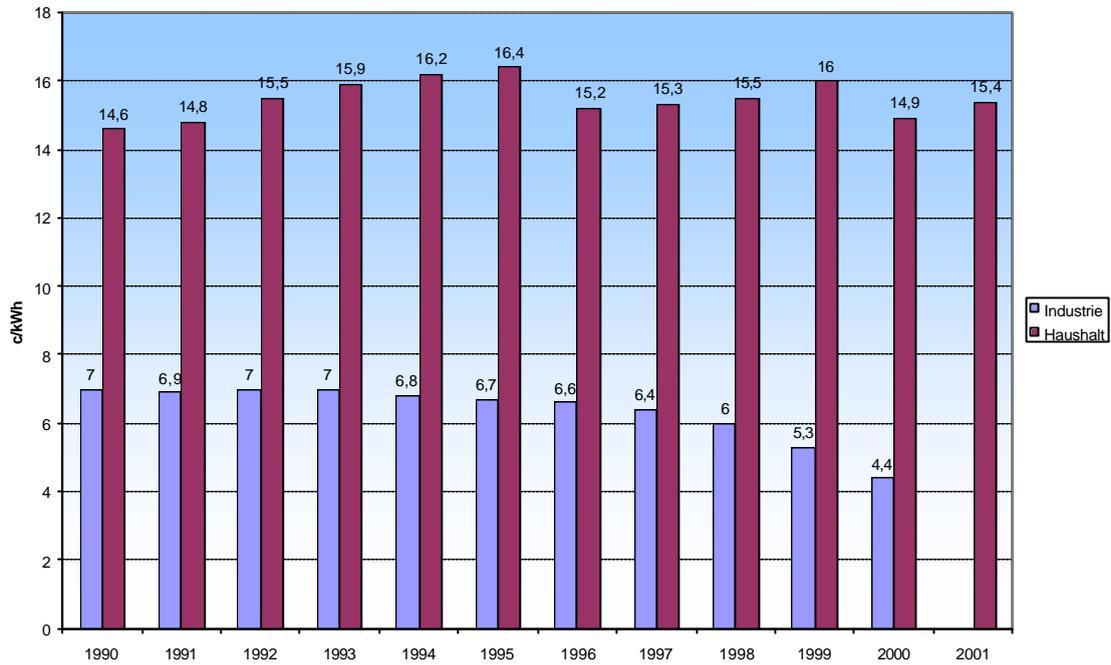


Abbildung 24: Industrie- und Haushaltsstrompreise 1990-2001<sup>60</sup>

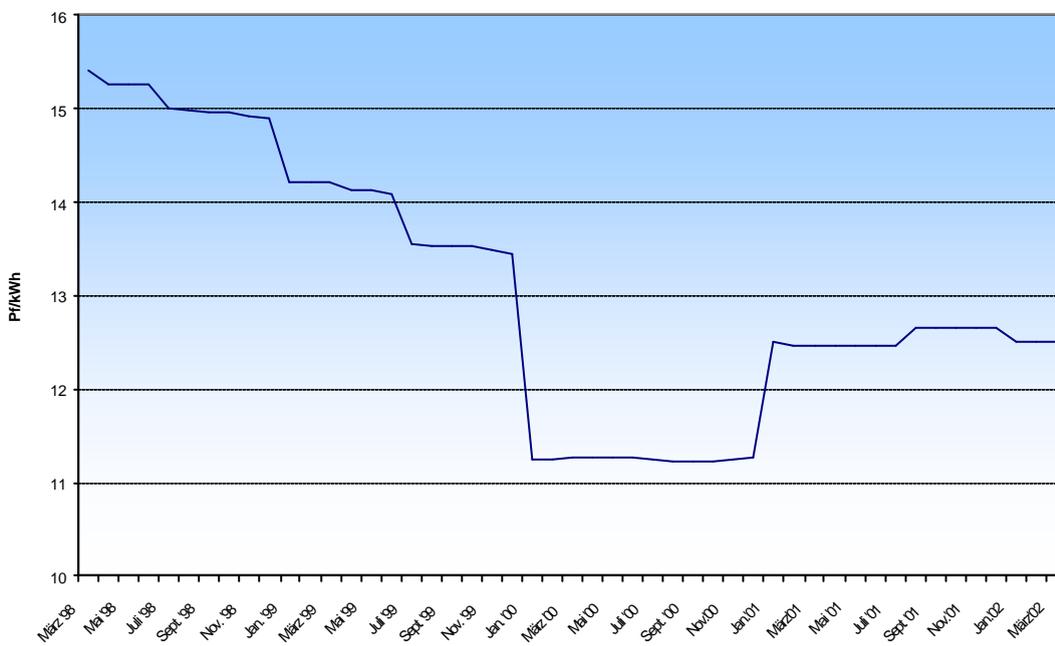


Abbildung 25: Dow-Jones-VIK-Index 1998-2002<sup>61</sup>

<sup>60</sup> BMWi (2002b), S. 2 (Für 2001 noch keine Industriestrompreise veröffentlicht)

<sup>61</sup> VIK (2002). Im April 2002 wurde der Dow-Jones-VIK-Index eingestellt

Ein Abbild der Strompreisentwicklung für Großverbraucher seit der Strommarktliberalisierung ist der monatlich erhobene Dow Jones/VIK-Strompreisindex. Der Index bezieht sich auf Durchschnittsstrompreise für industrielle Endkunden in einer Region eines Verbundunternehmens, errechnet aus den Strompreisen einer Auswahl von Elektrizitätsversorgungsunternehmen in dieser Region. In die Berechnung gehen Preise ohne Stromsteuer und ohne Mehrwertsteuer ein. Ab Januar 2001 schließen die Werte die Mehrbelastungen aus KWK-Gesetz und EEG ein. In der Abbildung sind die Strompreise in den vier Jahren von März 1998 bis März 2002 zu sehen. Von März 98 bis Juni 2000 sinkt der Index von ca. 15 auf ca. 11 Pf/kWh, um die letzten zwei Jahre etwa auf diesem Niveau zu verharren.<sup>62</sup> Hierbei ist zu berücksichtigen, daß die Strompreise für Industriekunden aus der Transportkomponente und der Erzeugungskomponente bestehen, wobei nur die Stromerzeugung im Wettbewerb steht. Die durch die Liberalisierung des Strommarktes erfolgte Preisreduktion auf der Erzeugerseite wird relativ größer ausgefallen sein.

### 3.3.6 Strombörsenprojekte

Auf die Erfahrung in anderen zuvor liberalisierten Strommärkten zurückgreifend, wurden zahlreiche Initiativen zur Gründung von Strombörsen ergriffen. Neben dem sich schnell entwickelnden Telefonhandel und privaten elektronischen OTC-Handelsplattformen sollten neugegründete, spezialisierte Strombörsen (APX in Amsterdam, LPX in Leipzig), neue Marktsegmente bestehender Warenterminbörsen (WTB Hannover), oder Marktsegmente bestehender Wertpapierbörsen (RWB Düsseldorf, EEX Deutsche Börse Frankfurt) einen Teil des deutschen Stromhandels abwickeln. Die Börsenprojekte der Warenterminbörse Hannover und der Börse Düsseldorf blieben im Planungsstadium, die Strombörsen APX, LPX und EEX nahmen jedoch 1999 und 2000 den Betrieb auf.

### 3.3.7 Marktöffnung in der EU

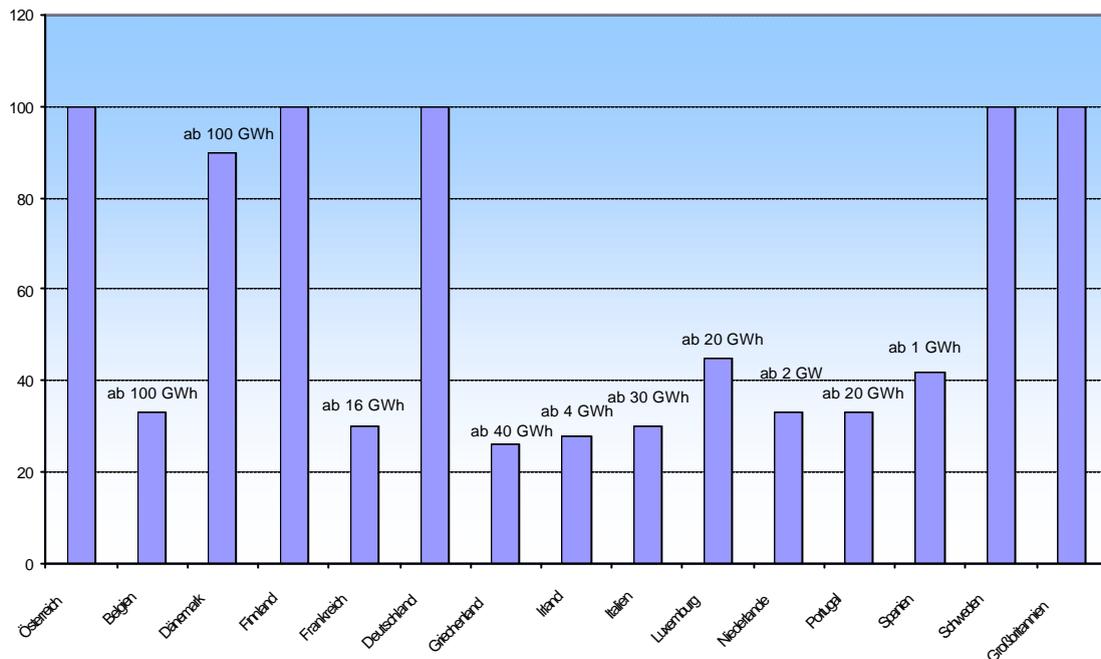
Die Vorgaben zur Marktöffnung der EU-Richtlinie (siehe Tabelle 3) waren zum 19.02.1997: 40 GWh (Marktöffnung 23%), zum 19.02.2000: 20 GWh (Marktöffnung

---

<sup>62</sup> bereinigt um die KWK- und EEG-Belastungen

28%) und zum 19.02.2003: 9 GWh (Marktöffnung 33%). Belgien und Irland werden aufgrund von Besonderheiten im nationalen Strommarkt jeweils ein Jahr, Griechenland sogar zwei Jahre mehr Zeit zur Umsetzung zugebilligt.<sup>63</sup>

Zum 31.12.2001 stellt sich die nationale Umsetzung folgendermaßen dar:



**Abbildung 26:** Marktöffnung in den EU-Mitgliedsstaaten<sup>64</sup>

Nur Griechenland mit 26% Marktöffnungsgrad bleibt aufgrund seiner Ausnahmeregelung unterhalb der EU-Vorgaben der ersten Stufe; Irland erfüllt sie mit 28% exakt. Wie auch Griechenland und Irland müssen Italien (30%) und Frankreich (30%) ihre nationalen Strommärkte bis zur nächsten Stufe der EU-Richtlinie am 19.02.2003 weiter öffnen. Belgien, Niederlande und Portugal mit jeweils 33% Marktöffnungsgrad erfüllen diese Stufe schon zum 31.12.2001. In Österreich, Finnland, Deutschland, Schweden und Großbritannien ist der Strommarkt ohne Berücksichtigung

<sup>63</sup> Europäisches Parlament (1996), Kapitel VIII, Artikel 27 (2)

<sup>64</sup> Schmitt (2001), S.96. In Dänemark sind zusätzlich zu allen Verbrauchern mit einem Mindeststromverbrauch von 100 GWh pro Jahr alle Verteilerunternehmen eingeschlossen. In den Niederlanden ist das Kriterium für die Marktöffnung nicht der Jahresstromverbrauch, sondern die maximale Leistungsaufnahme des Verbrauchers von mindestens 2 GW.

der Größe des Verbrauchers zu 100% geöffnet. Die unterschiedlichen Fortschritte bei der Marktöffnung haben Konsequenzen für den internationalen Stromhandel, da bestimmte Elektrizitätslieferungen aus Staaten geringen Marktöffnungsgrades in Staaten höheren Marktöffnungsgrades unter Hinweis auf die Reziprozitätsklausel untersagt werden können.<sup>65</sup>

### 3.4 Zusammenfassung

1997 trat die EU-Richtlinie zur Strommarktliberalisierung in Kraft. Hier wurden in Ländern wie England, Norwegen oder den USA gemachte Erfahrungen mit dem Ziel, Wettbewerb in der Stromerzeugung zu schaffen, verbindlich für Europa festgeschrieben. In deutsches Recht umgesetzt wurden die Vorgaben der EU-Richtlinie 1998 mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes.

Durch Verbändevereinbarungen zur Ermittlung von Netznutzungsentgelten sowie durch Ausnahmeregelungen für Kraft-Wärme-Koppelung und erneuerbare Energien wurden die Rahmenbedingungen für die deutsche Stromwirtschaft ergänzt. Die wichtigsten Elemente eines liberalisierten Strommarktes sind Wettbewerb in der Erzeugung, freier Zugang zu Übertragungs- und Verteilungsnetz für alle Stromversorger und die freie Wahl des Stromversorgers für den Kunden.



**Abbildung 27:** *Elemente der Strommarktliberalisierung*

Abweichend von der Vorgabe der EU-Richtlinie, die eine dreistufige Liberalisierung nach Verbrauchergröße gestaffelt vorsieht, ist die Marktöffnung in Deutschland durch das Energiewirtschaftsgesetz unbeschränkt.

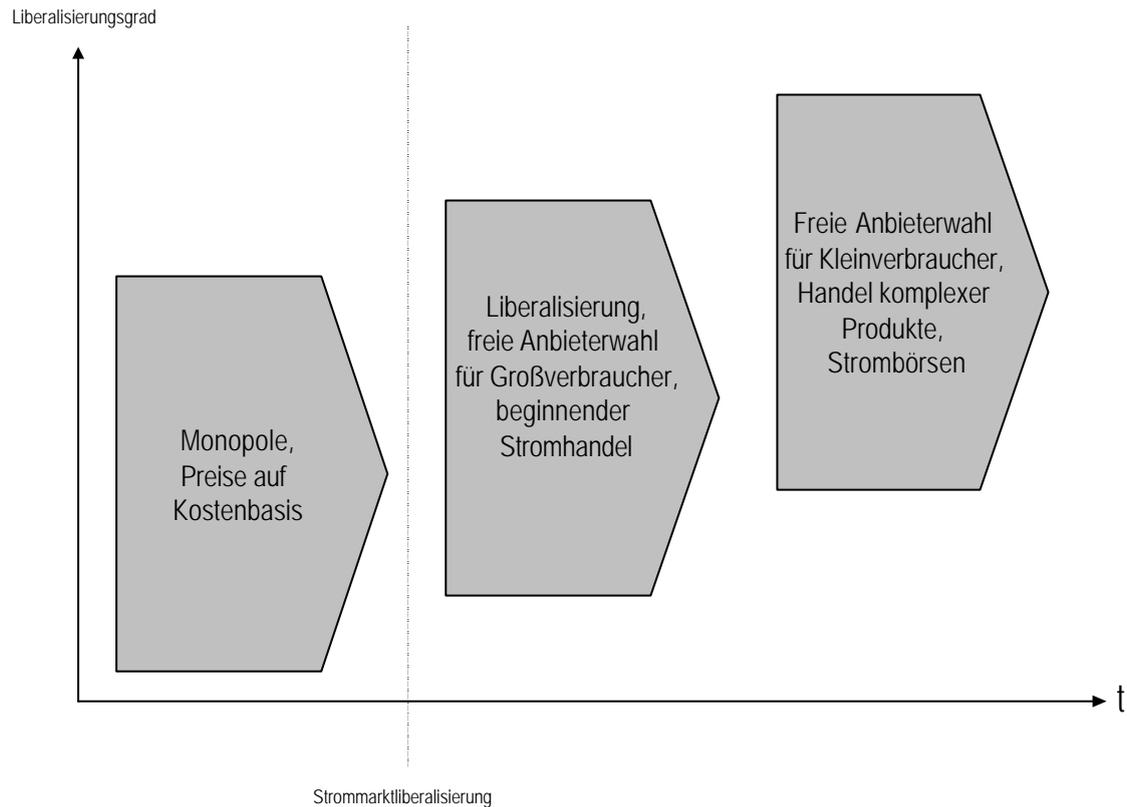
Bei den Unternehmen der Stromwirtschaft in Deutschland ist die Tendenz zu größeren Einheiten durch Zusammenschlüsse und Kooperationen zu erkennen.

---

<sup>65</sup> Europäisches Parlament (1996), Kapitel VII, Artikel 19 (5) a)

Die Strompreise sind auf Großhandelsebene und im Industriekundensegment seit der Liberalisierung erheblich gefallen. Haushaltsstrompreise sind allerdings kaum niedriger als vor 1998.

Von zahlreichen Börsenprojekten, die nach 1998 entwickelt wurden, sind nur zwei tatsächlich in Deutschland umgesetzt worden.



**Abbildung 28:** Phasenmodell der Marktentwicklung

## 4 Stromhandel und Strombörsen

Im Strombereich ist im Gegensatz zum Wertpapier- oder herkömmlichen Warenhandel kein echter Spothandel möglich, bei dem unmittelbar nach Geschäftsabschluß Wertpapiere oder Waren gegen Geld physisch oder sogar nur durch einen Buchungsvorgang getauscht werden. Strom kann nicht zu einem **Zeitpunkt** geliefert werden, sondern muß über einen **Zeitraum** definierter Länge hinweg geliefert werden. Außerdem kostet die Anbahnung einer Stromlieferung Zeit, denn nach dem Handel müssen Kraftwerkseinsatzpläne erstellt und Netzkapazitäten gebucht werden. Aus diesem Grund findet Stromhandel am Tag vor der eigentlichen Abwicklung bzw. Lieferung statt.<sup>66</sup> Die Bezeichnung „Spothandel“ ist demnach nicht korrekt, wird gleichwohl für den Handel von Lieferungen am Folgetag benutzt.

Stromhandel von weiter in der Zukunft liegenden Lieferzeiträumen wird als „Terminhandel“ bezeichnet.

Auch vor der Liberalisierung des Strommarktes wurden zwischen den Verbundunternehmen schon kurzfristige Stromhandelsgeschäfte getätigt. Es handelte sich hierbei aber hauptsächlich um gegenseitige Hilfslieferungen bei erwarteten (Revisionen) oder unerwarteten (Störfälle) Kraftwerksausfällen eines Stromerzeugers. Diese Lieferungen wurden nicht mit Geldzahlungen sondern mit physischen Gegenleistungen in späteren Zeiträumen abgegolten. Der Nutzen des Stromhandels lag also nicht in wirtschaftlicher sondern in technischer Optimierung des Kraftwerkseinsatzes.

Mit den Umwälzungen in Folge der Strommarktliberalisierung 1998 wurden Erfahrungen aus anderen Ländern umgesetzt und Stromhandelsgeschäfte mit Preisen abgeschlossen. Diese Handelsgeschäfte wurden zunächst ausschließlich telefonisch getätigt, bezogen sich auf einfache Produkte und hatten vergleichsweise geringen

---

<sup>66</sup> Eine Ausnahme sind in manchen Ländern existierende Märkte für Regelenergie. Regelenergie gleicht die kurzfristig entstehenden Abweichungen von Stromeinspeisungen in das Netz gemäß „Fahrplan“ und tatsächlichem, per definitionem nicht prognostizierbaren Teil des Stromverbrauchs aus. Trotzdem wird auch hier der Handel von Lieferungen am Folgetag („Day-ahead-Handel“) als „Spotmarkt“ bezeichnet.

Umfang.<sup>67</sup> Die anfangs gehandelten Produktkategorien waren „Base“ und „Peak“. „Base“ beschreibt eine Stromlieferung, die für alle 24 Stunden des Folgetages eine Leistung von 1 MW umfaßt.<sup>68</sup> „Base“, auch als „Grundlastband“ bezeichnet, wird für alle sieben Tage der Woche gehandelt. Neben dem Spothandel, also dem Handel für Lieferungen am Folgetag, werden im Terminhandel auch Wochen-, Monats- oder Jahreslieferungen ge- und verkauft.

Insgesamt werden also im Laufe einer Woche  $7 * 24 = 168$  MWh geliefert. Der Umfang einer Monats- bzw. Jahreslieferung hängt von der Tagesanzahl des entsprechenden Monats bzw. vom Schaltjahr ab.

„Peak“ ist eine Stromlieferung nur zu den Zeiten hoher Nachfrage, in der Regel der zwölf Stunden von 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr an den fünf Werktagen der Woche bei einer Leistung von ebenfalls 1 MW. Auch Peaklieferungen werden über längere Zeiträume wie Wochen, Monate oder Jahre gehandelt.

Der Lieferort für den OTC-Handel, der ja bei der entfernungsabhängigen Stromtransportkomponente der VV1 für den Gesamtpreis der Lieferung frei Kundenanschluß mitentscheidend war, war in aller Regel Großkrotzenburg bei Frankfurt, eine wichtige Netzkupplung im deutschen Verbundnetz. Nachdem durch das Erscheinen der Verbändevereinbarung 2 die Abwicklung von Stromlieferungen erheblich vereinfacht wurde, Einzellieferungen beispielsweise nicht mehr individuell verhandelt werden mußten und die Entfernungskomponente des Transports wegfiel, war eine wichtige Voraussetzung für den Börsenhandel mit Strom in Deutschland geschaffen.

---

<sup>67</sup> Der Handel am Telefon oder auch über private, nicht börsenmäßig organisierte elektronische Plattformen wird als OTC-Handel („Over the Counter“) bezeichnet, weil die Geschäftspartner direkt und nicht über eine zwischengeschaltete Börse handeln.

<sup>68</sup> 1 MW ist die kleinste handelbare Einheit. Jedes ganzzahlige Vielfache von 1 MW kann gehandelt werden.

Die Unterschiede des Börsenhandels vom außerbörslichen Handel sind:

<b>Börsenhandel</b>	<b>Außerbörslicher (OTC-) Handel</b>
Kein Kontrahentenrisiko durch Clearingstelle	Kontrahentenrisiko
Preise und Volumina transparent	Freiwillige Meldungen der Handelsteilnehmer
Reglementierung und Überwachung durch staatliche Börsenaufsicht	Nicht staatlich überwacht
Produkte standardisiert	Produkte auch maßgeschneidert
Anonymität gewährleistet	Offenlegung der Geschäftspartner nach Handelsschluß
<b>Tabelle 4:</b> <i>Börsenhandel und außerbörslicher Handel</i> <sup>69</sup>	

Bei der Betrachtung der Funktionen von Strombörsen muß zwischen Spotmarkt und Terminmarkt unterschieden werden.

Der **Spotmarkt** ist ein Marktplatz zur Zusammenführung von Stromangebot und – nachfrage und damit zur Anbahnung von Transaktionen und Ermittlung eines Preises. Wesentliches Merkmal einer Börse ist die Art und Weise, wie Angebot und Nachfrage zusammengeführt werden.<sup>70</sup> Im Auktionsverfahren werden alle Orders gesammelt und zu einem Zeitpunkt zur Preis-Mengen-Funktion des Angebots und Preis-Mengen-Funktion der Nachfrage aggregiert und gekreuzt. Das Ergebnis ist der markträumende Preis mit der entsprechenden Menge.

Im Gegensatz dazu besteht der fortlaufende Handel aus der Aufnahme jeder einzelnen Order ins Orderbuch und der sofortigen Ausführung, sobald eine kompatible Order einer Gegenpartei eintrifft. Beim fortlaufenden Handel sind also mehrere unterschiedliche Preise zu verschiedenen Zeitpunkten innerhalb einer Handelssitzung möglich.

Eine spezielle Art des Stromspotmarktes stellt der sogenannte Pool dar. Diese zunächst in England und Wales, inzwischen auch in anderen Ländern gewählte Marktform

<sup>69</sup> Niessen, Schweickardt (2001), S.2

<sup>70</sup> Lattemann, Zuber (2001), S.77 ff.

zeichnet sich durch Teilnahmepflicht aus. Alle Stromanbieter, oft auch alle Nachfrager müssen ihre Mengen über den Pool handeln.

**Stromterminmärkte** existieren in zwei grundsätzlichen Ausprägungsformen. Man unterscheidet zwischen physischer Lieferung und finanziellem Ausgleich. Beim Prinzip der physischen Lieferung wird ein zwischen Handelspartnern über die Börse geschlossenes Termingeschäft bei Fälligkeit durch die Lieferung der entsprechenden Strommenge erfüllt. Da bei Abschluß des Termingeschäftes bereits ein fester Preis für die in der Zukunft liegende Lieferung vereinbart wurde, ist das Termingeschäft ein Instrument des Preisrisikomanagements für die Marktteilnehmer. Da außerdem eine physische Lieferung stattfindet, kann das Termingeschäft gleichzeitig ein Mengenrisiko reduzieren.

Die im Bereich der Strombörsen häufigere Variante des finanziellen Ausgleichs verzichtet zugunsten einer vereinfachten Abwicklung auf die physische Lieferung des Stroms. Statt dessen wird die Differenz von vereinbartem Basispreis des Termingeschäftes und aktuellem Spotpreis während der Laufzeit des Kontraktes täglich finanziell ausgeglichen. Die Summe aller Ausgleichszahlungen stellt die Handelspartner bei Fälligkeit des Termingeschäftes finanziell so, als könnten sie die vereinbarte Menge auf dem Spotmarkt zum vereinbarten Basispreis beziehen. Hier liegt also auch ein Instrument des Preisrisikomanagements vor. Das Mengenrisiko besteht in diesem Fall aber nach wie vor.

Ein Stromterminmarkt mit finanziellem Ausgleich muß sich auf eine allgemein akzeptierte Basisgröße wie etwa einen Strompreisindex stützen können. Dieser Index muß repräsentativ und darf nicht manipulierbar sein.<sup>71</sup> Beide Voraussetzungen erfüllt ein Index, der in einem liquiden Spotmarkt ermittelt wird. Für Stromterminmärkte ohne zugrundeliegenden liquiden Spotmarkt ist daher die physische Lieferung das bevorzugte Prinzip.

In Deutschland gab es von 1999 bis 2000 den CEPI (Continental European Power Index), einen von Dow-Jones an den 13 Kuppelstellen des Preussen Elektra-Netzes berechneten Strompreisindex nach dem Vorbild der in den USA anerkannten Dow-

---

<sup>71</sup> o.V. (1998), S.2

Jones California-Oregon-Border- und Palo-Verde-Indizes.<sup>72</sup> Der damals zweitgrößte deutsche Stromversorger Preussen Elektra verpflichtete sich, alle Stromhandelsgeschäfte, die sich auf sein Netz als Lieferort bezogen, Dow Jones zur Indexberechnung zu melden. Außer Preussen Elektra als Market-Maker nahmen andere große europäische Stromversorgungsunternehmen aber auch Stadtwerke wie die MVV und die Stadtwerke Hannover AG an der Berechnung des CEPI teil. Ziel des CEPI war eine erhöhte Preistransparenz im Stromgroßhandel und die Entwicklung einer anerkannten Referenzgröße für Stromlieferungen und Derivate. CEPI bezog sich auf die reinen Stromkosten, nicht aber auf die Transportkosten für diese Stromlieferung, die unter dem Regime der VV1 ja entfernungsabhängig waren und den Index insofern verzerrt hätten. CEPI war ein Preisindex, der die zugrundeliegenden Stromlieferungen für die Berechnung volumengewichtete.

$$\text{CEPI} = \frac{\sum_i^n P_i V_i}{\sum_i^n V_i}$$

Wobei:

$i = 1, 2, \dots, n$  : Anzahl der Handelsgeschäfte

$P_i$  = Preis des Handelsgeschäfts in €/MWh

$V_i$  = Volumen des Handelsgeschäfts in MWh

---

<sup>72</sup> o.V. (1999)

Es wurden vier Indizes berechnet:

Index		
Day-Ahead Peak	Montag bis Freitag, 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr	Lieferung am folgenden Tag
Day-Ahead Base	Montag bis Sonntag, 0.00 Uhr bis 24.00 Uhr	Lieferung am folgenden Tag
Week-Ahead Peak	Montag bis Freitag, 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr	Lieferung Montag bis Freitag der nächsten Woche
Week-Ahead Base	Montag bis Sonntag, 0.00 Uhr to 24.00 Uhr	Lieferung jeden Tag der nächsten Woche

**Tabelle 5:** *Continental European Power Indices*

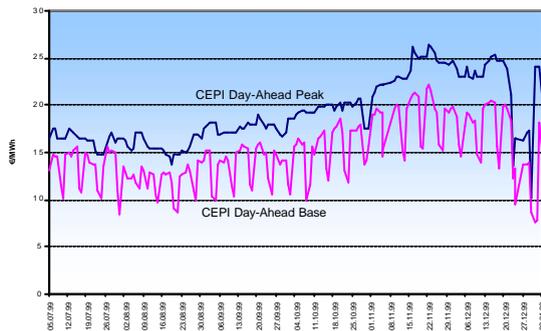


Abbildung 29: CEPI Day-Ahead<sup>73</sup>



Abbildung 30: CEPI Week-Ahead<sup>74</sup>

In den Abbildungen ist sowohl im Day-Ahead als auch im Week-Ahead-Index der Unterschied im Preisniveau zwischen Base und Peak zu sehen, der im betrachteten Zeitraum von Juli bis Dezember 1999 ca. 4 €MWh beträgt. Die größeren Schwankungen des Day-Ahead-Base im Vergleich zum Day-Ahead-Peak rühren daher, daß der Peak-Index nicht für Wochenenden berechnet wird, sondern in der von Dow Jones zur Verfügung gestellten Zeitreihe die Samstags- und Sonntagslücken mit den Freitagspreisen als Platzhaltern gefüllt sind. Der Base-Index hingegen wird auch für

<sup>73</sup> Dow Jones (2000)

<sup>74</sup> Dow Jones (2000)

Samstag und Sonntag berechnet und weist dann aufgrund der an Wochenenden geringeren Stromnachfrage ein gegenüber Werktagen entsprechend geringeres Preisniveau auf.

Gescheitert ist CEPI an seinem Anspruch, ein transparenter und anerkannter Index zu sein. Die Dominanz des Stromversorgers Preussen Elektra, der in fast allen Handelsgeschäften im Netz der Schwestergesellschaft Preussen Elektra Netz die Rolle des Käufers oder Verkäufers einnahm, nahm vielen Marktteilnehmern das Vertrauen in den Index. Nachdem im Jahr 2000 die deutschen Strombörsen LPX und EEX den Handel aufnahmen, bestand kein Bedarf mehr an einem OTC-Index. Die Berechnung des CEPI wurde eingestellt.<sup>75</sup>

Stromterminmärkte weisen oft höhere Umsätze als die zugrundeliegenden Spotmärkte auf, da Strommengen vor der physischen Lieferung mehrmals gehandelt werden.<sup>76</sup> In Skandinavien wird etwa das achtfache Volumen des Spotmarktes am Terminmarkt umgesetzt.<sup>77</sup>

Stromtermingeschäfte werden wie bereits beschrieben auch über längere Laufzeiten bis hin zu mehreren Jahren abgeschlossen. Um die höhere Liquidität bei kurzlaufenden Kontrakten nutzen zu können, werden langlaufende Kontrakte an manchen Stromterminbörsen vor Fälligkeit „kaskadiert“, also in mehrere kürzer laufende, aufeinanderfolgende Kontrakte gesplittet (z.B. Jahre in Quartale oder Quartale in Monate).<sup>78</sup>

Jahreskontrakte können durch diese Maßnahme also noch zu einem Teil während ihres Lieferzeitraumes gehandelt werden. Ein weiterer Vorteil ist die mögliche Reduktion der Sicherheitsleistung für die Handelsteilnehmer.

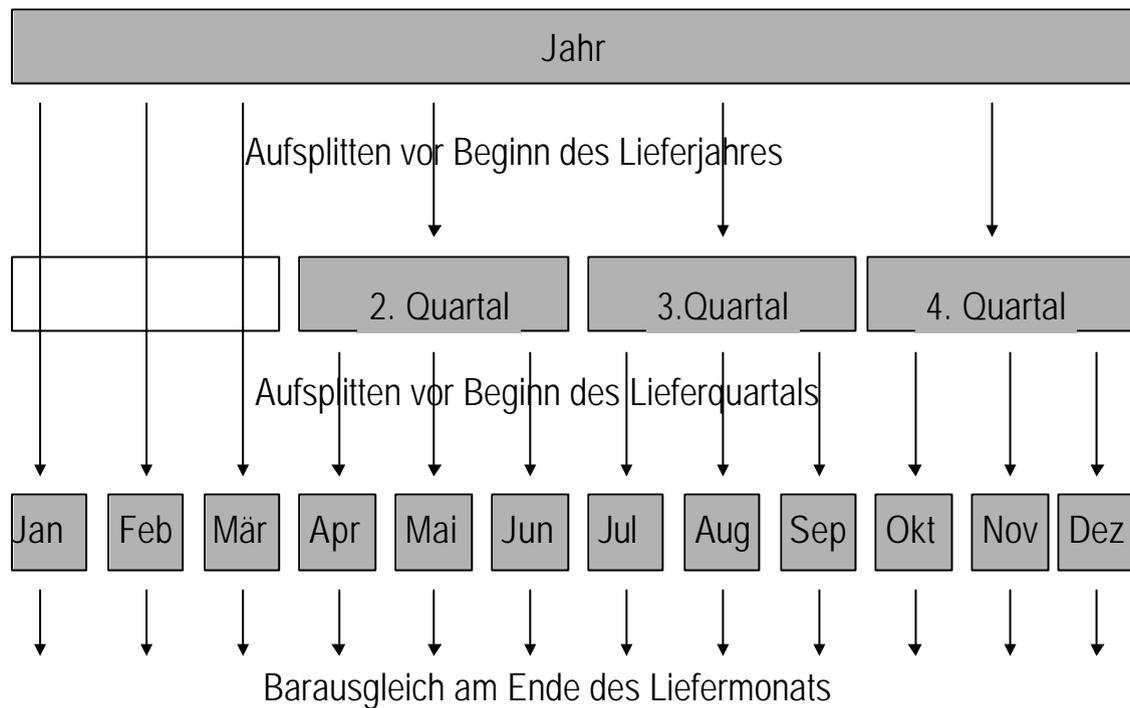
---

<sup>75</sup> o.V. (2000b), S.59

<sup>76</sup> Harig (1998); S.1

<sup>77</sup> Nord Pool (2002a)

<sup>78</sup> Pilgram, Soennecken (2002), S.399



**Abbildung 31:** Kaskadierung von Terminkontrakten<sup>79</sup>

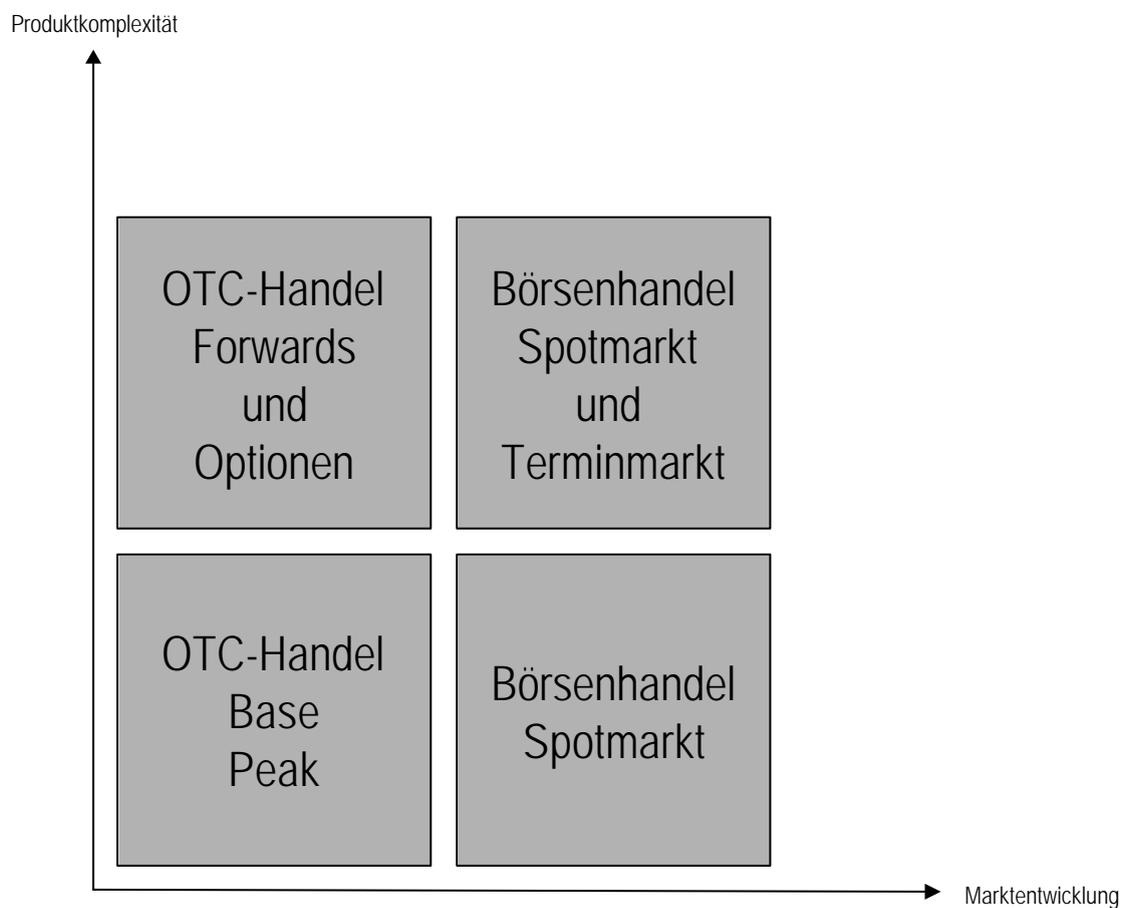
Der außerbörsliche Handel existiert in den meisten Ländern auch nach Etablierung einer Börse weiter. Er erzielt in der Regel im Vergleich zum Börsenhandel sogar höhere Umsätze. An der 1993 gestarteten skandinavischen Spotbörse Nord Pool werden ca. 29% der Gesamtstromerzeugung über die Börse umgesetzt, an den seit 2000 tätigen deutschen Strombörsen LPX und EEX etwa 4%. Der Grund hierfür ist in der Teilnehmerstruktur des Strommarktes zu sehen. Einige große Energieversorger befürchten im bilateralen Handel mit ausgewählten Handelspartnern nicht Nachteile wie das Kontrahentenrisiko, sondern bevorzugen das außerbörsliche Geschäft wegen der geringeren Transaktionskosten für große Handelsvolumina. Ein Indiz dafür ist das Volumen der über das Clearingsystem von Nord Pool abgewickelten außerbörslichen Handelsgeschäfte, das im Jahr 2001 den kombinierten Spot- und Terminhandelsumsatz von 1022 TWh mit 1748 TWh um mehr als 70% übertraf.

<sup>79</sup> Niessen, Schweickardt (2001), S.8

	<b>Stromerzeugung</b>	<b>Spothandelsvolumen</b>	<b>Anteil</b>
Skandinavien	387	111	28,7%
Deutschland	549	23	4,2%

**Tabelle 6:** Anteil des börslichen Stromhandels an der Stromerzeugung 2001 in TWh

Grundsätzlich läßt sich feststellen, daß sich nach der Liberalisierung eines nationalen Strommarktes relativ schnell ein OTC-Markt entwickelt, der später dann durch den Strombörsenhandel ergänzt wird. Zunächst werden am OTC-Markt einfache Produkte wie „Base“ oder „Peak“ gehandelt, bevor mit wachsender Liquidität am Markt, steigender Teilnehmerzahl und spezielleren Bedürfnissen auch komplexere Produkte wie langfristige Forwardkontrakte oder Optionen gehandelt werden. Strombörsen starten auch meist mit einem Spotmarktsegment für den Handel am Folgetag, bevor ein Terminmarktsegment hinzugefügt wird.



**Abbildung 32:** *Marktentwicklung und Produktkomplexität im Stromhandel*

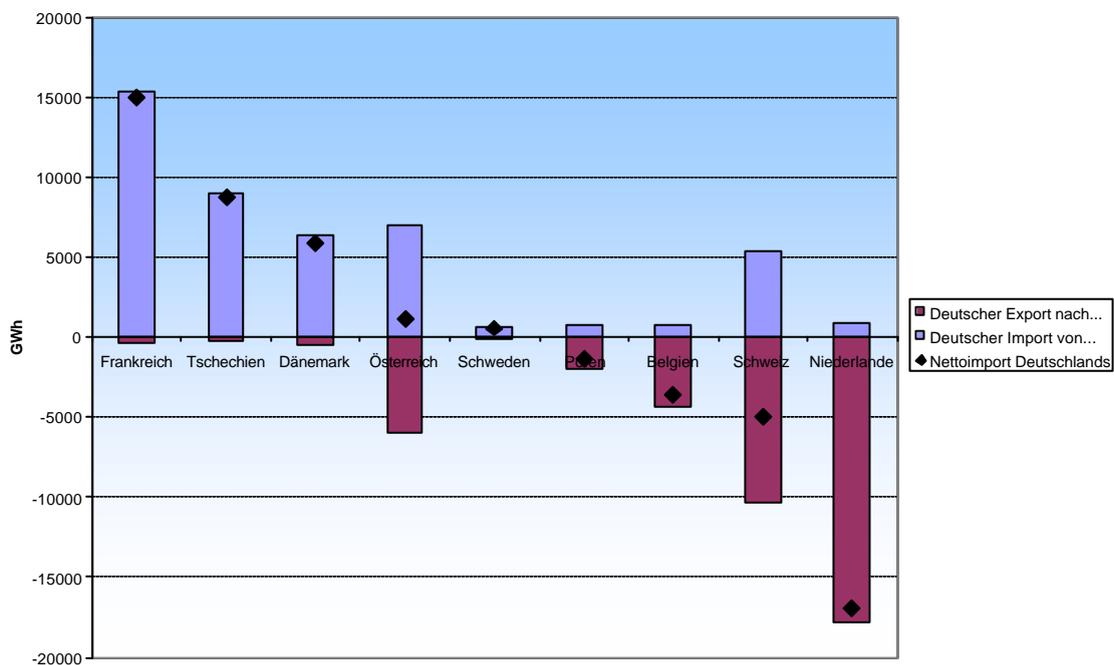
Einen Überblick über Strombörsengründungen seit Anfang der 90er Jahre gibt die folgende Tabelle:

Land	Börse	Jahr	Spotmarkt/Terminmarkt
Argentinien	Cammesa	1992	S
Australien	Victoria Power Pool	1993	S (Pool)
	SFE (Sydney Futures Exchange)	1997	T
Deutschland	EEX (European Energy Exchange)	2000	S
		2001	T
	LPX (Leipzig Power Exchange)	2000	S
Frankreich	Powernext	2001	S
Großbritannien	UK Power Pool	1992	S (Pool)
Kanada	Power Pool of Alberta	1995	S (Pool)
Neuseeland	New Zealand Electricity Market	1993	S (Pool)
	NZFOE (New Zealand Futures & Options Exchange)	1996	T
Niederlande	APX (Amsterdam Power Exchange)	1999	S
Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark	Nord Pool	1993	S/T
Österreich	AAEX (Alpen-Adria Exchange)	2002	S
Polen	PPX (Polish Power Exchange)	2000	S
		2001	T
Spanien	OMEL (Operado Mercado de Electricidad)	1998	S
USA	CalPX (California Power Exchange)	1998	S (Pool)
	CBOT (Chicago Board of Trade)	1998	T
	MGE (Minneapolis Grain Exchange)	1998	T

	NYMEX (New York Mercantile Exchange)	1996	T
<b>Tabelle 7: Strombörsen weltweit<sup>80</sup></b>			

Stromhandel geschieht im Europa der (teil-) liberalisierten Strommärkte auch über nationale Grenzen hinweg. Die gehandelten Produkte und Mengen sowie die Richtung der Handelssalden hängen maßgeblich von den Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in den beteiligten Ländern ab, wobei sich die Verbrauchsstrukturen in den europäischen Ländern weniger voneinander unterscheiden als die Art der Stromerzeugung.

Als Beispiel läßt sich die Handelsbeziehung zwischen Frankreich und Deutschland beschreiben. Frankreich hat durch Überkapazitäten und seinen hohen Anteil an Kernenergie die Möglichkeit, Grundlaststrom zu niedrigen Preisen zu exportieren. Österreich und die Schweiz hingegen beziehen Grund- und Mittellaststrom aus Deutschland und liefern Spitzenlaststrom aus ihren Wasserkraftwerken.



**Abbildung 33: Stromaußenhandel Deutschlands<sup>81</sup>**

<sup>80</sup> Niessen, Schweickardt (2001), S.3 und Jeckle, Madlener (1999), S.4

<sup>81</sup> Schmitt (2001), S.94

Wenn nun der Stromhandel nicht auf internationaler Ebene als Aggregat aller Stromanbieter und –nachfrager eines Landes betrachtet wird, sondern auf der Ebene eines einzelnen Verbrauchers, stellt sich der Nutzen der Teilnahme am Stromhandel folgendermaßen dar:

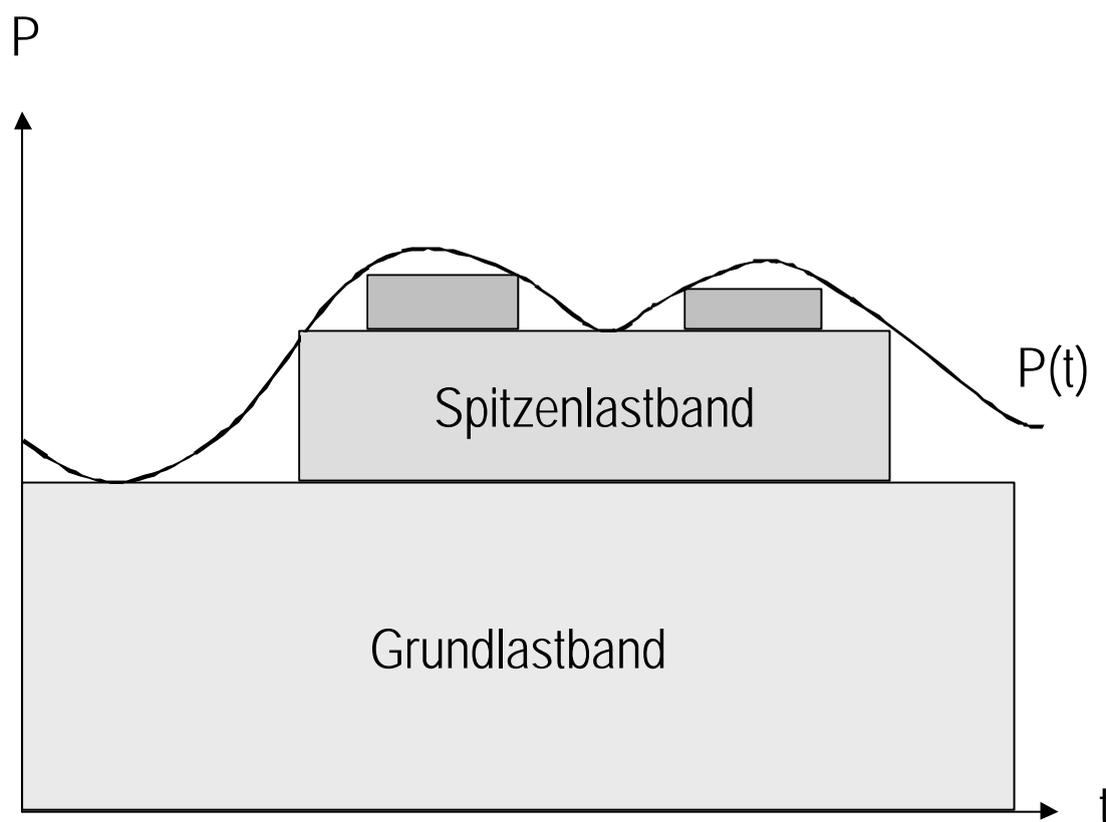
Der im Zeitablauf schwankende Strombedarf des Verbrauchers kann entweder durch einen Vollversorgungsvertrag bei einem Lieferanten gedeckt oder aber aus verschiedenen Produkten zusammengestellt und an einer Strombörse bzw. außerbörslich gekauft werden.<sup>82</sup>

Wenn der Verbraucher mit seinem Energieversorger einen allgemeinen Tarif mit Vollstromversorgung abschließt, bedeutet dies, daß er zu jedem Zeitpunkt jede beliebige Leistung bis zu einer vereinbarten Höchstgrenze abrufen kann. Dies geschieht durch simples Anschließen der stromverbrauchenden Geräte ans Netz. Die während einer Abrechnungsperiode abgenommene elektrische Arbeit wird nach Ablesen des Stromzählers berechnet. Der Verbraucher muß in diesem Falle keine Kenntnis von seinem Lastprofil haben oder gar Lastmanagement betreiben. Der Stromversorger hat durch die Spannungsverhältnisse im Netz mittelbar Kenntnis vom Verhalten der Verbraucher und muß zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht von eingespeistem und entnommenem Strom sicherstellen.

Wenn nun diese implizite Dienstleistung der Spannungshaltung und Portfoliobildung nicht auf der Ebene des Energieversorgers, sondern auf Verbraucherebene stattfindet, kann der Verbraucher unter Umständen die Kosten seiner Stromversorgung reduzieren.

---

<sup>82</sup> Der Verbraucher in diesem Beispiel kann natürlich auch ein Weiterverteiler, z.B. ein Stadtwerk, sein, das den Bedarf seiner Kunden geschätzt und zu einem Strombezugsportfolio aggregiert hat.



**Abbildung 34:** Strombezug im liberalisierten Strommarkt<sup>83</sup>

$P(t)$  ist hier die abgerufene Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt  $t$ . Die Fläche unter der

Kurve ist demnach die geleistete elektrische Arbeit  $W = \int_0^t P(t) dt$ .

Die während der gesamten Periode durchgehend abgerufene Mindestleistung kann vom Verbraucher durch den Einkauf eines „Base“-Produktes, also eines Grundlastbandes, gedeckt werden. Ergänzt wird das Grundlastband durch ein „Peak“-Produkt, welches eine Stromlieferung zwischen 8.00 und 20.00 Uhr umfaßt. Dazu kommen Einzelstunden, die ein noch exakteres Abfahren der Lastkurve ermöglichen.

Die restlichen Leistungsschwankungen, die sich innerhalb einzelner Stunden abspielen oder unterhalb der Mindestkontraktgröße an der Strombörse bewegen, müssen als Regelernergie vom Netzbetreiber eingekauft werden. Aufgrund der hohen Kosten für Regelernergie müssen die möglichen Einsparungen durch Einkauf einzelner Produkte am Großhandelsmarkt oder der Börse mit der Vollversorgung verglichen werden.

<sup>83</sup> Borchert, Nabe (1999), S.3

Die Teilnahme am Stromhandel ist unter bestimmten Voraussetzungen erlaubnispflichtig im Sinne des §32 des Kreditwesengesetzes.<sup>84</sup> Von den im KWG erlaubnispflichtigen Tatbeständen kommen als Bankgeschäft das Finanzkommissionsgeschäft, als Finanzdienstleistungen die Anlagevermittlung, Finanzportfolioverwaltung oder der Eigenhandel für andere in Betracht. Unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Stromhandels ist der Spothandel, obwohl Geschäftsabschluß und Erfüllung zeitlich auseinanderfallen, nicht als Termingeschäft im Sinne des KWG zu sehen. Unter den Termingeschäften sieht das BAFin sämtliche börslich gehandelten Termingeschäfte sowie die nur finanziell erfüllbaren außerbörslichen Termingeschäfte als erlaubnispflichtig an.<sup>85</sup> Wenn die Prüfung eines Stromtermingeschäfts eine Erlaubnispflicht ergeben hat, so ist für die Aufnahme des Handels in dieser Geschäftskategorie eine Erlaubnis durch das BAFin notwendig. Sie wird nach Untersuchung des Geschäftsplanes und der Geschäftsleitereignung sowie nach Nachweis der angemessenen Eigenmittel erteilt. Der Geschäftsplan beschreibt dabei die Art der geplanten Geschäfte, den Organisationsaufbau und das interne Kontrollverfahren. Der Nachweis der Geschäftsleitereignung umfaßt ausnahmsweise nicht wie im KWG vorgesehen eine dreijährige Tätigkeit bei einem entsprechenden Institut, da sich die Frage der Erlaubnispflicht des Stromterminhandels für das BAFin erst seit Aufnahme des Handels an den deutschen Stromterminbörsen 2001 stellt.<sup>86</sup>

### **Zusammenfassung:**

Grundsätzlich werden Strommärkte nach ihrer Ausgestaltung als Spot- oder Terminmarkt unterschieden. Beide können sowohl als Börse als auch OTC auftreten. Neben der Art der gehandelten Produkte (Einzelstunden, Blöcke, Base, Peak) ist das Hauptunterscheidungskriterium von Spotmärkten die Art der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage: Auktion oder fortlaufender Handel.<sup>87</sup>

---

<sup>84</sup> Hanten, Külper (2001), S.262ff.

<sup>85</sup> o.V. (2002), S.4

<sup>86</sup> Hanten, Laves (2002), S. 258ff.

<sup>87</sup> Lattemann, Zuber (2001), S. 77ff.

Terminmärkte unterscheiden sich vor allem in der Methode der Erfüllung der Kontrakte. Wenig liquide Märkte stellen die Konvergenz von Spot- und Terminpreisen zum Fälligkeitszeitpunkt durch die Möglichkeit einer physischen Lieferung her. Liquide Märkte, die sich auf eine anerkannte Referenzgröße im Spotmarkt wie etwa einen Index stützen können, sehen den einfacher abzuwickelnden finanziellen Ausgleich vor.

An Spotmärkten werden Einzelstunden, Blöcke (z.B. Peak) und Bandlieferungen (Base) für die Lieferung am nächsten Tag gehandelt. Terminmärkte sind Marktplätze für weiter in der Zukunft liegende Stromlieferungen oder Derivate auf solche Lieferungen.

Teilnehmer am Stromhandel treten entsprechend ihrer Ziele als Nettokäufer (z.B. Verbraucher oder Weiterverteiler), Nettoverkäufer (Kraftwerksbetreiber) oder netto neutraler Teilnehmer (Händler, Market Maker) auf. Verschiedene Gruppen von Marktteilnehmern handeln unterschiedliche Produkte. Diese unterscheiden sich in ihrer Komplexität, was zum einen vom Bedarf, zum andern aber vom entsprechenden Handels- und Risikomanagement-Know-How und damit einer wirtschaftlich sinnvollen Mindestgröße der Marktteilnehmer abhängt.

## 4.1 USA

Nach der bundesseitigen Liberalisierung der Energiemärkte durch den Energy Policy Act 1992 waren in den USA mit dem freien Netzzugang für Dritte und Erzeugungswettbewerb die Voraussetzungen für Stromhandel gegeben.

Die Umsetzung in den einzelnen Bundesstaaten verlief unterschiedlich schnell und unter voneinander abweichenden Rahmenbedingungen. Eine Sonderstellung unter den amerikanischen Bundesstaaten nahm Kalifornien als Staat mit dem zweitgrößten Verbrauch und den höchsten Strompreisen ein. Nur etwa 50% des in Kalifornien verbrauchten Stroms stammte aus kalifornischen Kraftwerken. Der Rest wurde aus benachbarten Staaten importiert. Diese Voraussetzungen begünstigten die Entwicklung eines regen Stromhandels an den Grenzen Kaliforniens. 1996 begann Dow Jones für die Netzkupplung an der Grenze zum nördlichen Nachbarstaat Kaliforniens, Oregon, und für einen wichtigen Netzknotenpunkt in Palo Verde, Arizona, volumengewichtete Strompreisindizes auf der Basis von OTC-Stromhandelsgeschäften zu berechnen. Die Dow-Jones-Indizes bezogen sich auf anerkannt liquide Spotmärkte. Allein die drei in

Palo Verde installierten Kernkraftwerksblöcke lieferten mit einer Jahresarbeit von ca. 29 TWh ca. 15% des gesamten in Kalifornien verbrauchten Stroms.<sup>88</sup>

Die an der amerikanischen Ostküste gelegene größte Energiebörse der Welt, NYMEX, kam dem Wunsch vieler Marktteilnehmer nach und führte am 29. März 1996 Terminkontrakte auf Stromlieferungen an diesen Netzknoten ein.<sup>89</sup> Trotz der Existenz belastbarer Indizes sahen die NYMEX-Futures in den Kontraktsspezifikationen eine physische Lieferung vor, um einen nicht manipulierbaren „Link“ zum Spotmarkt zu gewährleisten. Nur ca. 1% der Kontrakte wurde tatsächlich ausgeübt und kam in die physische Lieferung, ca. 99% wurden vor Fälligkeit geschlossen.

Es wurden Futures auf jeden der achtzehn nächsten Monate gehandelt. Die Futures bezogen sich auf eine Stromlieferung von 2 MWh pro Stunde zur Spitzenlastzeit von 6.00 Uhr bis 22.00 Uhr Pacific Standard Time, also 736 MWh an 23 Werktagen. Für Monate mit weniger Werktagen wurde die Liefermenge entsprechend angepaßt.<sup>90</sup>

Schon einen Monat nach der Einführung der Futures, am 26. April 1996, startete der Handel mit Optionen auf die NYMEX-Futures, wobei eine Option zum Bezug eines Futures berechnete.

---

<sup>88</sup> Mangelmann (1998), S.20

<sup>89</sup> NYMEX (1996), S.2

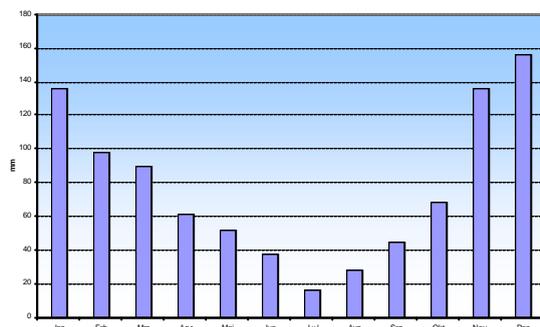
<sup>90</sup> 22 Werktage: 704 MWh, 21 Werktage: 672 MWh, 20 Werktage: 640 MWh, 19 Werktage: 608 MWh.



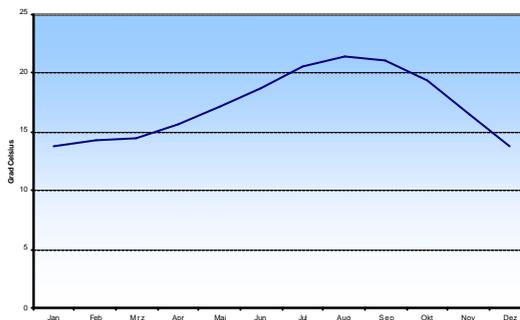
**Abbildung 35:** Regionale Strompreisunterschiede in Kalifornien

Die obige Abbildung zeigt den Preisverlauf der NYMEX-California-Oregon-Border und Palo Verde Futureskontrakte von April 1996 bis Juli 1999. Obwohl sich beide Kontrakte auf eine Stromlieferung nach Kalifornien beziehen, sind die Preisunterschiede der Kontrakte zum Teil erheblich. Auffällig ist das saisonale Muster der Preisdifferenzen, das mit der Angebots- und Nachfragesituation an beiden Lieferorten zusammenhängt. Für Lieferungen in den Monaten November und Dezember ist der Preis am nordkalifornischen Hub höher als der Preis in Palo Verde. Zurückzuführen ist dies auf die Erzeugungsstruktur im pazifischen Nordwesten, die sich maßgeblich auf Wasserkraft stützt und damit niederschlagsabhängig ist.

Im Gegensatz dazu ist die Saisonalität der Preisentwicklung in Palo Verde nicht von der Erzeugerseite (Kernkraftwerke produzieren unabhängig von Jahreszeiten), sondern von der Struktur des Verbrauchs beeinflusst. Der von Palo Verde belieferte südkalifornische Raum weist im Vergleich zum Norden mehr klimatische Extreme auf. Der intensive Einsatz von Klimaanlage in den Sommermonaten schafft hohe Nachfrage nach Strom. Netzengpässe in Kalifornien verhindern einen Ausgleich der Preise durch innerstaatliche Transporte.



**Abbildung 36:** Niederschläge in Portland<sup>91</sup>



**Abbildung 37:** Temperaturen in Los Angeles<sup>92</sup>

Der Erfolg der Derivate auf die kalifornischen Indizes veranlaßte die NYMEX, im Juli 1998 zwei weitere Stromfutures und die entsprechenden Optionen auf diese Futures zu entwickeln.<sup>93</sup> Die Kontraktsspezifikationen der kalifornischen Terminkontrakte wurden – mit Ausnahme der Lieferorte- übernommen.

Die „Cinergy“-Futures und -Optionen bezogen sich auf eine Stromlieferung ins gleichnamige Verbundnetz mit Schwerpunkt in Indiana, im südwestlichen Ohio und nördlichen Kentucky. Cinergy war 1994 durch eine Fusion von PSI Energy und The Cincinnati Gas & Electric Company entstanden und umfaßt 16% des gesamten Haushaltsstromverbrauchs der USA. Im Unterschied zu California-Oregon-Border- und Palo Verde-Futures war der Erfüllungsort nicht ein definierter Punkt, sondern das gesamte Cinergy-Netz.

Die „Entergy“-Terminkontrakte deckten Stromlieferungen in das Verbundnetz Louisianas, Arkansas, Mississippi und des östlichen Teils von Texas ab. Auch hier konnte in das gesamte Entergy-Netz geliefert werden.

## 4.2 Skandinavien

Norwegen war das Land Europas, das bei der Liberalisierung des nationalen Strommarktes eine Pionierrolle einnahm. Schon 1991 wurde der erste Schritt mit der

<sup>91</sup> Wetter.com (2002a)

<sup>92</sup> Wetter.com (2002b)

Öffnung des Netzes für alle Stromanbieter unternommen. 1992 folgte die Aufspaltung des staatlichen Stromversorgungsunternehmens in eine dem Wettbewerb ausgesetzte Erzeugungsgesellschaft und einen –staatlich kontrollierten- Netzbetreiber.<sup>94</sup> 1993 wurde die Strombörse Nord Pool mit einem Spot- und einem Terminmarktsegment als ein „Kind“ der seit Anfang der siebziger Jahre in Norwegen betriebenen Hydro-Kraftwerksoptimierung gegründet.

Inzwischen sind die anderen nordischen Länder dem Beispiel Norwegens gefolgt und haben ihre nationalen Strommärkte liberalisiert.<sup>95</sup> Schweden (seit 1996), Finnland (seit 1998) und Dänemark (seit 1999/2000) nehmen trotz völlig unterschiedlicher Erzeugungsstrukturen an der norwegischen Strombörse teil.

	<b>Wasserkraft</b>	<b>Kernkraft</b>	<b>Fossil</b>	<b>Erneuerbare</b>	<b>Gesamt</b>
<b>Schweden</b>	78,5	69	10	0,5	158
<b>Norwegen</b>	121		1		122
<b>Finnland</b>	13	22	36		71
<b>Dänemark</b>			32	4	36
<b>Gesamt</b>	212,5	91	79	4,5	387

**Tabelle 8:** *Stromerzeugungsstruktur in Skandinavien 2001 in TWh*<sup>96</sup>

Die skandinavischen Länder haben aufgrund ihres Klimas und energieintensiver Industrien einen relativ hohen Pro-Kopf Stromverbrauch.<sup>97</sup> Etwa 24 Millionen Menschen verbrauchen ca. 400 TWh, das ist ein im Vergleich zu Deutschland etwa zweieinhalb Mal höherer Pro-Kopf-Stromverbrauch in einem Strommarkt ähnlichen Volumens.<sup>98</sup>

<sup>93</sup> NYMEX (1998), S.3

<sup>94</sup> Hope et al. (1993), S.29

<sup>95</sup> „Skandinavien“ umfaßt in dieser Arbeit nach der weiten Definition Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark, obwohl Finnland und Dänemark nicht zur skandinavischen Halbinsel gehören. Nord Pool verwendet auch den Begriff „nordisk“ für die Region.

<sup>96</sup> Nord Pool (2002b), S.4

<sup>97</sup> Menges (1999), S.241

<sup>98</sup> Nord Pool (2002c), S.7

Da der größte Teil der norwegischen und schwedischen Wasserkraftkapazitäten weit im Norden, die energieverbrauchenden Ballungszentren um Oslo, Stockholm, Göteborg, Helsinki und Kopenhagen jedoch sehr viel weiter im Süden angesiedelt sind, ist von einer grundsätzlich bestehenden Nord-Süd-Transportleistung im Netz auszugehen. Die Wasserkraftkapazitäten sind von den Speichermengen in den Staubecken, also von den regionalen Niederschlägen, abhängig und können im Zeitablauf schwanken, somit also Verschiebungen in den Import- und Exportverhältnissen der Regionen untereinander bewirken. Diesen Umständen wird durch ein System ortsabhängiger, nicht jedoch entfernungsabhängiger Netznutzungstarife für Einspeisungen und Entnahmen Rechnung getragen. Zudem werden im Falle von Netzengpässen vom allgemeinen Börsenpreis abweichende regionale Preise berechnet.<sup>99</sup>

Nord Pool sieht seine Aufgaben als Strombörse in folgenden Punkten:<sup>100</sup>

- Setzen eines Referenzpreises für den Markt
- Betrieb eines Spotmarktes und eines Terminmarktes
- Funktion als neutrale und zuverlässige Gegenpartei für die Marktteilnehmer
- Optimale Ausnutzung der Netzkapazitäten und Vermeidung von Engpässen durch unterschiedliche regionale Preiszuschläge und –abschläge
- Bericht der Handelsdaten an die Netzbetreiber für die Transportplanung
- Bereitstellung von Informationen, die für die Preisfindung relevant sind

Insbesondere die Funktion als Informationsplattform wird sehr weit interpretiert. Nord Pool stellt reine Handelsdaten wie Preise und Umsätze im Spotmarkt sowie Preise, Umsätze und offenen Kontrakte am Terminmarkt bereit. Darüber hinaus werden auch Fundamentaldaten über die nordischen Elektrizitätswirtschaften wie Erzeugungs- und Verbrauchsmengen, Wasserkraftspeicherstände, klimatische Daten und Kraftwerkswartungspläne veröffentlicht.

---

<sup>99</sup> „Regionen“ sind die Verbundnetze Norwegens, Schwedens, Finnlands, West-Dänemarks und Ost-Dänemarks

<sup>100</sup> Nord Pool (2002b), S.9

Am Spotmarkt „Elsport“ werden Stromlieferungen in 0,1 MW-Leistungseinheiten für jede der 24 Stunden des Folgetages gehandelt. Die Marktteilnehmer reichen eine Preis-Mengen-Matrix zur täglichen Auktion ein, aus der sich die Kauf- und Verkaufswünsche der Marktteilnehmer ergeben. Alle Kauf- und Verkaufsgebote werden von Nord Pool aggregiert und ergeben bei der Gegenüberstellung im sogenannten „matching“ den „System Price“, den markträumenden Preis mit der zugehörigen Menge. Anschließend werden die zum Zuge gekommenen Gebote den Marktteilnehmern zugeordnet und die entsprechenden Handelsinformationen übermittelt. Der System Price ist zugleich Referenzpreis für das Terminmarktsegment am Nord Pool.

Zusätzlich zum Handel der Einzelstunden besteht die Möglichkeit, sogenannte „Block Bids“ abzugeben, also Gebote für mehrere aufeinanderfolgende Stunden zu einem einheitlichen Preis und einer konstanten Lieferrate in das Handelssystem einzustellen.<sup>101</sup>

Block 1	Block 2	Block 3	Block 4	Block 5
Stunde 1-7	Stunde 8-18	Stunde 19-24	Stunde 1-24	Stunde 8-24

**Tabelle 9:** *Block Bids am Nord Pool*

Den Bedürfnissen vieler Marktteilnehmer nach längerfristiger Sicherung von Strompreisen wird das Terminmarktsegment „Eltermin“ des Nord Pool mit den Produktfamilien der Futures, der Forwards, der Contracts for Differences und der Optionen gerecht. Der Terminmarkt ist nicht wie der Spotmarkt nach dem Prinzip der Auktion, sondern als fortlaufender Handel konzipiert.

Bei den Nord Pool Futures handelt es sich um unbedingte Terminkontrakte, die finanziell erfüllbar sind, Laufzeiten von 1 bis 12 Monaten aufweisen und in einem täglichen mark-to-market-Verfahren Marginzahlungen auslösen. Futures werden als Tages-, Wochen- oder Block-Futures für 24 Stunden Lieferdauer pro Tag gehandelt.<sup>102</sup> Die Futures werden gegen Laufzeitende kaskadiert, Block-Futures also in Wochen-Futures, Wochen-Futures in Tages-Futures gesplittet.

<sup>101</sup> Nord Pool (2002c), S.17f.

<sup>102</sup> wobei „Block-Futures“ am Terminmarkt nicht mit „Block-Bids“ am Spotmarkt verwechselt werden dürfen.

Base Tages-Futures	24 Stunden
Base Wochen-Futures	7 Tage zu 24 Stunden
Base Block-Futures	4 Wochen zu 7 Tagen zu 24 Stunden
<b>Tabelle 10:</b> <i>Nord Pool Futures</i> <sup>103</sup>	

Die Forwards sind wie auch die Futures finanziell erfüllbar. Im Unterschied zu den Futures findet bei den Forwards kein tägliches mark-to-market statt, sondern die Ausgleichszahlung wird erst zum Fälligkeitstermin geleistet. Forwardkontrakte haben daher gegenüber den Futures den Vorteil geringerer Liquiditätsbelastung während ihrer Laufzeit.

Forwards, die als Saison- und Jahreskontrakte existieren, haben Laufzeiten von 12 Monaten bis zu 3 Jahren. Es erfolgt keine Kaskadierung, sondern die Kontrakte werden in der gleichen Form, wie sie auch gehandelt wurden, fällig.

Winter 1 Saison-Forward	1. Januar – 30. April (4 Monate)
Sommer Saison-Forward	1. Mai – 30. September (5 Monate)
Winter 2 Saison-Forward	1. Oktober – 31. Dezember (3 Monate)
Jahres-Forward	1. Januar – 31. Dezember (12 Monate)
<b>Tabelle 11:</b> <i>Nord Pool Forwards</i> <sup>104</sup>	

Die Ende 2000 am Nord Pool eingeführten Contracts for Differences sind Forwardkontrakte, die sich auf die Differenz zwischen dem allgemeinen Börsenpreis (System Price) und eventuell davon abweichenden regionalen Preisen beziehen. Wie schon beschrieben, bildet Nord Pool bei Netzengpässen verschiedene Preisregionen, die die Angebots- und Nachfrageverhältnisse regional widerspiegeln. Die Contracts for Differences ermöglichen in Zusammenhang mit den Futures bzw. Forwards von Nord Pool, denen der System Price als Referenz dient, eine Absicherung ohne regionales Basisrisiko.

---

<sup>103</sup> Nord Pool (2002d), S.7

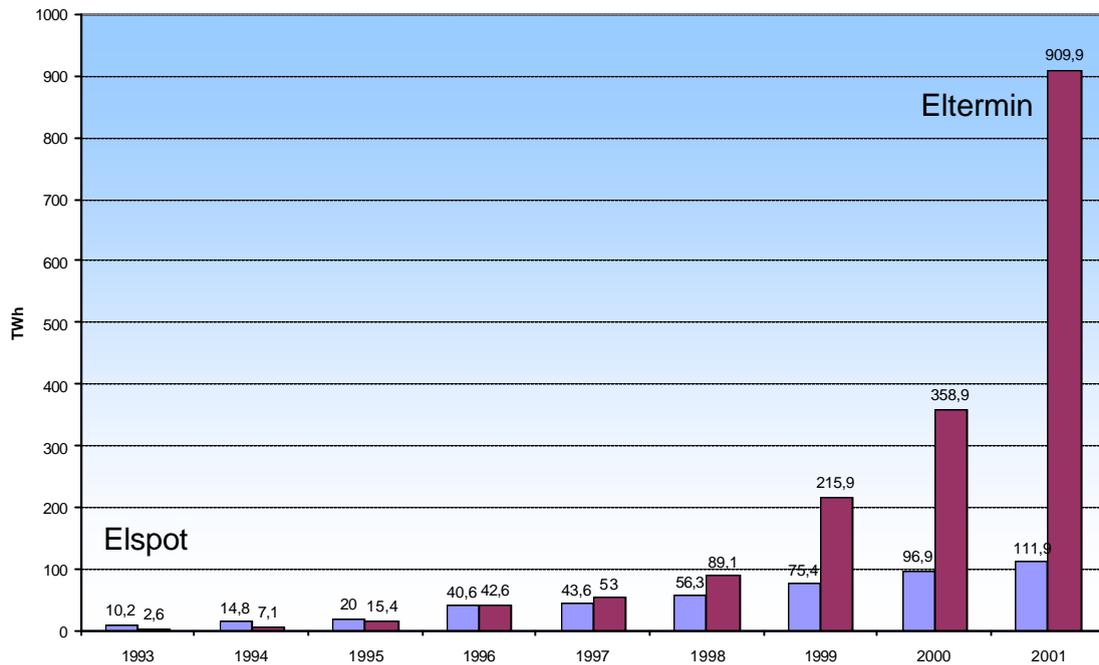
<sup>104</sup> Nord Pool (2002d), S.9

Bei den seit Ende 1999 am Nord Pool gehandelten Optionskontrakten handelt es sich um Europäische Optionen (Ausübung nur am Fälligkeitstag) mit Saison- oder Jahres-Forwards als Basiswert. Die Ausübung, die am 3. Donnerstag des Monats vor Lieferbeginn des zugrundeliegenden Forwardkontraktes stattfindet, berechtigt den Optionsinhaber zum Kauf (Call) oder Verkauf (Put) des Forwardkontraktes an den Stillhalter zum Basispreis. Bei Neuauflage einer Optionsserie werden durch Nord Pool fünf Basispreise festgelegt.<sup>105</sup>

Eine Besonderheit der Strombörse Nord Pool ist das seit 1999 in Helsinki beheimatete Marktsegment „Elbas“, ein auf Schweden und Finnland beschränkter Markt für Regelernergie. Hier werden im Verfahren des kontinuierlichen Handels Stundenkontrakte noch am Tage der Lieferung gehandelt. Elbas ist hauptsächlich eine Möglichkeit für die Netzbetreiber, Regelernergie einzukaufen. Außerdem können die sonstigen Marktteilnehmer Mengen, die am day-ahead-Markt Elspot nicht kontrahiert wurden, noch kurzfristig handeln.

---

<sup>105</sup> Nord Pool (2002d), S. 13f.



**Abbildung 38:** Handelsvolumen am Nord Pool<sup>106</sup>

Die Entwicklung der Handelsvolumina am Nord Pool belegt die hohe Akzeptanz des Konzepts bei den Marktteilnehmern. Der Spotmarkt ist Handelsplatz für physische Stromlieferungen und liefert einen Referenzpreis für den Terminmarkt, der wiederum Instrumente des Risikomanagements für die Teilnehmer am Stromhandel bereitstellt. Unter Berücksichtigung der für einen liquiden Börsenhandel nötigen Standardisierung haben die Betreiber des Nord Pool seit Handelsbeginn 1993 zahlreiche Produkte geschaffen, die immer speziellere Wünsche der Marktteilnehmer berücksichtigen.<sup>107</sup> Das Konzept des Nord Pool gilt in Europa als Erfolgsmodell, das als Vorbild für Strombörsengründungen in Deutschland (LPX) und Frankreich (Powernext) diene.

### 4.3 Deutschland

Die Entwicklung des außerbörslichen Stromhandels in Deutschland brachte neben dem klassischen OTC-Handel über Telefon auch elektronische Handelsplattformen wie

<sup>106</sup> Nord Pool (2002a)

<sup>107</sup> Gerke (2001), S.74

EnronOnline, HoustonStreet oder Powerbroker hervor, die einen Teil des Handelsvolumens an sich zogen. Einfache Handhabung und Abwicklung sowie geringe Transaktionskosten machten diese Formen des Stromhandels attraktiv.<sup>108</sup>

Mit den Argumenten des staatlich kontrollierten Handels, Transparenz und der Ausschaltung des Kontrahentenrisikos traten ab 2000 die beiden von den ursprünglich vier Börsenprojekten in Düsseldorf, Frankfurt, Hannover und Leipzig tatsächlich umgesetzten Strombörsen LPX und EEX in den Wettbewerb um das Stromhandelsvolumen in Deutschland. Die Erkenntnis, daß zwei Strombörsen in Deutschland langfristig nicht überlebensfähig und auch ökonomisch nicht sinnvoll sind, führte 2002 zum Zusammenschluß beider Börsen in Form der **neuen EEX** in Leipzig.

#### 4.3.1 LPX

Die Leipzig Power Exchange -LPX- ist ein auf Deutschland übertragenes Abbild der erfolgreichen skandinavischen Strombörse Nord Pool. 35% des Grundkapitals der LPX GmbH lagen beim Nord Pool, der seine Realisierungskompetenz in das Projekt LPX einbrachte. Weitere Gesellschafter waren mit 35% die Landesbank Sachsen, der Freistaat Sachsen (15%) und die Stadt Leipzig (15%). Damit standen der startenden Strombörse auch eine gewisse Finanzkraft und die notwendige politische Unterstützung zur Verfügung.

Die LPX orientiert sich eng am Vorbild in Bezug auf Produktgestaltung, Börsenorganisation, Preisfindung und Behandlung von Netzengpässen. Auch wird in Leipzig das in Norwegen entwickelte Handelssystem SAPRI genutzt.

Der am 16. Juni 2000 gestartete Handel am LPX Spotmarkt entspricht dem Ablauf am Nord Pool mit der Preisbildung in einer zweiseitigen Auktion. Jeder Marktteilnehmer reicht seine Angebots- und/oder Nachfragekurve für jede Stunde des folgenden Tages bis spätestens um 12.00 Uhr ein. Die LPX aggregiert die Kurven und stellt im Schnitt der Kurven den „Market Clearing Price“ für jede Stunde fest.<sup>109</sup> Die Ergebnisse des Handels werden an die Marktteilnehmer übermittelt.

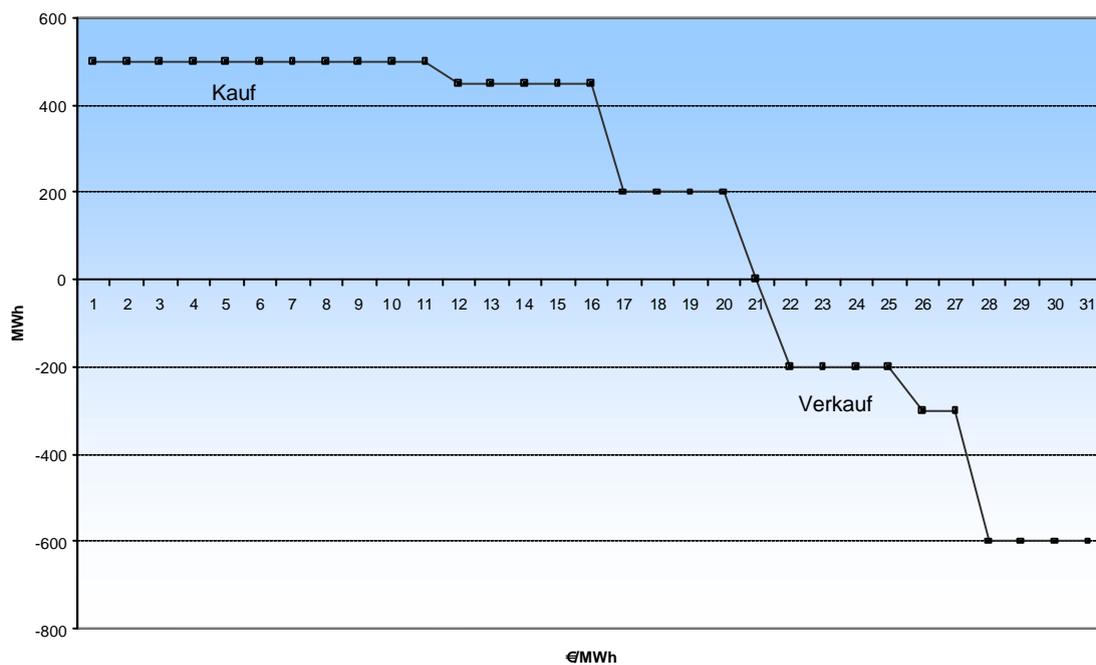
---

<sup>108</sup> o.V. (2000b), S.62

<sup>109</sup> LPX (2000), S.6

Uhrzeit	Aktion
Bis 12.00 Uhr	Gebot erstellen
12.00 Uhr	Gebot übertragen, Empfangsbestätigung, Matching
12.30 Uhr	Bestätigung der Handelsergebnisse durch LPX
13.00 Uhr	Ende der Einspruchsfrist Finanzielle und physische Abwicklung

**Tabelle 12:** Handelsablauf an der LPX



**Abbildung 39:** Angebots- und Nachfragefunktion an der LPX<sup>110</sup>

<sup>110</sup> Zu beachten ist, daß in diesem Diagramm die Menge auf der Ordinate und der Preis auf der Abszisse abgetragen ist. Diese Verfahrensweise entspricht der tabellarischen Erfassung der Gebote im SAPRI-Sporthandelssystem der LPX, die für jeden Preisschritt eine Volumenseingabe erfordert. Käufe von der Strombörse haben positive Vorzeichen, Verkäufe an die Strombörse negative Vorzeichen.

Die Abbildung zeigt beispielhaft die Angebots- und Nachfragefunktion eines Marktteilnehmers für eine Stunde des folgenden Tages. Der Marktteilnehmer hat offensichtlich ein Bezugs- und Absatzportfolio mit folgenden Eigenschaften: Für Preise unterhalb 11 €/MWh ist seine Nachfragemenge maximal (500 MWh). Er hat also Kunden, an die er diese Menge im Rahmen normaler Stromlieferverträge liefern muß oder aber er besitzt eine außerbörsliche Verkaufsoption mit Basispreis 11 €/MWh, deren Ausübung unterhalb eines Börsenpreises von 11 €/MWh vorteilhaft wäre. Die Möglichkeit der Eigenerzeugung für weniger als 11 €/MWh scheint nicht zu existieren. Im Preisbereich von 12 bis 16 €/MWh fragt der Marktteilnehmer nur 450 MWh nach, er hat also die Möglichkeit, 50 MWh zu 12 €/MWh anderweitig zu beziehen oder in eigenen Kraftwerken zu erzeugen.

Zwischen 17 und 20 €/MWh ist die nachgefragte Menge des Marktteilnehmers nur 200 MWh. Demnach kann er 300 MWh für weniger als 17 €/MWh decken.

Bei einem Preis von 21 €/MWh fragt der Marktteilnehmer weder Mengen nach, noch bietet er an. Offensichtlich entspricht dieser Preis seinem mittleren Bezugs- bzw. Verkaufspreis.

Ab einem Strompreis von 22 €/MWh bis zu 25 €/MWh bietet er 200 MWh an. Trotz seiner eigenen Lieferverpflichtungen kann er oberhalb eines Preises von 22 €/MWh eine Menge von 200 MWh erzeugen oder beschaffen. Bei 26 €/MWh oder 27 €/MWh kann er sogar 300 MWh an der Börse anbieten.

Oberhalb eines Preises von 28 €/MWh stellt der Marktteilnehmer sein Maximalgebot von 600 MWh ein. Seine eigene Erzeugungskapazität bzw. außerbörsliche Bezugsmöglichkeit kann bei Berücksichtigung seiner Lieferverpflichtungen also nicht größer als diese 600 MWh sein.

Mit dem Handel an der Strombörse kann der Marktteilnehmer sein Bezugs- und Absatzportfolio optimieren. Er betreibt also **Mengenrisikomanagement**.

Vorteile der Auktion gegenüber dem fortlaufenden Handel sind die Bündelung von Angebot und Nachfrage und damit maximaler Umsatz zu einem einzigen Zeitpunkt. Der so ermittelte Preis als Repräsentant der Präferenzen aller Marktteilnehmer genießt eine höhere Akzeptanz für die Berechnung von Indizes als eine fortlaufende Notierung.

Zudem ist die Reaktion auf ein Preissignal wie im fortlaufenden Handel oder der iterativen Auktion unmöglich. Eine Marktbeeinflussung ist somit erschwert.<sup>111</sup>

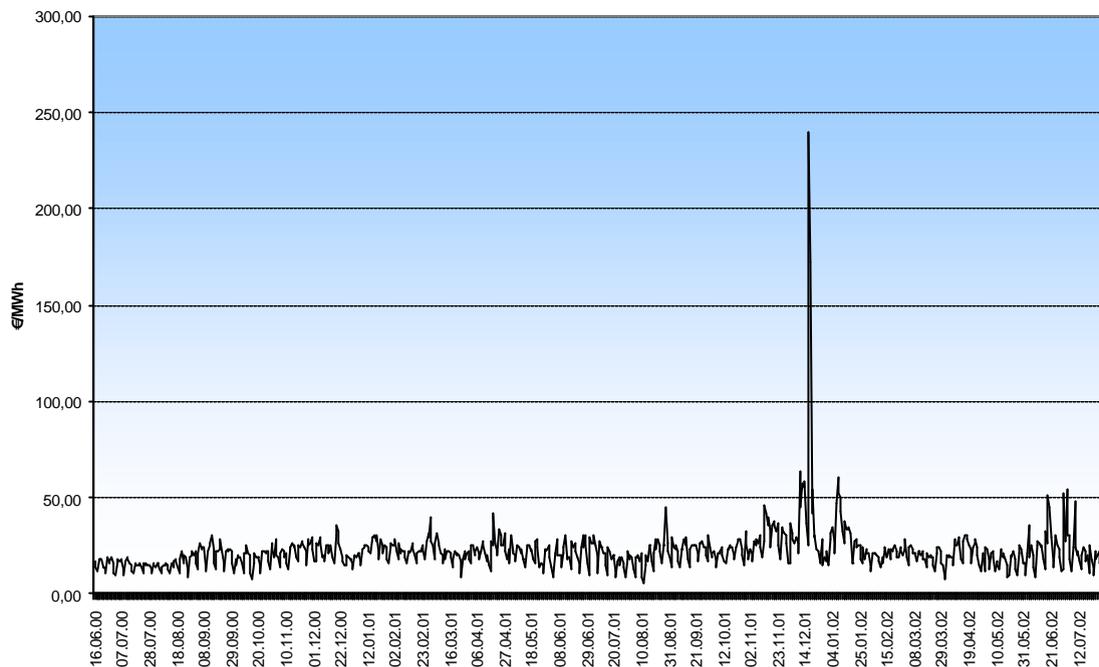
Am LPX Spotmarkt werden 24 Einzelstunden für den nächsten Tag mit einer Lieferrate von 1 MW oder einem Vielfachen gehandelt. Lieferort ist eine der Regelzonen im deutschen Verbundnetz. Wie auch am Nord Pool ist für den Fall von Netzengpässen die Berechnung regionaler Preise vorgesehen. Aufgrund der homogeneren Verteilung von Stromerzeugung und Stromverbrauch in Deutschland ist dieser Fall jedoch noch nicht eingetreten.

Die LPX berechnet zwei tägliche Strompreisindizes, „Phelix base“ und „Phelix peak“.<sup>112</sup> Phelix base ist das arithmetische Mittel aller 24 Einzelstundenpreise eines Tages. Phelix peak ist das arithmetische Mittel der 12 Einzelstundenpreise der Stunden 8-20 eines Tages.

---

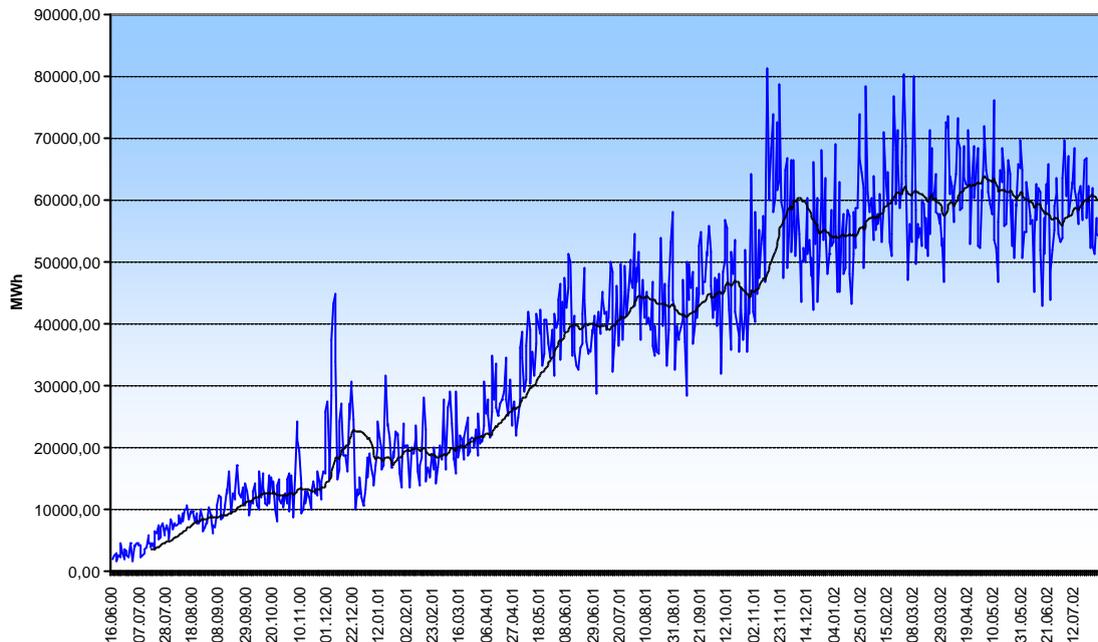
<sup>111</sup> o.V. (2000a), S.10

<sup>112</sup> LPX (2002b), S.6



**Abbildung 40:** LPX Phelix base 16.06.00 – 31.07.02

Die Tagesdurchschnittspreise an der LPX schwanken um ein Niveau von etwa 22 €/MWh, wobei ein deutliches Wochenmuster erkennbar ist. Am Wochenende werden zum Teil 10 €/MWh unterschritten, an manchen Wochentagen werden deutlich über 30 €/MWh erzielt. Im Dezember 2001 führte eine wetter- und kapazitätsbedingte Sondersituation zu Preisen über 200 €/MWh. Sobald die Einflußfaktoren, die zu dem plötzlichen Preisanstieg führten, nach einigen Tagen wegfielen, normalisierte sich das Preisniveau wieder. Es wurde kein höherer Gleichgewichtszustand erreicht.



**Abbildung 41:** Handelsvolumen an der LPX 16.06.00 – 31.07.02

Das Gesamtvolumen der Stundenauktionen an der LPX stieg in den gut zwei Jahren Handelstätigkeit von ca. 3 auf ca. 60 GWh pro Tag. Das tägliche Handelsvolumen ist in der Abbildung im Sinne der Übersichtlichkeit mit einem 30-Tage gleitenden Durchschnitt gezeigt.

Für den Herbst 2001 war der Handelsstart des Terminmarktsegmentes der LPX geplant. Wegen der laufenden Fusionsverhandlungen mit der konkurrierenden Strombörse EEX entschloß sich die Geschäftsführung der LPX, den Handelsbeginn zu verschieben und schließlich abzusagen. Vorgesehen war der Handel von Futures mit finanzieller Erfüllung im fortlaufenden Handel nach Nord Pool Vorbild.

#### 4.3.2 EEX (alt)

Im Juni 1999 empfahl eine Gruppe von Vertretern der Energiewirtschaft und des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie nach Prüfung der deutschen Börseninitiativen das Marktmodell der EEX, einer Konzeption der Deutschen Börse und

der deutsch-schweizerischen Terminbörse Eurex.<sup>113</sup> Die Eigentümerstruktur der EEX unterschied sich von derjenigen der LPX dadurch, daß Anteile der EEX bei Unternehmen der Energiewirtschaft lagen. Im November 2000 hielt die Eurex 46,5% der Aktien der EEX AG, die restlichen 53,5% verteilten sich auf 48 Unternehmen aus 10 Ländern, darunter Verbundunternehmen, Stadtwerke, Händler, Industrieunternehmen und Banken.<sup>114</sup>

Der Handelsstart der EEX erfolgte knapp 2 Monate nach dem der LPX am 9. August 2000. Der Spotmarkt nutzte das aus dem Aktienhandel bekannte Xetra-System der Deutschen Börse AG.

Einzelstunden wurden in einer täglichen Auktion um 10.30 Uhr (freitags 11.00 Uhr) gehandelt, Base- und Peakload-Blöcke dagegen im fortlaufenden Handel mit Eröffnungs- und Schlußauktion von 8.00 Uhr bis 12.00 Uhr. Im fortlaufenden Handel zeigt das offene Orderbuch die nächsten Kauf- und Verkaufslimits an.

Bei allen Spotmarktprodukten der EEX galt eine Lieferrate von 1 MW. Der Erfüllungsort war eine Regelzone im deutschen Höchstspannungsnetz.

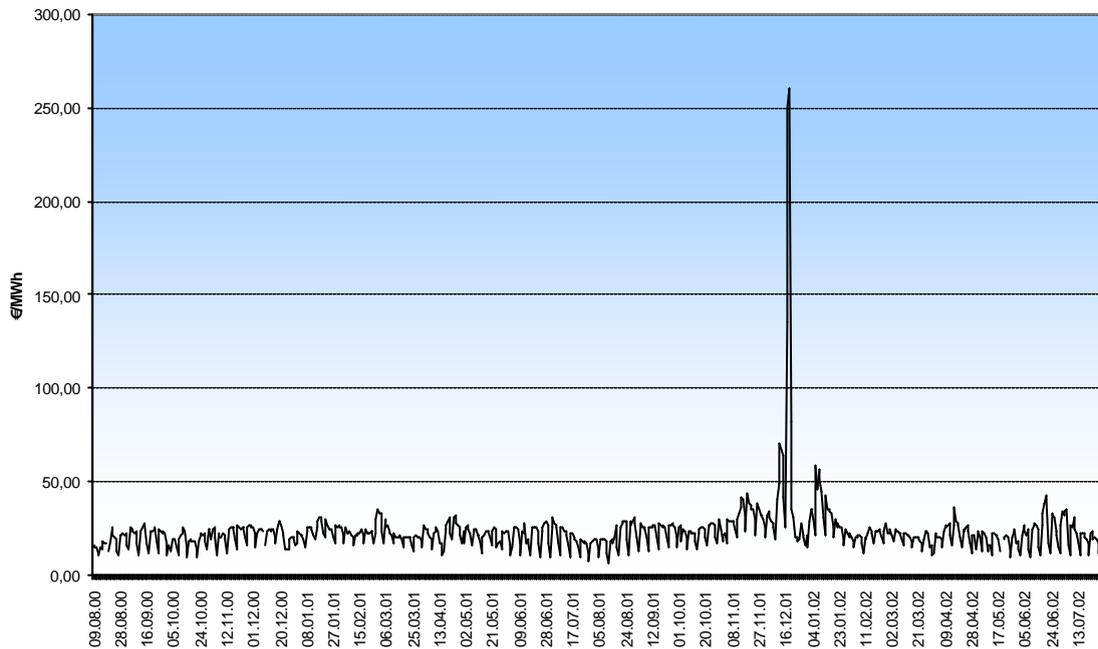
Einzelstunden (1 MWh)		0.00 – 1.00 Uhr ... 23.00 – 24.00 Uhr
Blöcke	Peakload (12 MWh)	8.00 – 20.00 Uhr (12 Stunden)
	Baseload (24 MWh)	0.00 – 24.00 Uhr (24 Stunden)
<b>Tabelle 13:</b> <i>Produkte am EEX-Spotmarkt</i>		

Die Spekulation im Sinne des Ausnutzens von Kursdifferenzen während einer Handelssitzung durch Kauf und anschließenden Wiederverkauf ist nur im fortlaufenden Handel, nicht aber in einem Auktionssystem wie zum Beispiel der LPX möglich.

---

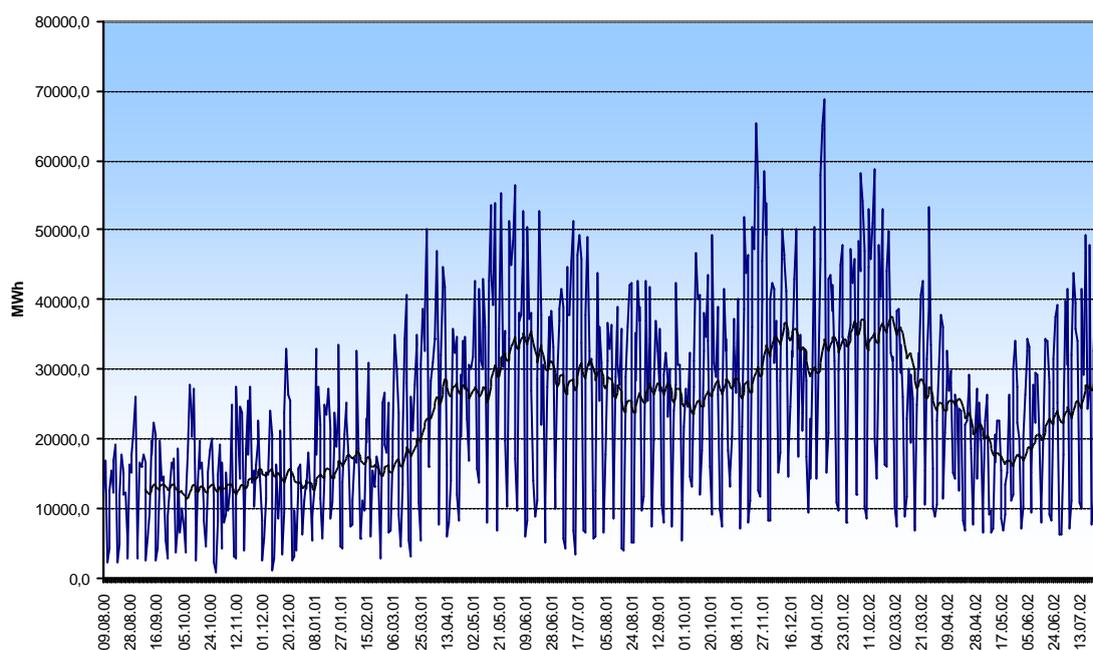
<sup>113</sup> EEX (2000), S.2

<sup>114</sup> EEX (2000), S.2



**Abbildung 42:** *EEX Base 09.08.00 – 31.07.02*

Die Preise des EEX-Base zeigen ein ähnliches Bild wie an der LPX: Ein durchschnittlicher Preis von etwa 22 bis 25 €/MWh mit Schwankungen, die ein Wochenmuster zeigen. Auch an der EEX ist der Dezember-„Spike“ des Jahres 2001 zu beobachten.



**Abbildung 43:** Handelsvolumen am EEX-Spotmarkt 09.08.00 – 31.07.02

Das Schaubild zeigt das addierte tägliche Handelsvolumen der Einzelstundenauktionen sowie der fortlaufend gehandelten Base- und Peak-Blöcke mit einem über 30 Tage berechneten gleitenden Durchschnitt zur Glättung und besseren Übersichtlichkeit. Da der Peak-Block an den Wochenenden überhaupt nicht, der Base-Block und die Einzelstunden nur sehr wenig gehandelt werden, sind größere Ausschläge in der täglichen Volumenkurve als an der LPX zu beobachten. Das Gesamthandelsvolumen bewegte sich geraume Zeit um durchschnittlich 30 GWh pro Tag, um danach unter 20 GWh pro Tag abzufallen. Zuletzt erholte sich das Handelsvolumen in etwa auf das zuvor normale Niveau von 30 GWh pro Tag.

Schon sieben Monate nach dem Start des Spotmarktes, am 1. März 2001, begann der Handel mit Monats-Futures am Terminmarktsegment der EEX. Der Terminmarkt verlief nach dem Prinzip des fortlaufenden Handels von 9.00 Uhr bis 15.00 Uhr auf dem Eurex-System. Market Maker, zunächst die Handelsgesellschaften der Verbundunternehmen E.On, RWE und HEW, stellten jederzeit An- und Verkaufskurse und sorgten somit für Liquidität im Markt. Den finanziell erfüllbaren Kontrakten lag der monatliche Durchschnittswert der jeweiligen EEX-Spotmarktprodukte Base und Peak

zugrunde.<sup>115</sup> Ab 10.09.2001 wurden auch Jahres-Futures und ab 17.12.2001 Quartals-Futures gehandelt.

Der Terminmarkt erfüllte die Erwartungen seiner Initiatoren in bezug auf die Liquidität nicht. Geringe oder keine Umsätze in manchen Produkten führte dazu, daß die Settlement-Preise aufgrund der Quotes der Market-Maker ermittelt werden mußten. Diese Verfahrensweise führt aber trotzdem zu „angemessenen“ Preisen, da sich die Quotes der Market Maker am liquideren OTC-Markt orientieren. Eine Abweichung würde Arbitragemöglichkeiten eröffnen und die Preisniveaus wieder annähern.

Monats-Future (nächsten 18 Monate)	Peakload	Kalendermonat Mo-Fr, 8.00-20.00 Uhr
	Baseload	Kalendermonat Mo-So, 0.00-24.00 Uhr
Quartals-Future (nächsten 7 Quartale)	Peakload	Quartal Mo-Fr, 8.00-20.00 Uhr
	Baseload	Quartal Mo-So, 0.00-24.00 Uhr
Jahres-Future (nächsten 3 Jahre)	Peakload	Jahr Mo-Fr, 8.00-20.00 Uhr
	Baseload	Jahr Mo-So, 0.00-24.00 Uhr
<b>Tabelle 14:</b> <i>Produkte am EEX-Terminmarkt</i>		

#### 4.3.3 EEX (neu)

Neben der Eigentümerstruktur veranlaßte auch die Marktstruktur von LPX und EEX Unternehmen der Energiewirtschaft, sich für die Teilnahme am Handel an einer der beiden Börsen zu entscheiden. Marktteilnehmer der LPX waren eher Unternehmen geringerer Größe, die Portfoliooptimierung betrieben und das Einzelstunden-Auktionsverfahren der LPX mit relativ niedrigen fixen Teilnahmegebühren und leicht handhabbaren EDV-Systemen schätzten. Die EEX bot im Gegensatz dazu größeren Unternehmen, die höhere Teilnahmegebühren und komplexere EDV-Systeme akzeptierten, die Möglichkeit, im fortlaufenden Handel mit Blöcken auch spekulativ tätig zu werden.<sup>116</sup>

<sup>115</sup> EEX (2001d), S.2ff.

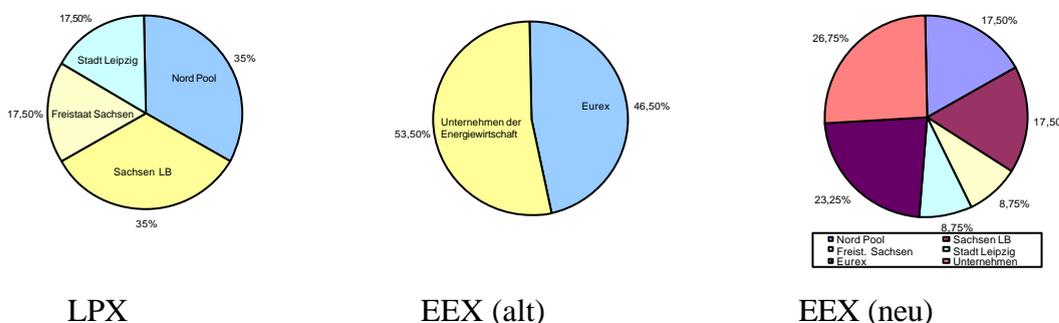
<sup>116</sup> o.V. (2000b), S.58

Zum Teil große Preisunterschiede zwischen den Spotpreisen an LPX und EEX für einzelne Stunden erklären DÖPKE und WAGNER mit unterschiedlichen Auktionszeitpunkten an beiden Börsen. Die Ergebnisse des täglichen Handels an der EEX waren bereits bekannt, als noch Orders an die LPX übermittelt werden konnten. So bestand die Möglichkeit, Orders, die aufgrund ihrer Preislimits an der EEX nicht berücksichtigt wurden, unlimitiert an der LPX auszuführen.<sup>117</sup>

LATTEMANN und ZUBER sehen in ihrer Analyse der Marktstrukturen von LPX und EEX keine erkennbaren Auswirkungen auf Volatilität und Preiseffizienz, also von Faktoren, die die Teilnahme an einer der beiden Börsen vorteilhafter erscheinen ließen.<sup>118</sup>

Der Wunsch der Energiewirtschaft war eine Zusammenlegung der Börsen, die etliche Vorteile versprach: Geringere Teilnahmegebühren, höhere Liquidität am Markt bei gleichzeitig größerer Produktauswahl.<sup>119</sup>

Am 26. Oktober 2001 schlossen sich LPX und EEX zur EEX (neu) mit dem Sitz Leipzig zusammen.<sup>120</sup> Die bisherigen Eigentumsverhältnisse setzten sich in der neuen Struktur fort.



**Abbildung 44:** Eigentumsverhältnisse von LPX, EEX (alt) und EEX (neu)

Die Integration der Handelssysteme und Produkte erfolgte nach dem Prinzip des „Besten aus zwei Welten“. Die Einzelstundenauktion für den Folgetag an der ehemaligen LPX auf Basis des SAPRI-Systems wird an der neuen EEX beibehalten.

<sup>117</sup> o.V. (2000b), S.60

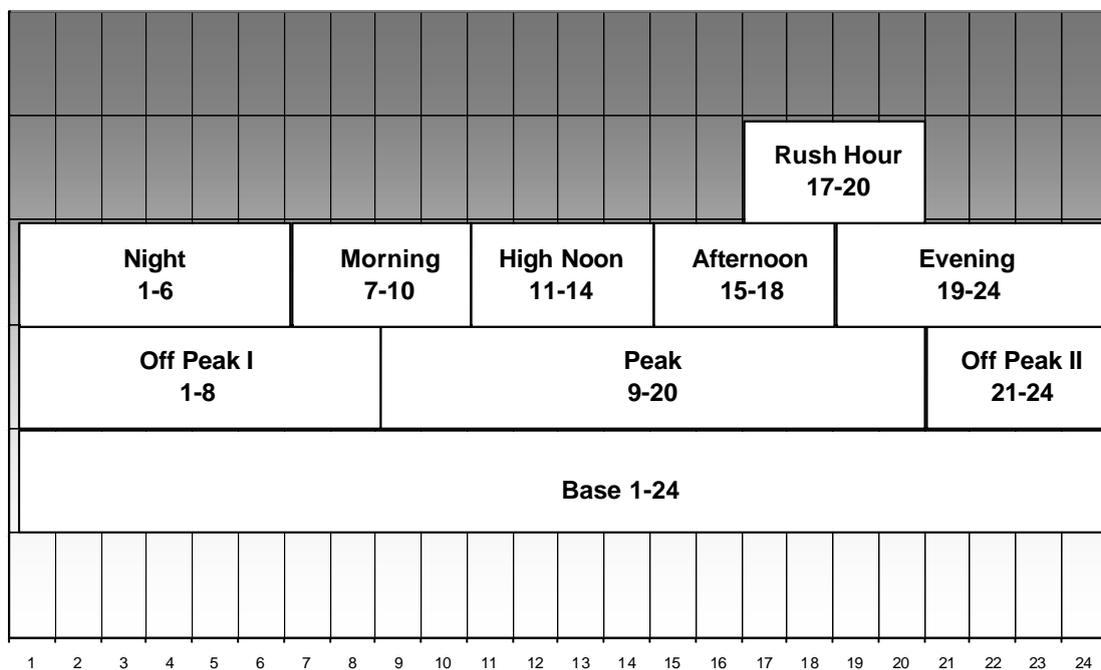
<sup>118</sup> Lattemann, Zuber (2001), S.85

<sup>119</sup> Gerke (2001), S.72

<sup>120</sup> Gerke (2001), S.72

Außerdem besteht die Möglichkeit, Blockgebote abzugeben. Als „Block“ werden an der EEX unterbrechungsfreie Stromlieferungen mit mehreren Stunden Dauer bezeichnet. Diese Blockgebote fließen in Einzelstunden gesplittet als unlimitierte Gebote in den EEX-Handel ein und werden nach dem Handel wieder zusammengefügt. Der Preis ist der Durchschnittspreis der im Block enthaltenen Einzelstunden.

Gegenwärtig werden in der Auktion neben den Einzelstunden folgende Blöcke angeboten: Night, Morning, High Noon, Afternoon, Evening, Rush Hour, Baseload, Peakload, Off-Peak 1 und Off Peak 2.<sup>121</sup>



**Abbildung 45:** Produkte am EEX-Spotmarkt

Zusätzlich zum SAPRI-Auktionenhandel stehen Baseload- und Peakload-Kontrakte auch im fortlaufenden Handel über Xetra zur Verfügung.<sup>122</sup>

Da die LPX bis zur Fusion der beiden deutschen Strombörsen nur das –wenn auch am Nord Pool bewährte- Konzept eines Terminmarktes entwickelt hatte, die EEX jedoch seit März 2001 Futures handelte, wurde die Entscheidung getroffen, das bisherige EEX-

<sup>121</sup> EEX (2002b), S.2f.

<sup>122</sup> EEX (2002b), S.4ff.

Terminmarktsegment in die neue EEX einzugliedern. Das Eurex-System als Handelsplattform und das Produktangebot an Monats-, Quartals- und Jahres-Futures in Base- und Peak-Spezifikationen existiert also weiterhin.<sup>123</sup>

Ziel der neuen Leipziger EEX ist es, einen Anteil von 20% am deutschen Strom-Spotmarkt abzuwickeln und mittelfristig weitere Marktsegmente zu eröffnen.<sup>124</sup> In der Diskussion sind zur Zeit Gas, Öl und Wetterderivate.

#### **4.4 Zusammenfassung**

Der nach der Liberalisierung des Strommarktes entstandene Stromhandel eröffnet Stromerzeugern, Händlern und Stromverbrauchern die Möglichkeit, abweichend vom starren Prinzip der Vollversorgung durch den Regionalmonopolisten, Liefer- oder Abnahmeverträge mit mehreren Akteuren am Strommarkt zu schließen.

Strommengen lassen sich kurzfristig absetzen oder beschaffen, um ein Portfolio zu optimieren.

Das Spotmarktsegment einer Strombörse hat wie auch der OTC-Handel die Funktion eines Marktplatzes, auf dem sich Stromangebot und Stromnachfrage mit Hilfe standardisierter Verträge zusammenführen lassen. Hier steht die physische Lieferung im Vordergrund. Zusätzlich bietet die Strombörse Anonymität im Handel und die Beseitigung des Kontrahentenrisikos durch ihre Eigenschaft als zentraler Geschäftspartner in allen Transaktionen.

Das Terminmarktsegment einer Strombörse bietet den Marktteilnehmern Instrumente des Risikomanagements, mit denen sie die Preise zukünftiger Stromlieferungen absichern können. Eine physische Lieferung ist nicht vorgesehen, lediglich ein finanzieller Ausgleich findet statt.

Vorreiterfunktion im börslichen Stromhandel übernahmen die USA (Handel mit Futures und Optionen auf OTC-Indizes ab 1996) und für Europa insbesondere Skandinavien (Strombörse seit 1993). Der Spotmarkt der skandinavischen Börse war Vorbild der ersten deutschen Strombörse in Leipzig.

---

<sup>123</sup> EEX (2002b), S.8ff.

<sup>124</sup> Pilgram, Soennecken (2002), S.396

Die LPX nahm wie auch die Frankfurter Konkurrentin EEX im Sommer 2000 den Handel auf. Im Frühjahr 2001 startete das Terminmarktsegment an der EEX. Schließlich schlossen sich beide deutsche Strombörsen aus Marktliquiditäts- und Rentabilitätsgründen unter dem Namen EEX mit dem Standort Leipzig zusammen.

Die „neue“ deutsche Strombörse EEX bietet sowohl eine Einzelstundenauktion als auch den fortlaufendem Handel von Blöcken am Spotmarkt an. Am Terminmarkt werden Futures mit Laufzeiten von einem Monat bis zu drei Jahren gehandelt.

Der Stromhandel unterscheidet sich vom Wertpapierhandel durch einige Besonderheiten, die mit den Eigenschaften des elektrischen Stroms zusammenhängen. Insbesondere ist die physische Lieferung von gehandelten Strommengen nicht nur ein Buchungsvorgang, sondern eine komplexe Prozedur, die auf die fehlende Speicherbarkeit und Netzgebundenheit des Stroms Rücksicht nehmen muß.

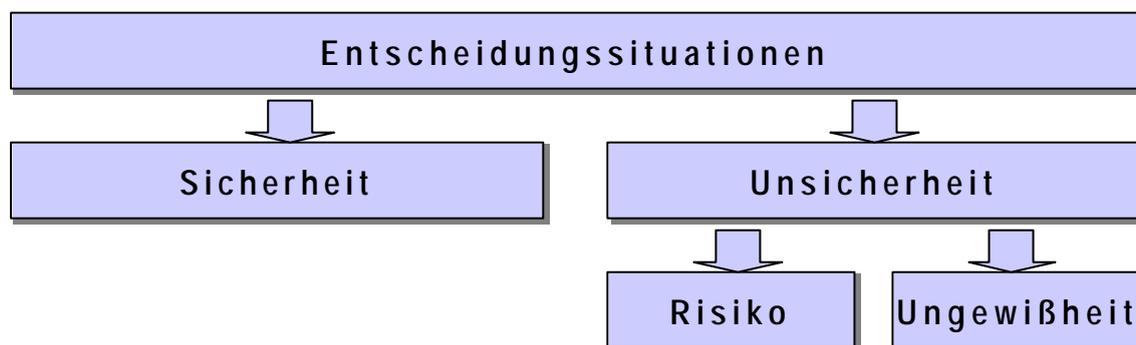
Außerdem wird Strom nicht zu einem bestimmten **Zeitpunkt**, sondern über einen **Zeitraum** hinweg geliefert.

## 5 Risiko

Zur Definition des Risikobegriffs muß zunächst eine Abgrenzung zwischen Sicherheit und Unsicherheit, Risiko und Ungewißheit vorgenommen werden.<sup>125</sup>

Entscheidungen können unter Sicherheit oder Unsicherheit getroffen werden. Sicherheit bedeutet, daß die Folge einer Entscheidung feststeht. Unter Unsicherheit werden Entscheidungen getroffen, die mehrere unterschiedliche Folgen haben können, ohne daß der Eintritt einer bestimmten Entscheidungsfolge feststeht. Unsicherheit kann Risiko oder Ungewißheit bedeuten. Von Risiko wird gesprochen, wenn mehreren grundsätzlich bekannten Entscheidungsfolgen jeweils eine Eintrittswahrscheinlichkeit zugeordnet werden kann. Ungewißheit dagegen umfaßt die Ergebnisse möglicherweise unbekannter Entscheidungsfolgen oder nicht ermittelbarer Eintrittswahrscheinlichkeiten.

Diese Differenzierung ist im allgemeinen Sprachgebrauch aufgeweicht worden, so daß ungewisse Situationen auch mit dem Risikobegriff bezeichnet werden.



**Abbildung 46:** *Entscheidungssituationen*

Der Risikobegriff kann in statistischer und betriebswirtschaftlicher Sicht aufgefaßt werden. Die Statistik bezeichnet Risiko als (positive und negative) Abweichungen vom Erwartungswert.<sup>126</sup> In der Betriebswirtschaftslehre wird unter Risiko meist der mögliche negative Ausgang einer Entscheidungssituation verstanden. Positive Entwicklungen werden als Chance bezeichnet.<sup>127</sup>

---

<sup>125</sup> Oehler, Unser (2001), S.10f.

<sup>126</sup> Jorion (2001), S.95

<sup>127</sup> Oehler, Unser (2001), S.13

„The origin of the word *risk* can be traced to Latin, through the French *risque* and the Italian *risco*. The original sense of *risco* is cut off like a rock, from the latin *re-*, „back“, and *secare*, „to cut“. Hence the sense of peril to sailors who had to navigate around dangerous, sharp rocks.“<sup>128</sup> Auch die etymologische Deutung des Wortes entspricht der betriebswirtschaftlichen Definition im Sinne der „Gefahr“.

## 5.1 Risikotypen

Um eine Systematisierung verschiedener Risikotypen vornehmen zu können, ist eine Unterscheidung zwischen finanziellen und nichtfinanziellen Risiken sinnvoll.<sup>129</sup> Finanzielle Risiken werden direkt in Form von Zahlungsstrom- oder Marktwertänderungen wirksam, nichtfinanzielle dagegen nur indirekt.<sup>130</sup>

Die folgende Systematisierung ist an die Erfordernisse eines Stromversorgungsunternehmens angepaßt und für Unternehmen anderer Branchen im Bereich der Zuordnung einzelner Risiken und der Bedeutung einzelner Risiken für den Unternehmenserfolg zu modifizieren. So spielen im Bankbereich die Markt- und Kreditrisiken eine sehr viel größere Rolle als beispielsweise im Anlagenbau, der dagegen erheblichen technischen Risiken ausgesetzt ist.

Akteure im liberalisierten Strommarkt lassen sich grob in die drei Gruppen Erzeuger, Händler und Verbraucher unterteilen, wobei besonders im Bereich der integrierten Versorgungsunternehmen oder der Großverbraucher Mischformen möglich sind. Die Bedeutung der verschiedenen Risikotypen hängt von der Zugehörigkeit zu einer dieser Gruppen ab. Erzeuger sind als Betreiber komplexer technischer Anlagen eher technischen Risiken ausgesetzt als Händler, die verschiedene Formen finanzieller Risiken bewältigen müssen.

---

<sup>128</sup> Jorion (2001), S.85

<sup>129</sup> Gleason (2001), S.35

<sup>130</sup> Oehler, Unser (2001), S.15

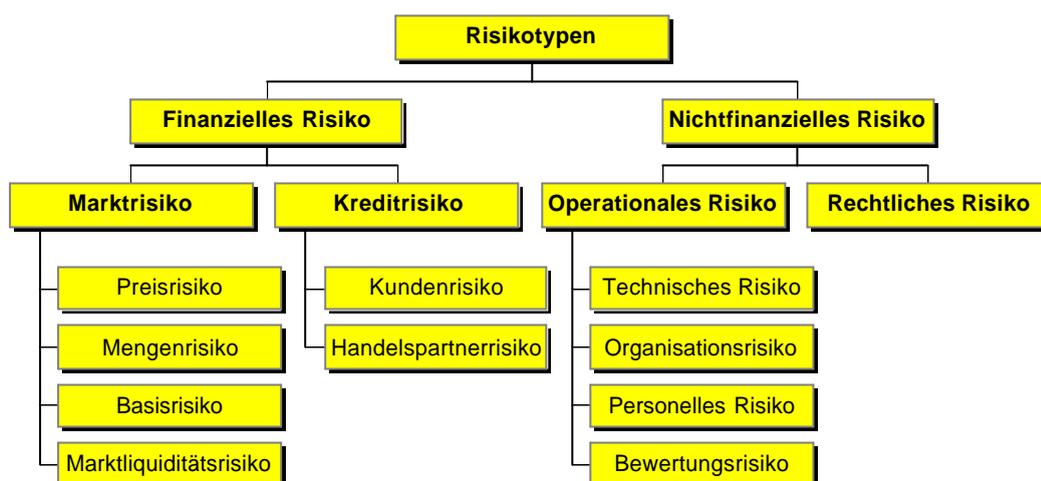


Abbildung 47: Risikotypen<sup>131</sup>

**Finanzielle Risiken** entstehen im Bereich des Marktrisikos und des Kreditrisikos.

Das **Marktrisiko** untergliedert sich dabei in Preisrisiko, Mengenrisiko, Basisrisiko und Marktliquiditätsrisiko.

#### **Preisrisiko:**

Das Preisrisiko ist allgemein das durch Veränderungen des Preises entstehende Risiko. Für den Stromerzeuger bzw. -versorger besteht sowohl ein Risiko bei den Brennstoffpreisen bzw. Stromgroßhandelspreisen, soweit keine Eigenerzeugung vorgenommen wird, als auch bei den Strompreisen am Endverbrauchermarkt.

Eng mit dem Preisrisiko des Stroms verknüpft ist auch das Investitionsrisiko in Erzeugungskapazitäten. Erkennbar wird dies bei der Bewertung der Zahlungsströme aus der Investition. Diese sind von den Marktpreisen des Stroms abhängig.

Für den Stromverbraucher besteht ebenfalls ein Strompreisrisiko, falls flexible Preise vertraglich vereinbart sind. Ansonsten besteht das Risiko veränderter Preise bei bevorstehender Vertragsprolongation.

Hinzu kommt bei allen Marktteilnehmern ein allgemeines Preisrisiko bei reinen Handelspositionen ohne physische Grundlage.

Eine Variante des Preisrisikos ist das Volatilitätsrisiko. Es beschreibt nicht wie das Preisrisiko die Entwicklung des Preises selbst, sondern das Risiko einer sich verändernden Schwankungsintensität der Strompreise, was Auswirkungen auf die Preise von Stromoptionen und damit auf den Wert von Erzeugungskapazitäten hat.

<sup>131</sup> angelehnt an: Gleason (2001), S.18f.; Bühler (1998), S.205ff. und Bergschneider et al (1999), S.201ff.

Ohne daß sich das Preisniveau des Underlyings grundlegend ändert, erhöht sich der Optionspreis bei steigender Volatilität und ermäßigt sich bei sinkender Volatilität.

**Mengenrisiko:**

Wegen der fehlenden Speicherbarkeit des Stroms ist keine Sicherung vor Schwankungen in der Menge durch physische Lagerhaltung möglich. Stromversorger müssen sich durch möglichst präzise Produktions- und Konsumprognosen sowie durch das Vorhalten von Reservekapazitäten bzw. entsprechender Optionskontrakte auf Mengenrisiken einstellen. Mengenrisiken bzw. das Management von Mengenrisiken haben Auswirkungen auf das Preisrisikomanagement.

Wichtigste Ursachen für Mengenabweichungen sind das Wetter und das Kundenverhalten.

Das Wetterrisiko als Element des Mengenrisikos ist auf der Seite der Stromnachfrager durch die Wärme- und Kälteproduktion mit Strom wirksam. Auf der Seite der Stromanbieter sind vor allem die von Niederschlägen abhängigen Zuflüsse in Wasserkraftwerke und die Pegelstände von Flüssen zur Kraftwerkskühlung entscheidend.<sup>132</sup> Zur Beherrschung von Wetterrisiken beginnen Energieversorger und insbesondere Rückversicherungen Wetterderivate zu konzipieren und bilateral zu handeln.<sup>133</sup>

Der Einfluß des Kundenverhaltens auf das Mengenrisiko hat zwei Elemente. Das variierende Verbrauchsverhalten des Kunden innerhalb eines mit dem Versorger geschlossenen Stromliefervertrages führt zu schwankenden Strommengen. Außerdem führt der mögliche Versorgerwechsel des Kunden nach Vertragskündigung bei Nichtkongruenz von Bezugs- und Lieferverträgen zu einem Mengenrisiko beim Versorger.

---

<sup>132</sup> Meißner, Scholand (2000), S. 558

<sup>133</sup> Alaton et al. (2001), S.2

**Basisrisiko:**

Das Basisrisiko beschreibt das Risiko aus der unterschiedlichen Entwicklung der Preise zweier grundsätzlich in enger Beziehung zueinander stehender Produkte.<sup>134</sup>

„Locational basis risk“ entsteht, wenn sich die Beziehung der Preise zwischen einem dem Vertrag zugrundeliegenden Referenzort und dem tatsächlichen Lieferort verändert. Beispiel: Der Referenzort eines Terminkontraktes ist Palo Verde Switchyard, tatsächlicher Lieferort des physischen Stroms ist Los Angeles.

„Cross-commodity basis risk“ kennzeichnet das Risiko der unterschiedlichen Entwicklung der Preise zweier Güter.

Beispiel: Ein zu Absicherungszwecken gehandelter Basekontrakt bezieht sich auf 24 Stunden Grundlast, tatsächlich geliefert werden nur die 12 Stunden „Peak“ des Tages.

Das „Cash/futures basis risk“ ist das Risiko einer sich verändernden Beziehung zwischen Spot- und Terminmarkt.<sup>135</sup>

Beispiel: Zur Absicherung genutzt wurde ein Junikontrakt, die tatsächliche Lieferung findet in der letzten Maiwoche und in den ersten drei Juniwochen statt.

**Marktliquiditätsrisiko:**

Als Marktliquiditätsrisiko wird das Risiko bezeichnet, auf dem Strommarkt eingegangene Positionen mangels Handelspartner nicht mehr oder nur unter Hinnahme hoher Auswirkungen auf den Preis schließen zu können. Dieses Risiko ist besonders bei größeren Positionen auf jungen Märkten, wie es die Strombörsen derzeit noch sind, relevant. In entwickelten Märkten kann ein Marktliquiditätsrisiko bei „exotischen“ Produkten, etwa maßgeschneiderten OTC-Kontrakten, auftreten.

Auch Kraftwerke, die in Strombezugsportfolien ebenso einbezogen werden wie Stromverträge, unterliegen einem großen Marktliquiditätsrisiko. Sie lassen sich kurzfristig nicht verkaufen.

Ein Beispiel für Marktliquiditätsrisiken im Wertpapierbereich war die Krise um den Hedgefonds LTCM 1998.<sup>136</sup>

---

<sup>134</sup> Landis, Oswald (2000), S.56f.

<sup>135</sup> Meißner, Scholand (2000), S.559

<sup>136</sup> Jorion (2000), S.22

**Kreditrisiko:**

Das Kreditrisiko entsteht durch mögliche Zahlungsunfähigkeit des Endverbrauchers. Im Privatkundenbereich wird dies durch das Instrument der Abschlagszahlungen reduziert. Neben dem Kreditrisiko auf Endverbraucherebene besteht mit zunehmender Handelsaktivität auch ein Kreditrisiko durch den möglichen wirtschaftlichen Ausfall von Kontrahenten im bilateralen Stromhandel.

Im Spothandel wird das Kreditrisiko durch Abwicklungsvorschriften des allgemein anerkannten EFET-Vertrags berücksichtigt.<sup>137</sup> Für den Terminhandel mit Strom wird bei Transaktionen unter deutschen Kontrahenten der Deutsche Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte verwandt.<sup>138</sup> Handel unter internationalen Marktteilnehmern erfolgt zumeist auf Basis des ISDA-Rahmenvertrages in Verbindung mit dem zugehörigen Commodity Annex.<sup>139</sup> Diese Rahmenverträge umfassen neben Vereinbarungen für die Handhabung von Marktstörungen auch Vereinbarungen für außerordentliche Kündigungsrechte bei Bilanzverschlechterungen eines Kontrahenten sowie Aufrechnungsvereinbarungen. Sie sind dadurch also ein Instrument des Kreditrisikomanagements.

Die Abwicklung des Stromhandels über die Clearingstelle einer Börse eliminiert das Kreditrisiko für Börsentransaktionen. Auch für den OTC-Handel werden zunehmend Clearingdienstleistungen von Strombörsen genutzt.

**Nichtfinanzielle Risiken** sind in der Gruppe der operationalen Risiken und der rechtlichen Risiken zu finden.

**Operationales Risiko:**

Operationales Risiko ist das Risiko von Fehlern in Geschäftsprozessen. Diese können sowohl auf technischer als auch auf kaufmännischer Ebene auftreten und umfassen das

---

<sup>137</sup> EFET (2000a) und EFET (2000b)

<sup>138</sup> Das Gesetz über Kapitalanlagegesellschaften sieht für außerbörsliche Transaktionen die Erfordernis von geeigneten Rahmenverträgen vor, vgl. Bundesgesetzblatt (2002b), § 8e Abs. 1

<sup>139</sup> International Swaps and Derivatives Association (2002) und International Swaps and Derivatives Association (2000)

technische Risiko, das Organisationsrisiko, das personelle Risiko und das Bewertungsrisiko.<sup>140</sup>

#### **Technisches Risiko:**

Im technischen Risiko sind Risiken des Betriebs technischer Anlagen wie Kraftwerke und Übertragungs- bzw. Verteilernetze zusammengefaßt. Sowohl Ausfälle als auch Kapazitätsengpässe gehören zu den Technikrisiken.

#### **Organisationsrisiko:**

Als Organisationsrisiko wird bei Unternehmen im Stromhandel das Risiko aufgrund fehlender Abgrenzung von Handels-, Abwicklungs- und Kontrolleinheiten bezeichnet.<sup>141</sup>

#### **Personelles Risiko:**

Das personelle Risiko ist das Risiko von Fehlentscheidungen, menschlichem Versagen oder Betrug. Mit Hilfe einer geeigneten Organisation kann das personelle Risiko reduziert werden. Maßnahmen wie das Vier-Augen-Prinzip oder unabhängige Berichte sind hierbei hilfreich.

#### **Bewertungsrisiko:**

Das Bewertungsrisiko, oder auch Modellrisiko, umfaßt die aus der fehlerhaften Bewertung von Handelsgeschäften entstehenden Risiken.<sup>142</sup> Im Vergleich zum relativ gut erforschten und theoretisch ordentlich modellierten Finanzmarkt besteht im Strommarkt aufgrund der besonderen Charakteristika des Stroms ein besonders hohes Bewertungsrisiko.<sup>143</sup>

#### **Rechtliches Risiko:**

Als rechtliches Risiko wird das Risiko rechtlich unwirksamer Vertragsvereinbarungen bzw. des Abschlusses unzulässiger Geschäfte bezeichnet. Dies ist besonders im Derivatebereich mit besonderen aufsichtsrechtlichen Voraussetzungen relevant. Zudem sind Gesetzesänderungen den rechtlichen Risiken zuzuordnen.

---

<sup>140</sup> Bergschneider et al. (1999), S.233

<sup>141</sup> von Scholz, Storch (1998), S.218

<sup>142</sup> Jeckle, Madlener (1999), S.6

<sup>143</sup> Meißner, Scholand (2000), S.560

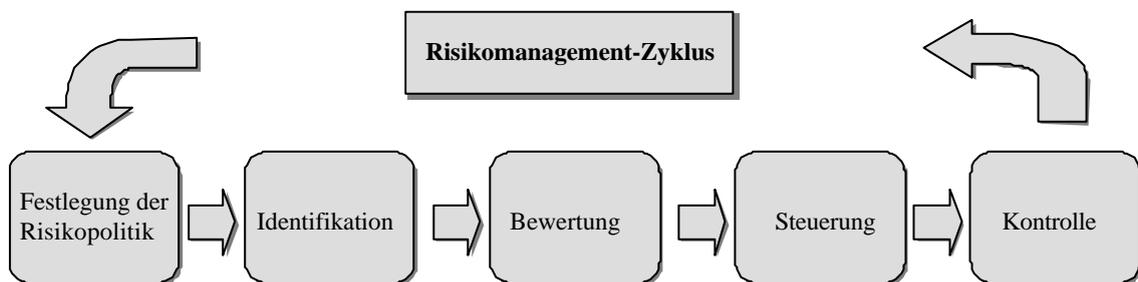
Diese Arbeit befaßt sich mit dem Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt, also einem Element des Marktrisikos. Das Preisrisiko weist Wechselwirkungen zu anderen Elementen des Marktrisikos wie etwa dem Mengenrisiko oder dem Basisrisiko auf. Diese Wechselwirkungen entstehen durch den Einsatz von Instrumenten des Preisrisikomanagements und werden daher an den entsprechenden Stellen kurz angesprochen.

## 5.2 Risikomanagement

Der Begriff des Risikomanagements wird in der Literatur nicht einheitlich definiert. Als Risikomanagement im engeren Sinne wird die Steuerung einer Risikoposition bezeichnet.<sup>144</sup> In enger Beziehung zu dieser Steuerungsfunktion steht das Risikocontrolling, welches ein System zur Messung und Überwachung der Risikopositionen und zur Analyse des mit ihnen verbundenen Verlustpotentials darstellt.<sup>145</sup>

Dem Risikomanagement als reiner Steuerung ist die strategische Festlegung einer Risikopolitik im Rahmen der Unternehmensstrategie vorgelagert.

Hier wird die weite Definition des Begriffs „Risikomanagement“ verwandt. Sie beschreibt einen Zyklus aus fünf Phasen: Festlegung der Risikopolitik, Identifikation von Risikofaktoren, Risikobewertung (Messung), Risikosteuerung (Einsatz der Risikomanagement-Instrumente) und Risikokontrolle.



**Abbildung 48:** Fünf-Phasen-Modell des Risikomanagements

<sup>144</sup> Bozem (1999), S.307

<sup>145</sup> Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (1995), S.5

Neben der hier vorgestellten, ablauforganisatorisch orientierten, funktionalen Sichtweise des Risikomanagements ist auch eine aufbauorganisatorisch orientierte, institutionale Sichtweise des Risikomanagements denkbar.<sup>146</sup>

Die zeitliche Reichweite von Maßnahmen unterscheidet das strategische Risikomanagement vom operativen Risikomanagement.<sup>147</sup>

Das strategische Risikomanagement überlagert das operative Risikomanagement und umfaßt langfristige Planungsentscheidungen der Unternehmensleitung, die im Leistungsbereich der Unternehmung wirksam werden. Beispiele sind Produkt-, Investitions- oder Kapitalstrukturentscheidungen.

Das operative Risikomanagement umfaßt die kurzfristigere Steuerung der finanziellen Auswirkungen des strategischen Risikomanagements und der Umweltveränderungen.

### **5.3 Gesetzliche und aufsichtsrechtliche Grundlagen**

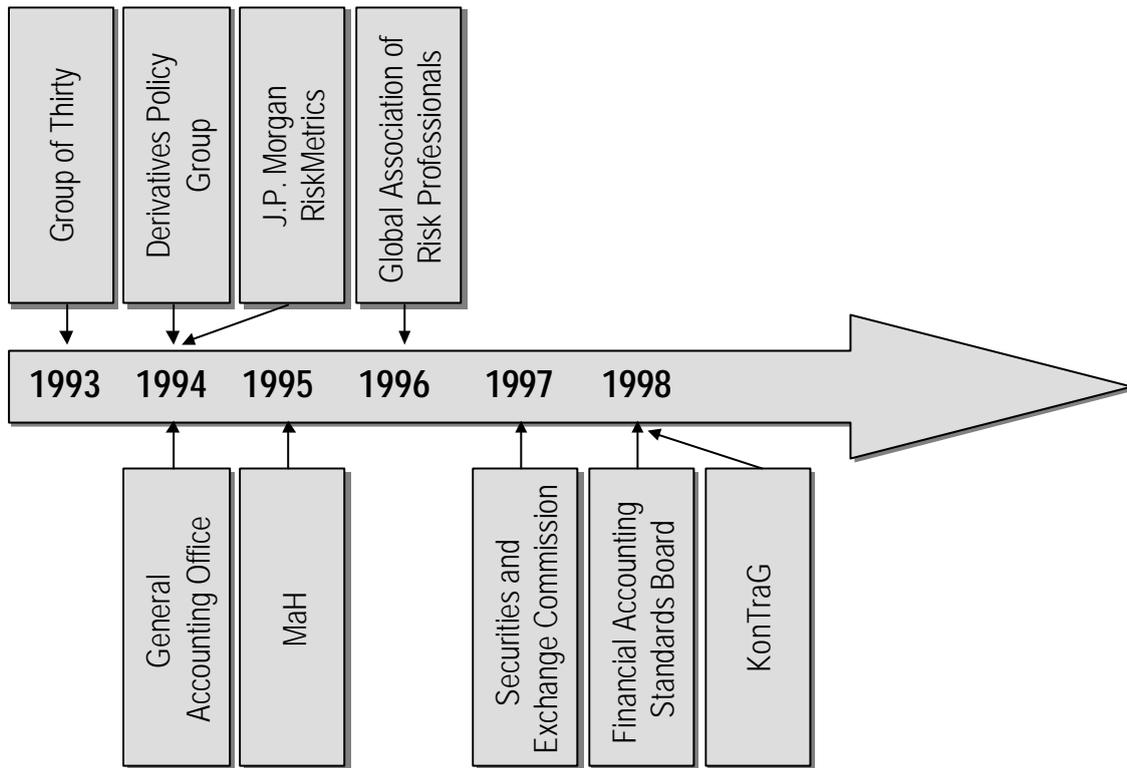
Da der Umgang mit Instrumenten des Risikomanagements ein zentrales Geschäftsfeld der Banken ist, stammen die ersten Richtlinien aus dem Banken- und Bankenaufsichtsbereich.<sup>148</sup> Vorgaben für das Risikomanagement in Industrie- und Handelsunternehmen sind jüngeren Datums, orientieren sich aber inhaltlich unter Berücksichtigung der Branchenunterschiede an den Richtlinien aus dem Bankbereich.

---

<sup>146</sup> Oehler, Unser (2001), S.15 f. und S.413

<sup>147</sup> Oehler, Unser (2001), S.16

<sup>148</sup> Deutsch, Eller (1998), S.5



**Abbildung 49:** Richtlinien für Risikomanagement<sup>149</sup>

Ein bereits 1993 entstandenes Dokument über den Umgang mit Derivaten sind die Empfehlungen der Group of Thirty.<sup>150</sup> Hier werden Empfehlungen für Händler und Endbenutzer von Derivaten aufgelistet.

Die wichtigsten Punkte im Bereich des Marktrisikomanagements sind eine tägliche mark-to-market-Bewertung der gehaltenen Positionen, die tägliche Risikomessung mit Hilfe eines Value-at-Risk-Ansatzes, Simulationen von Streßszenarien, Erstellung von Liquiditätsprognosen und die Einrichtung einer unabhängigen Marktrisikomanagementfunktion.

Neben diesen Empfehlungen für Händler und Endbenutzer umfaßt der Text auch Empfehlungen für Gesetzgeber, Regulierer und Überwachungsbehörden. Diese betreffen Verrechnungsvereinbarungen, gesetzliche und regulatorische Unsicherheiten sowie die steuerliche Behandlung und Buchführungsstandards im Bereich der Derivate. Der G-30 Report war unter anderem die Basis für die Mindestanforderungen an das

<sup>149</sup> Jorion (2001), S.43ff.

<sup>150</sup> Group of Thirty (1993), S.9 ff.

Betreiben von Handelsgeschäften von Kreditinstituten (MaH) des Bundesaufsichtsamtes für das Kreditwesen.<sup>151</sup>

Das BAFin sieht die Verantwortlichkeit für die Organisation und Überwachung der Handelsgeschäfte sowie für die Festlegung der Rahmenbedingungen bei der Geschäftsleitung.<sup>152</sup> Die Kreditinstitute haben geeignete Risikomanagementsysteme einzuführen, die in der Lage sind, Marktpreisrisiken zu erfassen und zu bewerten. Neben der Festlegung von Handels- bzw. Risikolimits ist insbesondere die funktionale Trennung von Handel, Abwicklung und Kontrolle, Rechnungswesen sowie der Überwachung vorgeschrieben. Die Innenrevision prüft im Auftrag der Geschäftsleitung mindestens jährlich die Einhaltung der Mindestanforderungen.

Die MaH gelten nur das Handelsgeschäft von Kreditinstituten. Unter dem Eindruck teilweise existenzbedrohender Verluste bei Unternehmen außerhalb des Bankensektors, die durch fehlerhaften Umgang mit Derivaten entstanden waren, wurde der die Notwendigkeit deutlich, vergleichbare Vorschriften auch für Nichtbanken zu erlassen.

Der deutsche Gesetzgeber beschloß 1998 eine Ergänzung insbesondere des Aktiengesetzes und des Handelsgesetzbuches durch das Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), welches in zwei Abschnitten auf das Risikomanagement in Unternehmen eingeht.<sup>153</sup> Das KonTraG konkretisiert die an sich selbstverständlich erscheinende Verpflichtung des Vorstandes einer Aktiengesellschaft, ein Überwachungssystem einzurichten, das frühzeitig vor Entwicklungen warnt, die den Fortbestand der Gesellschaft gefährden könnten.<sup>154</sup> Zudem hat der Abschlußprüfer zu untersuchen, ob der Lagebericht neben der Lage des Unternehmens die Risiken der künftigen Entwicklung des Unternehmens darstellt.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den für den Bankbereich verbindlichen MaH und dem für sonstige Unternehmen gültigen KonTraG ist die nicht spezifizierte Ausgestaltung des Risikomanagementsystems und eine Beschränkung auf existenzgefährdende Risiken innerhalb des KonTraG.<sup>155</sup> Die MaH beinhalten dagegen

---

<sup>151</sup> Deutsch, Eller (1998), S.5f.

<sup>152</sup> Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (1995), S.1ff.

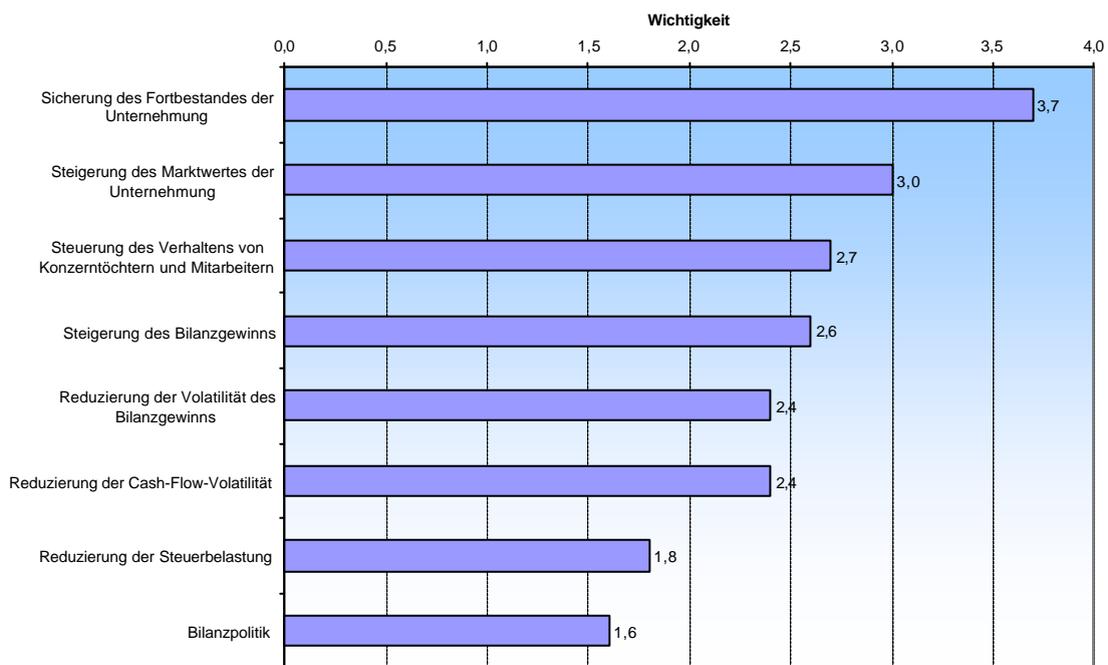
<sup>153</sup> Burger (1998), S.232

<sup>154</sup> Dörner (1999), S.2f.

<sup>155</sup> Karbenn et al. (1999), S.378

konkrete Vorgaben bezüglich der funktionalen Gestaltung und der Verfahrensweise des Risikomanagements und betrachten existenzgefährdende Risiken als einen Sonderfall, für den über die gewöhnliche Tätigkeit des Risikomanagements hinausgehende Maßnahmen ergriffen werden müssen.

Eine zwei Jahre nach dem Inkrafttreten des KonTraG erstellte Studie untersucht den Stand des Risikomanagements in Industrie- und Handelsunternehmen.<sup>156</sup> Obwohl sich die Studie mit Wechselkurs- und Zinsrisiken befaßt, lassen sich die Ergebnisse im Bereich der Ziele und der Organisation des Risikomanagements auf den Bereich der Preisrisiken im Rohstoffbereich übertragen.



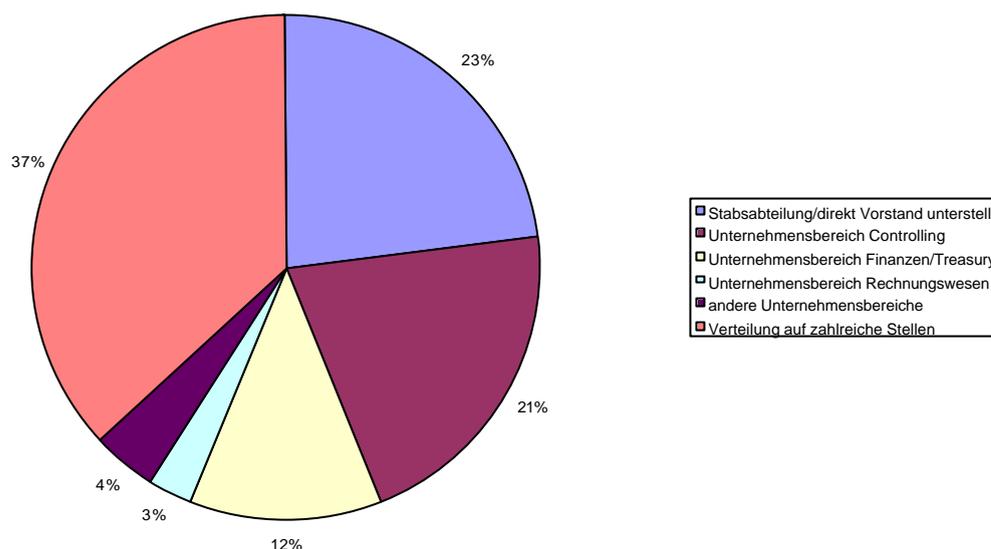
**Abbildung 50:** Ziele für das Risikomanagement<sup>157</sup>

Die Sicherung des Fortbestandes der Unternehmung ist das durch das KonTraG vorgegebene Ziel eines Risikomanagementsystems und wird von den befragten Führungskräften als das wichtigste Ziel für das Risikomanagement bezeichnet.

<sup>156</sup> Glaum (2000)

<sup>157</sup> Glaum (2000), S.20

Finanzielle Ziele wie die Steigerung des Unternehmenswertes oder des Bilanzgewinns werden als nachrangig angesehen. Offensichtlich wird die Einführung eines Risikomanagementsystems in überwiegend zur Erfüllung gesetzlicher Vorschriften und nur in zweiter Linie zur Schaffung eines Wettbewerbsvorteils vollzogen.



**Abbildung 51:** *Verantwortlichkeit für das Risikomanagement*<sup>158</sup>

Die Verantwortlichkeit für das Risikomanagement liegt bei den befragten Unternehmen in der Mehrzahl der Fälle bei einer Risikomanagement-Stabsabteilung oder beim Unternehmensbereich Controlling bzw. Finanzen /Treasury. Bei 37% allerdings ist das Risikomanagement auf verschiedene Stellen im Unternehmen verteilt. Dies ist im Hinblick auf die Aggregation von Risiken und die möglichst zentrale Steuerung als problematisch anzusehen.

## 5.4 Zusammenfassung

Risiko ist im betriebswirtschaftlichen Sinn der mögliche negative Ausgang einer Entscheidungssituation. In der Statistik bezeichnet Risiko die Abweichung vom Erwartungswert.

---

<sup>158</sup> Glaum (2000), S.19

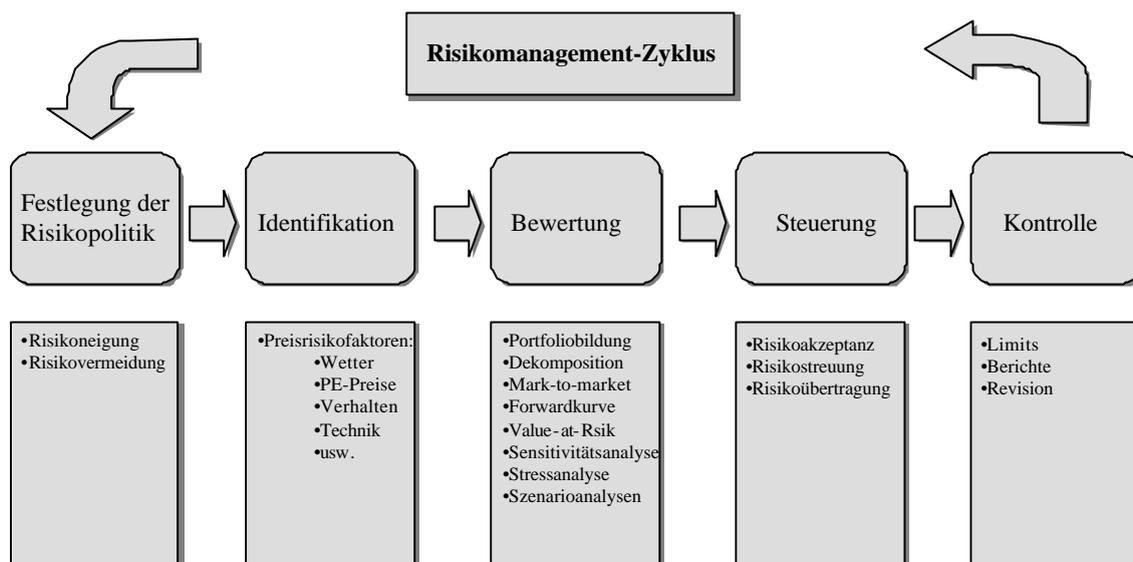
Risiken werden in die Risikogruppen Marktrisiken, Kreditrisiken, Operationale Risiken und Rechtliche Risiken eingeteilt. Das Preisrisiko ist das durch Veränderungen eines Preises entstehende Risiko und als solches Bestandteil des Marktrisikos.

Risikomanagement ist der rückgekoppelte Prozeß aus Festlegung der Risikopolitik, Identifikation von Risikofaktoren, Risikobewertung, Risikosteuerung und Risikokontrolle.

Für die Handelsgeschäfte von Banken existiert seit 1995 eine detaillierte Vorschrift des BAFin für die Gestaltung des Risikomanagements. Schwerpunkte sind hier die Wahl der Bewertungsverfahren und die Organisation. Richtlinien für das Risikomanagement von Unternehmen aller Branchen sind im 1998 in Kraft getretenen KonTraG zu finden. Weit weniger detailliert als die MaH verlangt das KonTraG nur die Einrichtung eines Frühwarnsystems zur Erkennung existenzbedrohender Entwicklungen und die Darstellung der Risiken der künftigen Entwicklung im Lagebericht.

## 6 Preisrisikomanagement im Strommarkt

Der allgemeine fünfphasige Risikomanagement-Zyklus läßt sich grundsätzlich für alle Risikotypen und alle Branchen spezifizieren. Im folgenden wird der Risikomanagement-Zyklus auf das Preisrisikomanagement im Strommarkt angewandt.



**Abbildung 52:** Ablaufdiagramm des Risikomanagements im Strombereich

### Festlegung der Risikopolitik:

Als erster Schritt im Risikomanagementzyklus ist die Risikopolitik von der Unternehmensleitung festzulegen. Dies geschieht im Einklang mit allgemeinen Unternehmenszielen und unter Berücksichtigung der Umweltsituation.<sup>159</sup> Die Festlegung der Risikopolitik ist integraler Bestandteil der Unternehmensplanung.<sup>160</sup>

Abhängig vom unternehmensindividuellen Detaillierungsgrad der Risikopolitik kann sie entweder grundsätzliche Aussagen über die Risikoneigung treffen oder auch bezogen auf einzelne Risikotypen Handlungsanweisungen für die Risikosteuerung geben. In jedem Fall ist es Aufgabe der Unternehmensleitung, die Aufbau- und

<sup>159</sup> Bergschneider et al (1999), S.205

<sup>160</sup> Burger (1998), S.235

Ablauforganisation des Risikomanagements und die Integration in das Unternehmen festzulegen.<sup>161</sup>

### **Identifikation von Risikofaktoren:**

Die Identifikation aller für das Gesamtunternehmensrisiko relevanten Risikofaktoren erfolgt zweckmäßigerweise getrennt nach Risikotypen.<sup>162</sup> Risikofaktoren können innerhalb des Unternehmens oder in der Unternehmensumwelt zu finden sein. Risikofaktoren des operationalen Risikos sind typischerweise unternehmensintern (Kraftwerksausfälle, Fehlentscheidungen etc.). Risikofaktoren des Marktrisikos und insbesondere des Preisrisikos dagegen sind eher unternehmensextern (Wetter, Brennstoffpreise, etc.).

Die für Unternehmen der Stromwirtschaft bedeutsamen Einflußfaktoren auf den Strompreis werden in Kapitel 6.2 ausführlich beleuchtet.

### **Risikobewertung (Messung):**

Ziel der Risikobewertung ist es, die identifizierten Risiken qualitativ zu bewerten, oder, falls sie quantifizierbar sind, zu messen.<sup>163</sup> Die Bewertung erfolgt durch die Kombination eines Verlustpotentials mit der zugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeit.

Risiken, die prinzipiell nicht meßbar sind oder aufgrund ungenügender Erfahrungswerte aus der Vergangenheit (Zeitreihen etc.) nicht gemessen werden können, werden anhand einer ordinalen Skala mit „hohen“, „mittleren“ oder „geringen“ Verlustpotentialen und Eintrittswahrscheinlichkeiten bewertet. Dies ist typischerweise bei operationalen Risiken, zum Beispiel strategischen Fehlentscheidungen, der Fall.

Falls sich Verlustpotentiale und Eintrittswahrscheinlichkeiten analytisch oder durch Simulationen ermitteln lassen, können Verfahren wie die Value-at-Risk-Methode angewandt werden. Marktrisiken zum Beispiel lassen sich in der Regel gut messen.

---

<sup>161</sup> Bozem (1999), S.308

<sup>162</sup> Karbenn et al. (1999), S.380

<sup>163</sup> Karbenn et al. (1999), S.381

Der erste Schritt der Risikobewertung ist die Aggregation aller Einzelpositionen zu einem Gesamtportfolio. Diese Aggregation umfaßt auf der Strombezugsseite eigene Erzeugungskapazitäten und Bezugsverträge. Unter Bezugsverträgen verstehen sich sowohl langfristige bilaterale Lieferverträge mit Vorlieferanten („alte Welt“) als auch börslich oder außerbörslich gehandelte Produkte des Stromgroßhandelsmarktes („neue Welt“), die zum Bezug von Strommengen berechtigen. Auf der Absatzseite sind sowohl Lieferverpflichtungen, die in Form von Kundenverträgen bestehen, als auch Lieferverpflichtungen, die durch Stromgroßhandelspositionen stammen, zusammengefaßt. Bei den Lieferverpflichtungen können variable Liefermengen mit Fixpreis (Haushaltstarifvertrag oder Stromoption) oder fixe Mengen mit variablem Preis (indexierte Bandlieferung) auftreten. Insbesondere die Verträge mit variabler Menge stellen ein Mengenrisiko dar, das durch Lastprognosen reduziert werden sollte.

Der Aggregation der Bezugs- und Absatzportfolien folgt die Dekomposition, die rechnerische Auflösung des Portfolios in standardisierte Produkte wie Forwards, Futures oder Optionen.<sup>164</sup>

Diese Standardprodukte werden in einem nächsten Schritt anhand ihrer am Markt festgestellten Preise bewertet („Mark-to-Market“).<sup>165</sup>

Das wichtigste Hilfsmittel zur Bewertung von Stromverträgen ist die Forwardkurve. Sie besteht aus der Darstellung der Preise von Forwards mit verschiedenen Laufzeiten. Wenn keine Forwardkurve gebildet werden kann, da die Laufzeiten der an den Strommärkten gehandelten Forwards beispielsweise zu kurz sind oder weil der Forwardkurve aufgrund zu geringer Marktliquidität mißtraut wird, ersetzt eine hausinterne Strompreisprognose die Forwardkurve.

Verträge und (eingeschränkt wegen der langen Laufzeit der zugrundeliegenden Derivate) auch Erzeugungskapazitäten können gegen den Markt bewertet werden. Die Abbildung der Kraftwerke als Realoptionen führt teilweise zu erheblich anderen Ergebnissen als klassische Methoden.<sup>166</sup>

Die Value-at-Risk-Methode hilft bei der Ermittlung des erwarteten maximalen Risikos normaler Marktbewegungen. Der große Vorteil ist, daß mit dieser Methode das

---

<sup>164</sup> Landis, Oswald (2000), S.56 und Leong (1995), S.135

<sup>165</sup> von Kistowski (2001), S.11

<sup>166</sup> Meise (1998), S.84 und Dixit, Pindyck (1994), S.117ff.

Ergebnis einer komplexen Risikoanalyse komprimiert und verständlich wiedergegeben werden kann. Außerdem ist diese Methode in der Lage, Portfolioeffekte durch Diversifikation und internes Hedging zu berücksichtigen.<sup>167</sup> Die nähere Darstellung der Value-at-Risk-Methodik ist Gegenstand des Kapitels 6.4.

Die einfacher zu erstellenden Sensitivitätsanalysen prüfen die Reaktion des Wertes einer Position oder des gesamten Portfolios auf Veränderungen eines einzelnen Risikofaktors, beispielsweise des Brennstoffpreises oder der Spotpreisvolatilität. Diese Methode sollte nur für kurzfristige Analysen eingesetzt werden, da ihre Aussagekraft mit zunehmendem Zeithorizont nachläßt.

Stressanalysen sind Untersuchungen der Portfoliowertveränderungen in Sonder-situationen, die nur sehr selten vorkommen, aber extreme Auswirkungen auf den Unternehmenserfolg oder sogar den Fortbestand des Unternehmens haben können. Hierbei wird nicht nur die schlechtestmögliche Entwicklung der wertbestimmenden Faktoren, sondern auch ein Bruch der Korrelationen zwischen diesen Faktoren unterstellt.<sup>168</sup> Da für Stressanalysen aufgrund der Seltenheit derart extremer Situationen kaum historische Daten existieren, wird nicht ihre Eintrittswahrscheinlichkeit, sondern die Schadenshöhe für den Fall ihres Eintritts betrachtet.

### **Risikosteuerung (Einsatz der Risikomanagement-Instrumente):**

Prinzipielle Möglichkeiten des Umgangs mit den im Risikomanagementzyklus bisher identifizierten und gemessenen Preisrisiken sind Risikoakzeptanz, Risikostreuung oder Risikoübertragung.<sup>169</sup>

Risikoakzeptanz bedeutet, daß die bestehende Risikoexposition den Vorgaben der Risikopolitik entspricht und keine steuernden Maßnahmen getroffen werden. Risikostreuung (Diversifikation) geschieht durch Eingehen zusätzlicher Risiko-positionen im Bereich der Primäraktivitäten des Unternehmens, die in Zusammenhang mit den bisherigen Risikopositionen das Gesamtrisiko reduzieren. Bei der Risikoübertragung werden die Primäraktivitäten des Unternehmens durch sekundäre

---

<sup>167</sup> Bergschneider et al. (1999), S.211

<sup>168</sup> Bergschneider et al. (1999), S.224

<sup>169</sup> Oehler, Unser (2001), S.37f. und Deutsch, Eller (1998), S.255

Aktivitäten ergänzt, die das Gesamtrisiko reduzieren.<sup>170</sup> Eine mögliche Maßnahme ist die klassische Versicherung eines Risikos durch Prämienzahlung an einen Versicherer, der im Versicherungsfall eine vereinbarte Zahlung leistet. Eine weitere Maßnahme zur Übertragung des Risikos ist das Hedging durch den Einsatz von Terminkontrakten wie Forwards, Futures oder Optionen. Hier wird ein Kontrakt mit einem Spekulanten, der bereit ist, das Risiko zu übernehmen, oder mit einem anderen Hedger, der eine entgegengesetzte Position abzusichern hat, geschlossen.<sup>171</sup>

Mögliche, durch die Risikopolitik vorgegebene, Risikostrategien für das Preisrisikomanagement bewegen sich im Spektrum zwischen vollständig abgesichert und völlig ungesichert.

Die völlige Absicherung ist in der Praxis nicht möglich, da eine ständige Anpassung der derivativen Position an den veränderten Portfoliowert und das Portfoliorisiko zu hohe Transaktionskosten nach sich ziehen würde. Außerdem lassen sich nicht alle Portfoliobestandteile wie zum Beispiel komplexe Verträge mit Derivaten abbilden.

Falls die Gegenüberstellung der für die Risikobewertung aggregierten Bezugs- und Absatzportfolien ein Ungleichgewicht ergibt, besteht ein Mengenrisiko.

Die Teilnahme am Stromspotmarkt ist eine Möglichkeit, Mengenrisiken in Preisrisiken zu überführen. Dies geschieht, indem Ungleichgewichte in Bezugs- und Absatzportfolio, die ja aufgrund der fehlenden Speicherbarkeit von Strom nicht mit gelagerten Mengen ausgeglichen werden können, als Stromlieferungen über die Börse oder den außerbörslichen Handel zu aktuellen Preisen gehandelt werden.<sup>172</sup> Die Differenzierung zwischen Einkauf, Portfoliomanagement und Risikomanagement ist hier aufgrund der gleichen Tätigkeiten nicht ganz einfach.

Die Teilnahme am Stromterminmarkt ist eine Möglichkeit, die durch die Elimination der Mengenrisiken entstandenen Preisrisiken auf andere Marktteilnehmer zu übertragen.

### **Risikokontrolle:**

---

<sup>170</sup> Oehler, Unser (2001), S.37

<sup>171</sup> Blase (1994), S.68ff.

<sup>172</sup> Borchert, Nabe (1999), S.2

Die Risikokontrolle führt einen kontinuierlichen Soll-/Ist-Vergleich durch, der die Einhaltung der durch die Risikopolitik festgelegten Rahmenbedingungen prüft.<sup>173</sup> Risikolimits und regelmäßig zu erstellende Berichte der Risikosteuerung fließen in die Beurteilung der Ist-Situation ein. Die Interne Revision untersucht mindestens jährlich die Funktionsfähigkeit des Risikomanagementsystems.<sup>174</sup>

Die Resultate aus der Risikokontrolle informieren sowohl die mit der Risikosteuerung befaßte Unternehmenseinheit als auch die Unternehmensleitung, damit diese die Anpassung der Risikopolitik an veränderte Gegebenheiten vornehmen kann.

## **6.1 Einbettung des Risikomanagements in den Stromhandel**

Die Ausgestaltung eines Risikomanagementsystems hängt von seiner individuellen Zielsetzung ab.

Preisrisikomanagement beginnt schon bei der Reaktion auf ein Preissignal. Selbst ein Haushaltskunde, der mit seinem Stromversorger einen Liefervertrag mit Tag- und Nachtstromtarif abschließt, um Warmwasser zukünftig erst zur Zeit des niedrigen Nachtтарifs zu bereiten, betreibt Risikomanagement. Im Spektrum zwischen dieser Art Kleinstverbraucher und international tätigen, integrierten Energieversorgungsunternehmen gibt es zahlreiche Zwischenstufen, die unterschiedliche Anforderungen an ein Risikomanagementsystem stellen. Neben den gesetzlichen Vorschriften entscheiden grundsätzlich die Größe und Art der Risikopositionen, welche Risikomanagement-Infrastruktur einzurichten ist.

Selbst innerhalb der integrierten Stromversorgungsunternehmen, die die Stromwirtschaft Deutschlands kennzeichnen, zeigen sich deutliche Unterschiede in der Risikopolitik und damit in der Gestaltung von Risikomanagementsystemen. Nach der Risikoneigung und der Komplexität der am Strommarkt gehandelten Produkte lassen sich vier Gruppen von Stromversorgungsunternehmen unterscheiden.<sup>175</sup>

---

<sup>173</sup> Karbenn et al. (1999), S.382

<sup>174</sup> Bozem (1999), S.311

<sup>175</sup> Wilhelm (2002), S.10

Die erste Gruppe zeichnet sich durch die Einrichtung eines eigenen Trading-Floors aus. Hier wird ständiger börslicher und außerbörslicher Stromhandel betrieben. Neben seiner Dienstleistungsfunktion für den Stromeinkauf hat der Stromhandel hier die Aufgabe, durch das Eingehen und Halten von Positionen Gewinne zu erwirtschaften.<sup>176</sup> Unternehmen dieser Gruppe übernehmen Risiken anderer Marktteilnehmer als eigenständiges Geschäftsfeld.

In der zweiten Gruppe finden sich die Unternehmen, die ihren Stromeinkauf über die Stromgroßhandelsmärkte betreiben und dabei bewußt Mengenunter- oder – überdeckungen akzeptieren, um die Differenzmengen zu späteren Zeitpunkten und zu günstigeren Preisen zu kaufen oder zu verkaufen. Die Teilnahme am Stromhandel ist bei diesen Unternehmen von der Beschaffung initiiert und nicht als eigenständiges Geschäftsfeld ausgelegt.

Die dritte Gruppe betreibt Portfoliomanagement durch Einkauf verschiedener Stromprodukte (Bänder bzw. Blöcke) von verschiedenen Lieferanten nur zur Deckung des eigenen Bedarfs. Mengenrisiken werden durch die Deckungsgleichheit von Bezugs- und Absatzportfolio ausgeschaltet. Die unterschiedlichen Zeitpunkte, zu denen die Mengen eingekauft werden, führen allerdings zu einem Preisrisiko.

Die vierte Gruppe repräsentiert die Bezieher einer Vollversorgung von einem einzigen Vorlieferanten, also die klassischen, aus der Zeit vor der Strommarktliberalisierung bekannten EVU. Die Vollversorgungsverträge haben fixe Preise und flexible Abnahmemengen. Diese Flexibilität in der Menge stellt eine eingebettete Option dar, deren Prämie über einen Preisaufschlag auf den Großhandelsstrompreis erhoben wird. Das EVU trägt auf der Bezugsseite keine Preis- und Mengenrisiken und hat daher nur eine einfache Handels- und Risikomanagementinfrastruktur vorzuhalten.

Eine entsprechende „Mehr-Klassen-Gesellschaft“ läßt sich natürlich auch im Bereich der Energieverbraucher beobachten. Da die Aufwendungen für qualifiziertes Personal und geeignete Informationstechnologie schon für eine Stromhandelsabteilung geringer Größe erheblich sind, lagern Unternehmen zunehmend ihren Stromhandel und Teile des

---

<sup>176</sup> Dudenhausen, Ellwanger (1998), S.504

Risikomanagements aus.<sup>177</sup> Für derartige Dienstleistungen kommen unabhängige Unternehmen in Betracht, die nach Maßgabe der Geschäftsleitung des Kunden und in Abstimmung mit dessen Einkaufs-, Vertriebs- oder Kraftwerksbetriebsabteilung dessen Risikopolitik umsetzen.

	<b>Anfangsinvestition</b>	<b>Jährlicher Aufwand</b>
<b>Personal</b>		
Rekrutierung	80.000	
Weiterbildung		30.000 – 40.000
Gehälter		300.000 – 400.000
<b>IT</b>		
Portfoliomanagement	100.000 – 150.000	
Prognose, Fahrplanmanagement	50.000	
Marktinformationsdienste		15.000 – 30.000
Börsenzugang		25.000
Implementierung	75.000	
Wartung und Pflege		50.000
<b>Administrativer Aufwand</b>		
Organisationsaufbau	60.000	20.000
Mobiliar, Miete, Services	20.000	50.000 – 70.000
Risikokonzeption	50.000	20.000
<b>Summe</b>	<b>435.000 – 485.000</b>	<b>510.000 – 655.000</b>
<b>Tabelle 15:</b> <i>Aufwendungen für einen kleinen Trading-Floor (in DM)</i> <sup>178</sup>		

Die Struktur des Stromhandels bzw. des „Trading-Floor“ gliedert sich in Front-, Middle-, und Back-Office.<sup>179</sup>

<sup>177</sup> Für die Auslagerung von Teilen des Risikomanagements kommen natürlich nur Risikoidentifikation, -bewertung und -steuerung in Frage. Festlegung der Risikopolitik und die Risikokontrolle müssen im Hause verbleiben.

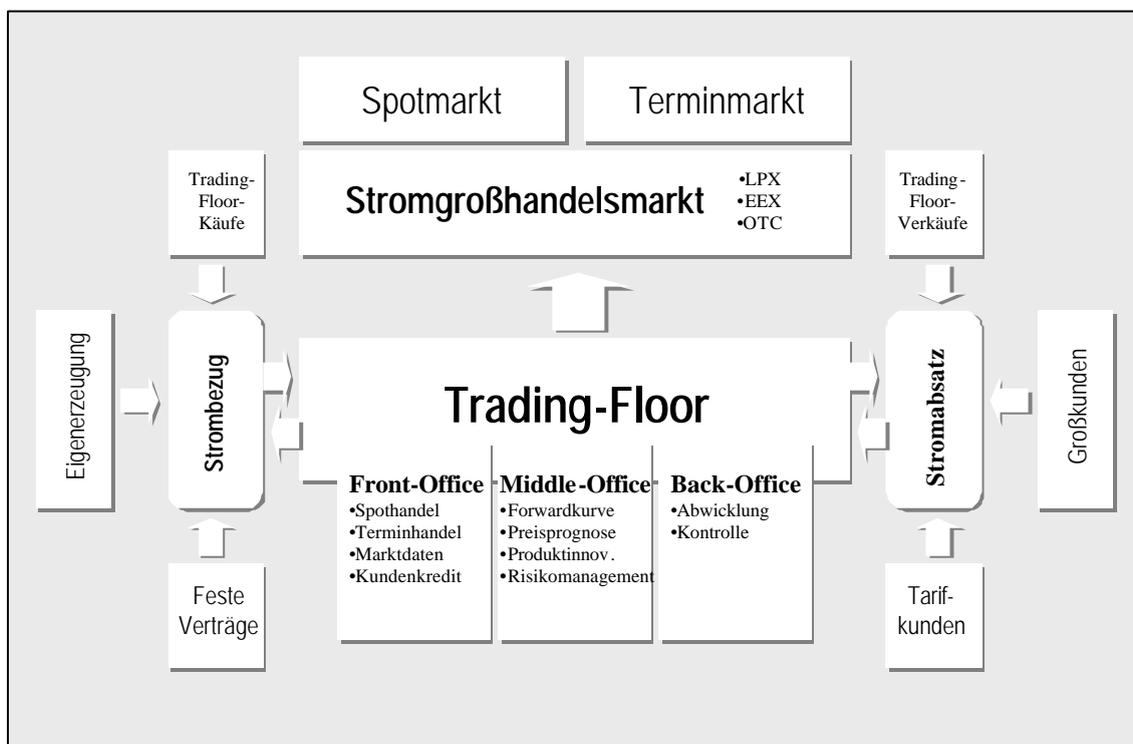
<sup>178</sup> Ellwanger et al. (2000), S.303

<sup>179</sup> Curtius (2000), S.632 und Wilhelm (2002), S.10

Das Front-Office bildet die Schnittstelle zu den Kunden und zum Markt. Hier werden Vertragsabschlüsse vollzogen, Marktdaten erfaßt und das Kundenkreditmanagement betrieben.<sup>180</sup> Im Middle-Office ist eine unterstützende Funktion des Front-Office zu sehen. Hier werden Forwardkurven generiert, Preisprognosen erarbeitet, das Risikomanagement betrieben und Produktinnovationen entwickelt.

Im Back-Office findet die nach den Vorgaben der MaH vom Handel getrennte Abwicklung und Kontrolle der Handelstätigkeit statt.<sup>181</sup>

Aufgrund der zahlreichen Schnittstellen wird die Integration von Stromhandel, Primärenergieträgerhandel, Wetterderivatehandel, Emissionshandel und Risikomanagement angestrebt.



**Abbildung 53:** *Trading-Floor*<sup>182</sup>

<sup>180</sup> Schröppel (2000), S.308

<sup>181</sup> Burger (1998), S.242

<sup>182</sup> EVB, KPMG (2000)

## 6.2 Einflußfaktoren auf den Strompreis

Um ein Strompreisprognosemodell zu entwickeln oder auch nur qualitative Aussagen über das Verhalten von Strompreisen zu treffen, ist es notwendig, die wichtigsten **Einflußfaktoren auf den Strompreis** zu identifizieren und in ihrer Wirkung zu verstehen. Es hat sich gezeigt, daß eine Klassifizierung in angebotsseitige und nachfrageseitige Einflußfaktoren, die in ihrer Größe und Erscheinung für die Marktteilnehmer prognostizierbar oder nicht prognostizierbar sind, sinnvoll ist. Die Einflußfaktoren unterscheiden sich weiterhin in ihrer zeitlichen Wirkung auf den Strompreis. Es gibt Faktoren mit Einfluß auf den Spotpreis (kurzfristige Wirkung) und solche mit Einfluß auf den Terminpreis (langfristige Wirkung).

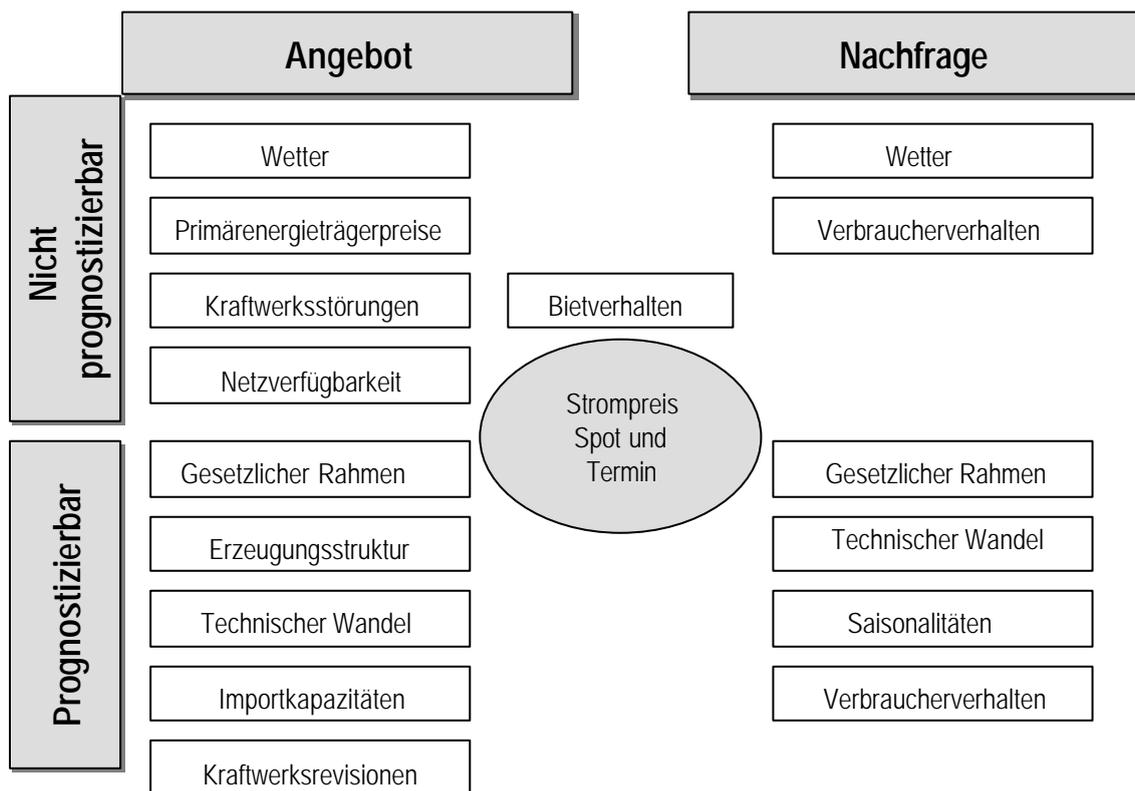


Abbildung 54: Einflußfaktoren auf den Strompreis

### Angebotsseitig, nicht prognostizierbar:

Das **Wetter** beeinflusst in Form von Wind und Niederschlägen die erzeugbare Strommenge und damit den Preis. Windkraftwerke produzieren nur Strom, wenn sich die Windgeschwindigkeit innerhalb eines bestimmten Fensters bewegt.

Niederschläge sind für das Stromangebot bedeutsam, da sich Schneefall im Gebirge nach der Schneeschmelze in den Speicherständen von Wasserkraftwerken auswirkt. Außerdem hängen der Wasserdurchsatz in Laufwasserkraftwerken und die Verfügbarkeit von Kühlwasser für Wärmekraftwerke, die an Flüssen gelegen sind, von Niederschlägen in Form von Regen ab.<sup>183</sup> Bei extrem niedrigen Pegelständen müssen Kraftwerke heruntergefahren werden, um eine Gefährdung der Flußfauna durch zu hohe Gewässertemperaturen zu verhindern. Regelmäßig wiederkehrende, saisonale Muster von Wind und Niederschlägen lassen sich grob im Rahmen der langjährigen Wetterdaten prognostizieren.

Die **Preise** für die in den Kraftwerken eingesetzten **Primärenergieträger**<sup>184</sup> sind der wichtigste Einflußfaktor auf die Kraftwerksgrenzkosten und damit auf den Strompreis. Zufällige Einschränkungen in der **Verfügbarkeit einzelner Kraftwerke** (Störfälle) beeinflussen den Strompreis, da andere Kraftwerke mit in der Regel höheren Grenzkosten den Lieferausfall ausgleichen müssen.

Die **Netzverfügbarkeit** ist Voraussetzung für den Stromtransport in eine bestimmte Region. Sollten Netzengpässe auftreten, die den Stromtransport behindern, bilden sich regional höhere Strompreise. Der Grund dafür ist, daß Stromtransporte aus anderen Regionen durch den Betrieb von Kraftwerken mit ungünstigeren Kostenprofilen in der Region ersetzt werden müssen, um einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage herzustellen. In Deutschland kann im Regelfall davon ausgegangen werden, daß genügend Netzkapazitäten verfügbar sind. In anderen Strommärkten, wie zum Beispiel im Westen der USA, ist die Netzverfügbarkeit ein wesentlicher Einflußfaktor für den Strompreis.

#### **Angebotsseitig, prognostizierbar:**

Veränderungen in den **gesetzlichen Rahmenbedingungen** für die Stromwirtschaft sind für die kurzfristige Strompreisbildung prognostizierbar, da sie mit gewissem zeitlichen Vorlauf bekannt werden und sich die Marktteilnehmer vorbereiten können. Anders verhält sich die Reaktion des langfristigen Stromterminpreises auf Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Als Beispiel kann der Ausstieg aus der Kernenergie

---

<sup>183</sup> Meißner, Scholand (2000), S.559

<sup>184</sup> und eventuell die Wechselkurse, falls die Primärenergieträger in Fremdwährungen gehandelt werden.

gelten, dessen Vollzug Grundlastkapazitäten stilllegt und damit die Grenzkostenkurve im Strommarkt verschiebt. Hier verschiebt sich ein Preisgleichgewicht durch ein nicht zu prognostizierendes Ereignis zu einem anderen Preisgleichgewicht.

Ähnlich wie die Veränderung gesetzlicher Rahmenbedingungen haben Veränderungen in der **Erzeugungsstruktur** Wirkungen auf den Strompreis. Kraftwerksneubauten, die ans Netz gehen, können aufgrund der langen Genehmigungs- und Bauzeit als prognostizierbare Angebotserweiterung angesehen werden. Kraftwerksstillegungen sind zwar kurzfristig zu realisieren, werden von den Kraftwerksbetreibern aber doch meist langfristig angekündigt.

**Technischer Wandel** bedeutet Kostenreduzierung der Stromerzeugung durch Verbesserungen im Bereich der Kraftwerkswirkungsgrade. Diese Verbesserungen werden durch Um- oder Neubauten realisiert und können aufgrund ihrer Fortschritte von den Marktteilnehmern antizipiert werden.

In einer international vernetzten Stromwirtschaft, wie es die deutsche im Rahmen der UCTE („Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“, mitteleuropäischer Netzkoordinator) ist, spielen **Importkapazitäten** eine bedeutende Rolle für die Strompreise. Da die Stromwirtschaften der angrenzenden Länder andere Erzeugungsstrukturen haben, verschiebt sich die für die Strompreisbildung relevante Grenzkostenkurve bei Stromimporten entsprechend. Frankreich zum Beispiel hat mit seiner kernkraftlastigen Erzeugungsstruktur die Möglichkeit, Grundlaststrom zu niedrigen Preisen nach Deutschland zu exportieren. Österreich hat aufgrund seiner zahlreichen Wasserspeicher die Möglichkeit, nachts Strom aus Deutschland zu niedrigen Preisen zu importieren und tagsüber Spitzenlaststrom aus der Erzeugung der nachts gefüllten Speicherseen zu hohen Preisen zu exportieren.

Die **Kraftwerksverfügbarkeit** ist außerhalb der nicht prognostizierbaren Störfälle auch durch planmäßige Wartungsarbeiten und Revisionen eingeschränkt und wirkt somit auf das Angebot.

#### **Nachfrageseitig, nicht prognostizierbar:**

Das **Wetter** ist auf der Nachfrageseite eine nicht prognostizierbare Komponente. Niedrige Temperaturen erhöhen die Nachfrage nach elektrischer Energie zu

Heizzwecken und ein hoher Bedeckungsgrad<sup>185</sup> erfordert Strom zu Beleuchtungszwecken.<sup>186</sup> Sowenig wie sich die Temperaturen und die Bewölkung mittelfristig vorhersagen lassen, sowenig ist auch die Reaktion der Verbraucher auf diese Ursachen vorherzusagen.

Das **Verbraucherverhalten** hat auch außerhalb wetterbedingter Reaktionen Wirkungen auf die Stromnachfrage. Viele individuelle Entscheidungen auf Verbraucherebene haben Stromkonsum zur Folge. Diese Entscheidungen lassen sich im Einzelfall kaum antizipieren, die Summe aller Verbraucherentscheidungen folgt mit einer gewissen Unschärfe aber einem durch Lastprofile abbildbaren Muster.

#### **Nachfrageseitig, prognostizierbar:**

Der **gesetzliche Rahmen** auf Verbraucherseite hat Auswirkungen auf die Stromnachfrage, weil die Besteuerung des Stromverbrauchs oder Energieeinsparverordnungen effizientere Anlagen mit geringeren Verbräuchen langfristig begünstigt. Diese Effekte sind kurzfristig nicht, langfristig aber gut prognostizierbar.

Der **technische Wandel** auf Verbraucherseite umfaßt Verbesserungen der Wirkungsgrade elektrischer Geräte und Substitutionseffekte, innerhalb derer Elektrizität andere Energieträger bei bestimmten Prozessen ersetzt bzw. von anderen Energieträgern ersetzt wird. Beispiele sind die Elektrifizierung der Eisenbahn oder das Elektroschmelzverfahren in der Stahlerzeugung, die die Stromnachfrage aufgrund technischen Wandels erhöhten.

Prognostizierbare Komponenten der Jahres-, Wochen- und Tagesschwankungen werden als **Saisonalitäten** bezeichnet. Es handelt sich um die langfristigen Mittelwerte der Nachfragemuster in diesen Zeitabschnitten. Regional begrenzte Sonderfälle, die auch den Kalendereffekten oder Saisonalitäten zuzuordnen sind, lassen sich an Feiertagen, Schul- oder Werksferien beobachten.

Besondere Ereignisse wie zum Beispiel Fußballländerspiele beeinflussen das **Verbraucherverhalten** auf recht gut prognostizierbare Weise.

---

<sup>185</sup> Anteil der bewölkten sichtbaren Himmelsfläche an der gesamten sichtbaren Himmelsfläche.

<sup>186</sup> Deutsche Börse (2000), S.3

Ein auf Angebot und Nachfrage wirksamer aber nicht zu prognostizierender Einflußfaktor auf die Strompreise ist das **Bietverhalten** von Teilnehmern am Stromhandel, sofern es nicht durch fundamentale, die Kosten der Stromerzeugung beeinflussende Faktoren ausgelöst wird. Beispiele hierfür sind plötzliche Eindeckungen offener Kontrakte zur Reduktion der Risikoexposition oder bewußte Zurückhaltung von Mengengebieten zur Marktbeeinflussung im Rahmen strategischen Verhaltens.

### 6.3 Eigenschaften von Strompreisen

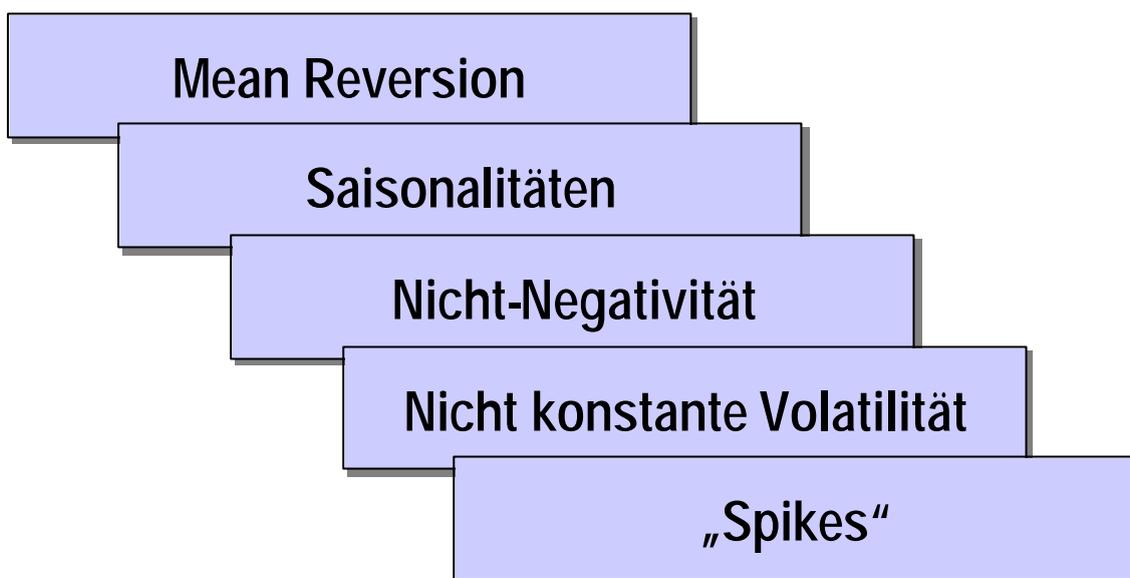
BARZ analysiert vier Spotpreismodelle anhand von Preisdaten der Strommärkte Norwegens, Großbritanniens, Kaliforniens und der australischen Provinz Victoria.<sup>187</sup> Die Untersuchung zeigt, daß sich ein geometrischer Ornstein-Uhlenbeck-Prozeß mit Sprüngen in den meisten Fällen am besten zur Beschreibung der realen Spotpreise eignet.

In diesem Zusammenhang unterstellte Eigenschaften von Strompreisen sind Mean Reversion, Saisonalitäten, Nicht-Negativität, preisabhängige Volatilität und „Spikes“.<sup>188</sup>

---

<sup>187</sup> Barz (1999), S.32

<sup>188</sup> Barz (1999), S.10



**Abbildung 55:** *Eigenschaften von Strompreisen*

#### **Mean Reversion:**

Als Mean Reversion wird das Verhalten des Strompreises bezeichnet, der um ein langfristiges Gleichgewicht schwankt und dabei kurzfristige Ausschläge zeigt.<sup>189</sup> Dieses Verhalten wird auch bei anderen Rohstoffen wie zum Beispiel Gas oder Öl beobachtet.<sup>190</sup> Es lässt sich durch eine Betrachtung der Preisunter- und -obergrenzen erklären.

Eine kurzfristige Preisuntergrenze von Strom gibt es nicht. Unter bestimmten Voraussetzungen ist es für einen Kraftwerksbetreiber günstiger, ein Kraftwerk zu betreiben und den erzeugten Strom für einen Preis gleich Null abzugeben, als das Kraftwerk herunterzufahren.<sup>191</sup> Die mittelfristige Preisuntergrenze entspricht den variablen Kosten der Erzeugung, da Stromproduktion nur bei positiven Deckungsbeiträgen ökonomisch sinnvoll ist. Langfristig entspricht die Preisuntergrenze den Vollkosten der Erzeugung. Für den Stromversorger müssen neben den variablen Kosten auch die Fixkosten der Erzeugung erzielbar sein, da ansonsten keine Neuinvestitionen getätigt werden und die Kraftwerkskapazitäten mit der Zeit abnehmen.

---

<sup>189</sup> Pilipovic (1998), S.30ff.

<sup>190</sup> Clewlow, Strickland (2000), S.28 und Korn (2000), S.164

<sup>191</sup> Detaillierter siehe „Nicht-Negativität“

Die Preisobergrenze ist kurzfristig sehr hoch. Aufgrund des Einsatzes von Strom in Produktionsprozessen entspricht die Preisobergrenze den durch den Einsatz von Strom vermiedenen Schäden einer Produktionsunterbrechung. Langfristig ist die Preisobergrenze durch die Kosten des Baus neuer Transportleitungen zum Stromimport aus Regionen geringerer Preise gesetzt. Eine alternative langfristige Preisobergrenze stellen die durch Substitution des Stroms durch andere Energieträger oder die durch Stromeinsparung verursachten Kosten dar.

Die kurzfristigen Preisober- und -untergrenzen bilden also einen breiteren Korridor als die langfristigen Preisgrenzen.

### **Saisonalitäten:**

Unter Saisonalitäten versteht man im Strommarkt Tages-, Wochen- oder Jahresschwankungen.

Tagesschwankungen werden durch Nachfrageschwankungen aufgrund von Arbeitszeiten und Tageslicht erzeugt. Wochenschwankungen sind ebenfalls auf die Arbeitszeit (Wechsel von Werk- und Wochenendtagen) zurückzuführen. Jahresschwankungen sind zum Teil durch klimatische Schwankungen nachfrageinduziert, in Strommärkten mit großem Wasserkraftanteil wegen der jahreszeitlich auftretenden Niederschläge auch angebotsinduziert.

KNITTEL und ROBERTS sowie WERON vollziehen Autokorrelationstests zur Überprüfung der Saisonalitäten und stellen signifikante Autokorrelationen bei 24-Stunden-Lags und bei 7-Tages-Lags fest.<sup>192</sup>

PILIPOVIC bildet die Saisonalitäten in einem Forwardmodell mit zwei sich überlagernden Sinuskurven ab. Eine realitätsnähere Verfahrensweise ist die Bildung von Klassen und Korrekturfaktoren für systematisch unterschiedliche Preise.<sup>193</sup> Beispielsweise kann eine Unterscheidung in Wochentage und Wochenendtage oder in Montag, Dienstag, Mittwoch, Donnerstag, Freitag, Samstag und Sonntag erfolgen. Die Berücksichtigung von Feiertagen und Brückentagen verfeinert das Konzept zusätzlich.

---

<sup>192</sup> Knittel, Roberts (2001), S.7 und Weron (2000), S.32

<sup>193</sup> Neubauer (1994), S.164f.

Ein Problem bei zu vielen Klassen und Unterscheidungen kann die Kürze der zur Verfügung stehenden Datenreihe oder eine Veränderung des Verhaltens der Preise sein.

### **Nicht-Negativität:**

Nicht-Negativität bedeutet, daß nur positive Strompreise auftreten. Diese zunächst aufgrund der Kosten der Stromerzeugung trivial anmutende Annahme ist durchaus nicht als selbstverständlich anzusehen. KNITTEL und ROBERTS analysieren das Preisverhalten des Strompreises in einer nordkalifornischen Zone auf Stundenbasis im Zeitraum von der Eröffnung des kalifornischen Stromspotmarktes am 1. April 1998 bis zum 30. August 2000.<sup>194</sup> Dieser Datensatz enthält durchaus negative Preise. KNITTEL und ROBERTS erklären dieses Phänomen mit „excess supply“, also einer Überproduktion von Elektrizität. Diese entsteht, wenn Kraftwerksbetreiber auf kurzfristige Nachfrageschwankungen nicht durch Drosselung oder Abschaltung reagieren können, da die Kosten des Wiederanfahrens die (negativen) Preise übersteigen. Eine weitere Bedingung für das Entstehen dieser „Abnahmeincentives“ ist neben der fehlenden Speicherbarkeit von Strom ein Kapazitätsengpaß im Übertragungsnetz, der den Export der Stromüberproduktion aus der betreffenden Region verhindert. Diese Fälle sind allerdings so selten, daß ihre Berücksichtigung die Ergebnisse der Analyse nicht beeinflusst.<sup>195</sup>

### **Nicht konstante Volatilität:**

Die Volatilität ist die annualisierte Standardabweichung der relativen Preisänderungen.<sup>196</sup> Value-at-Risk-Modelle und konventionelle Optionsbewertungsmodelle unterstellen konstante Volatilitäten. Diese Annahme ist für den Strommarkt unzulässig. Da die Grenzkostenkurve im Strommarkt nicht linear verläuft, sondern einen flachen Teil im Grund- und Mittellastbereich sowie einen steileren Teil im Spitzenlastbereich aufweist, führen gleiche Lastveränderungen in unterschiedlichen Bereichen der Grenzkostenkurve zu unterschiedlichen Preisveränderungen.<sup>197</sup> Bei

---

<sup>194</sup> Knittel, Roberts (2001), S.3

<sup>195</sup> Knittel, Roberts (2001), S.9

<sup>196</sup> Bergschneider et al. (1999), S.166

<sup>197</sup> Chevalier et al. (1999a), S.635

Stromspotpreisen werden sowohl preis- als auch saisonabhängige Volatilitäten beobachtet.<sup>198</sup> Die Preise von Stromforwards sind bei kurzen Restlaufzeiten volatiler als bei langen Restlaufzeiten.<sup>199</sup>

### **Spikes:**

„Spikes“ sind plötzliche Strompreisanstiege von großem Ausmaß, die nach kurzer Zeit von einer Gegenbewegung gefolgt werden, die die Strompreise wieder in die Nähe des Ausgangsniveaus bringt.<sup>200</sup>

Spikes entstehen durch ein kurzfristiges extremes Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Der häufigste Grund für ein reduziertes Stromangebot sind Kraftwerksausfälle. Eine erhöhte Nachfrage wird zum Beispiel durch extreme klimatische Gegebenheiten verursacht. Im Strommarkt ist die Nachfrage nahezu preisunelastisch, da sie eine abgeleitete Nachfrage ist. Produktionsprozesse lassen sich kaum wegen gestiegener Strompreise unterbrechen. Ein weiterer Grund für die preisunelastische Nachfrage ist die Struktur des Strommarktes. Die Endkunden haben Lieferverträge mit Festpreisen, zeigen also kein einer Knappheitssituation angepaßtes Verhalten. Versorgungsunternehmen müssen die von den Endkunden abgerufene Menge zu hohen Preisen am Strommarkt eindecken. Das Preissignal des Marktes wird nicht an den Nachfrager weitergegeben.

Spikes werden durch eine schwache Netzinfrastruktur, die keine Stromimporte in die betroffene Region zuläßt, begünstigt. Wenn die Ursache für den plötzlichen Preisanstieg nicht mehr existiert (Kraftwerk wieder am Netz, Normalisierung des Klimas), kehrt der Strompreis wieder auf das alte Niveau zurück. Eine weitere Erklärung für Spikes wird in einem spieltheoretischen Ansatz gesehen. Bei hoher Nachfrage und hoher Kraftwerksauslastung, also im steil ansteigenden Bereich der Grenzkostenkurve kann ein großer Anbieter durch vorsätzliche Angebotsverknappung den Marktpreis beeinflussen.

---

<sup>198</sup> Weron (2000), S.131

<sup>199</sup> Chevalier et al. (1999a), S.635

<sup>200</sup> Dorris, Ethier (1999), S.12ff.

Maßnahmen gegen Spikes sind eine Verbesserung der Netzstruktur, damit Importe möglich werden, der langfristige Aufbau einer dezentralen Erzeugungsstruktur oder Incentives für flexible, kurzfristig aussetzbare Versorgungsverträge mit Großverbrauchern.

Spikes haben Auswirkungen auf die Bewertung von Stromderivaten. DORRIS und ETHIER bewerten Optionen der Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) East Location mit einem einfachen mean-reversion Preisprozeß und mit einem um Spikes modifizierten mean-reversion Preisprozeß. Ihr Ergebnis ist eine Überbewertung von Optionen niedriger Basispreise und eine Unterbewertung von Optionen hoher Basispreise bei Vernachlässigung der Spikes.

NING untersucht den Zusammenhang zwischen Temperaturvorhersage, Netzbelastung und Spotpreisen in einem Simulationsmodell.<sup>201</sup> Ein geringer Anstieg der Tageshöchsttemperatur um 1,5% führt im Modell zu einem Anstieg der Netzbelastung um 3% und einem Spotpreisanstieg von 22%.

Beispiele für Spikes:

USA, Mittlerer Westen Juni 1998:

In einer Region mit einem Durchschnittsstrompreis von ca. 30 US-\$/MWh schnellte der Strompreis auf einen Höchstwert von 7.500 US-\$/MWh. Die Gründe für diesen Spike waren hohe Temperaturen, Kraftwerksrevisionen, Kraftwerksausfälle und Übertragungsnetzengpässe.<sup>202</sup>

USA, Kalifornien Juni 2000 und Januar 2001.<sup>203</sup>

Die kalifornische Stromversorgung war durch einen überalterten regionalen Kraftwerkspark zu geringer Kapazität gekennzeichnet. Etwa 25% der Nachfrage wurde durch Importe aus Nachbarstaaten gedeckt. Hohe Gaspreise aufgrund leerer Gasspeicher nach einem kalten Winter sorgten für hohe Kosten im Gaskraftwerksbereich. Kohlekraftwerke wurden wegen ausgeschöpfter „emission credits“ nicht mehr betrieben, so daß ein extrem knappes Stromangebot herrschte. Die Nachfrage war in

---

<sup>201</sup> Ning (2001), S.6 und S.88

<sup>202</sup> Dorris, Ethier (1999), S.12

<sup>203</sup> Auer et al. (2001), S.282ff.

Folge des hohen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums in den 90er Jahren erheblich höher als zur Zeit der letzten Kraftwerksneubauten. Ein heißer Sommer 2000 brachte zusätzlichen Strombedarf für den Betrieb von Klimaanlage mit sich. Da keine hinreichenden Leitungskapazitäten zum ergänzenden Stromimport aus Nachbarstaaten zur Verfügung standen, entstand eine Knappheitssituation, in der auch teure, ineffiziente Kraftwerke ans Netz gingen. Die Folge war ein Anstieg des Stromgroßhandelspreises von unter 50 US-\$/MWh (bis Mai 2000) auf zunächst 150 US-\$/MWh (Juni-November 2000) und später bis über 300 US-\$/MWh (ab Dezember 2000).<sup>204</sup> Die Endverbraucherpreise waren als Bestandteil der Strommarktliberalisierung per Gesetz gedeckelt, so daß die Stromversorger die hohen, über den Endverbraucherpreisen liegenden Großhandelspreise nicht weitergeben konnten. Zudem war es den drei großen kalifornischen Versorgern nicht gestattet, langfristige Bezugs- und Lieferverträge abzuschließen, die das Preisrisiko verringert hätten.<sup>205</sup> Das Ergebnis dieser zum Teil durch klimatische Gegebenheiten und zum Teil durch einen unglücklichen Liberalisierungsprozeß verursachten Engpaßsituation war die finanzielle Auszehrung der kalifornischen Stromversorger und Preiserhöhungen für die Endverbraucher um bis zu 36%.<sup>206</sup>

Deutschland, Dezember 2001:

Vom 17. bis zum 19. Dezember 2001 herrschte an den deutschen Strombörsen eine Ausnahmesituation, die Stundenpreise von bis zu 1000 €/MWh ergab.<sup>207</sup> Eine spätere Analyse dieser Strompreisschwankungen sah die Ursachen im unerwarteten Kälteeinbruch in Europa, der zu zeitgleichen Nachfragespitzen in sieben europäischen Ländern führte. Weitere Gründe waren Kraftwerksausfälle in Frankreich und die fehlende Marktliquidität aufgrund des Zusammenbruchs des Stromhandelsunternehmens Enron gewesen.<sup>208</sup> Vermutungen des Bundes der Energieverbraucher, es

---

<sup>204</sup> monatliche Mittelwerte der CalPX Day-Ahead-Preise

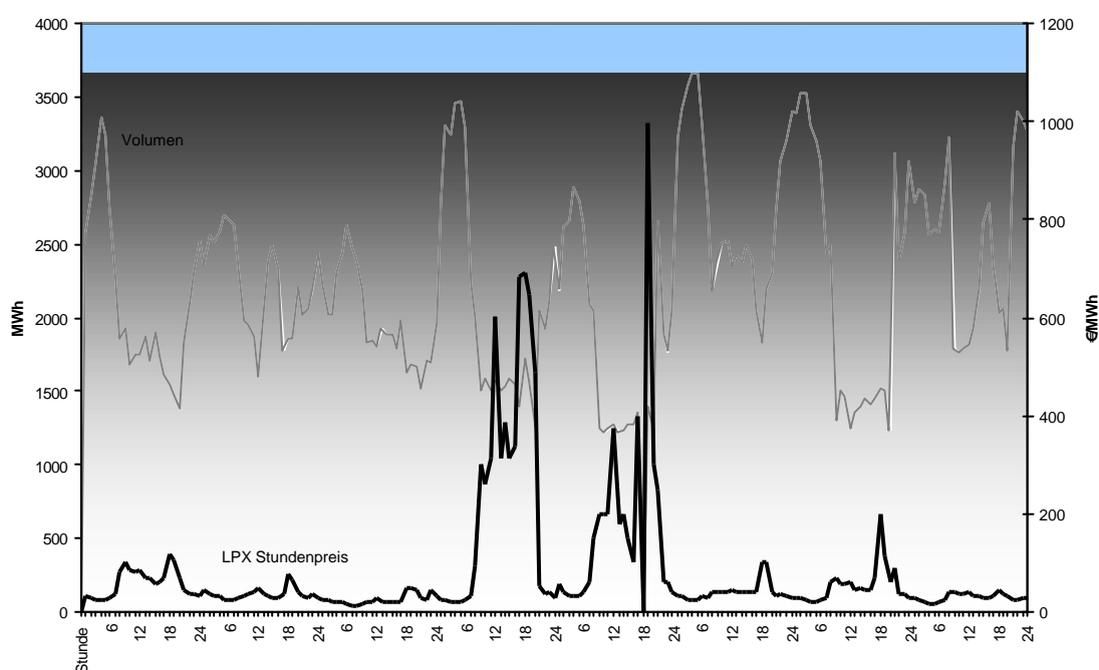
<sup>205</sup> Borenstein (2002), S.19

<sup>206</sup> Woo (2001), S.754ff.

<sup>207</sup> Kögler (2002), S.11

<sup>208</sup> VDEW (2002c)

sei bei der Preisermittlung an der LPX zu Manipulationen durch Marktteilnehmer gekommen, wurden von der Handelsüberwachungsstelle der LPX und der Börsenaufsichtsbehörde im sächsischen Wirtschaftsministerium entkräftet. Unter anderem wurden vergleichbare Preisspitzen am umsatzstärkeren OTC-Markt als Begründung herangezogen.<sup>209</sup> In Verbindung mit den Dezember-Spikes an den deutschen Strommärkten verlangten kleinere Marktteilnehmer zur Verhinderung von Manipulationen die zukünftige Offenlegung aller Kraftwerksdaten nach dem Vorbild des Nord Pool. Dort werden sämtliche Kraftwerkszustände, Verbrauchsdaten und Netzkapazitäten veröffentlicht.<sup>210</sup>



**Abbildung 56:** Strompreise und Handelsvolumina an der LPX Dezember 2001

Die Abbildung zeigt den Market Clearing Price an der LPX der 192 Einzelstunden (1-24) vom 14.12.2001 bis zum 21.12.2001 und das entsprechende Handelsvolumen.

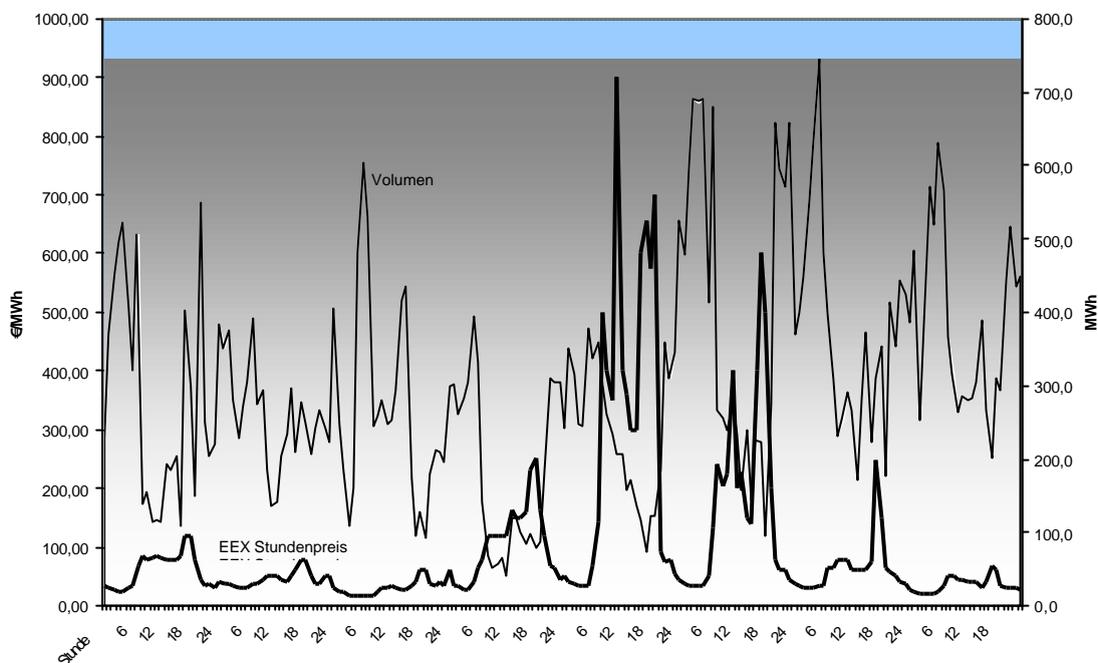
Der langfristige Stundendurchschnittspreis beträgt ca. 22 €/MWh.<sup>211</sup> Für die Stunde 19 am 18.12.2001 wurde der Rekordpreis von 997,98 €/MWh ermittelt. Der kurzfristige

<sup>209</sup> EEX (2002a)

<sup>210</sup> Kögler (2002), S.11

<sup>211</sup> Der Stundendurchschnittspreis im Zeitraum vom 16.06.00 – 11.06.02 beträgt 22,06 €/MWh.

Charakter einer solchen Störung wird durch den raschen Rückgang des Strompreises deutlich.



**Abbildung 57:** Strompreise und Handelsvolumina an der EEX Dezember 2001

Die Handelsdaten der EEX zeigen ein ähnliches Bild wie die der LPX. Auch hier sind deutliche Preisspitzen mit rascher Rückkehr auf das Ursprungsniveau zu erkennen.

## 6.4 Value-at-Risk im Strommarkt

Mit der Value-at-Risk-Methode wird das erwartete maximale Risiko eines kompletten Portfolios verschiedenster Instrumente unter normalen Marktbewegungen gemessen.

Der Value-at-Risk wird folgendermaßen ermittelt:<sup>212</sup>

Zunächst werden der gewünschte Zeithorizont und das Konfidenzintervall festgelegt.<sup>213</sup>

Anschließend werden die Faktoren, die den Wert der einzelnen Position im Portfolio

<sup>212</sup> Jorion (2001), S.105 und Bergschneider et al. (1999), S.212f.

<sup>213</sup> Übliche Größen sind 1 Tag und 95% (J.P.Morgan RiskMetrics) oder 10 Tage und 99% (Basler Ausschuss für Bankenaufsicht)

beeinflussen, identifiziert, die Wahrscheinlichkeitsverteilung für Änderungen dieser Faktoren innerhalb des gewählten Zeithorizontes bestimmt und daraus die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Änderungen des Wertes der einzelnen Positionen im Portfolio ermittelt. Zuletzt wird der Betrag des Value-at-Risk für das gewählte Konfidenzintervall anhand der ermittelten Wahrscheinlichkeitsverteilung des Portfoliowertes bestimmt.

Die Berechnung des Value-at-Risk kann mittels analytischer Modelle (Varianz-Kovarianz-Methode) oder Simulationsmodelle (Historische Simulation, Monte-Carlo-Simulation) erfolgen.<sup>214</sup>

	<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
<b>Varianz-Kovarianz</b>	Niedriger Rechenaufwand	Normalverteilungsannahme, Keine komplexen Produkte bewertbar
<b>Historische Simulation</b>	Niedriger Rechenaufwand, Nichtlinearitäten können berücksichtigt werden.	Benötigt lange Zeitreihen, Unterstellt Konstanz der Eigenschaften der Risikofaktoren
<b>Monte-Carlo-Simulation</b>	Nichtlinearitäten können berücksichtigt werden.	Hoher Rechenaufwand
<b>Tabelle 16:</b> <i>Value-at-Risk-Methoden</i> <sup>215</sup>		

Die Wahl des Zeithorizontes und des Konfidenzintervalls sowie der genauen Methode, mit der der Value-at-Risk ermittelt wird, ist entscheidend für die Ergebnisse und damit die Eignung für den gewünschten Zweck. Im Strommarkt gelten andere Voraussetzungen als im Bankbereich, für den die Value-at-Risk-Methode ursprünglich entwickelt wurde.<sup>216</sup> CLEWLOW und STRICKLAND lehnen den Varianz-Kovarianz-Ansatz wegen seiner Normalverteilungsannahme mit konstanten Volatilitäten und Korrelationen für Energiemärkte ab und empfehlen eine Kombination aus historischer

<sup>214</sup> Voß (1999), S.81 und Jorion (2001), S.214ff

<sup>215</sup> Gleason (2000), S.230ff.

<sup>216</sup> Voß (1999), S.93ff.

Simulation und Monte-Carlo Simulation.<sup>217</sup> Historische Simulationen basieren allerdings auf der Annahme, daß sich die Entwicklung der Vergangenheit wiederholt, weshalb sie in sich entwickelnden Märkten mit Vorsicht einzusetzen sind.<sup>218</sup>

Die Value-at-Risk-Methodik trifft nur Aussagen für „normale“ Marktbedingungen und nicht für Sondersituationen. Sie berücksichtigt nur die Verlustwahrscheinlichkeit, nicht aber die maximal mögliche Verlusthöhe.<sup>219</sup> Sie isoliert einzusetzen, wird den Anforderungen an ein Risikomanagementsystem also nicht gerecht. Üblich ist zumindest die Ergänzung durch Worst-Case-Szenarien.

Eine Modifikation der Value-at-Risk-Methode ist die Cash-flow-at-Risk-Methode.<sup>220</sup> Sie betrachtet nicht den Wert eines Handelsportfolios sondern die aus der Geschäftstätigkeit des Unternehmens entstehenden Kapitalflüsse. Der Ansatz wurde für die Bedürfnisse von Industrieunternehmen entwickelt und berücksichtigt einen wesentlich längeren Zeithorizont als die Value-at-Risk-Methode, beispielsweise fünf Jahre. Schwerpunkt der Anwendung der Cash-flow-at-Risk-Methode ist weniger das Risikomanagement als vielmehr die strategische Unternehmensplanung.

## 6.5 Stromderivate als Instrumente des Preisrisikomanagements

Im Rahmen der Risikosteuerung werden Stromderivate zur Übertragung von Preisrisiken genutzt.<sup>221</sup>

Derivate sind Instrumente, deren Preis vom Preis eines zugrundeliegenden Gutes abhängt.<sup>222</sup> In der Regel handelt es sich bei Derivaten um Termingeschäfte. Diese sind

---

<sup>217</sup> Clewlow, Strickland (2000), S.205ff. Die Tests der VAR-Methoden wurden anhand der Daten von NYMEX-Rohöl- und Erdgas-Futures der jeweils nächsten Fälligkeit im Zeitraum von Juli 1996 und September 1998 durchgeführt. Die wesentlichen Annahmen des Preisverhaltens der Rohöl- und Gaskontrakte (Spikes und nichtkonstante Volatilitäten) lassen sich auf den Strommarkt übertragen.

Vgl. auch Korn (1999), S.40ff.

<sup>218</sup> Leong, Siddiqi (1998), S.171

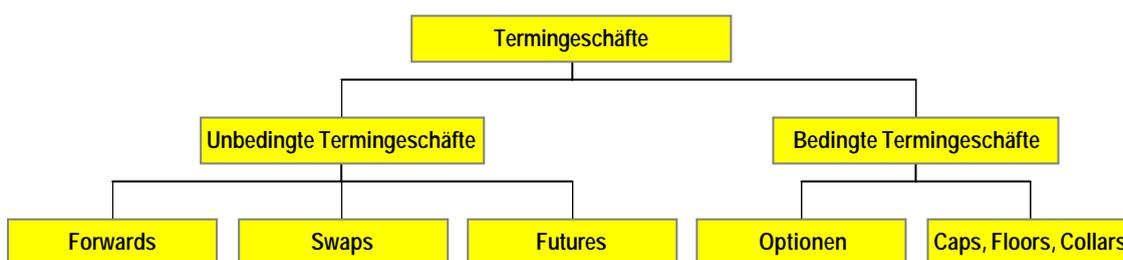
<sup>219</sup> Oehler, Unser (2001), S.157

<sup>220</sup> Linsmeier, Pearson (1996), S.25f.

<sup>221</sup> Voß (1999), S.29

durch das zeitliche Auseinanderfallen von Vertragsschluß und Vertragserfüllung gekennzeichnet. Eine Systematisierung von Termingeschäften wird in der Regel nach der Existenz von Wahlrechten für einen der beiden Handelspartner vorgenommen.<sup>223</sup>

Man unterscheidet unbedingte Termingeschäfte (ohne Wahlrechte) wie Forwards, Swaps und Futures von bedingten Termingeschäften (mit Wahlrechten) wie Optionen, Caps, Floors oder Collars.



**Abbildung 58:** *Instrumente des Preisrisikomanagements*

**Forwards** sind Termingeschäfte, bei denen sich die Vertragsparteien zur späteren Lieferung (Verkäufer) und Abnahme (Käufer) eines Gutes gegen Bezahlung des Preises durch den Käufer verpflichten. Forwards werden individuell von den Vertragsparteien verhandelt und sind auf deren Bedürfnisse zugeschnitten. Die Erfüllung ist mit einem Kontrahentenrisiko verbunden.

**Futures** sind den Forwards vergleichbare Instrumente, die aber nicht individuell vereinbart und gehandelt werden. Sie sind in ihren Kontraktsspezifikationen wie Basiswert, Laufzeit und Lieferort standardisiert, um einen Börsenhandel zu ermöglichen. Der Handel über die Börse schließt bei Futures das Kontrahentenrisiko aus. Futures werden in der Regel täglich bewertet und führen bei den Vertragsparteien zu täglichen Ausgleichs- und Sicherheitszahlungen, können also während der Laufzeit liquiditätsbelastend sein.

**Swaps** sind Verträge, die den Austausch fixer Zahlungsströme gegen variable Zahlungsströme vereinbaren.<sup>224</sup> Wenn der Preis eines zugrundeliegenden Gutes eine vereinbarte Schwelle über- oder unterschreitet, leisten die Vertragspartner

<sup>222</sup> Oehler, Unser (2001), S.17

<sup>223</sup> Deutsch, Eller, S.35

<sup>224</sup> Oehler, Unser (2001), S.114 und Deutsch, Eller (1998), S.34

Ausgleichszahlungen. Es handelt sich nur um finanzielle Transaktionen; die physische Lieferung von zugrundeliegenden Gütern ist nicht vorgesehen. Ein Beispiel für die Anwendung eines Swaps ist die Synthetisierung eines Stromlieferungsvertrages mit fixen Preisen durch eine Lieferung zu Spotpreisen und einen fixed-for-floating-Swap.<sup>225</sup>

**Optionen** sind Termingeschäfte, die einem Vertragspartner ein Wahlrecht einräumen. Für dieses Recht hat dieser an den anderen Vertragspartner eine Optionsprämie zu entrichten. Ein **Call** berechtigt den Käufer des Calls, vom Verkäufer die Lieferung eines Gutes zu einem vorher vereinbarten Preis zu verlangen. Ein **Put** berechtigt den Käufer des Puts, vom Verkäufer die Abnahme und Bezahlung eines Gutes zu verlangen.

**Caps, Floors und Collars** ähneln Swaps, besitzen aber ein Optionselement.

Ein **Cap (Floor)** berechtigt den Käufer, während der Laufzeit des Caps (Floors) vom Verkäufer die Zahlung eines Differenzbetrages zu verlangen, solange der Preis eines zugrundeliegenden Gutes eine vereinbarte Schwelle überschreitet (unterschreitet). Ein Cap (Floor) läßt sich durch eine Serie von gekauften Calls (verkauften Puts) verschiedener Laufzeit und gleicher Basispreise synthetisieren und bewerten.

Ein **Collar** ist eine Art Swap, bei dem nicht eine Preisschwelle, sondern ein Preiskorridor festgelegt wird. Collars sind gängige Vertragstypen im Energiehandel. Sie setzen den Käufer innerhalb einer definierten Bandbreite dem Preisrisiko aus, führen aber bei Verlassen dieser Bandbreite zu Ausgleichszahlungen zwischen Käufer und Verkäufer. Ein Collar kann durch eine Serie gekaufter Calls mit hohem Basispreis und eine entsprechende Serie verkaufter Puts mit niedrigem Basispreis nachgebildet werden.<sup>226</sup> Die Bandbreite, innerhalb derer keine Ausgleichszahlungen vollzogen werden, entspricht dem akzeptierten Preisrisiko. Der Bereich außerhalb der Bandbreite ist das an andere Marktteilnehmer übertragene Preisrisiko.

---

<sup>225</sup> Borchert, Nabe (1999), S.10

<sup>226</sup> Bergschneider (1999), S.180

## 6.6 Strompreisprognosemodelle und Forwardbewertungsmodelle

Zentrales Instrument der Risikobewertung sind Forwardkurven. Sie dienen als Maßstäbe für das Mark-to-Market der Elemente des dekomponierten Portfolios.<sup>227</sup> Die Forwardkurve ist das Abbild der am Markt beobachteten Preise von Forwards verschiedener Laufzeiten. Sie zeigt die **heute** festgestellten Preise für **zukünftige** Stromlieferungen. Es gibt nur eine Forwardkurve am Markt, da die festgestellten Forwardpreise die Präferenzen und zukünftigen Erwartungen aller Marktteilnehmer widerspiegeln.

Strompreisprognosen können dagegen subjektive Elemente enthalten und für jeden Marktteilnehmer verschieden sein. Sie ergänzen die Forwardkurve für Handels- und Planungszwecke in Situationen, in denen die Forwardkurve nicht die nötige feine Auflösung aufweist oder einen zu kurzen Zeithorizont abdeckt.

Die Ziele einer Preisprognose bzw. der Ermittlung einer Forwardkurve unterscheiden sich mit zunehmendem Zeithorizont.

Kurzfristig	Handelsunterstützung
Mittelfristig	Vertriebsunterstützung
Langfristig	Planungsunterstützung
Kurz-, mittel- und langfristig	Risikomanagementunterstützung
<b>Tabelle 17:</b> <i>Ziele der Preisprognose bzw. Forwardbewertung</i>	

Die Strompreisprognose und Forwardbewertung unterstützt den Handel, indem dieser Abweichungen zwischen der Strompreisprognose und der Forwardkurve in Handelstransaktionen umsetzt.

Die Vertriebsunterstützung durch die Strompreisprognose und die Forwardbewertung erfolgt durch Bewertung der Kundenverträge. Somit gewinnen Preisverhandlungen an Objektivität. Zudem sind Produktinnovationen durch die Kombination von Stromderivaten möglich.<sup>228</sup>

<sup>227</sup> von Kistowski (2001), S.11

<sup>228</sup> Leong (1997), S.135

Eine Planungsunterstützung für Bau, Kauf, Verkauf oder Stilllegung von Kraftwerken wird durch die Bewertung von Erzeugungskapazitäten gegeben. Der Wert eines Kraftwerkes betrachtet als Serie von Call-Optionen ist in Märkten mit hohen Volatilitäten und „Spikes“ signifikant höher als der Wert unter Verwendung eines Verfahrens mit abgezinsten Zahlungsströmen.<sup>229</sup> Investitionen können durch Handel an Stromterminmärkten abgesichert werden.<sup>230</sup> Verspricht die Forwardkurve Strompreise, die über den Vollkosten eines projektierten Kraftwerks liegen, kann der Bau vollzogen und die ersten Lieferjahre können abgesichert werden. Die Sicherung einer Mindestanfangsrendite ist somit möglich.

Die Unterstützung des Risikomanagements erfolgt über alle Zeithorizonte hinweg durch die Bewertung von Portfoliobestandteilen.

Der einfachste Ansatz zur Bewertung von Forwards auf lagerfähige Güter ist das Cost-of-Carry-Modell.<sup>231</sup>

Es bezeichnet die Beziehung zwischen Spotpreis und Terminpreis unter dem Ausschluß einer Arbitragemöglichkeit. Voraussetzung für die Gültigkeit dieses Modells sind Lagerfähigkeit, die Existenz von Spot- und Terminmärkten mit der Möglichkeit des Leerverkaufs und konstante Zinssätze.

Wenn das Gut zum Zeitpunkt  $t$  am Spotmarkt gekauft wird und gleichzeitig ein entsprechender Forward mit Fälligkeitszeitpunkt  $T$  verkauft wird, so entstehen dem Käufer des Gutes Finanzierungskosten über den Zeitraum  $T-t$ .

Wäre der Forwardpreis zum Zeitpunkt  $t$  höher als der Spotpreis plus der Finanzierungskosten, entstünde ein risikoloser Gewinn. Diese Möglichkeit eines risikolosen Gewinns erhöht die Nachfrage nach dem Gut am Spotmarkt und das Angebot am Terminmarkt. Damit erhöht sich der Spotpreis und gleichzeitig reduziert sich der Terminpreis, bis sich beide auf einem Niveau einfinden, das keine risikolosen Gewinne mehr ermöglicht.

---

<sup>229</sup> Ning (2001), S.120

<sup>230</sup> von Kistowski (2001), S.12 und Enders (1999), S.314

<sup>231</sup> Deutsch, Eller (1998), S.57

Wäre der Forwardpreis zum Zeitpunkt  $t$  niedriger als der Spotpreis plus der Finanzierungskosten, würde ein entgegengesetzter Prozeß in Gang gesetzt. Der risikolose Gewinn ließe sich in diesem Fall durch Leihe des Gutes am Spotmarkt mit anschließendem Verkauf (Leerverkauf) und dem entsprechenden Rückkauf am Terminmarkt erzielen. Die Finanzierungskosten wären in diesem Beispiel die Erträge aus der Anlage des Verkaufserlöses aus dem Spotmarktgeschäft. Auch diese Möglichkeit, risikolose Gewinne zu erzielen, würde solange genutzt, bis sich die Preisrelationen am Spot- und Terminmarkt den Finanzierungskosten angeglichen haben. Ein eindeutiger Terminpreis kann sich durch diesen Mechanismus einstellen, wenn die Finanzierungskosten gleich den Erträgen aus der Anlage des Verkaufserlöses sind, also Sollzins gleich Habenzins ist.

### **Cost-of-Carry-Modell:**

$$F(t,T) = S(t) * e^{r(T-t)}$$

$F(t,T)$  : Preis eines Futureskontraktes mit Verfallszeitpunkt  $T$

$S(t)$  : Spotpreis der Ware

$r$  : risikoloser Zinssatz

Die einfachste Variante des Cost-of-Carry-Modells geht von einem Gut aus, dessen Lagerung keine Kosten außer den Finanzierungskosten verursacht, und das während der Haltedauer keine Erträge abwirft. Da die Finanzierungskosten größer oder gleich Null sind, muß der Terminpreis über dem Spotpreis liegen oder gleich sein. Während der abnehmenden Restlaufzeit müssen Terminpreis und Spotpreis konvergieren, um zum Fälligkeitszeitpunkt gleich zu sein.<sup>232</sup>

In der Realität lassen sich bei manchen Gütern auch Forwardpreise oberhalb des Spotpreises beobachten. Die Differenz von Spotpreis und Terminpreis wird als Basis bezeichnet.<sup>233</sup> Ist die Basis positiv, also der Spotpreis unterhalb des Terminpreises, wird diese Situation als „Contango“ bezeichnet. Ist die Basis negativ, der Spotpreis also oberhalb des Terminpreises, nennt man dies „Backwardation“. Aktienmärkte sind normalerweise im Contango, da die Haltekosten der Aktienposition in der Regel die

---

<sup>232</sup> Schwetzler (1998), S.166

<sup>233</sup> Oehler, Unser (2001), S.58

Erträge aus der Position übersteigen. Ölmärkte hingegen befinden sich meist in Backwardation.<sup>234</sup> Strommärkte zeigen einen häufigen Wechsel zwischen Contango und Backwardation.

Eine Modifikation des oben gezeigten Cost-of-Carry-Modells umfaßt zur Erklärung dieses Phänomens sämtliche aus der Lagerung entstehende Kosten (Finanzierungskosten, Lagerkosten, Qualitäts- und Mengeneinbußen durch die Lagerung und Versicherungskosten) sowie Erträge aus der gelagerten Ware (im Wertpapierbereich Zinsen oder Dividenden, im Warenbereich die sogenannte Convenience Yield). Die Convenience Yield beschreibt die Erträge aus der Lagerhaltung in Knappheitssituationen.<sup>235</sup> Wenn das betrachtete Gut in einem Produktionsprozeß eingebunden ist, verursacht die Unterbrechung des Produktionsprozesses aufgrund einer Knappheit des Gutes Kosten. Um diesen Kosten nicht ausgesetzt zu sein, ist der Produzent bereit, zur Überbrückung der Knappheitssituation an den Besitzer des Gutes ein Entgelt für die Leihe zu entrichten.<sup>236</sup> Die Differenz aus Convenience Yield und Lagerkosten bezeichnet man als Netto Convenience Yield, die in folgender Ergänzung des Cost-of-Carry-Modells berücksichtigt wird:

#### **Cost-of-carry-Modell mit Convenience Yield.<sup>237</sup>**

$$F(t, T) = S(t) * e^{(r-y)(T-t)}$$

y : Netto Convenience Yield

Das Cost-of-Carry-Modell unter Einbezug der Convenience Yield beschreibt den allgemeinen Zusammenhang der Spot- und Terminpreise lagerfähiger Güter.

Um das Modell auf spezielle Gütermärkte übertragen zu können, müssen Besonderheiten der jeweiligen Güter bzw. Gütermärkte berücksichtigt werden.

---

<sup>234</sup> Korn (1999), S.29

<sup>235</sup> präziser: die Markterwartung der künftigen Verfügbarkeit des Gutes. Die Höhe von Lagerbeständen gehen in die Convenience Yield ein. Oehler, Unser (2001), S.66

<sup>236</sup> Bergschneider et al. (1999), S.116

<sup>237</sup> Brennan, Schwartz (1985), S.136 und Eydeland, Geman (1999), S.37

Beispiele hierfür sind das Verhalten (Höhe, Schwankungen) der Convenience Yield, die ja von nicht prognostizierbaren Knappheitssituationen abhängt, das Verhalten der Zinsen (Höhe, Schwankungen), die Voraussetzungen der Märkte (Lagerfähigkeit, verfügbarer Lagerraum, Möglichkeit der Leihe) sowie das Verhalten des zugrundeliegenden Spotpreises (Mean Reversion, Saisonalitäten, Spikes).<sup>238</sup>

### **Übertragung des Cost-of-Carry-Modells auf den Strommarkt:**

Als Voraussetzung für die Anwendung des cost-of-carry-Prinzips bei der Bewertung von Commodity-Forwards gilt die Speicherbarkeit, die die Arbitragemöglichkeit sicherstellt. Bei nicht wirtschaftlich lagerfähigen Waren wie Strom gilt das cost-of-carry-Modell daher als nicht anwendbar.

Für die in Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger ist es jedoch sehr wohl anwendbar. Die Primärenergieträger wie Öl, Kohle, Gas und mit Einschränkungen auch Kernbrennstoffe sind lagerbar bzw. es existiert ein Spotmarkt, auf dem sie beschafft werden können, und es existiert ein Terminmarkt, auf dem ihr zukünftiger Preis festgeschrieben werden kann.

Wenn nun ein einzelnes Kraftwerk als Mechanismus zur Umwandlung von chemischer in elektrische Energie aufgefaßt wird, läßt sich eine indirekte Speicherbarkeit von Strom unterstellen. Über den Wirkungsgrad des Kraftwerks läßt sich das Verhältnis von eingesetzter Primärenergieträgermenge und generierter Strommenge bestimmen. Da der Preis pro Mengeneinheit des Primärenergieträgers bekannt ist, bzw. sich für die Zukunft durch Termingeschäfte festschreiben läßt, ist somit auch der in diesem Kraftwerk erzeugte Strom für die Zukunft bewertbar.

Die zukünftigen Grenzkosten der Stromerzeugung eines einzelnen Kraftwerks lassen sich bei gegebenen Terminpreisen des eingesetzten Primärenergieträgers über den Wirkungsgrad des Kraftwerks bestimmen.

Wenn zu Zwecken des Risikomanagements nicht eine Prognose der Kraftwerksgrenzkosten, sondern des tatsächlichen Strompreises am Markt vorgenommen werden soll, darf nicht von einem Ein-Kraftwerk-Modell ohne Skaleneffekte und Anfahrkosten ausgegangen werden. Tatsächlich werden in einer Elektrizitätswirtschaft verschiedene Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen

---

<sup>238</sup> Korn (1999), S.29

Eigenschaften und Einsatzzwecken betrieben. Für alle Kraftwerke mit freien Kapazitäten, die einen Primärenergieträger einsetzen, der gelagert werden kann bzw. für den eine Forwardkurve existiert, kann eine Kurve zukünftiger Grenzkosten gebildet werden. Wäre nun bekannt, welche Last zu einem bestimmten Zeitpunkt im Netz herrschte, könnte durch den Schnitt der Nachfragefunktion mit der Angebotsfunktion festgestellt werden, welches das letzte und damit teuerste zum Einsatz kommende Kraftwerk ist. Über dessen Grenzkosten ließe sich der Strompreis prognostizieren.

Das hier beschriebene Modell berücksichtigt nicht die Stromerzeugung aus Wind- oder Wasserkraftwerken. Windkraftwerke sind in ihrer Erzeugung nicht nachfragegesteuert, sondern von zufälligen klimatischen Gegebenheiten abhängig und daher nicht in eine zukünftige Grenzkostenkurve einzubeziehen. Wasserkraftwerke, die nicht als Laufwasserkraftwerke konzipiert sind, sondern mit Speicherseen arbeiten, haben theoretische Grenzkosten nahe Null. Die gespeicherte Lageenergie des Wassers kann zu jedem Zeitpunkt in elektrische Energie umgesetzt werden, also jederzeit zum aktuellen Strompreis verkauft werden. Solange der Speichersee nicht ganz gefüllt ist, ist der Betreiber des Kraftwerks vor die Wahl gestellt, sofort Strom zu erzeugen und zu verkaufen, oder den Speicher weiter zu füllen und zu einem späteren Zeitpunkt zu verkaufen.<sup>239</sup> Die Entscheidung wird vom Niveau des aktuellen Strompreises im Verhältnis zu zukünftig erwarteten Strompreisen abhängen. Ist der Kraftwerksbetreiber der Ansicht, zu einem späteren Zeitpunkt einen Mehrerlös für die erzeugte Strommenge erzielen zu können, wird er den Speicher weiter füllen. Durch diese Betrachtung der Grenzkosten eines Wasserkraftwerks als Opportunitätskosten wird folglich das gegenwärtige Stromangebot (und damit der Strompreis) vom zukünftigen Strompreis beeinflusst.

Das generelle Problem der Anwendung von Cost-of-Carry-Modellen ist die Höhe der Convenience Yield, die für die Bewertung bedeutsam und in bestimmten, am Strommarkt vorkommenden Marktsituationen sehr hoch, aber nicht direkt beobachtbar ist.<sup>240</sup>

---

<sup>239</sup> Botterud et al (2001), S.1

<sup>240</sup> Barz (1999), S.52

**EUDIS** ist ein von KREUZBERG entwickeltes Modell zur Prognose regionaler zukünftiger Spotpreise durch Modellierung von Grenzkostenkurven und Stromhandelsflüssen in Europa.<sup>241</sup> In EUDIS wird der europäische Stromverbund UCTE in acht Regionen (Benelux, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Österreich/Schweiz und Spanien/Portugal) unterteilt, die miteinander und zusätzlich über Netzkupplungen auch mit der Region Nordeuropa und der Region Mittel-/Osteuropa verbunden sind.

1700 im Modell abgebildete Kraftwerke werden nach Erzeugungstechnologie, Baujahr und Standort in 693 Kraftwerksklassen eingeteilt.

Die relevanten Erzeugungstechnologien sind konventionelle Steinkohlekraftwerke, Steinkohle-Gas-und-Dampfturbinen (GuD) –Kraftwerke, Steinkohle/Gaskraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Ölkraftwerke, Gas-GuD-Kraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Speicher/Pumpspeicherkraftwerke.

Jede Kraftwerksklasse ist durch Brennstofftyp, Wirkungsgrad, Startenergie und andere technische Parametern gekennzeichnet.

Die Nachfrage ist durch zwölf verschiedene Lastfälle (vier verschiedene Lastperioden je Woche in den drei Jahreszeiten Sommer, Winter, Übergangszeit) abgebildet.

Handelsströme werden durch die Leitungskapazität limitiert und über Transportentgelte gesteuert.

Das Modell ist als lineares Optimierungsproblem formuliert und erklärt die Stromspotpreise über die von der Nachfrage, den Brennstoffpreisen und den Handelsströmen bestimmten Systemgrenzkosten.

Eine Anwendung dieses Systems sieht KREUZBERG vor allem in der Investitionsplanung und in der Simulation der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken unter veränderbaren Rahmenbedingungen.

**Balmorel** ist ein ähnliches Spotpreisprognosemodell für den Ostseeraum mit dem Ziel, Entscheidungsunterstützung für die Politik in Fragen der Elektrizitätsmarktentwicklung

---

<sup>241</sup> Kreuzberg (1998a), S.53ff. und Kreuzberg (1998b), S.1ff.

zu liefern.<sup>242</sup> Schwerpunkte liegen hierbei auf der Kraft-Wärme-Koppelung und der Problematik des Treibhauseffektes.

FEDERICO und RIECHMANN entwickelten das Strompreisprognosemodell SPARK, das ein Grenzkostenmodell um einen spieltheoretischen Ansatz erweitert. Der Grund hierfür war die Beobachtung, daß herkömmliche Strommarktmodelle systematisch die tatsächlichen Strompreise unterschätzen.<sup>243</sup>

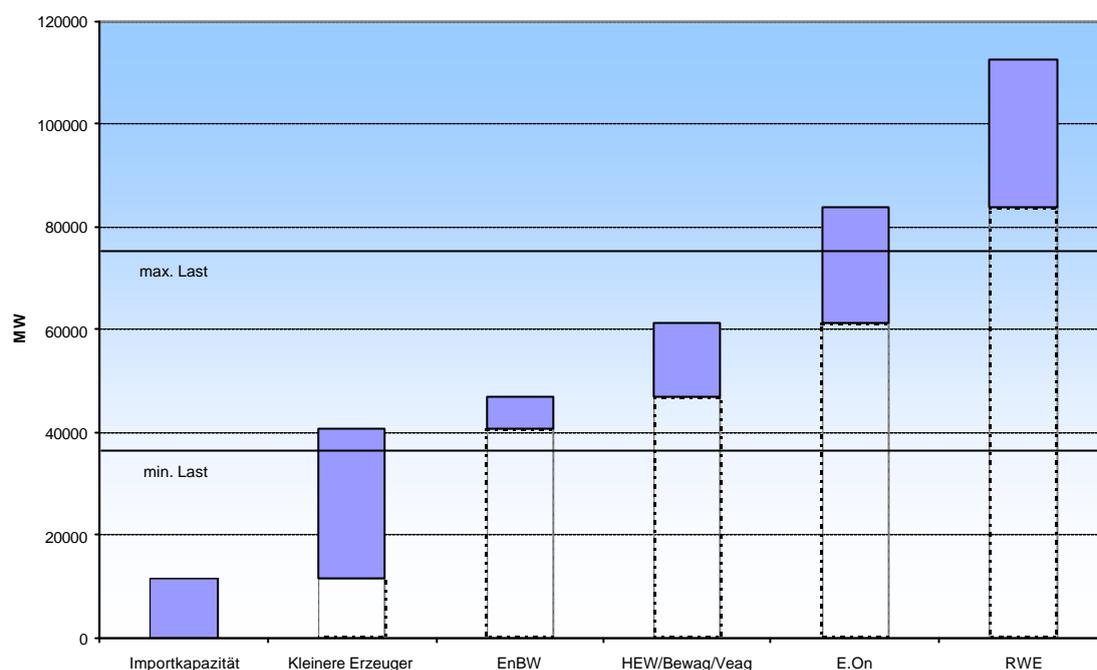
Die Ergebnisse zeigen, daß die Gefahr von strategischem Verhalten der Stromerzeuger mit hoher Anbieterkonzentration und mit sinkenden Überkapazitäten wächst. Der fortschreitende Abbau der Kraftwerksüberkapazitäten in Deutschland und Europa verschärft diese Situation in Zukunft.

Abbildung 59 zeigt die kumulierten Kapazitäten der deutschen Stromversorger sowie die minimale und maximale Last im Netz.

---

<sup>242</sup> Ravn (2001a), S. 2ff.

<sup>243</sup> Federico, Riechmann (2000), S.4ff.



**Abbildung 59:** Strommarktstruktur in Deutschland

Das letztendlich gescheiterte und dann grundlegend reformierte englische und walisische Modell einer Strombörse mit Teilnahmezwang (Pool) bot ein Beispiel für die Auswirkungen der Marktstruktur auf das Preisniveau am Strommarkt. Die Duopolisten National Power und PowerGen boten weit über ihren Grenzkosten an und konnten trotzdem die Produktion ihrer Kraftwerke absetzen.<sup>244</sup> Trotz stark gesunkener Brennstoff-, Betriebs- und Investitionskosten seit der Einführung des Poolsystems 1990 verharren die Strompreise nahezu auf dem ursprünglichen Niveau.<sup>245</sup>

## 6.7 Zusammenfassung

Das Preisrisikomanagement im Strommarkt verläuft entsprechend dem in Kapitel 5.2 schon allgemein vorgestellten fünfphasigen Risikomanagement-Zyklus.

Nach der Festlegung der Risikopolitik durch die Unternehmensleitung erfolgt die Identifikation der Risikofaktoren. Die Risikomessung aggregiert alle Stromliefer- und Stromabnahmeverträge sowie die Erzeugungskapazitäten zu einem Gesamtportfolio.

<sup>244</sup> o. V. (2000b), S.63 und Ning (2001), S.11

<sup>245</sup> Kraus (2000c), S.11

Dieses wird anschließend in einzelne standardisierte Positionen aufgelöst, die dann zu Marktpreisen bewertet werden. Das wichtigste Instrument der Risikomessung ist die Forwardkurve. Mit Value-at-Risk-Methoden, Sensitivitäts- und Stressanalysen wird die Wertveränderung des Gesamtportfolios untersucht. Die Risikosteuerung nutzt Stromderivate, um die Risikoposition nach Maßgabe der Risikopolitik einzustellen. Die Risikokontrolle führt eine Soll-Ist-Analyse zur Prüfung der Ergebnisse des Risikomanagements durch.

Die Gestaltung eines Risikomanagementsystems hängt von der Zielsetzung und der Komplexität der genutzten Methoden und Instrumente ab.

Für die Entwicklung von Strompreisprognosemodellen oder Risikomanagementsystemen ist ein Verständnis des Verhaltens von Strompreisen notwendig. Einflußfaktoren auf den Strompreis werden in angebots- und nachfrageseitige sowie in prognostizierbare und nicht prognostizierbare unterteilt. Die wichtigsten Einflußfaktoren sind das Wetter, die Brennstoffpreise, die Kraftwerks- und Netzverfügbarkeit, das Verbraucherverhalten sowie Kalendereffekte.

In Strommärkten beobachtbare Eigenschaften von Strompreisen sind Mean Reversion, Saisonalitäten, Nicht-Negativität, nichtkonstante Volatilität und Spikes.

Value-at-Risk-Modelle für den Strommarkt müssen Besonderheiten der Strompreise wie schiefe und leptokurtische Verteilungen berücksichtigen.

Stromderivate werden in der Risikosteuerung eingesetzt. Sie eignen sich zur Absicherung von Strompreisen. Man unterscheidet Stromderivate mit und ohne Optionsrecht.

Strompreisprognosemodelle und Forwardbewertungsmodelle werden in der Handels-, Vertriebs-, Planungs- und Risikomanagement-Unterstützung eingesetzt.

Ein aus dem Finanzbereich bekannter Ansatz zur Bewertung von Forwards ist das Cost-of-Carry-Modell. Der im Strommarkt zu beobachtende Wechsel zwischen Contango und Backwardation läßt sich durch die Convenience Yield erklären. Eine Übertragung des Cost-of-Carry-Ansatzes auf den Strommarkt ist über die Speicherbarkeit des Primärenergieträgers und den Einsatz eines Kraftwerkes zur Erzeugung von Strom aus diesem gespeicherten Energieträger möglich.

Stromprognosemodelle modellieren Grenzkostenkurven und Nachfrageniveaus, teilweise um spieltheoretische Ansätze ergänzt.



## **7 Untersuchung deutscher Strompreise**

Die für den Bankbereich entwickelten Risikomanagement-Methoden und –instrumente können nicht ohne Modifikationen für den Commoditybereich im allgemeinen und den Strombereich im speziellen übernommen werden. Grund hierfür sind die besonderen Eigenschaften des Gutes Strom, die sich in der Preisbildung niederschlagen. Wie in Kapitel 6.3 detailliert ausgeführt, lassen sich charakteristische Eigenschaften von Strompreisen erkennen. Die Prüfung dieser Eigenschaften anhand der an den deutschen Strombörsen ermittelten Preise ist Gegenstand der folgenden Untersuchung.

### **7.1 Datenmaterial**

Für die Analysen standen die Stundenpreise der LPX sowie der Phelix Day Base (arithmetisches Mittel der Stundenpreise 1-24 eines Tages) vom 16.06.2000 bis 31.07.2002 zur Verfügung. Zudem wurden die täglichen Spotpreise der EEX vom 09.08.2000 bis 31.07.2002 und die Preise der nächstfälligen EEX Monats-Futures vom 01.03.2001 bis 03.06.2002 berücksichtigt. Die UCTE stellte Daten zur durchschnittlichen Netzbelastung in Deutschland bereit. Die Last wurde am dritten Mittwoch eines Monats für die Stunden 1-24 vom 21.06.2000 bis 20.02.2002 gemessen.

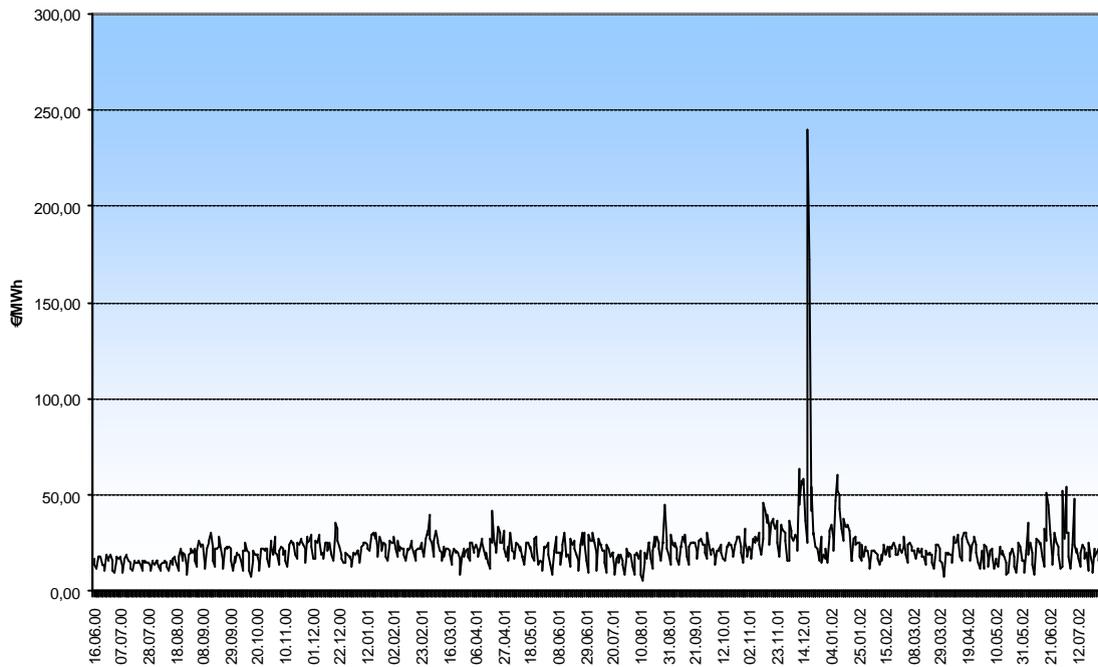
### **7.2 Untersuchungsgegenstand**

Im Rahmen der deskriptiven Statistik wurden die Verteilungsmomente und die Häufigkeitsverteilung der LPX-Spotpreise ermittelt.

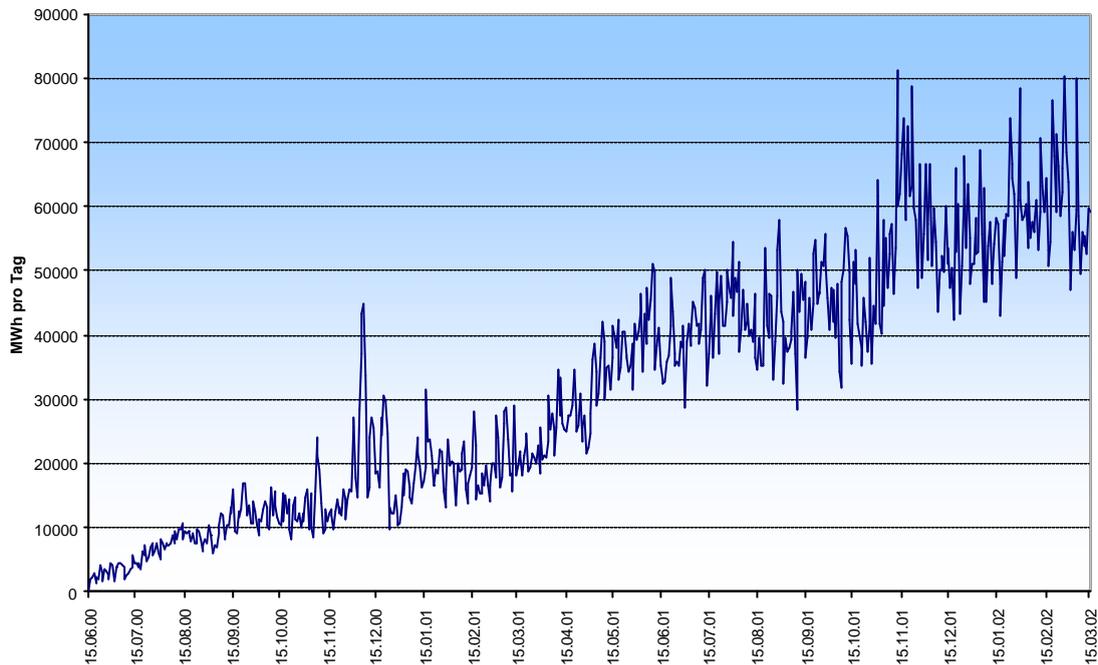
Ein Schwerpunkt der Untersuchung ist die Frage, ob Saisonalitäten an der LPX auftreten, welche Arten von Saisonalitäten es gibt und wie sich die Strompreise um die Saisonalitäten bereinigen lassen. Weiterhin interessiert die Struktur der Volatilitäten der LPX-Spotpreise. Anschließend wird der Zusammenhang zwischen Last im Netz und den Strompreisen untersucht.

Anhand der Daten der EEX wird das Verhalten von Spot- und Terminkursen zueinander, also der Basis, betrachtet.

Der LPX Phelix Day Base wurde als zu untersuchender Strompreisindex gewählt, da er sich aufgrund seines großen Handelsvolumens als Referenzindex etabliert hat. Erfreulicherweise steht mit dem LPX Phelix Day Base die längste deutsche börslich ermittelte Preisreihe zur Verfügung.



**Abbildung 60:** LPX Phelix Day Base 16.06.00 – 31.07.02



**Abbildung 61:** Umsätze an der LPX

### 7.3 Deskriptive Statistik

Die in Kapitel 6.3 schon geschilderte Sondersituation am deutschen Strommarkt ergab im Dezember Spikes mit Stundenpreisen von nahezu 1.000 €/MWh. Trotz seiner Glättung durch die Berechnung als arithmetisches Mittel aller 24 Stunden eines Tages ist der LPX Phelix Day Base an zwei Tagen auf Werte über 100 €/MWh gestiegen. Da die sonstigen, „normalen“ Werte erheblich niedriger liegen, wurde die Analyse sowohl mit den Extremwerten am 17.12.2001 ( 240,26 €/MWh) und am 18.12.2001 (172,97 €/MWh) als auch ohne die Extremwerte vollzogen.

	Mit Extremwerten	Ohne Extremwerte
gültige Fälle	776	774
Mittelwert	22,17	21,70
Std.Fehler des MW	0,44	0,27
Varianz	147,34	56,55
Std.Abweichung	12,14	7,52
Variationskoeffizient	0,55	0,35

rel. V.koeffizient(%)	1,97	1,25
Schiefe	10,32	1,61
Kurtosis	164,02	5,46
Minimum	5,30	5,30
Maximum	240,26	63,61
Spannweite	234,96	58,31
Summe	17206,70	16793,47
1. Perzentil	8,70	8,70
5. Perzentil	11,35	11,34
10. Perzentil	13,54	13,53
25. Perzentil	16,95	16,93
Median	21,14	21,14
75. Perzentil	25,16	25,12
90. Perzentil	29,63	29,39
95. Perzentil	34,07	33,61
99. Perzentil	54,34	52,54
geom. Mittelwert	20,67	20,55

**Tabelle 18:** Deskriptive Statistik LPX Phelix Base 16.06.00 – 31.07.02

Beide Analysen ergeben eine linksschiefe leptokurtische Verteilung. Diese Ergebnisse sind mit den Annahmen über die Eigenschaften von Strompreisen und entsprechenden Untersuchungen ausländischer Strommärkte konsistent.<sup>246</sup>

Die Strompreise zeigen keine Normalverteilung, sondern weisen eine große Zahl außergewöhnlich hoher Werte („fat tails“<sup>247</sup>) auf.

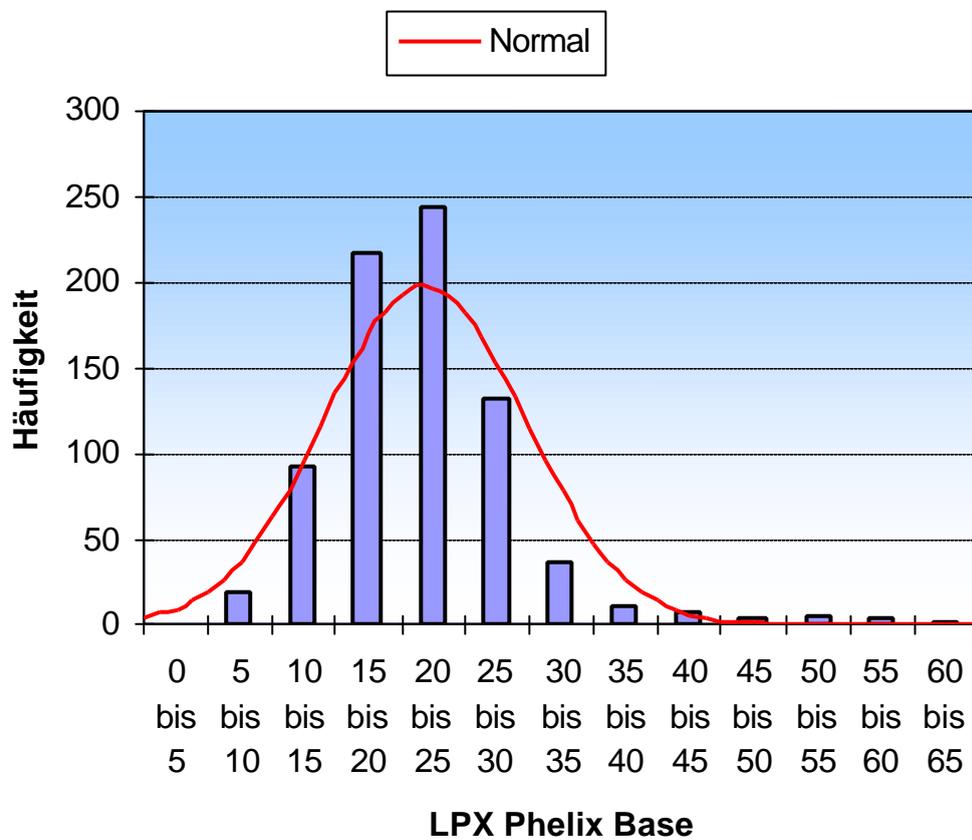
Klasse	Häufigkeit	Häufigkeit %	Häufigkeit % kum.
0 bis 5	0	0,00	0,00
5 bis 10	19	2,45	2,45
10 bis 15	93	12,02	14,47
15 bis 20	217	28,04	42,51
20 bis 25	244	31,52	74,03
25 bis 30	132	17,05	91,09

<sup>246</sup> Clewlow, Strickland (2000), S.45 analysieren US-Spotpreise (Pennsylvania-New-Jersey-Maryland, Palo Verde und California-Oregon-Border)

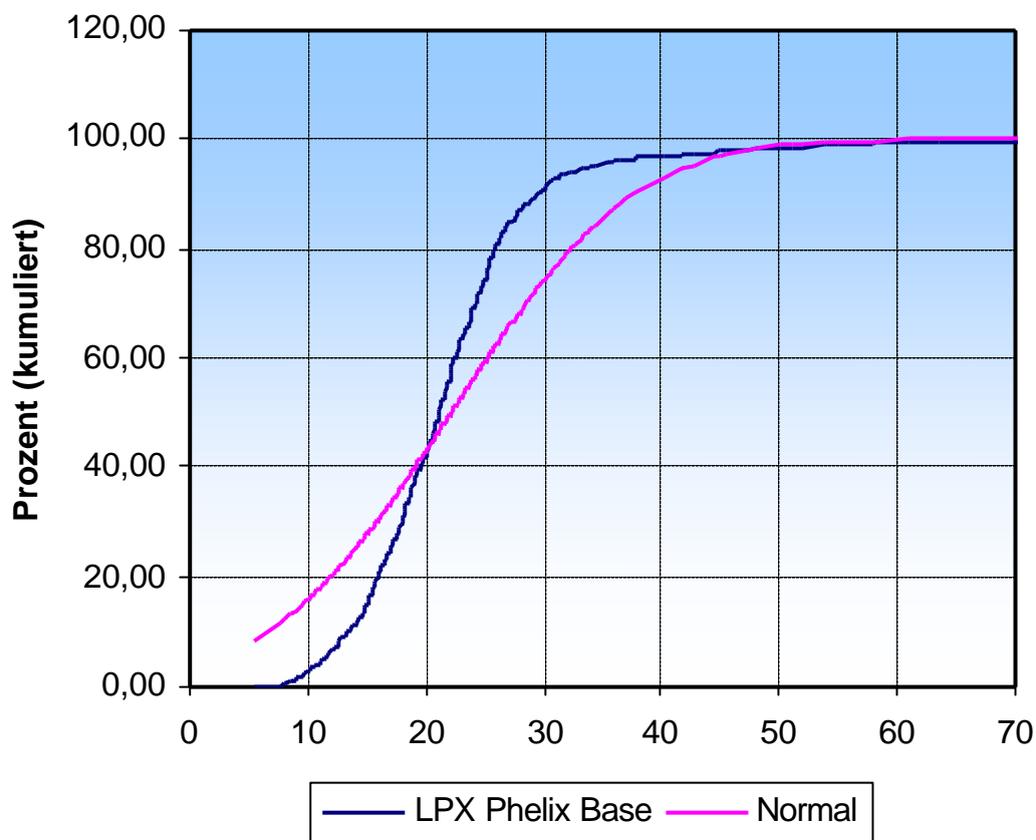
<sup>247</sup> Oehler, Unser (2001), S.97

30 bis 35	36	4,65	95,74
35 bis 40	11	1,42	97,16
40 bis 45	7	0,90	98,06
45 bis 50	4	0,52	98,58
50 bis 55	6	0,78	99,35
55 bis 60	3	0,39	99,74
60 bis 65	2	0,26	100,00

**Tabelle 19:** Häufigkeiten LPX Phelix Base 16.06.00 – 31.07.02



**Abbildung 62:** Histogramm der LPX Phelix Base Spotpreise 16.06.00 – 31.07.02



**Abbildung 63:** LPX Phelix Base vs. Normalverteilung

## 7.4 Saisonalitäten

Die zyklischen Nachfrageschwankungen innerhalb eines Tages, einer Woche und eines Jahres führen zu entsprechenden zyklischen Schwankungen des Strompreises. Diese lassen sich anhand des Preischarts leicht optisch identifizieren.

Um die Existenz von Saisonalitäten zu überprüfen, wurde beispielhaft ein Autokorrelationstest der täglichen LPX Phelix Base Spotpreisrenditen vom 16.06.2000 bis zum 31.07.2002 mit Lags von 1 bis 30 Tagen durchgeführt.

Die Tagesrendite wurde aus der Differenz des logarithmierten Spotpreises zum Zeitpunkt  $t$  und dem logarithmierten Spotpreis zum Zeitpunkt  $t-1$  gebildet.<sup>248</sup>

---

<sup>248</sup> Duffie, Gray (1995), S.40 und Jorion (2001), S.99

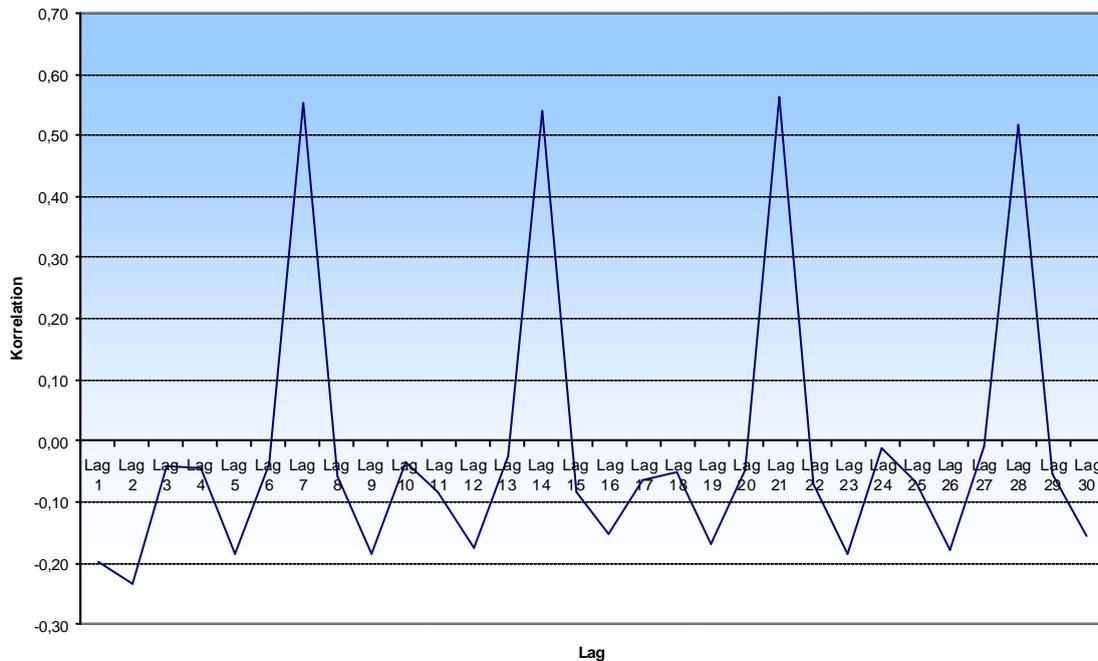
$$R = \ln(S_t) - \ln(S_{t-1})$$

Berechnung des Korrelationskoeffizienten:

$$\mathbf{r}_{x,y} = \frac{\text{Cov}(X,Y)}{\mathbf{s}_x \mathbf{s}_y}$$

mit  $-1 \leq \mathbf{r}_{x,y} \leq 1$

$$\text{und mit } \text{Cov}(X,Y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mathbf{m}_x)(y_i - \mathbf{m}_y)$$

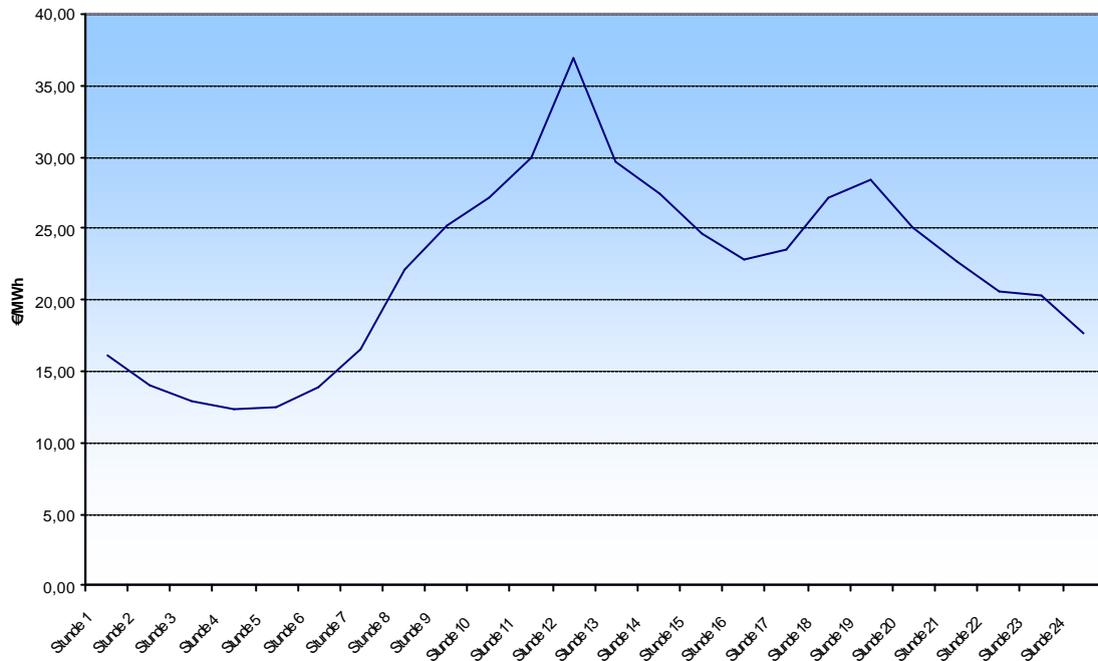


**Abbildung 64:** Autokorrelationstest LPX 16.06.00 – 31.07.02, 1 bis 30 Lags

Das Ergebnis zeigt eine deutlich positive Korrelation der Tagesrenditen mit 7-, 14-, 21- und 28-Tages-Lags. Die These eines bestehenden Wochenzyklus an der LPX ist dadurch bestätigt.

Die Bereinigung der Zeitreihe um die Saisonalitäten wurde mit Hilfe von Korrekturfaktoren durchgeführt.

Die Ermittlung der Korrekturfaktoren erfolgt über die Berechnung der durchschnittlichen Stundenpreise eines Tages über die gesamte Länge der Zeitreihe und die Normierung auf die erste Stunde. Die Abbildung der Stundendurchschnittspreise zeigt somit das typische Verhalten der Strompreise eines Tages.



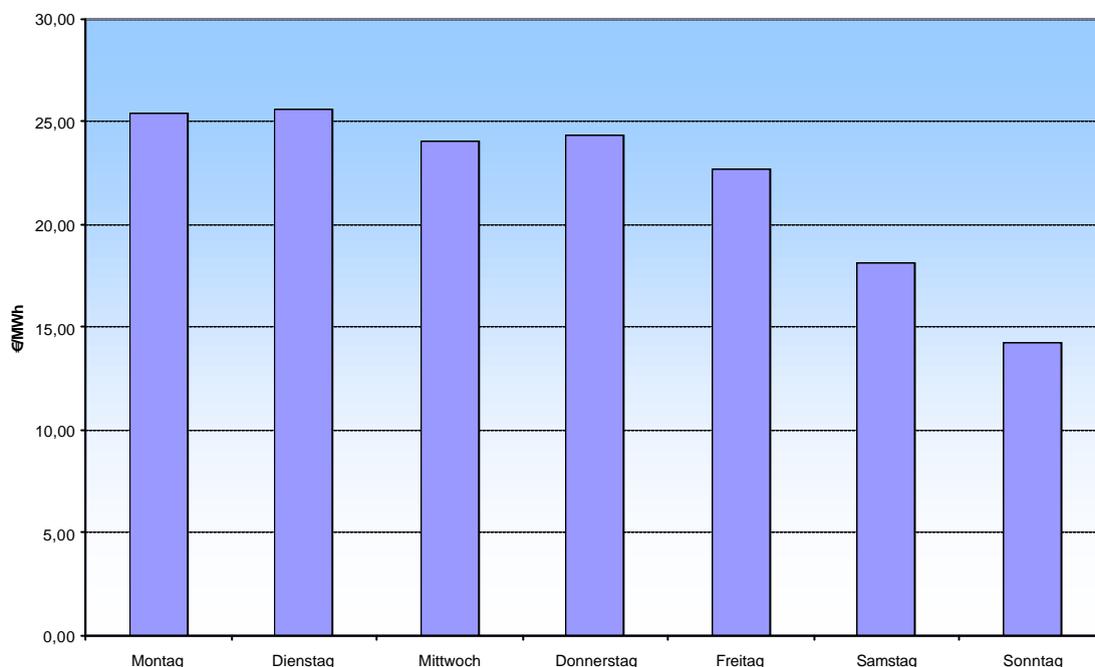
**Abbildung 65:** Stundendurchschnittspreise an der LPX

Std.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	1	0,87	0,80	0,76	0,78	0,86	1,02	1,37	1,56	1,68	1,85	2,29
Std.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1,84	1,70	1,53	1,42	1,46	1,68	1,76	1,56	1,41	1,27	1,26	1,09

**Tabelle 20:** Stundenkorrekturfaktoren

Der höchste Stundenwert (Stunde 12) liegt 201% über dem niedrigsten Stundenwert (Stunde 4).

Die Tageskorrekturfaktoren zur Ermittlung des typischen Verhaltens der Strompreise einer Woche wurden auf die gleiche Weise berechnet wie die Stundenkorrekturfaktoren.



**Abbildung 66:** Tagesdurchschnittspreise an der LPX

Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag
1	1,01	0,95	0,96	0,89	0,72	0,56

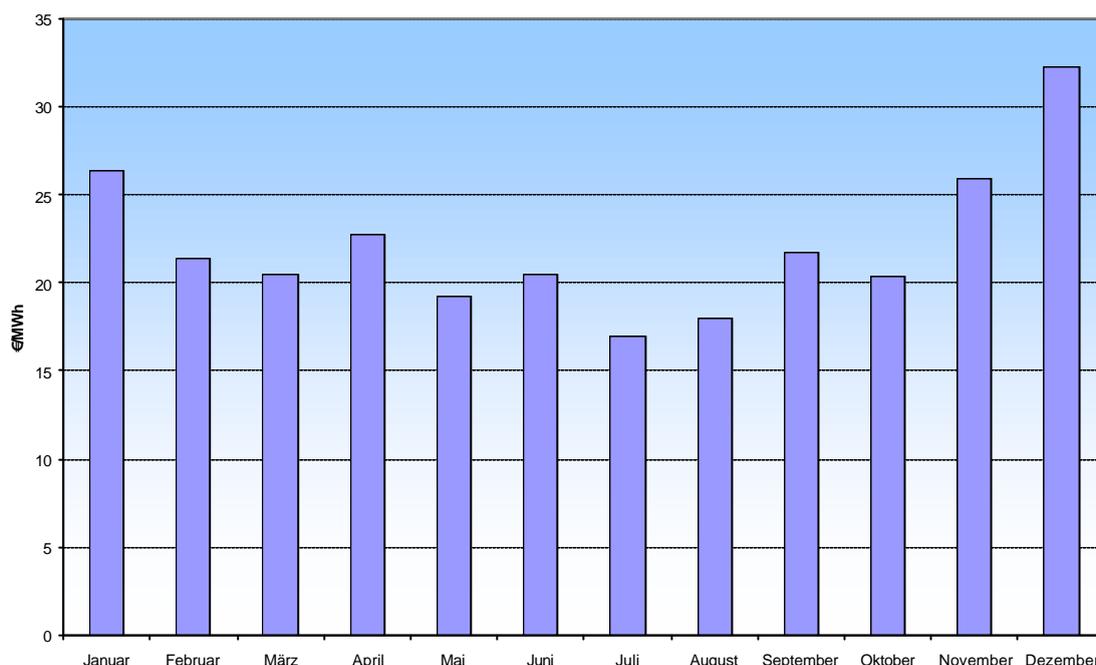
**Tabelle 21:** Tageskorrekturfaktoren

Der höchste Tageswert (Dienstag) liegt 80% über dem niedrigsten Tageswert (Sonntag).

Eine Verfeinerung des Konzeptes der Bereinigung um die Wochensaisonalität wäre möglich, wenn bundesweite Feiertage wie Sonntage eingestuft würden und Feiertage in einzelnen Bundesländern eine separate Klasse bzw. einen Korrekturfaktor erhielten. Eventuell könnte zusätzlich eine Gewichtung mit dem Bevölkerungsanteil oder dem Anteil an der deutschen Wirtschaftsleistung (oder mit dem Anteil des im Bundesland verbrauchten Stroms bezogen auf den gesamten deutschen Verbrauch) vorgenommen werden. So ist es beispielsweise einsichtig, daß ein Feiertag in einem kleinen

Bundesland wie Bremen einen geringeren Einfluß auf einen deutschlandweiten Strompreis wie den LPX Phelix Day Base haben muß als ein Feiertag in Nordrhein-Westfalen.

Ebenso wie Stunden- und Tageskorrekturfaktoren wurden auch die Monatskorrekturfaktoren berechnet. Die Abbildung zeigt den Jahreszyklus der Strompreise.



**Abbildung 67:** Monatsdurchschnittspreise an der LPX

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1	0,812	0,775	0,860	0,730	0,774	0,641	0,680	0,822	0,771	0,980	1,222

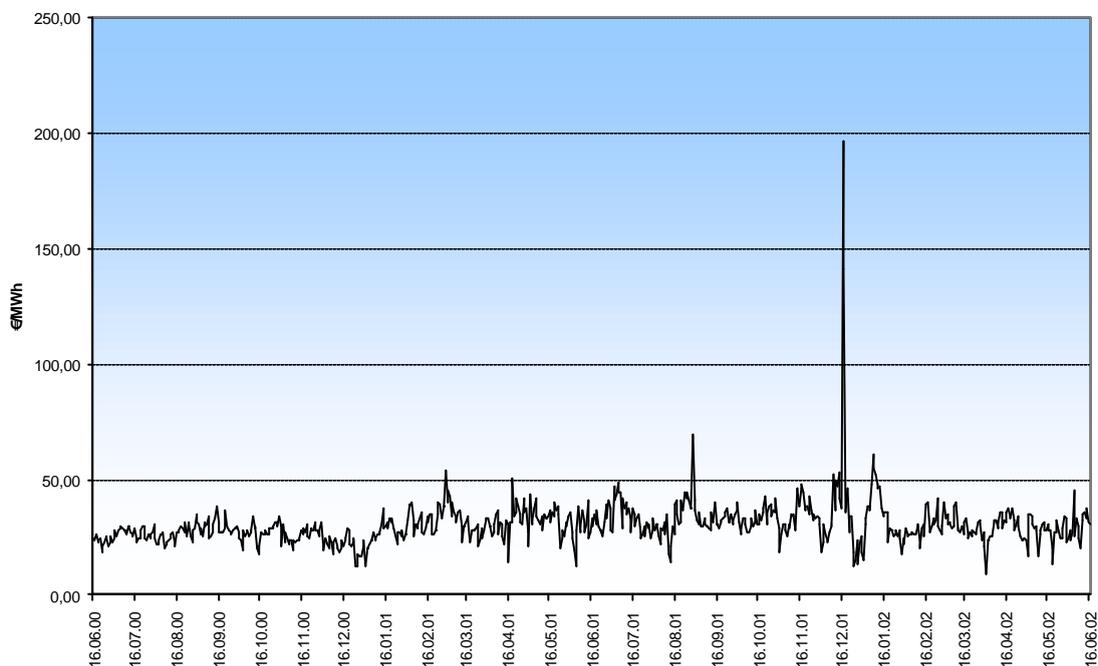
**Tabelle 22:** Monatskorrekturfaktoren

Der höchste Monatswert (Dezember) ist 90,6% über dem niedrigsten Monatswert (Juli).

Um die Jahressaisonalitätsbereinigung zu verfeinern, ist eine Berücksichtigung von Schul- und Werksferien denkbar.

Bei der Berechnung der Korrekturfaktoren für die Stunden des Tages, die Tage der Woche und die Monate des Jahres zeigte sich, daß die absoluten Preisschwankungen innerhalb eines Tages größer als die Schwankungen innerhalb einer Woche oder eines Jahres sind. Dieses Phänomen wäre an Wertpapiermärkten kaum denkbar, ist am Strommarkt aber ein Indiz für Mean Reversion.

Die Abbildung zeigt den um die Tages-, Wochen- und Jahressaisonalitäten bereinigten LPX-Spotpreis.



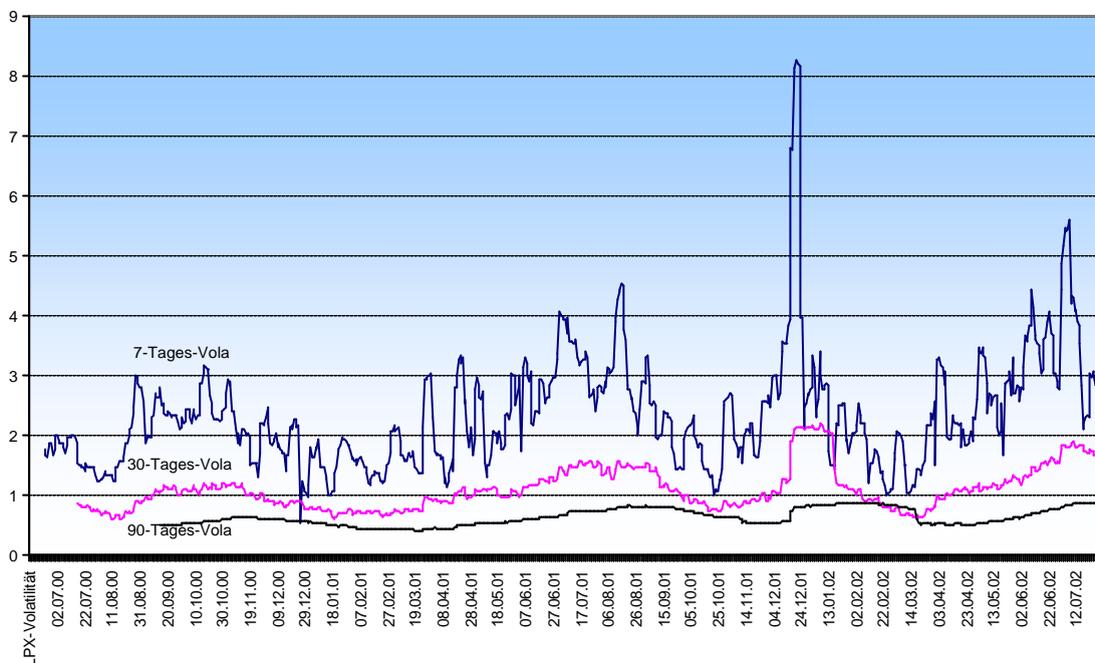
**Abbildung 68:** *Saisonalitätsbereinigter LPX-Spotpreis*

## 7.5 Volatilitäten

Volatilitäten sind an Strommärkten nicht konstant, sondern preis- und saisonabhängig.<sup>249</sup> Erklärt wird dieses Phänomen mit einer nicht linear ansteigenden Grenzkostenkurve des Kraftwerksparks sowie mit Effekten wie Knappheitssituationen nach Störfällen, die plötzlich auftreten und Preise wie Volatilitäten beeinflussen.

<sup>249</sup> Weron (2000), S.131

Abbildung 70 zeigt die annualisierten Volatilitäten der LPX-Spotmarkttrenditen über Zeiträume von 7 Tagen, 30 Tagen und 90 Tagen.



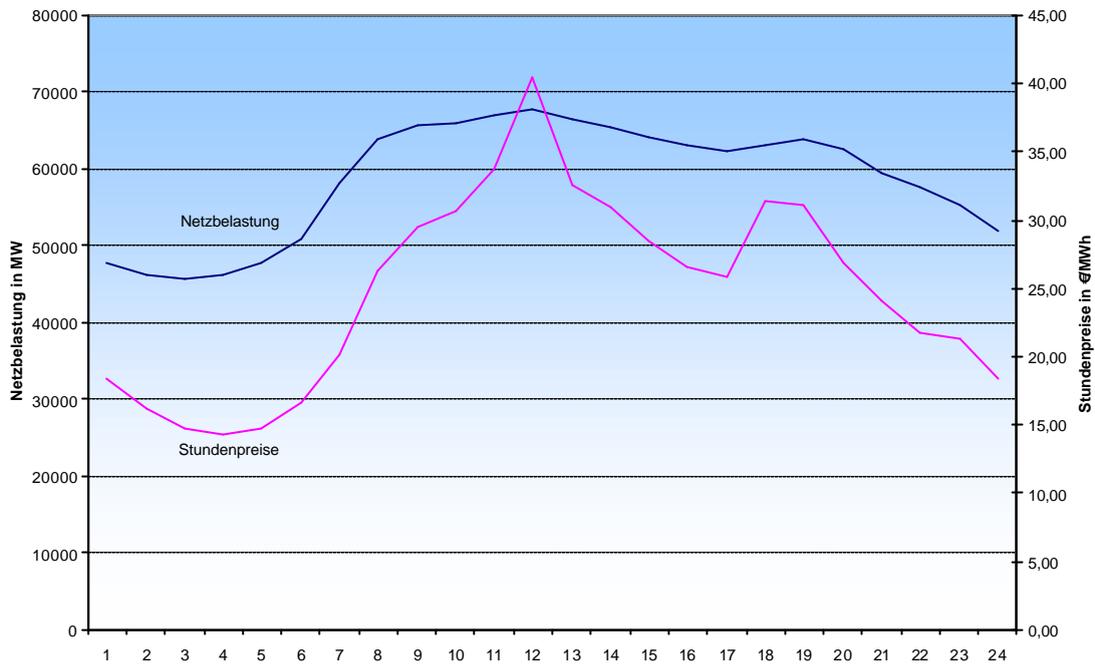
**Abbildung 69:** Annualisierte Volatilitäten der LPX-Spotmarkttrenditen

## 7.6 Auswirkungen der Netzbelastung

Die Höhe der Netzbelastung als Abbild der Nachfrage sollte Auswirkungen auf den Strompreis haben. Die stündlichen Netzbelastungswerte am dritten Mittwoch jedes Monats zwischen 21.06.2000 und 20.02.2002<sup>250</sup> wurden zur Bestätigung dieser These mit den zugehörigen stündlichen LPX-Spotmarktpreisen betrachtet.<sup>251</sup>

<sup>250</sup> UCTE (2002a), UCTE (2002b), UCTE (2002c)

<sup>251</sup> LPX (2002a)



**Abbildung 70:** Durchschnittliche Netzbelastung und LPX-Stundenpreise

Die Graphen der Netzbelastung und der Strompreise ähneln sich, wobei die Preise überproportional auf die Netzbelastung, also die Nachfrage, zu reagieren scheinen.

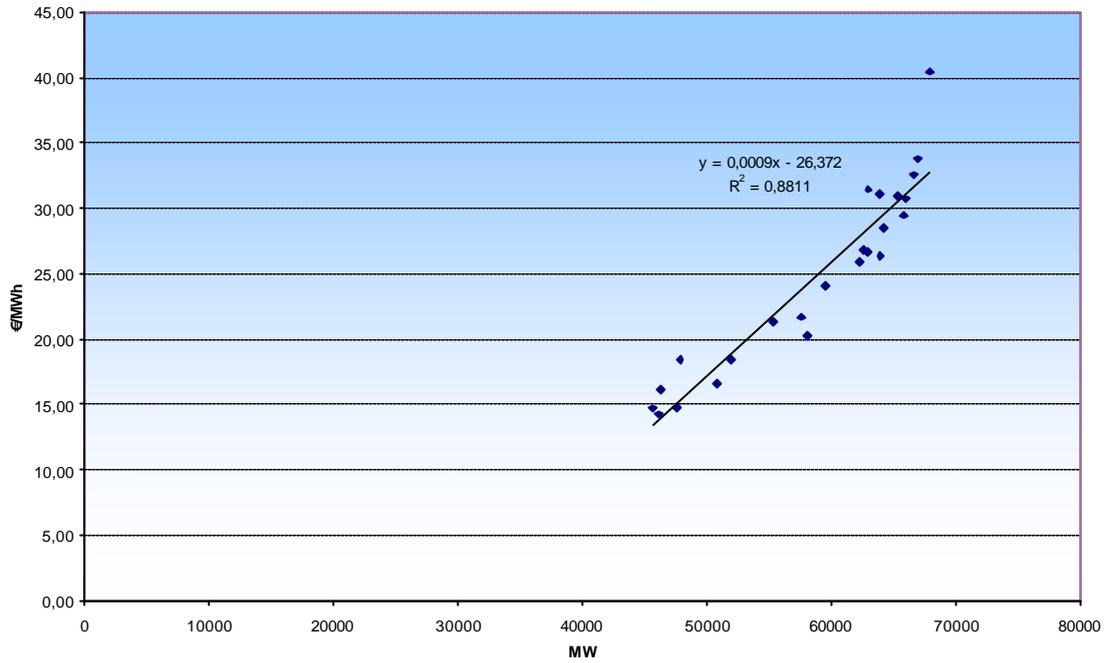


Abbildung 71: Durchschnittliche Netzbelastung und LPX-Stundenpreise

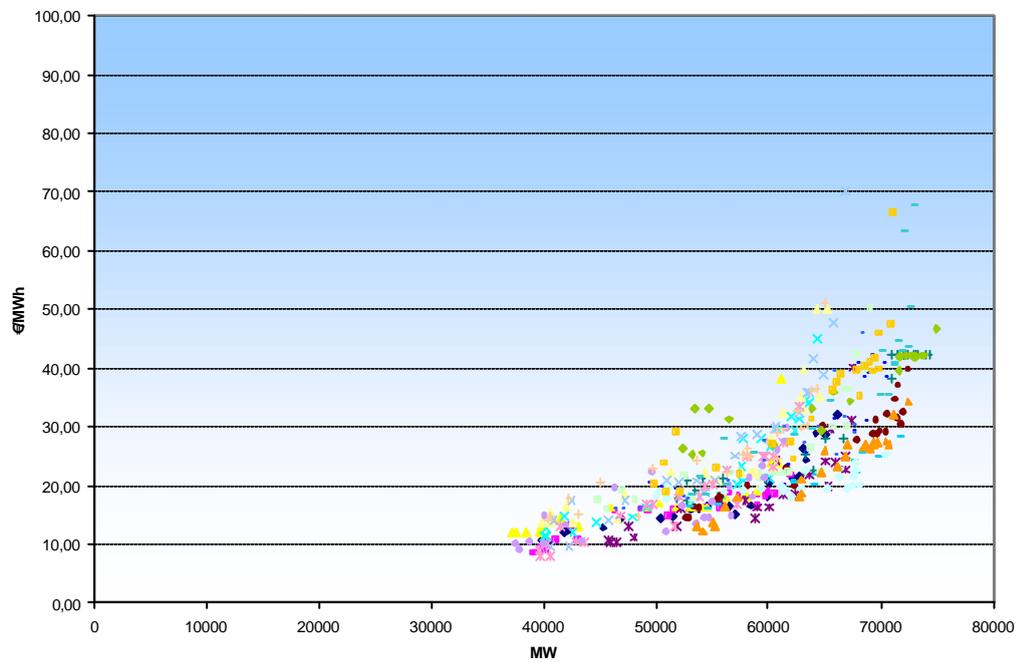
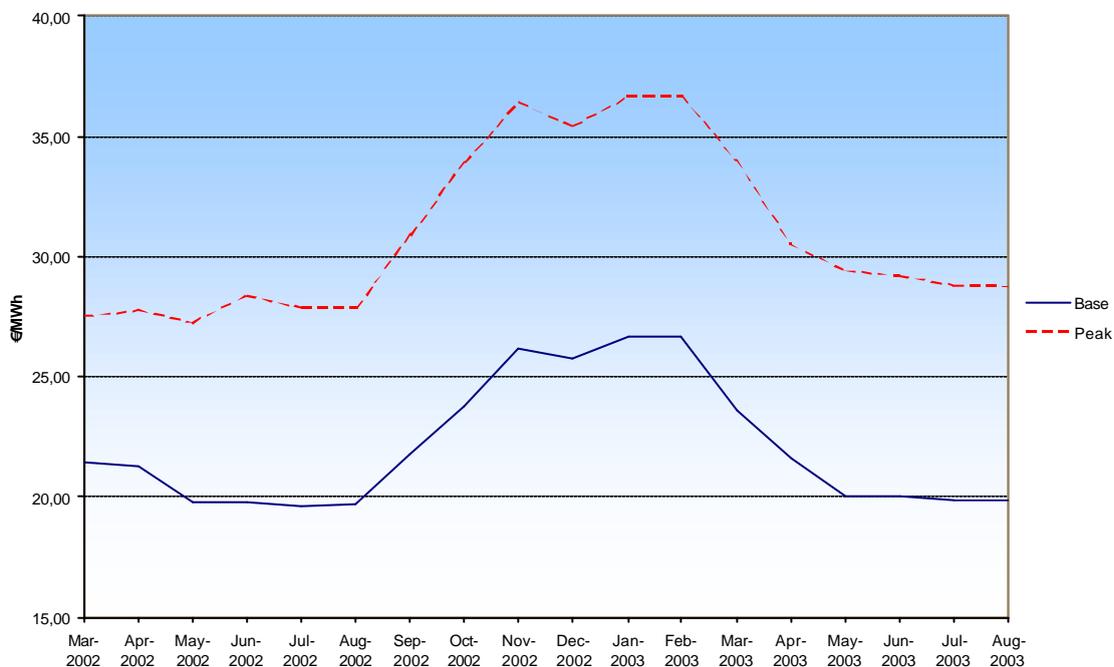


Abbildung 72: Netzbelastung und LPX-Stundenpreise 21.06.00 – 20.02.02

Tatsächlich zeigen die Punktwolke und die Regressionsgerade einen deutlichen positiven Zusammenhang zwischen Netzbelastung und Strompreis.

## 7.7 Forwardkurven

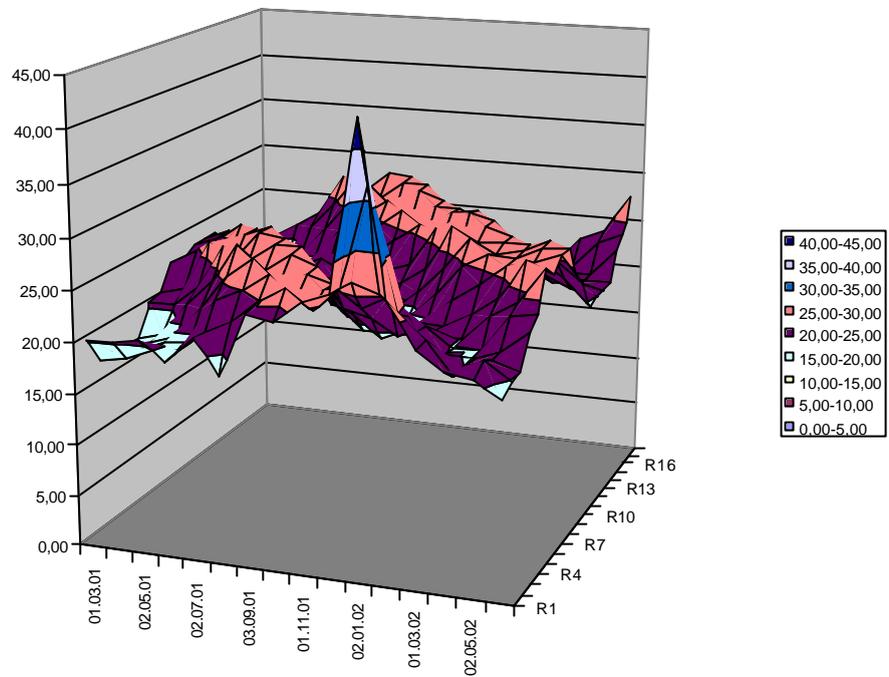
Die Futurepreise der EEX zeigen wie auch die Spotpreise der LPX ein jahreszeitliches Muster mit hohen Preisen im Winter und niedrigeren Preisen im Sommer. In Abbildung 73 sind die Base- und Peak-Monatsfutures der nächsten fünfzehn Fälligkeiten am 14.03.02 gezeigt.



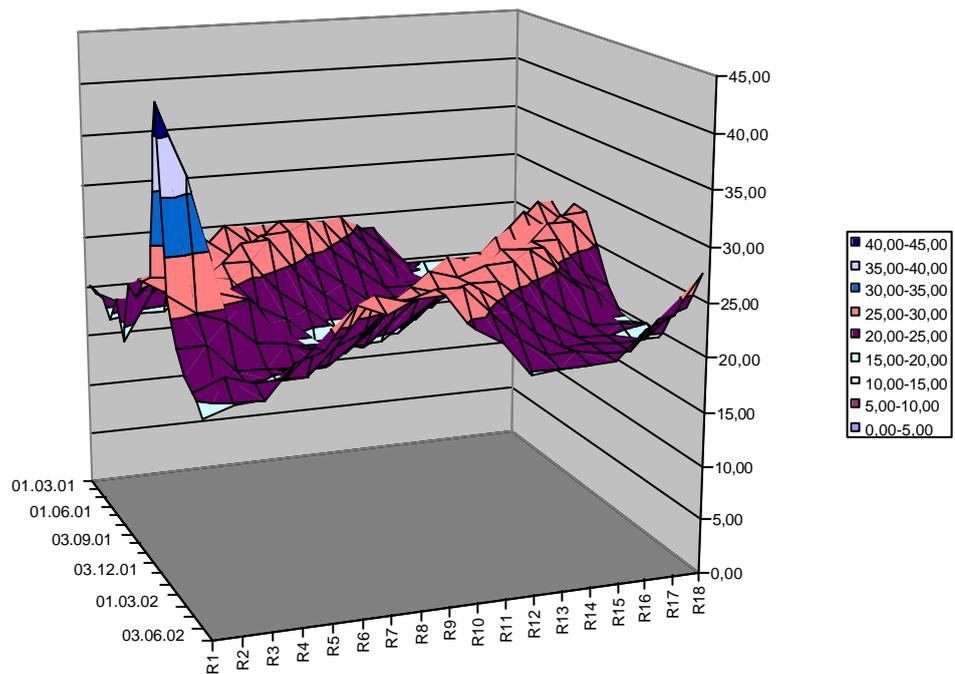
**Abbildung 73:** Forwardkurven an der EEX (14.03.2002)

Die folgenden Abbildungen zeigen eine Schar von Forwardkurven, die aus an der EEX ermittelten Futurepreisen bestehen. Es wurden die am ersten Handelstag jedes Monats zwischen März 2001 und Juni 2002 gehandelten Futurepreise der Basekontrakte für die nächsten 18 Monate (R1 – R18) benutzt. Jede Kurve weist die charakteristische jährliche Saisonalität auf, ist mit 18 zugrundeliegenden Preisen also 1,5 Phasen lang und weist gegenüber ihrer Vorgängerin und Nachfolgerin eine Phasenverschiebung um 1 Monat auf. Abbildung 74 zeigt die Kurvenschar in einer Perspektive, die die

Forwardkurven vom Betrachter weg zeigt, Abbildung 75 zeigt die Forwardkurven von links nach rechts. Die Einheit ist €/MWh.



**Abbildung 74:** Forwardkurven an der EEX 01.03.01 – 03.06.02 (1) Perspektive:  
Forwardkurve von vorne nach hinten

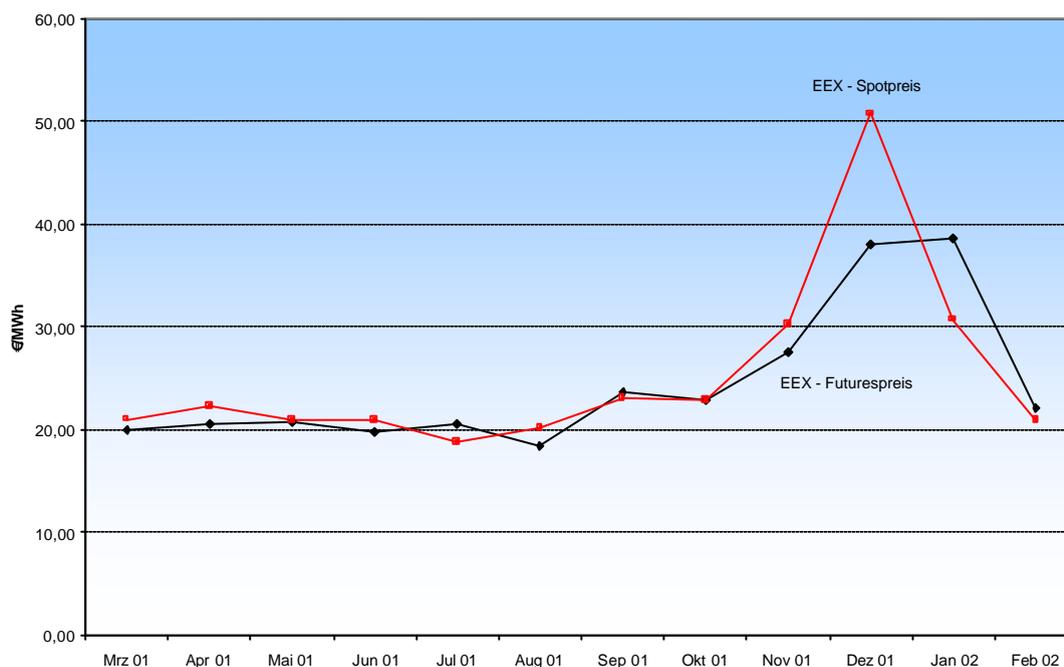


**Abbildung 75:** Forwardkurven an der EEX 01.03.01 – 03.06.02 (2) Perspektive:  
Forwardkurve von links nach rechts

**Basis:**

Die Abbildung zeigt die durchschnittlichen monatlichen Spotpreise an der EEX und die durchschnittlichen Preise des nächstfälligen Monatsfutures an der EEX. Die Berechnung des Monatsdurchschnitts der Spot- und Terminnotierung wurde vollzogen, um die Annäherung des Futurekurses an den Spotkurs während des letzten Monats seiner Laufzeit zu eliminieren.

Der Strommarkt befindet sich im Untersuchungszeitraum sowohl in Contango als auch in Backwardation.



**Abbildung 76:** Basis an der EEX 2001

## 7.8 Zusammenfassung

Eine Analyse der deutschen Stromspot- und Terminpreise seit Handelsbeginn an LPX und EEX ergab eine Übereinstimmung mit den von BARZ unterstellten Eigenschaften

von Strompreisen.<sup>252</sup> Insbesondere das Bild dreier sich überlagernder Saisonalitäten und der Zusammenhang zwischen Netzbelastung und Strompreis sollten für Anwendungen im Handel oder im Risikomanagement berücksichtigt werden.

---

<sup>252</sup> Barz (1999), S.10

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Etwa zehn Jahre nach den ersten Bestrebungen, die Stromwirtschaft verschiedener Länder zu liberalisieren, drängt sich heute die Frage nach der Entwicklung und dem derzeitigen Zustand der Strommärkte in diesen Ländern auf. Sind die Erwartungen der Politik und Wirtschaft erfüllt worden? Die Vorgaben der EU-Richtlinie von 1997 umfaßten beispielsweise ökonomische und ökologische Effizienzsteigerungen bei gleichzeitiger Stärkung der Versorgungssicherheit. Ähnliche Ziele waren den Strommarktliberalisierungen anderer Länder gesetzt worden. Tatsächlich sind die Großhandelsstrompreise in den meisten Ländern signifikant gesunken. Preise auf Basis der Vollkosten eines Kraftwerkes mit einem garantierten Aufschlag wie zu Zeiten der Regionalmonopole werden von den Stromversorgungsunternehmen nicht mehr erzielt. Inzwischen orientiert sich der Strompreis an den Grenzkosten. Ob diese Entwicklung von Dauer ist und welche Konsequenzen dieses Preisniveau für Kraftwerksneubauten und die Wartung hat, ist derzeit nicht sicher abzusehen.

Ein Beispiel einer fehlgeschlagenen Strommarktliberalisierung bietet Kalifornien. Technische, klimatische und regionale Besonderheiten wurden beim Design der zukünftigen Marktstruktur nicht berücksichtigt. Existenzbedrohende Verluste durch hohe Großhandelspreise bei den Stromversorgern und „rolling blackouts“ für die Verbraucher schufen eine Situation, die sicher nicht besser als zu den Zeiten der Regionalmonopole war.

Grundsätzliche Merkmale einer liberalisierten Stromwirtschaft sind Wettbewerb in der Erzeugung, freier Netzzugang und freie Anbieterwahl. In den meisten Ländern bilden sich nach kurzer Zeit ein Großhandelsmarkt und später auch Strombörsen aus, wo Erzeuger, Händler und Versorger Strommengen für den kommenden Tag und auch für spätere Zeiträume handeln. Die Preise an Strommärkten schwanken aufgrund bestimmter technischer Eigenschaften wie der fehlenden Speicherbarkeit stark.

Die von einem Stromhändler formulierte Umschreibung des Handelsgeschäftes als „Weeks of boredom and hours of terror“ ist bemerkenswert zutreffend und bezieht sich auf den Preisprozeß an Strommärkten mit Mean Reversion und Sprüngen.

Hohe Volatilitäten bedeuten hohe Risiken. Diese Erkenntnis führt zu der Frage, wie ein geeignetes Risikomanagementsystem aufzubauen ist und welche Rahmenbedingungen dabei zu berücksichtigen sind.

Diese Arbeit beschreibt einen Ansatz zur Übertragung der aus Finanz- und Warenmärkten bekannten Methoden des Risikomanagements auf den Strommarkt. Zudem werden die Einflußfaktoren auf Strompreise und die Eigenschaften von Strompreisen ermittelt.

Strompreise hängen von Faktoren wie dem Wetter oder den Preisen für die verstromten Primärenergieträger ab, wobei manche Faktoren eher kurzfristig, andere eher langfristig wirken. Ein Beispiel für einen Einflußfaktor auf die kurzfristigen Strompreise ist die Tagestemperatur. Der technische Wandel im Sinne der Entwicklung effizienterer Technologien für Stromerzeugung und –verbrauch hat dagegen Einfluß auf die langfristigen Strompreise. Neben der Unterscheidung in die Wirkung der Einflußfaktoren auf kurz- und langfristige Preise wird eine Unterscheidung in die Wirkung auf Stromangebot und Stromnachfrage und damit auf den Strompreis getroffen. Die Kraftwerksbetriebsbedingungen wie etwa Wartung oder Störfälle sind beispielsweise dem Stromangebot zuzuordnen. Saisonale Effekte wie Wochenenden oder Feiertage wirken über den Stromverbrauch der Industrie auf die Stromnachfrage.

Für die Umsetzung eines Risikomanagementsystems zu berücksichtigende Eigenschaften von Strompreisen sind Mean Reversion, Saisonalitäten, Nicht-Negativität, nichtkonstante Volatilität und Spikes. Insbesondere die Saisonalitäten, also tageszeitlich, wöchentlich und jahreszeitlich bedingte Schwankungen der Preise sowie die Spikes, plötzliche, heftige Preisbewegungen, die typischerweise durch technische Restriktionen wie Kraftwerks- oder Leitungsausfälle bedingt sind, erfordern eine spezielle Handhabung des Risikomanagements im Strombereich. Zwar finden sich Phänomene wie jahreszeitliche Angebots- oder Nachfrageschwankungen beispielsweise auch in Ölmärkten oder Märkten für Agrarprodukte. Hier besteht aber durch Lagerung der Güter die Möglichkeit, diese Schwankungen zu glätten, ein Überangebot also zum Aufbau und eine Knappheitssituation zum Abbau von Lagerbeständen zu nutzen. Schon relativ kleine intertemporale Preisdifferenzen, die über den Lagerkosten liegen, schaffen den Anreiz zu dieser Art der Arbitrage. Da Strom nicht direkt speicherbar ist, existiert

für die Strommärkte kein solcher Mechanismus, weshalb die Preise empfindlicher auf Angebots- und Nachfrageschwankungen reagieren.

In dieser Arbeit sind sowohl Gemeinsamkeiten als auch Unterschiede der Risikomanagementmethoden und der Preisprognosen zu ihren Pendanten in Finanzmärkten oder Warenmärkten herausgearbeitet worden. Wie auch im Risikomanagement an den Finanzmärkten üblich, arbeitet das Risikomanagement im Strombereich nach dem Verfahren Risikomessung-Risikosteuerung-Risikokontrolle. Es wurde ein Risikomanagementzyklus für den Strommarkt entwickelt und gezeigt, wie das Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt mit seinen Schnittstellen zu Beschaffung, Erzeugung, Handel und Vertrieb zu organisieren ist. Die Unternehmensgröße und die Risikoneigung bestimmen neben gesetzlichen und aufsichtsrechtlichen Vorschriften die Ausgestaltung eines Risikomanagementsystems.

Für die Preisprognose und die Bewertung von Stromforwards werden modifizierte Ansätze aus den Finanzmärkten wie beispielsweise das um den Einbezug des verstromten Primärenergieträgers erweiterte Cost-of-Carry-Modell verwendet.

Um die Eigenschaften der Preise an deutschen Strombörsen zu zeigen, wurde in dieser Arbeit eine Analyse der LPX- und EEX-Preise vorgenommen. Die Strompreise sind nicht normalverteilt, sondern leptokurtisch. Es treten Spikes auf und es lassen sich ausgeprägte Saisonalitäten feststellen. Die Volatilitäten sind nicht konstant.

Ein Ausblick auf die zukünftige Strommarktstruktur in Deutschland muß die von Unternehmensseite und der Politik geplanten Änderungen berücksichtigen. Große Stromversorgungsunternehmen haben Kraftwerksstillegungen angekündigt. Der Ausstieg aus der Atomenergie sowie die Zunahme des Stromproduktionsanteils aus erneuerbaren Energien zur Erfüllung der Ziele des Kyoto-Protokolls bewirken weitere Änderungen der Kraftwerksstruktur, die Konsequenzen für Preise, Volatilitäten und damit für das Risikomanagement im Strommarkt haben werden. Weitere Unternehmenszusammenschlüsse könnten dazu führen, daß der deutsche Strommarkt oligopolistischen Charakter erhält. Erfahrungen aus anderen Ländern lassen diesen Schluß zu.

Die Börsen werden analog der Entwicklung in anderen Ländern mehr Handelsvolumen auf sich ziehen können und dann ohne negative Auswirkungen auf die Liquidität ein

breiteres Produktspektrum anbieten. Die nächste Entwicklung werden hier sicherlich börsengehandelte Stromoptionen sein, wie es sie am skandinavischen Nord Pool bereits gibt. Zudem ist eine Konzentration der Strombörsen in Europa, wie sie mit der LPX/EEX-Fusion begonnen hat, zu erwarten. Stromhandelsplätze werden den Versuch unternehmen, unter Nutzung ihrer Handelsinfrastruktur den Marktteilnehmern zusätzliche Angebote im Bereich anderer Commodities zu unterbreiten. Gas als die Ware mit dem engsten „Link“ zum Strom ist hier eine natürliche Wahl. Auch der Handel von Wetterderivaten zur indirekten Absicherung von Preis- und Mengenrisiken am Strommarkt ist geplant. Diese Konvergenz der Energiemärkte, wie sie in Europa möglich erscheint, wird von etlichen Unternehmen schon intern vollzogen.

Der Prototyp des „Multi-Utility“-Unternehmens, das eine Komplettversorgung seiner Kunden anbietet, ist in Deutschland sicher RWE, die durch ihre Tochtergesellschaft RWE Trading den Handel in Strom, Gas, Öl und Kohle physisch und in derivativer Form betreiben. Kleinere Unternehmen unter den Stromerzeugern und Weiterverteilern wie etwa einige Stadtwerke haben sich zu Zwecken des Risikomanagements und der Portfoliooptimierung zusammengeschlossen, um hier Größenvorteile nutzen zu können. Auch große Stromverbraucher, beispielsweise aus der Chemieindustrie oder dem Schienenverkehr, betreiben Risikomanagement. Hier werden Bezugsverträge bewertet, Strombezug mit Derivaten preisgesichert und Flexibilität in Bezugsverträgen in Abhängigkeit von den Strompreisen genutzt.

Die Bedeutung des Stromhandels und des Strompreisrisikomanagement als Kernkompetenz eines Unternehmens im Strommarkt scheint auch durch die neue Rolle des Strompreisrisikomanagements bei der Absicherung von Projektfinanzierungen oder bei der Entwicklung neuer Produkte für Kunden gesichert.<sup>253</sup>

---

<sup>253</sup> Fusaro (1998), S.217ff.

## Literatur

Adamson, S.; Wellenius, K. (2000): Determination of Horizontal Market Power Abuse in Wholesale Electricity Markets. Arbeitspapier. Frontier Economics, Cambridge. <http://www.frontier-economics.com> [Stand: 14.08.2001]

Ahlemeyer, W.; Lehmköster, C.; Nissen, J. (2000): VV II – Ermittlung der Netznutzungsentgelte. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 4, S.220-224

Alaton, P.; Djehiche, B.; Stillberger, D. (2001): On Modelling and Pricing Weather Derivatives. Arbeitspapier. Universität Stockholm

Amundsen, E.S.; Andersson, B.; Bergman, L. (1998): Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market. Arbeitspapier. Universität Bergen

Auer, H.; Haas, R. (1999): Grenzen des Wettbewerbs in „freien“ europäischen Strommärkten. Arbeitspapier, Technische Universität Wien

Auer, H.; Haas, R.; Shioshansi, F.P. (2001): Die kalifornische Stromkrise. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51. Jg. (2001), Heft 5, S.280-287

Baentsch, F.; Nikkanen, M. (1997): Elektrizitätsübertragung im Hochspannungsnetz in Norwegen, Schweden und Finnland. In: *VIK-Mitteilungen*, 47.Jg. (1997), Heft 4, S.81-84

Bammert, U.; Schwenke, H. (2000): Kostenminimale Strombeschaffung für kommunale Energieunternehmen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 5, S.306-307

Bard, G.; Leslie, K.; Kausman, D. (1999): European Power: Managing through Deregulation. In: *McKinsey Quarterly*, Heft 1 (1999), S.38-51

Barz, G.L. (1999): Stochastic Financial Models for Electricity Derivatives. Dissertation, Stanford

Barz, G.L.; Johnson, B. (1999): Selecting Stochastic Processes for Modelling Electricity Prices. In: Jameson, R. (Hrsg.): *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*. London, S.3-22

BDI, VIK, VDEW (1998): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten. (VV1), 22.05.1998

BDI, VIK, VDEW (1999): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie. (VV2), 13.12.1999

BDI, VDEW, VIK, VDN, ARE, VKU (2001): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. (VV2+), 13.12.2001

Bergschneider, C.; Karasz, M.; Schumacher, R. (1999): *Risikomanagement im Energiehandel – Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten*. Stuttgart

Berner, C.; Danigel, S. (2001): Risikomanagementkonzepte im Energiehandel. In: *Energie & Management*, Heft 4 (2001), Beilage: e-world of energy, S.20-25

Bessembinder, H.; Coughenour, J.F.; Seguin, P.J.; Smeller, M.M. (1996): Is There a Term Structure of Futures Volatilities? Reevaluating the Samuelson Hypothesis. Arbeitspapier. Arizona State University. Tempe

Bessembinder, H.; Lemmon, M.L. (2000): Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets. Arbeitspapier, Arizona State University

Bierhals, R. (1999): Risikomanagement im Stromhandel mit Futures. Diplomarbeit. Technische Universität Bergakademie Freiberg

Birnbaum, L.; Grobbel, C.; Röthel, T.; de Leyva, E.; Ninios, P. (2000): Die Dynamik des europäischen Strommarktes. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 1/2, S.8-12

Bjerksund, P.; Rasmussen, H.; Stensland, G. (2000): Valuation and Risk Management in the Norwegian Electricity Market. Arbeitspapier. Norwegian School for Business Administration, Bergen. <http://www.nhh.no/for/dp/2000/2000.pdf> [Stand: 26.02.2002]

Björk, T.; Landén, C. (2000): On the Term Structure of Futures and Forward Prices. Arbeitspapier. Universität Stockholm

Björndalen, J. (2001): Embedded options in end user contracts – need for knowledge and pricing models. Konferenzbeitrag. Kopenhagen

Black, F. (1976): The Pricing of Commodity Contracts. In: *Journal of Financial Economics*, 3, S.167-179.

Blase, H. (1994): Warentermin- und Warenterminoptionsmärkte: Eine Analyse mathematischer Preismodelle, informationstheoretischer Aspekte und erfolgreicher Anlagestrategien. Bergisch Gladbach

BMWi (2002a): Energiebericht. Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Kurzfassung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie [www.bmwi.de/homepage/download/energie/energiebericht.pdf](http://www.bmwi.de/homepage/download/energie/energiebericht.pdf) [Stand: 03.06.2002]

BMWi (2002b): Energieindikatoren Deutschland. Flyer des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Referat Öffentlichkeitsarbeit .  
[www.bmwi.de/homepage/download/energie/energieindikatoren.pdf](http://www.bmwi.de/homepage/download/energie/energieindikatoren.pdf) [Stand: 03.06.2002]

Bock, U.; Nissen, J. (1999): Standardisierte Lastprofile für Haushalte und Kleingewerbe. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49 Jg. (1999), Heft 9, S.606-610

Bol, G. (1993): Deskriptive Statistik: Lehr- und Arbeitsbuch. 2. Aufl. München

Bomdsdorf, E. (1994): Deskriptive Statistik. 8. Aufl. Bergisch Gladbach

Booth, M.; Clewlow, L.; Strickland, C. (2001): Valuation and Risk Management of Gas Supply Agreements and Power Station Based Contracts. Arbeitspapier. University of Technology, Sydney

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

Borenstein, S. (2002): The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. In: *Journal of Economic Perspectives*. 16. Jg. (2002), Heft 1, S.191-211

Botterud, A.; Holttinen, H.; Tande, J.O.G.; Vogstad, K.-O. (2001): System benefits of coordinating wind power and hydropower in a deregulated market. Arbeitspapier Universität Trondheim

Bower, J. (1999): Risk Management in competitive electricity markets. Arbeitspapier, London Business School

Box, G.E.P.; Jenkins, G.M. (1976): Time Series Analysis – Forecasting and Control. San Francisco

Bozem, K. (1999): Risikomanagement bei Energieunternehmen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49 Jg. (1999), Heft 5, S.306-311

Brennan, M.; Schwartz, E. (1985): Evaluating Natural Resource Investments. In: *Journal of Business*, Vol 58, No.2, S.135-157

Brinker, W. (2000): Liberalisierung – Folgen für die regionale Energiewirtschaft. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 5, S.310-311

Brunekreeft, G. (2000): Access pricing und Diskriminierung. In: Knieps, G.; Brunekreeft, G. (Hrsg.): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland*. Heidelberg, S.23-44

Brunekreeft, G.; Keller, K. (2000): Elektrizität: Verhandelter versus regulierter Netzzugang. In: Knieps, G.; Brunekreeft, G. (Hrsg.): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland*. Heidelberg, S.125-150

Bühler, W. (1998): Risikocontrolling in Industrieunternehmen. In: Börsig, C.; Coenenberg, A.G. (Hrsg.): *Controlling und Rechnungswesen im internationalen Wettbewerb*. Stuttgart, S.205-233

Bühler, W.; Korn, O.; Schöbel, R. (2000): Pricing and Hedging of Oil Futures – A Unifying Approach -. Arbeitspapier. Universität Mannheim

Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (1995): Verlautbarung über Mindestanforderungen an das Betreiben von Handelsgeschäften der Kreditinstitute vom 23.10.1995. Berlin

Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (1998a): Erläuterungen zu einzelnen Regelungen der Mindestanforderungen an das Betreiben von Handelsgeschäften der Kreditinstitute. Rundschreiben vom 08.04.1998. Berlin

Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (1998b): Jahresbericht 1998

<http://www.bakred.de/texte/jahresb/jb1998/jb1998-04.htm> [Stand: 20.03.2002]

Bundesgesetzblatt (1998): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 24.04.1998. <http://www.bmwi.de/Homepage/download/energie/enwg.doc> [Stand: 22.03.2002]

Bundesgesetzblatt (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 01.04.2000. <http://www.bmwi.de/Homepage/download/energie/eeg-neu.doc> [Stand: 22.03.2002]

Bundesgesetzblatt (2002a): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19.03.2002. <http://www.bmwi.de/Homepage/download/energie/kwk-gesetz.pdf> [Stand: 22.03.2002]

Bundesgesetzblatt (2002b): Gesetz über Kapitalanlagegesellschaften vom 16.04.1957, zuletzt geändert am 21.06.2002 <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/kagg/index.html> [Stand: 16.09.2002]

Burger, K.M. (1998): Mindestanforderungen an das Risikomanagement und interne Überwachungssystem bei Einsatz von Handels- und Finanzderivaten. In: Burger, K.M.; Price Waterhouse (Hrsg): Risk Management in der Energiewirtschaft: Chancen und Risiken durch liberalisierte Märkte. Wiesbaden, S.227-248

Busche, J.; Säcker, F. J. (1998): Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., (1998), Heft 1/2, S.18-23

Byström, H.N.E. (2000): The Hedging Performance of Electricity Futures on The Nordic Power Exchange Nord Pool. Arbeitspapier. Lund University

Byström, H.N.E (2001): Extreme Value Theory and extremely Large Electricity Price Changes. Arbeitspapier. Lund University

Canterbury, M.; Ellwanger, N. (1997): Energiehandel an Spot- und Terminmärkten – Möglichkeiten, Erfolgsfaktoren und Vorbereitung für deutsche Versorgungsunternehmen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 47 Jg. (1997), Heft 9, S.520-525

CFTC (1997): Commodity Futures Trading Commission: Economic Purposes of Commodity Futures Trading <http://www.cftc.gov/opa/brochures/econpurp.html> [Stand: 29.03.1999]

Chevalier, P.; Heidorn, T.; Rütze, M. (1999a): Der Börsenhandel mit Elektrizität. In: *Die Bank – Zeitschrift für Bankpolitik und Bankpraxis*, o.Jg. (1999), Heft 9, S.632-637

Chevalier, P.; Heidorn, T.; Rütze, M. (1999b): Gründung einer deutschen Strombörse für Elektrizitätsderivate. Arbeitspapier. Hochschule für Bankwirtschaft Frankfurt

Clelow, L.; Strickland, C. (1999a): A Multi Factor Model for Energy Derivatives. Arbeitspapier. University of Technology, Sydney

Clelow, L.; Strickland, C. (1999b): Valuing Energy Options in a One Factor Model Fitted to Forward Prices. Arbeitspapier. University of Technology, Sydney

Clelow, L.; Strickland, C. (2000): Energy Derivatives: Pricing and Risk Management. London

Cox, J. C.; Ingersoll, Jr., J. E.; Ross, S. A. (1981): The Relation between Forward Prices and Futures Prices. In: *Journal of Financial Economics*, 9(4), S.321-346.

Cramton, P.C.; Kahn, A.E.; Porter, R.H.; Tabors, R.D. (2001): Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing?. Studie der California Power Exchange.

[http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/Restructuring\\_Archive/BRP\\_Final\\_Report.pdf](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/Restructuring_Archive/BRP_Final_Report.pdf)

[Stand: 24.04.2002]

Craul, M. (2000): Hedging von indexierten Stromlieferungsverträgen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 10, S.734-738

Deng, S. (1999): Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-reversion with Jumps and Spikes. Arbeitspapier. Georgia Institute of Technology

Dennermann, J.; Hüppe, W.; Oswald, T.; Reeh, P.; Schwingshandl, H.; Staschus, K. (1998): Systemdienstleistungen bei Durchleitungen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48 Jg. (1998), Heft 9, S.550-555

Deutsch, H.-P.; Eller, R. (1998): Derivate, Gesetze und interne Modelle: modernes Risikomanagement. Stuttgart

Deutsche Börse (2000): Leitfaden zu den Wetterindizes der Deutschen Börse. Frankfurt

Dixit, A.K.; Pindyck, R.S. (1994): Investment under Uncertainty. Princeton

Dörner, D. (1999): Was bringt das Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG)? 5. Aufl. Stuttgart

Doove, S.; Gabbitas, O.; Nguyen-Hong, D.; Owen, J. (2001): Price Effects of Regulation: International Air Passenger Transport, Telecommunications and Electricity Supply. Productivity Commission Commonwealth of Australia, Canberra

Dorris, G.; Ethier, R. (1999): Don't ignore the spikes. In: *Energy & Power Risk Management*. Juli/August 1999, S. 12-14

Dow Jones (2000): Zeitreihe des Dow-Jones-CEPI Central European Power Index  
<http://www.cepi.dowpower.com> [Stand: 05.01.2000]

Drillisch, J.; Riechmann, C. (1998): Liberalisation of the Electricity Supply Industry – Evaluation of Reforms – Country-by-Country Analysis. Arbeitspapier 98/3  
Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln

Dudenhausen, R.A.; Döhrer, A.; Ellwanger, N. (1998): Deutsche Versorgungsunternehmen als Energiehändler. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48. Jg. (1998), Heft 1/2, S.63-66

Dudenhausen, R.A.; Ellwanger, N. (1998): Energiehandels-Strategien für kommunale Unternehmen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48. Jg. (1998), Heft 8, S.501-505

Dudenhausen, R.A.; Döhrer, A.; Gravert-Jenny, U. (1999): Strom- und Gashandel in Stadtwerken. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 5, S.302-305

Duffie, D.; Gray, S. (1995): Volatility in Energy Prices. In: Jameson, R. (1995): *Managing Energy Price Risk*. 2. Aufl. London, S. 39-56

DVG Deutsche Verbundgesellschaft (1998a): Der Grid Code. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Heidelberg

DVG Deutsche Verbundgesellschaft (1998b): Der Grid Code. Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Heidelberg

DVG Deutsche Verbundgesellschaft (1998c): Jahresbericht 1997. Heidelberg

EEX (2000): Der EEX-Spotmarkt. Frankfurt

EEX (2001a): Beste Aussichten. In: *EEXPress – EEX Newsletter* Nr. 4 (März 2001), S.1. Frankfurt

EEX (2001b): Market Maker sorgen für Liquidität. In: *EEXPress – EEX Newsletter* Nr. 4 (März 2001), S.2. Frankfurt

EEX (2001c): EEX Derivatives Market – Market Model. Frankfurt

EEX (2001d): EEX Derivatives Market – Contract Specification. Frankfurt

EEX (2002a): Aufsicht: Keine Preismanipulation bei EEX. Pressemitteilung vom 12.08.2002

EEX (2002b): Produktbroschüre für den EEX Spot- und Terminmarkt. Leipzig

EFET (2000a): General Agreement Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity. Version 2.1. <http://www.efet.org/contracts/contract21.pdf> [Stand: 10.04.2003]

EFET (2000b): Annexes to the General Agreement Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity. <http://www.efet.org> [Stand: 10.04.2003]

Eichhorn, W.; Kümmel, R.; Lindenberger, D. (2001): Energie, Innovation und Wirtschaftswachstum. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 25. Jg. (2001), Heft 4, S.273-282

Ellwanger, N.; Neumann, F.; König, R. (2000): Energie-Großhandelszugang für kleine Stadtwerke. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 5, S.300-307

Enders, C. (1999): Merchant Power Plants in Deutschland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 5, S.312-317

Erfkemper, H.-D. (2000): Risikobereitschaft und Risikomanagement von Energieversorgern. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 8, S.570-572

Escribano, A.; Pena, J. I.; Villaplana, P. (2001): Modelling electricity prices: international evidence. Arbeitspapier. Universität Madrid

Eßer-Scherbeck, C.; Günther, S. (2001): Portfoliomanagement für Stadtwerke. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51. Jg. (2001), Heft 5, S.252-255

Europäisches Parlament (1996): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt Nr. L 027 vom 30.01.1997, S. 0020

[http://europa.eu.int/servlet/portail/RenderServlet?search=DocNumber&lg=de&nb\\_docs=25&domain=Legislation&coll=&in\\_force=NO&an\\_do](http://europa.eu.int/servlet/portail/RenderServlet?search=DocNumber&lg=de&nb_docs=25&domain=Legislation&coll=&in_force=NO&an_do) [Stand: 15.03.2002]

Europäische Kommission (1999): Opening up to choice – The single electricity market [http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec\\_single\\_market/elecbro.pdf](http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/elecbro.pdf) [Stand: 12.12.2001]

Eustache, A. (1998): The Evolution of US Electricity Markets. In: Fusaro, P.C. (Hrsg.): *Energy Risk Management*. New York, S. 89-105

EVB, KPMG (2000): Aufbau einer Stromhandelsabteilung. Velbert

Eydeland, A.; Geman, H. (1999): Fundamentals of Electricity Derivatives. In: Jameson, R. (Hrsg.): *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*. London, S.35-44

Fama, E. F.; French, K. R. (1987): Commodity Futures Prices: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage. In: *Journal of Business*, 60(1), S.55-73

Faross, P. (1994): Europäischer Binnenmarkt für Strom und Gas – Versorgungsmonopole kontra freien Wettbewerb. In: *VIK-Mitteilungen*, 44.Jg. (1994), Heft 3, S.67-68

Federico, G.; Riechmann, C. (2000): Modellgestützte Analyse des Stromgroßhandels. In: *Wirtschaftswelt Energie*, (2000), Heft Juli/August, S.4-7

Fleten, S. E.; Lemming, J. (2001): Constructing Forward Price Curves in Electricity Markets. Arbeitspapier. Universität Trondheim

Fleten, S. E.; Wallace, S. W. (1998): Power Scheduling with Forward Contracts. Arbeitspapier. Universität Trondheim

Flicke, H.P.; Haubrich, H.-J.; Poll, H.; Stern, B. (2002): Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Einbeziehung von Strom- und Brennstoffmarkt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 1/2, S.14-17

Focht, P. (2001): Noch mehr Wettbewerb für Europa. In: *Energie & Management*, 01.11.2001, S.1

Fritz, W.; Haubrich, H.-J.; Rolf, M. (1999): Durchleitungsentgelte – orts-, entfernungs- oder richtungsabhängig? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 5, S.331-335

Fudalla, M.; Hahnenstein, L.; Häder, M. (2000): Risikomanagement – Hedging mit Strom-Termingeschäften. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 8, S.564-569

Fuhrmann, W.; Giucci, R. (1996): Warenterminbörsen in Deutschland. Arbeitspapier 9603. Universität Potsdam

Fusaro, P.C. (1998): Future of Energy Price Risk Management. In: Fusaro, P.C. (Hrsg.): Energy Risk Management. New York, S. 157-178

Gabillon, J. (1995): Analysing the Forward Curve. In: Jameson, R. (1995): Managing Energy Price Risk. 2. Aufl. London, S. 29-38

Gerke, W. (2001): Nie mehr lahm und blind. In: *Energie & Management*. Jahresmagazin 2002, S.72-75

Germain, J.P.; Shimko, D.C. (1998): Substandard Deviations. In: PMA OnLine Magazine 05/98. <http://www.retailenergy.com/pmamag.htm> [Stand: 24.03.2000]

Glaum, M. (2000): Finanzwirtschaftliches Risikomanagement deutscher Industrie- und Handelsunternehmen. Frankfurt/Main

Gleason, J.T. (2001): Risikomanagement: Wie Unternehmen finanzielle Risiken messen, steuern und optimieren. Frankfurt/Main

Group of Thirty (1993): Derivatives: Practices and Principles. Washington

Gruber, J. (1997): Ökonometrie. Bd. 1. Einführung in die multiple Regression und Ökonometrie. München

Gruber, J. (1997): Ökonometrie. Bd. 2. Ökonometrische Prognose- und Optimierungsmodelle. München

Haas, R. (2002): Regulierung und Liberalisierung in Österreich: Eine kritische Analyse. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 26. Jg. (2002), Heft 2, S.117-133

Hamdan, K. (1999): Pricing Options in the Power Markets. In: Jameson, R. (Hrsg.): Energy Modelling and the Management of Uncertainty. London, S. 23-34

Handschin, E.; Müller, L. (2002): Regelenenergiemärkte in Europa und die Entwicklung in Deutschland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 3, S.152-157

Hanten, M.; Laves, B. (2002): Aufsichtsrechtliche Implikationen des Energiehandels. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 4, S.258-262

Hanten, M.; Külper, J. (2001): Bank- und wertpapieraufsichtsrechtliche Einordnung des Handels mit Stromderivaten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51 Jg. (2001), Heft 5, S.262-266

Harig, H.-D. (1998): Strom als Terminware: In: *Frankfurter Allgemeiner Zeitung*. Verlagsbeilage „Energie“ vom 27.10.1998, S.1

Harvey, S.; Hogan, W.W. (2000): Issues in the Analysis of Market Power in California. [http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.ksg/HHMktPwr\\_1027.pdf](http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.ksg/HHMktPwr_1027.pdf) [Stand: 24.04.2002]

Haugom, S.I. (2000): Price Formation and Option Pricing in the Norwegian Power Market. Dissertation. Universität Edinburgh

Hefekäuser, H.-W. (1997): Vom Monopol zum Wettbewerb. In: *Elektrizitätswirtschaft*, 96. Jg. (1997), Heft 17, S.873-877

Herrmann, M.; Titzrath, B. (2001): Risikomanagement im Energievertrieb. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51. Jg. (2001), Heft 5, S.248-250

Hinz, H.-J.; Klafka, P. (1997): Entfernungsabhängige Durchleitungsentgelte und Wettbewerb?. In: *VIK-Mitteilungen*, 47.Jg. (1997), Heft 4, S.85-87

Hjalmarsson, E. (2000): Nord Pool: A Power Market Without Market Power. Arbeitspapier. Universität Göteborg

Hoare, J. (1995): The UK Electricity Market. In: Jameson, R. (1995): Managing Energy Price Risk. 2. Aufl. London, S.213-227

Hobohm, J.; Schlesinger, M. (2000): Prognosen – wie falsch sie waren, wie wahr sie sein werden. In: *Energie & Management Jahresmagazin 2000*. S.99-104

Hope, E.; Rud, L.; Singh, B. (1993): Märkte für Elektrizität: die ökonomische Reform des norwegischen Elektrizitätssektors. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 17. Jg. (1993), Heft 1, S.29-46

Houthakker, H.S.; Taylor, L.D. (1970): Consumer Demand in the United States, Analyses and Projections, Cambridge

Huisman, R.; Mahieu, R. (2001): Regime Jumps in Electricity Prices. Arbeitspapier. Universität Rotterdam [http://papers.ssrn.com/paper.taf?abstract\\_id=271910](http://papers.ssrn.com/paper.taf?abstract_id=271910) [Stand: 05.01.2002]

Husby, E.; Karensen, K.F. (2000): A Joint State-Space Model for Electricity Spot and Futures Prices. Arbeitspapier. Norwegian Computer Center. Oslo

Ilic, M.; Skantze, P. (2000): The Joint Dynamics of Electricity Spot and Forward Markets: Implications on Formulating Dynamic Hedging Strategies. Arbeitspapier. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge

International Swaps and Derivatives Association (2002): 2002 ISDA Master Agreement (Multicurrency-Cross Border. <http://www.isda.org/index.html> [Stand: 20.03.2003]

International Swaps and Derivatives Association (2000): 2000 Supplement to the 1993 ISDA Commodity Derivatives Definitions. <http://www.isda.org/index.html> [Stand: 20.03.2003]

International Swaps and Derivatives Association (1993): 1993 Commodity Derivatives Definitions. <http://www.isda.org/index.html> [Stand: 20.03.2003]

Jaillet, P.; Ronn, E. I.; Tompaidis, S. (1997): Modeling Energy Prices and Pricing and Hedging Energy Derivatives. Arbeitspapier. University of Texas at Austin

Jeckle, M.; Madlener, R. (1999): Die zunehmende Bedeutung von Derivaten im Stromhandel: Chancen und Risiken. Konferenzbeitrag. Internationale Energiewirtschaftstagung Technische Universität Wien 24.-26.02.1999

Johnston, J. L. (1997): Ensuring Reliability in a Competitive Environment. Konferenzbeitrag. <http://www.heartland.org/utility2.htm> [Stand: 15.04.1999]

Jorion, P. (2000): Risk Management Lessons from Long-Term Capital Management. In: *European Financial Management* 6 (September 2000), S.277-300

Jorion, P. (2001): Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk. 2. Aufl. Chicago

Joy, C. (1999): Pricing, Modelling and Managing Physical Power Derivatives. In: Jameson, R. (Hrsg.): *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*. London, S. 45-58

Judge, G.G.; Griffiths, W.E.; Hill, R.C.; Lee, T.-C. (1980): *The Theory and Practice of Econometrics*. New York

Karbenn, F.; Jaspert, R.; Tillmann (1999): Konzeption und Umsetzung von Risikomanagementsystemen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 6, S.378-382

Kaushik, A.; Ng, V.; Pirrong, S.C. (1995): Valuing Energy Derivatives. In: Jameson, R. (1995): *Managing Energy Price Risk*. 2. Aufl. London, S. 57-70

Kellerhals, B. P. (2001): Pricing Electricity Forwards under Stochastic Volatility. Arbeitspapier. Universität Tübingen

Kelley, S.; Leventis, C.; Weiss, A. (2001): The Failure of Risk Management: A New Perspective on the California Electricity Market. Arbeitspapier. Northwestern University

[http://www.kellogg.nwu.edu/research/fimrc/papers/Failure\\_of\\_Risk\\_Management.pdf](http://www.kellogg.nwu.edu/research/fimrc/papers/Failure_of_Risk_Management.pdf)

[Stand:24.04.2002]

Kemp, R.; Rosen, U. (2002): Modernes Strom-Beschaffungsmanagement für Stadtwerke. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 1/2, S.48-56

Kindleberger, C.P. (1993): A Financial History of Western Europe. New York

Kirk, E. (1995): Correlation in the Energy Markets. In: Jameson, R. (1995): Managing Energy Price Risk. 2. Aufl. London, S. 71-80

v. Kistowski, J. (1998): Stromhandel in den USA. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48.Jg. (1998), Heft 1/2, S.81-85

v. Kistowski, J. (2001): Forwardkurven in europäischen Strommärkten. In: *Energie & Management*, Heft 4 (2001), Beilage: e-world of energy, S.8-12

Klafka, P.; Hinz, H.-J.; Zander, W.; Ritzau, M.; Held, C. (1998): Netzzugangsverordnung für elektrische Netze. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48.Jg. (1998), Heft 1/2, S.35-39

Klopfer, T. (1993): Märkte für Strom – Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland. In: *VIK-Mitteilungen*, 43.Jg. (1993), Heft 3, S.86-97

Knieps, G. (2000): Der disaggregierte Regulierungsansatz der Netzökonomie. In: Knieps, G.; Brunekreeft, G. (Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland. Heidelberg, S.7-22

Knittel, C. R. (2001): Market Structure and the Pricing of Electricity and Natural Gas. Arbeitspapier. Boston University

Knittel, C.R.; Roberts, M.R. (2001a): An Empirical Examination of Deregulated Electricity Prices. Working Paper University of California Energy Institute. Berkeley

Knittel, C. R.; Roberts, M. R. (2001b): Financial Models of Deregulated Electricity Prices: An Application to the California Market. Arbeitspapier. University of California at Berkeley

Kögler, A. (2002): Stromhandel: Das Echo auf die MVV-Kritik. In: *Energie & Management*, 01.02.2002, S.11

Koekebakker, S.; Ollmar, F. (2001): Forward curve dynamics in the Nordic electricity market. Arbeitspapier. Norwegian School of Economics and Business Administration. Bergen

Korn, O. (2000): Bewertung und Hedging von Terminkontrakten auf Mineralöl. Baden-Baden

Kosecki, R. (1999): Fuel-based Power Pricing. In: Jameson, R. (Hrsg.): Energy Modelling and the Management of Uncertainty. London, S.91-100

Kramer, N.; Hufendiek, K. (1999): Preisprognose im liberalisierten Strommarkt. In: VDI-Berichte; 1508: Optimierung in der Energieversorgung: Planungsaufgaben in liberalisierten Energiemärkten. Düsseldorf, S.219-227

Kramer, N.; Voß, A. (2000): Risikomanagement im liberalisierten Elektrizitätsmarkt. In: Dörner et al. (Hrsg.): Praxis des Risikomanagements: Grundlagen, Kategorien, branchenspezifische und strukturelle Aspekte. Stuttgart, S.570-588

Kraus, M. (1998): Durchleitung in der Praxis. In: *Frankfurter Allgemeiner Zeitung*. Verlagsbeilage „Energie“ vom 27.10.1998, S.1

Kraus, M. (1999): Entwicklungen bei wettbewerblichen Strommärkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 1/2, S.64-68

Kraus, M. (1999b): Zielkonflikte einer deutschen Strombörse. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49 Jg. (1999), Heft 6, S.370-375

Kraus, M. (2000a): Marktmodelle von Strombörsen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 7, S.507-513

Kraus, M. (2000b): Entwicklung der Strombörsen in Deutschland. In: *Handelsblatt*, 22.02.2000

Kraus, M. (2000c): Morphologie von (Strom-)Börsen. Einführungsvortrag anlässlich des GEE-Symposiums „Gestaltungsmöglichkeiten von Strombörsen“ am 27.03.2000. Mannheim

Kreuzberg, M. (1998a): Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt – Analyse und Simulation. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 22. Jg. (1998), Heft 4, S.43-63

Kreuzberg, M. (1998b): EUDIS – Forecasting Spot Prices for the European Power Market. Arbeitspapier 98/2 Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln

Kreuzberg, P.; Starrmann, F. (1998): Spotmärkte und optimale Fahrweise von Heizkraftwerken. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 22. Jg. (1998), Heft 3, S.189-205

Krieger, E.; Schulz, E. (1998): Die nordischen Elektrizitätswirtschaften im Wettbewerb – Ergebnisse. In: *Elektrizitätswirtschaft*. 97. Jg. (1998), Heft 9, S.11-12

Kumkar, L. (1997): Die U.S.-Elektrizitätswirtschaft im Umbruch: Regulierung und Wettbewerb in Kalifornien. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 21. Jg. (1997), Heft 2, S.93-120

Lamprecht, F. (2002): Erste Erfahrungen mit der vollen Strommarktöffnung in Österreich. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 6, S.418-419

Landis, J.; Oswald, K. (2000): Risikomanagement im Stromhandel. In: *Energie & Management Jahresmagazin 2000*. S. 56-58

Lapidus, I.; Looser, U.; Meier-Reinhold, H.; Müller-Groeling, A.; Paulsen, T.; Vahlenkamp, T. (2000): Risiko-Management als Wettbewerbsvorteil im Strommarkt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 9, S.634-638

Lattemann, C.; Zuber, P. (2001): Eine Analyse der deutschen Strombörsenlandschaft anhand der Marktstruktur-Theorie. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 25. Jg. (2001), Heft 2, S.75-87

Leach, B. (1997): NYMEX Electricity Futures. Konferenzbeitrag. <http://www.heartland.org/utility7.htm> [Stand: 15.04.1999]

Lemming, J. (2002): Financial Risks for Green Electricity Investors and Producers in a Tradeable Green Certificate Market. Arbeitspapier. Universität Risö.

Leong, K. (1997): The Forward Curve in the Electricity Market. In: Jameson, R. (Hrsg.): The US Power Market. London, S. 133-147

Leong, K.; Siddiqi, R. (1998): Value at Risk for Power Markets. In: Fusaro, P.C. (Hrsg.): Energy Risk Management. New York, S. 157-178

Lindwedel, E.; Unterhuber, K. (2002): Geschäftsarchitektur – Schlüsselerfolgswfaktor für Handel und Risikomanagement. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 3, S.134-139

LPX (2000): Das Konzept des Kassamarktes. Leipzig

LPX (2001): Terminmarktkonzept. Leipzig

LPX (2002a): Handelsergebnisse Spotmarkt

[http://www.lpx.de/info\\_center/downloads/spot.asp#marktdaten](http://www.lpx.de/info_center/downloads/spot.asp#marktdaten) [Stand: 20.02.2002]

LPX (2002b): Der Preis hat einen Namen: Phelix In: *LPX Newsletter* 01/2002. Leipzig

Lucia, J. J.; Schwartz, E. S. (2000): Electricity prices and power derivatives. Evidence from the Nordic Power Exchange. Arbeitspapier. University of California at Los Angeles

Maier, K. D.; Hensing, I. (1998): Strategien und Akteure auf den Strommärkten der Zukunft. In: *Energie & Management*, 15.07.1998, S. 4-14

Manganelli, S.; Engle, R.F. (2001): Value at Risk Models in Finance. Arbeitspapier Europäische Zentralbank. Frankfurt/Main

Mangelmann, T. (1998): The Development of Spot and Forward Markets for Electrical Power in Germany. Praxisarbeit. WHU Vallendar

Markewitz, P; Vögele, S. (2002): Kraftwerksüberkapazitäten in Deutschland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 1/2, S.36-39

Marnay, C.; Khavkin, M.; Siddiqui, A.S. (2000): Excessive Price Volatility in the California Ancillary Services Markets: Causes, Effects and Solutions. Arbeitspapier. University of California at Berkeley.  
<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/pslx7/46083.pdf> [Stand: 24.04.2002]

Mauldin, M.G. (1997): Retail Risk Management – Pricing Electricity to Manage Customer Risk. In: *The Electricity Journal*, Juni 1997, S.78-83

Meier, H. (1998): Verordneter oder freier Netzzugang? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48. Jg. (1998), Heft 1/2, S.41-45

Meier, H.; Leberwurst, J.; Irmer, J. (1999): Nutzungstarife für Verteilungsnetze in Europa. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 4, S.227-231

Meißner, D.; Scholand, M. (2000): Risiken und Risikomanagement in neuen Strommärkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 8, S.558-563

Meise, F. (1998): Realoptionen als Investitionskalkül: Bewertung von Investitionen unter Unsicherheit. München

Menges, R.; Barzantny, K. (1997): Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 21. Jg. (1997), Heft 1, S. 39-56

Menges, R. (1999): Elektrizitätswirtschaftliche Reformen in Finnland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 4, S.241-247

Meulenberg, M.T.G; Pennings, J.M.E. (1999): The Financial Industry's Challenge of Developing Commodity Derivatives. Arbeitspapier. University of Illinois. Urbana-Champaign

Mikus, B. (2001): Risiken und Risikomanagement – ein Überblick. In: Götze et al. (Hrsg.): Risikomanagement. Heidelberg, S.3-28

Moix, P.-Y. (2001): The Measurement of Market Risk: Modelling of Risk Factors, Asset Pricing, and Approximation of Portfolio Distributions. Berlin

Müller-Kirchenbauer, J.; Ritzau, M. (2000): VV II – Anforderungen und Chancen in der Praxis. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 4, S.212-219

Müller-Merbach, J. (1999): Bewertung von Elektrizitätsfutures. Diplomarbeit, Darmstadt

Neubauer, W. (1994): Statistische Methoden: ausgewählte Kapitel für Wirtschaftswissenschaftler. München

Neuendorff, M. (1996): Termingeschäfte auf Strom: Beschreibung der Spezifikationen und Verwendungsmöglichkeiten. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 20. Jg. (1996), Heft 4, S. 321-335

Niessen, S.; Schweickardt, H.E. (2002): Spot- und Terminhandel an europäischen Strombörsen.

<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSFrameset1?Readform&JScript=1&>

[Stand: 23.05.2002]

Ning, Y. (2001): Modeling Spot Markets for Electricity and Pricing Electricity Derivatives. Dissertation. Cornell University

Nordhaus, R.; Shapiro, C.; Wolak, F. (2000): An Analysis of the June 2000 Price Spikes in the California ISO's Energy and Ancillary Services Markets. Bericht des Marktüberwachungskomitees des California Independent System Operator (ISO).

Nord Pool (2002a): Nord Pool in Brief.  
<http://www.nordpool.com/organisation/brief.html>

[Stand: 20.05.2002]

Nord Pool (2002b): The Nordic Power Market: Electricity Exchange across National Borders. [http://www.nordpool.com/information/report/report-nordic\\_market.pdf](http://www.nordpool.com/information/report/report-nordic_market.pdf)

[Stand: 20.04.2002]

Nord Pool (2002c): The Nordic Spot Market: The world's first international power exchange. [http://www.nordpool.com/information/report/report\\_spot\\_market.pdf](http://www.nordpool.com/information/report/report_spot_market.pdf)

[Stand: 20.04.2002]

Nord Pool (2002d): Derivatives Trade at Nord Pool's Financial Market  
[http://www.nordpool.com/information/report/report\\_financial\\_market.pdf](http://www.nordpool.com/information/report/report_financial_market.pdf)

[Stand: 20.04.2002]

NYMEX (1996): Electricity Futures and Options. New York

NYMEX (1998): Eastern Electricity Futures and Options. New York

Oehler, A.; Unser, M. (2001): Finanzwirtschaftliches Risikomanagement. Berlin

Ott, H.E.; Santarius, T. (2002): Emissionshandel in Deutschland – wie denken Unternehmen darüber? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 5, S.280-282

o.V. (1998): Wozu Risikomanagement?. In: *Energie & Management*, Heft 5 (1998), S.1f.

o.V. (1999): Central European Power Index.  
<http://www.stromkosten.de/boerse/cepi.htm> [Stand: 18.02.1999]

o.V. (2000a): Warum sie LPX nutzen sollten. Handout zur Roadshow der Leipzig Power Exchange

o.V. (2000b): Schon vorbei, bevor es richtig begonnen hat? In: : *Energie & Management Jahresmagazin 2001*. S. 58-66

o.V. (2001a): Windkraft 2000. In: *Zeitung für Kommunale Wirtschaft*, Heft 3/2001, 03.03.2001, S.2

o.V. (2001b): US-Energiekonzern Mirant gibt Bewag frei. In: *Handelsblatt*, Nr. 234/49 vom 04.12.2001, S.16

o.V. (2002a): Offizielle Verlautbarung des BAKred zum Stromterminhandel – Außerbörsliche Stromtermingeschäfte: Derivate im Sinne des KWG? In *Energie & Management* vom 01.05.2002, S.4f.

Paesler, R. (2001): Energiewirtschaft. In: v. Baratta, M. (Hrsg.): Fischer Weltalmanach 2002. Frankfurt/Main, S.1168-1211

Perner, J.; Riechmann, C. (1998): Netzzugang oder Durchleitung? In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 22. Jg. (1998), Heft 1, S. 41-57

Petersen, J.; Rademacher, J. (2000): Handelskanäle für Energieversorger. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 9, S.644-645

Pilgram, T.; Soenneken, A. (2002): European Energy Exchange – die neue Energiebörse in Leipzig. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 6, S.396-399

Pilipovic, D. (1998): *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. New York

Pirrong, C. (2000): *The Price of Power: The Valuation of Power and Weather Derivatives*. Arbeitspapier Olin School of Business, Washington University, St. Louis.  
<http://www2.bus.okstate.edu/fin/pirrong/acpow4old.pdf> [Stand: 10.03.02]

Pirrong, C.; Jermakyan, M. (1999): *Modelling Energy Prices and Derivatives using Monte Carlo Methods*. In: Jameson, R. (Hrsg.): *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*. London, S.71-90

Pfaffenberger, W. (1993): *Elektrizitätswirtschaft*. München

Polasek, W. (1994): *EDA: Explorative Datenanalyse*. 2. Aufl. Berlin

PriceWaterhouseCoopers (2002): *Movers and Shapers: Utilities – Europe 2002*

Ravn, H.F. (2001a): *Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region*. Risö

Ravn, H.F. (2001b): *The Balmorel Model: Theoretical Background*.  
<http://www.balmorel.com/ftp-dirs/balmorel/index.html> [Stand: 21.02.2002]

Riedwyl, H. (1992): *Angewandte Statistik*. 2. Aufl. Bern

Riekert, C. (2000): *Stromwettbewerb in den USA*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 7, S.521-523

Rose, J.; Muthiah, S.; Fusco, M (1997): *Financial Engineering in the Power Sector*. In: *The Electricity Journal*, Januar/Februar 1997, S.79-86

v. Rosen, R.; Deutsches Aktieninstitut (Hrsg.) (2000): Einführung und Ausgestaltung von Risikomanagementsystemen – Eine empirische Untersuchung. Frankfurt/Main

Routledge, B. R.; Seppi, D. J.; Spatt, C. S. (2000): Equilibrium Forward Curves for Commodities. In: *Journal of Finance*, 55(3), S.1297-1338.

Schäfer, K.; Rodt, M. (1999): Stromderivate an internationalen Märkten. In: *Die Bank – Zeitschrift für Bankpolitik und Bankpraxis*, o.Jg. (1999), Heft 8, S. 548-553

Scheer, H. (2001): Plädoyer für Biomasse. In: *Energie & Management*. Jahresmagazin 2001, S.76-79

Schiffer, H.-W. (2002): Deutscher Energiemarkt 2001. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 3, S.160-174

Schmelzer, D. (1993): Der Terminmarkt für Strom in England und Wales. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 17. Jg. (1993), Heft 3, S. 211-222

Schmitt, D. (2001): Chancen, Hürden, Restriktionen. In: *Energie & Management*. Jahresmagazin 2002, S.94-97

Schöbel, R.; Zhu, J. (1998): Stochastic Volatility With an Ornstein-Uhlenbeck Process: An Extension. Arbeitspapier. Universität Tübingen

von Scholz, E.; Storch, P (1998): Stromhandel und Terminbörsen. In: *Energie & Management*. Heft 5 (1998), S.1f.

Schwartz, E. (1997): The Stochastic Behaviour of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. Arbeitspapier University of California. Los Angeles

Schwartz, E.; Smith, J.E. (1998): Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices. Arbeitspapier. University of California. Los Angeles

Schwetzer, B. (1998): Management von Preisrisiken durch Einsatz von Finanzderivaten. In: Burger, K.M.; Price Waterhouse (Hrsg): Risk Management in der Energiewirtschaft: Chancen und Risiken durch liberalisierte Märkte. Wiesbaden, S.153-190

Schröppel, W. (2000): Systeme für den Stromhandel. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50 Jg. (2000), Heft 5, S.308-309

Seiferth, T.; Köppen, C. (2001): Portfoliomanagement im Energiehandel. In: *Energie & Management*, Heft 4 (2001), Beilage: e-world of energy, S.14-19

Spahn, G. (2002): Eine Branche im Spannungsverhältnis der Energiepolitik. In: *Wirtschaftskurier*, 44. Jg. (2002), Heft 1/2, S.19

Spiewak, S. (1998): Power Marketing: Price Creation in Electricity Markets. <http://www.retailenergy.com/articles/price-ss.htm> [Stand: 15.04.1999]

Steeg, H. (1999): Versorgungssicherheit in liberalisierten Energiemärkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49. Jg. (1999), Heft 3, S.118-123

Storch, P.; v. Scholz, E. (1998): Risikomanagement bei Stromversorgern – Instrumente und Strategien des Terminhandels. In: Burger, K.M.; Price Waterhouse (Hrsg): Risk Management in der Energiewirtschaft: Chancen und Risiken durch liberalisierte Märkte. Wiesbaden, S.213-226

Strickland, C. (2001): Application of New Modelling Techniques for Pricing Energy Derivative Products. Präsentation. University of Technology, Sydney

Strickland, C. (2001): Valuation and Risk Management of Fuel Supply Agreements and Power Station Based Contracts. Präsentation. University of Technology, Sydney

Taylor, L.D. (1975): The Demand for Electricity: A Survey. In: Bell Journal of Economics, S.74-110

UCTE (2002a): Hourly Load Values the 3<sup>rd</sup> Wednesday Year 2000.  
<http://www.ucte.org/Statistics/OnlineData/Xls/24908P62P104P220P72P33895.XLS>  
[Stand: 10.02.2002]

UCTE (2002b): Hourly Load Values the 3<sup>rd</sup> Wednesday Year 2001.  
<http://www.ucte.org/Statistics/OnlineData/Xls/19230P62P104P220P72P33934.XLS>  
[Stand: 10.02.2002]

UCTE (2002c): Hourly Load Values the 3<sup>rd</sup> Wednesday Year 2002.  
<http://www.ucte.org/Statistics/OnlineData/Xls/31710P62P104P220P72P34030.XLS>  
[Stand: 10.02.2002]

Uhle, C. (1999): LPX schafft wirtschaftsfreundliche Strombörse. In: *VIK-Mitteilungen*, 49.Jg. (1999), Heft 5, S. 106-108

VDEW (2001): Kraftwerke unterschiedlich eingesetzt.  
<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunktmk25Lookup/2A2>  
[Stand: 17.09.2001]

VDEW (2002a): Veränderungen in der Strombranche.  
<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunktmk25Lookup/655>  
[Stand: 07.01.2002]

VDEW (2002b): Zeitplan der EG-Binnenmarkttrichtlinie „Elektrizität“  
<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunktmk25Lookup/0305> [Stand: 08.03.2002]

VDEW (2002c): Strompreissprünge Ende 2001.

<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunktmk25Lookup/034>

[2](#) [Stand: 10.05.2002]

VDEW (2002d): Kalifornische Energiekrise 2000/2001.

<http://www.strom.de/wysstr/stromwys.nsf/WYSInfoDokumentePunktmk25Lookup/034>

[6](#) [Stand: 10.05.2002]

van Vactor, S.A. (2000): Power Price Spikes: Aberration or Prophecy? Oregon Public Utility Commission Hearings, <http://www.puc.state.or.us/electnat/present/spikes.pdf>

[Stand: 24.04.2002]

VIK (1999a): Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (Hrsg.) Statistik der Energiewirtschaft 1997/98. Essen

VIK (1999b): VIK-Industrie-Strompreisvergleich II/1999. In: *VIK-Mitteilungen*, 49. Jg. (1999), Heft 4, S.78-87

Voß, A. (1999): Herleitung des Value-at-Risk für den Strommarkt. Diplomarbeit, Bochum

von Weizsäcker, C.C. (1994): Energiewirtschaft und Wettbewerb. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 18. Jg. (1994), Heft 4, S.197-201

von Weizsäcker, C.C. (1998): Finanzmärkte und Energiemärkte. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 22. Jg. (1998), Heft 2, S.81-85

Wenzel, H.; Winckler-Ruß, B. (1998): Der deutsche Strommarkt nach der Regulierung – Szenarien zur Elektrizitätswirtschaft 2010. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 48. Jg. (1998), Heft 3, S. 150-153

Weron, R. (2000): Energy price risk management. Arbeitspapier Hugo Steinhaus Center for Stochastic Methods, Wroclaw University of Technology, Wroclaw

Wetter.com (2002a): Niederschläge in Portland/Oregon/USA <http://wetter.com> [Stand: 03.05.2002]

Wetter.com (2002b): Temperaturen in Los Angeles/Kalifornien/USA <http://wetter.com> [Stand: 03.05.2002]

Wilcox, J. (1998): European Electricity Trading Markets. In: Fusaro, P.C. (Hrsg.): Energy Risk Management. New York, S. 157-178

Wilhelm, F. (2001): Die Sandkastenspiele sind zu Ende. In: *Energie & Management*, 15.11.2001, S.8-10

Wilhelm, F. (2002): Aus dem Tal der Ahnungslosen. In: *Energie & Management*, 01.05.2002, S.10

Willers, Y.-P. (1993): Organisation des „In-House“-Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft – Das Beispiel des ELEX-Marktes in Australien. In: *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 18. Jg. (1993), Heft 1, S.47-60

Woo, C.-K. (2001): What went wrong in California's electricity market? In: *Energy Jg.* 26 (2001), Heft 4, S.747-758

Working, H. (1949): The Theory of the Price of Storage. In: *American Economic Review*, 39, S.1254-1262.

Wright, J.G. (1998): Management of Third-Party-Access. In: Burger, K.M.; Price Waterhouse (Hrsg.): Risk Management in der Energiewirtschaft: Chancen und Risiken durch liberalisierte Märkte. Wiesbaden, S. 129-144

---

Zinow, B.-M. (1997): Wettbewerb in der US-Elektrizitätswirtschaft. In: Elektrizitätswirtschaft. 96. Jg. (1997), Heft 25, S.1492-1496