

Chevalier, Pierre; Heidorn, Thomas; Rütze, Merle

Working Paper

Gründung einer deutschen Strombörse für Elektrizitätsderivate

Arbeitsberichte der Hochschule für Bankwirtschaft, No. 16

Provided in Cooperation with:

Frankfurt School of Finance and Management

Suggested Citation: Chevalier, Pierre; Heidorn, Thomas; Rütze, Merle (1999) : Gründung einer deutschen Strombörse für Elektrizitätsderivate, Arbeitsberichte der Hochschule für Bankwirtschaft, No. 16, Hochschule für Bankwirtschaft (HfB), Frankfurt a. M., <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:101:1-2008070410>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/27786>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Nr. 16

**Gründung einer deutschen Strombörse
für Elektrizitätsderivate**

Pierre Chevalier, Thomas Heidorn, Merle Rütze

Mai 1999

ISSN 1436-9761

Kontakt: *Prof. Dr. Thomas Heidorn*
Bankbetriebslehre,
insb. Risikomanagement und Derivate
Hochschule für Bankwirtschaft,
Frankfurt am Main
e-mail: heidorn@hfb.de

Herausgeber: Hochschule für Bankwirtschaft
Private Fachhochschule der BANKAKADEMIE
Sternstraße 8 ■ 60318 Frankfurt/M.
Tel.: 069/95946-16 ■ Fax: 069/95946-28

Abstract

Elektrizitätsderivate

Schlüsselbegriffe: Strombörse, Elektrizitätsderivate, Stromfuture, Stromoptionen, Stromspothandel

Inhalt:

1. Einleitung.....	3
2. Elektrizitätsderivate	4
2.1. Besonderheiten der Handelsware Strom	4
2.2. Der Angebotspreis am Spotmarkt.....	5
2.3. Der Nachfragepreis am Spotmarkt	7
2.4. Spotpreismodelle	8
2.5. Forwards/Futures.....	11
2.6. Optionen	13
2.7. Optionspreismodelle	16
2.8. Kontrakte mit effektiver Lieferung	17
2.9. Risiken	18
3. Die Standortdiskussion in Deutschland	18
4. Fazit.....	21
5. Literaturverzeichnis.....	22

Elektrizitätsderivate und die Standortdiskussion über die Gründung einer deutschen Strombörse

1. Einleitung

Die Diskussion um die Gründung und den Standort einer deutschen Strombörse ist jetzt in die Endphase eingetreten. Nachdem am 24.04.98 der Bundestag die von der Europäischen Union am 19.02.96 beschlossene „Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ in nationales Recht umgesetzt hat, kann nun eine Liberalisierung des Marktes erwartet werden. Der Grundgedanke der europäischen Energiecharta besteht darin: „das Wirtschaftswachstum durch Maßnahmen zur Liberalisierung ... des Handels mit Primärenergieträgern und Energieerzeugnissen zu fördern“¹. Nun soll auch in Deutschland eine Elektrizitätsbörse gegründet werden, wie sie bereits in den Vereinigten Staaten, Norwegen oder Großbritannien seit einiger Zeit existieren.

Das Volumen des Stromumsatzes beträgt in Deutschland über 125 Mrd. DM (über 470 TWh). Im Rahmen des finanziellen Handels hat das Beispiel bereits liberalisierter Märkte gezeigt, daß mit dem dreifachen Handelsvolumen gerechnet werden kann. An einer solchen Strombörse würden - neben dem Spothandel - in näherer Zukunft auch Derivate wie Futures, Swaps oder Optionen auf Elektrizität gehandelt werden, die jedoch aufgrund der Beschaffenheit der Ware Strom wesentliche Unterschiede im Vergleich zu „klassischen“ Warentermingeschäften aufweisen.

¹ vgl. Präambel des Vertrags über die Energiecharta, Gesetz zu dem Vertragswerk vom 17. Dezember 1994 über die Energiecharta vom 20.12.1996 (BGBl. II S. 5)

2. Elektrizitätsderivate

Für ein Verständnis der Ware Strom müssen zuerst die Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung und der Preisfindung im physischen Strommarkt analysiert werden.

2.1. Besonderheiten der Handelsware Strom

Ein Großteil der Unterschiede zu klassischen Warengeschäften beruht bei Elektrizität auf der mangelnden Speicherfähigkeit, der Leitungsgebundenheit, und der nicht vorhandenen Steuerbarkeit der Ware Strom.

Da es kaum Speichermöglichkeiten gibt, muß Elektrizität stets bei Nachfrage in vollem Umfang zur Verfügung stehen, soll es zu keinen Ausfällen in der Stromversorgung kommen. Es muß also in jeder Sekunde Erzeugung und Verbrauch übereinstimmen. Dies begründet die Notwendigkeit von Reservekapazitäten, die typischerweise zwischen 12% und 30% der Gesamtkapazität liegen und die zusätzlich zu berücksichtigende Kosten verursachen. Die Speicherbarkeit kann nur indirekt gewährleistet werden durch die Lagerung der notwendigen Brennstoffe (Erdgas, Kohle etc.) oder durch die Speicherung von Wasser.

Die Leitungsgebundenheit wirkt sich besonders bei den Netzverlusten und der limitierten Leitungskapazität aus. So müssen bei Durchleitungen stets mögliche Kapazitätsengpässe mitberücksichtigt werden. Aufgrund der bestehenden Netzmonopole muß die Durchleitung durch fremde Netze finanziert werden, da Nutzungsentgelte an den Netzbetreiber zu entrichten sind.

Strom dehnt sich im vorhandenen Netz automatisch aus, so daß kein gerichteter Stromtransport stattfinden kann. Die Versorgung wird dergestalt gewährleistet, daß der an den Entnahmepunkten nachgefragte Strom stets in gleicher Menge an den verschiedenen Einspeisepunkten wieder hinzugeführt werden muß, um die Spannung im Netz zu erhalten und somit die Stromversorgung sämtlicher Teilnehmer zu gewährleisten. Durch die ungerichtete Durchleitung entsteht vor allem

ein Zuordnungsproblem über die Herkunft der vom jeweiligen Verbraucher entnommenen Strommenge.

Weitere Besonderheiten liegen in den regelmäßigen Nachfrageschwankungen in Abhängigkeit vom Wochentag, der Jahres- bzw. der Tageszeit, sowie unregelmäßige Abhängigkeiten von der Wetterlage. Zusätzlich ist Elektrizität einer sehr unelastischen Nachfrage ausgesetzt, so daß eine Erhöhung der Preise kurz- und mittelfristig nicht zu einem Rückgang der Nachfrage führt.

Diese Besonderheiten gilt es in allen Aspekten des Derivatehandels zu berücksichtigen und in die bekannten Modelle miteinzubeziehen.

2.2. Der Angebotspreis am Spotmarkt

Kraftwerksbetreiber besitzen in der Regel ein Portfolio verschiedener Produktionsstätten, die sie unter Berücksichtigung von Lastprognosen, technischen Aspekten (benötigte Zeit für das Anlaufen, Lastveränderung eines Kraftwerkes, Ausfall) und Kostencharakteristika der verschiedenen Kraftwerksarten zum Einsatz bringen.

Im Rahmen des jeweiligen Kraftwerkseinsatzplans (*Unit Commitment*) beeinflussen die Brennstoffpreise in Abhängigkeit von ihrer Effizienz (*Heat Rate*) den Angebotspreis der Elektrizität. Insbesondere bei den Gaspreisen zeigt sich eine starke Korrelation mit den Elektrizitätspreisen. Diese Konvergenz ist durch den Einsatz von Gaskraftwerken im Mittellastbereich bedingt, da sie schnell hochgefahren werden können. Der Mittellastbereich wird häufig für die Bestimmung der Elektrizitätspreise herangezogen.

Als weitere Kosten sind die Netzverluste zu berücksichtigen. Jeder elektrische Leiter setzt dem Strom einen Widerstand entgegen, so daß Energie in Form von Wärme verlorenggeht. Die Kosten für die zusätzliche Produktion, die zum Ausgleich der Verluste notwendig ist, werden mittels höherer Preise oder durch eine Abrechnungsmenge, die über dem tatsächlichen Verbrauch liegt, an den Kunden weitergeleitet.

Die an die Kunden weitergegebenen Spotpreise können im wesentlichen auf vier verschiedene Arten bestimmt werden²:

1. Einheitsspezifische Elektrizitätskosten (*Unit Specific Energy*); beziehen sich auf eine genau bestimmte Produktionseinheit mit einem im voraus bestimmten Primärenergieträger
2. Durchschnittliche systembestimmte Elektrizitätskosten (*System Average Energy*); beziehen sich auf die Durchschnittskosten der gesamten Elektrizitätsproduktion eines Kraftwerksbetreibers
3. Fixpreise (*Fixed Price Energy*); sind unabhängig von der jeweiligen Kostenstruktur des Produzenten, d.h. der Kraftwerksbetreiber übernimmt das Marktpreisrisiko
4. Grenzkostenansatz (*Lambda Based Pricing*); berücksichtigt die Kosten für eine zusätzlich produzierte Einheit Elektrizität, ist also in starkem Maße abhängig von der Laststruktur und dem Kraftwerkseinsatzplan.

In der wettbewerblichen Praxis wird oft der Grenzkostenansatz gewählt, jedoch werden aufgrund der Kundenwünsche auch Fixpreisvereinbarungen immer bedeutsamer. Die von der Produktion unabhängigen Kosten können entweder als Punkt-Netz-Annahme ohne Berücksichtigung der wirklichen Entfernung (Merit Order Dispatch) mittels eines Optimal Power Flows, der Netzrestriktionen und Netzverluste in Abhängigkeit von den Transportwegen berücksichtigt, oder mittels der Contingency Analysis, die zusätzliche Kosten für Reservehaltung und Veränderungen des Unit Commitments aufgrund von Netzrestriktionen berücksichtigt,

² vgl. Pokalsky, J., Robinson, J., Integrating Physical and Financial OTC Contract Portfolios, in: Risk Publications (Hrsg.), The US Power Market, Restructuring and Risk Management, London: Financial Engineering Ltd.1997, S. 119

abgeleitet werden³. In der Praxis ist die Ermittlung der Preise auf dem Wege der Contingency Analysis am gebräuchlichsten.

Um die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen zu verringern, ist eine Kapazitätsreservehaltung notwendig, da es nicht möglich ist, elektrische Energie in ausreichender Menge zu speichern, und es keinen Spotmarkt existiert, der es erlaubt, beliebig kurzfristig Energie einzukaufen. Die Kosten für die Reservehaltung sind überdurchschnittlich hoch, da aufgrund der Kurzfristigkeit der benötigten Kapazitäten Spitzenlastkraftwerke mit ungünstigen Kostenstrukturen, aber kurzen Anlaufzeiten zum Einsatz kommen. Zur Ermittlung der insgesamt benötigten Reserven müssen die Kosten für zusätzliche Reservehaltung und die Gesamtkosten für einen Versorgungsausfall gegenüber gestellt werden. Als akzeptables Risiko für einen Ausfall wird i.d.R. eine Wahrscheinlichkeit von 0,003% angenommen. Es wird jedoch für die Zukunft erwartet, daß die Reservehaltung durch die Wettbewerbssituation aus Gründen der Kostenoptimierung abnimmt.

Weiterhin gilt es, die Durchleitungsentgelte zu berücksichtigen, die bei einem Transport durch fremde Netze zu einem vereinbarten Lieferpunkt anfallen. In Deutschland machen sie bei Industriekunden ca. 10% des Strompreises aus. Durchleitungsentgelte können entweder in Abhängigkeit von der Entfernung oder entfernungsunabhängig (sog. „Briefmarkentarif“) in Rechnung gestellt werden. Ein weiterer Kostenaspekt können politische Veränderungen bzw. Restriktionen sein. In Deutschland wirken vor allem die finanziellen Belastungen durch den Umweltschutz auf den Strompreis ein. Darüber hinaus haben auch allgemeine wirtschaftliche Faktoren wie Zinssituation, Konjunktur, Preisstabilität und Arbeitsmarktsituation einen Einfluß auf den Angebotspreis der Stromproduzenten.

2.3. Der Nachfragepreis am Spotmarkt

³ vgl. Klopfer, T., Koordination in Elektrizitätsversorgungsunternehmen insbesondere durch organisierte Großhandelsmärkte für Strom, Idstein: Schulz-Kirchner Verlag GmbH 1997, S. 226 ff

Die Nachfrage nach Strom ist stark preisunelastisch. Bisher war es für Nachfrager unmöglich, auf Preisänderungen mit einer Änderung des Nachfrageverhaltens zu reagieren. Einerseits bestand aufgrund der Versorgungsmonopole keine Möglichkeit, auf andere Anbieter auszuweichen, andererseits können viele Verbraucher keinen Einfluß auf die von ihnen benötigte Strommenge nehmen.

Lediglich in Abhängigkeit von der Tageszeit sind regelmäßige Nachfrageschwankungen zu erkennen, die den Preis beeinflussen. Man unterscheidet in diesem Zusammenhang *On-Peak*- (Spitzenlastzeiten) und *Off-Peak-Preise* (Nebenlastzeiten). Weiterhin treten Nachfrageschwankungen innerhalb der einzelnen Wochentage sowie saisonaler Art auf.

Mit zunehmendem Wettbewerb, wird der Preis stärker auch von der Verbraucherseite bestimmt werden können. So besteht z.B. in Norwegen für den Verbraucher die Möglichkeit, binnen einer Woche den Versorger zu wechseln und somit auf veränderte Marktbedingungen zu reagieren.

2.4. Spotpreismodelle

Die meisten Modelle zur Bestimmung des Spotpreises gehen davon aus, daß die Preise des Underlyings lognormalverteilt sind. In der Praxis werden bei Elektrizitätspreisen jedoch zwei Phänomene beobachtet, die gegen die Annahme einer Lognormalverteilung sprechen: Einerseits kommen Extremwerte häufiger vor, als eine Lognormalverteilung zulassen würde, andererseits ergibt sich bei Strompreisen oft ein plötzlicher Ausbruch nach oben, nach dem sich der Markt dann wieder auf seinen durchschnittlichen Preis zurückbewegt.⁴

Der Grund für die extremen Preissprünge sind plötzliche Veränderungen in der Nachfragestruktur (z.B. bei Wetterumschwüngen), Durchleitungseingpässe oder unerwartete Ausfälle auf der Produktionsseite. Durch die mangelnde Speicherfä-

⁴ vgl. Kaminski, V., The Challenge of Pricing and Risk Managing Electricity

Derivatives, in: Risk Publications (Hrsg.), The US Power Market, Restructuring and Risk Management, London: Financial Engineering Ltd. 1997, S. 153

higkeit und die technischen Restriktionen, können die Stromproduzenten nur mit zeitlicher Verzögerung auf solche Veränderungen reagieren. Dadurch ergeben sich die beobachteten Preissprünge bis zu dem Zeitpunkt, an dem zusätzliche Kraftwerkskapazitäten ans Netz gehen können oder alternative Durchleitungswegen gefunden worden sind.

Kaminski versucht das Verhalten des Spotpreises mittels eines Jump Diffusion Prozesses zu modellieren, indem er das Modell der Lognormalverteilung um einen Poisson-Prozeß dq erweitert⁵.

$$(1) \quad dS_t = mS_t dt + sS_t dz_t + (J - 1)S_t dq$$

Wobei:

S = Spotpreis

s = Volatilität des Spotpreises

dz = zufällige stochastische Variable des Gleichgewichtspreises
($dz \sim N(0,dt)$, Varianz(dz) = dt)

dq = Zufallsvariable, die den Poisson-Prozeß beschreibt

J = Richtung und Größe des Sprungs

Der Poisson-Prozeß gibt Auskunft darüber, ob sich der Sprung ereignet oder nicht. Die Wahrscheinlichkeit des Sprungs wird durch λdt beschrieben, wobei λ die Intensität des Prozesses darstellt. Ereignet sich ein Sprung, so ändert sich der Preis von S auf $S(J-1)$. J ist lognormalverteilt und stets positiv. Falls $J > 1$ ist, so springt der Preis nach oben, ist $J < 1$, so springt der Preis nach unten. Das Jump Diffusion Modell vergrößert die Wahrscheinlichkeit von Extremwerten in der Verteilung. Dieses Modell geht jedoch nicht davon aus, daß sich der Preis nach dem

Ereignis eines Sprungs wieder auf den Ausgangspreis zurückbewegt, wie dies in der Praxis beobachtet wird, und auch die Bestimmung von J gestaltet sich als schwierig.

Aus diesem Grund haben sich an den Märkten Modelle durchgesetzt, die von einem Mean Reverting Prozeß ausgehen. Durch diese Modelle wird die Annäherung des Preises an das Gleichgewicht nach einer Störung beschrieben.

Pilipovic beschreibt die Veränderung des Spotpreises unter der Annahme des Mean Reverting wie folgt⁶:

$$(2) \quad dS_t = a(L_t - S_t)dt + S_t \sigma dz_t$$

$$(3) \quad dL_t = \mu L_t dt + L_t \sigma_L dw_t$$

Wobei:

L = Gleichgewichtspreis

a = Intensität der Mean Reversion

μ = Drift des langfristigen Gleichgewichtspreises

σ = Volatilität des langfristigen Gleichgewichtspreises

dw = zufällige stochastische Variable des Gleichgewichtspreises

$dw \sim N(0,dt)$, Varianz(dw) = dt)

⁵ Kaminski, V., a.a.O., S. 160

⁶ vgl. Pilipovic, D., a.a.O., S. 64f

Auch das in der Praxis dominante Pilipovic-Modell weist Mängel auf. Es beschreibt einerseits die häufig auftretenden Extremwerte ungenügend, andererseits wird auf die Entstehung des Ungleichgewichts zwischen Spot- und Gleichgewichtspreis nicht eingegangen. Jedoch könnten für den europäischen Markt diese extremen Schwankungen deutlich seltener auftreten, da die hiesige Kraftwerksstruktur deutlich günstiger als in den USA ist. Meist werden in Abhängigkeit vom zu beobachtenden Zeitraum unterschiedliche Modelle benutzt. Während das Modell der Jump Diffusion im kurzfristigen Bereich aufgrund der höheren Volatilität dominiert, wird bei längerfristigen Verträgen auf das Mean Reverting Modell zurückgegriffen. Ein Modell, welches beide Ansätze miteinander verbindet, wurde bisher noch nicht entwickelt.

2.5. Forwards/Futures

Forwards sind häufig die ersten Derivate, die nach der Etablierung eines Spothandels an den Strommärkten gehandelt werden. Von der Genauigkeit der Preise der Forwardkurve hängt dann meist die Qualität der Modellierung der anderen Derivate sowie die Effizienz des Risk Managements ab. Bei klassischen Warentermingeschäften wird der Forwardpreis anhand des Arbitragemodells berechnet, das im Kern die Lagerkosten bis zur Fälligkeit berücksichtigt. Im Elektrizitätsmarkt treten jedoch zwei Schwierigkeiten auf, die Forwardkurve mit diesem Ansatz zu bestimmen. Es gibt keine Lagerungsmöglichkeit für Elektrizität und somit auch keine Möglichkeit der Leihe. Zusätzlich befindet sich der Markt aufgrund der saisonalen Einflüsse abwechselnd in Contango (Spotpreis liegt unter dem Forwardpreis) bzw. Backwardation (Spotpreis liegt über dem Forwardpreis), so daß Arbitragegewinne möglich werden.

An den Elektrizitätsmärkten kann daher mit dem Arbitragemodell nur indirekt eine Forwardkurve bestimmt werden. Hierzu werden die entsprechenden Forwardkurven der benötigten Brennstoffe herangezogen. Hierzu ist ein genaues Verständnis des Verhältnisses zwischen den Brennstoffen und der erzeugten Elektrizität notwendig.

Auch über das bereits beschriebene Pilipovic-Modell kann die Forwardkurve hergeleitet werden. Laut Pilipovic folgen die Elektrizitätspreise einem Zufallsprozeß. Dieser wird von zwei Faktoren bestimmt: einem kurzfristigen und einem langfristigen, die dem Verhalten des Spotpreises S und des Gleichgewichtspreises L entsprechen, so daß sich unter Zuhilfenahme des Arbitragemodells für den Forwardpreis folgendes ergibt:

$$(4) \quad F_{t,T} = (S_t - L_t) e^{-(\alpha + \lambda \xi)(T-t)} + L_t e^{(\mu - \lambda \xi)(T-t)}$$

Wobei:

λ = Risikokosten

In der Praxis wird dieses Modell vor allem für kurzfristige Handelsaktivitäten genutzt, da sich die Forwardpreise mit diesem Model schnell und einfach bestimmen lassen. Schwächen weist es im längerfristigen Bereich auf, da die Drift Rate des Gleichgewichtspreises nur sehr ungenau zu bestimmen ist⁷.

Eine weitere Möglichkeit, die Forwardkurve zu erstellen, bieten ökonometrische Modelle, die von mehreren Unternehmen angeboten werden. Sie berücksichtigen eine Vielzahl von Faktoren wie Brennstoffkosten, Lastprognosen oder Kraftwerkskapazitäten. Unter Berücksichtigung der ablaufenden Prozesse, denen die Faktoren folgen, und der zugehörigen Korrelationen, werden verschiedene zukünftige Szenarien erstellt. Dadurch führen diese Modelle hauptsächlich zu einer Preisprognose und nicht zu einer Forwardkurve im eigentlichen Sinne. Derartige Modelle sind häufig sehr komplex, so daß sie kaum zum täglichen Handel geeignet sind, da die Szenarioberechnung einen längeren Zeitraum in Anspruch nimmt, andererseits sind sie für den Käufer wie eine Black Box, deren Preisfindungsmechanismus nicht oder nur sehr schwer nachvollziehbar ist.

⁷ vgl. Leong, K., The Forward Curve in the Electricity Market, in: Risk Publications (Hrsg.), The US Power Market, Restructuring and Risk Management, London: Financial Engineering Ltd.1997, S. 145

Ein praxisbezogenes Modell stellt Janßen vor⁸. Nach diesem Modell werden zunächst die Minimalkosten des Kraftwerkparks berechnet und danach die variablen Kostengrößen für die Zukunft geschätzt. Zwar ist die Minimalkostenberechnung ein in der Energiewirtschaft bekanntes Konzept, problematisch ist jedoch die Unsicherheit bei den zukünftigen Schätzwerten. Dieses Modell wurde bisher im Rahmen des Elektrizitätshandels unter den Versorgungsunternehmen angewandt, führte in der Praxis jedoch zu einer fast flachen Forwardkurve.

In der Praxis muß man aufgrund des illiquiden Marktes und der Probleme bei der Modellbildung feststellen, daß keine verlässliche Forwardkurve existiert, sondern die bestehenden Kurven eher auf Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung basieren. „Perhaps, in the end, the construction of the forward curve is an art and not a mechanical process“⁹.

2.6. Optionen

Als Underlying für Elektrizitätsoptionen bieten sich Futures, Produktionskapazitäten oder Spotelektrizität an. Optionen auf Futures stellen die gängigste Form der börsengehandelten Optionen dar, da durch die Futureskontrakte ein genau definierter Preis für das Underlying vorhanden ist. Optionen auf Futures werden an der NYMEX seit April 1996 gehandelt.

Optionen auf Produktionskapazitäten sind dagegen im OTC-Markt der Versorger ein seit langem übliches Modell der Risikoabsicherung. In Form eines „virtual electricity bank account“ mit Überziehungsmöglichkeit haben Versorger das Recht, sich Produktionskapazitäten bei anderen Elektrizitätsunternehmen zu leihen. Die Prämie wurde bei der ursprünglichen Form dieser Optionen im nachhinein durch überlassene Elektrizität gezahlt. In einer neueren Form können über

⁸ vgl. Janßen, I., Wie lassen sich durch Risikomanagement mit Energiederivaten Risiken begrenzen, Chancen nutzen und neue Produkte gestalten? (Vortrag im Rahmen der Konferenz des I.I.R. „Handel mit Energie – aber wie?“, Hannover, 29.04.98), [Vortragsmanuskript], S.3

⁹ Leong, K., a.a.O., S. 147

Elektrizitätshändler Calls und Puts auf Produktionskapazitäten gegen Zahlung einer monetären Prämie gehandelt werden. Der Verkauf von Calls, d.h., die Pflicht, dem Vertragspartner auf Anfrage Produktionskapazitäten zu verkaufen, bietet sich bei Überkapazitäten an, die sowohl in den Vereinigten Staaten, als auch in Deutschland bei der Mehrzahl der Versorger vorhanden sind. Der Kauf von Puts dagegen bietet die Möglichkeit, die Tragfähigkeit einer Projektfinanzierung über die Festlegung des Verkaufspreises sicherzustellen.

Der eigenständige Handel von Optionen auf Spotpreiselektrizität kommt dagegen selten vor, weder in Form einer effektiven Lieferung noch in Form eines Cash Settlements. Im börsennotierten Handel sind mögliche Gründe die Nichtexistenz verlässlicher Indizes sowie die hohe Volatilität der Spotpreise, die eine mögliche Option unverhältnismäßig verteuern würde.

Insbesondere im Bereich der Elektrizitätsderivate spielt der Einfluß der Volatilität auf die Optionspreise eine gravierende Rolle. Diese beträgt z.B. bei den an der NYMEX gehandelten Produkten durchschnittlich ca. 60%¹⁰. In den Jahren 1995/96 stieg sie sogar bis auf durchschnittlich 150% an¹¹. Die Ursache für die hohe Volatilität liegt im wesentlichen darin begründet, daß bei plötzlichen Änderungen der Nachfrage nicht unmittelbar zusätzliche Elektrizität bereitgestellt werden kann, so daß die entstehende Stromknappheit zu starken Preisschwankungen führt.

Die Höhe der Volatilität ändert sich bei Elektrizitätsoptionen in Abhängigkeit von der Zeit. Aufgrund der Mean Reversion bewegen sich die Preise langfristig auf ihren Gleichgewichtspreis zu, so daß die Volatilität mit abnehmender Restlaufzeit sinkt. Bei der Betrachtung der gesamten Laufzeit ist aus diesem Grunde die Volatilität bei kurzlaufenden Optionen höher als bei langlaufenden Verträgen. Aufgrund

¹⁰ Maragos, S., Identifying and Managing Market Risk for Electricity Derivatives Trading (Vortrag im Rahmen der „Energy and Power Conference“, Amsterdam, 07.05.1998), [Vortragsmanuskript], S. 7

¹¹ vgl. Burchett, S., The Fundamentals of Energy Derivatives Risk Management, (Vortrag im Rahmen der Konferenz der ISDA „Using, Pricing and Managing the Risks of Energy Derivatives“, London, 10.02.1997), [Vortragsmanuskript], S. 18

der erst in Spitzenlastzeiten zugeschalteten kostenintensiveren Kraftwerke, ist bei Elektrizität außerdem eine Abhängigkeit der Volatilität vom Preisniveau zu beobachten. Je höher das Preisniveau aufgrund einer gestiegenen Nachfrage ist, desto höher ist auch die Volatilität, da weitere zugeschaltete Kraftwerke überproportional höhere Kosten verursachen. Entsprechend kann nicht von einer konstanten Volatilitätsstruktur ausgegangen werden.

Während an den Finanzmärkten der Preis des Underlying eindeutig feststellbar ist, gestaltet sich die Preisfindung an den Elektrizitätsbörsen komplexer. Bei Optionen auf Futures ist der Preis des Underlying identisch mit dem Preis des zugrundeliegenden Futures. Im Rahmen von Optionen auf Produktionskapazitäten können verschiedene Arten der Preisfindung für das Underlying herangezogen werden. Ein Ansatz wäre, von den vermiedenen Kosten des Verkäufers der Produktionskapazitäten auszugehen. Ein anderer Ansatz wäre es, vom Marktpreis der mit Hilfe der Produktionskapazitäten erstellten Elektrizität abzüglich der Brennstoffkosten auszugehen. Da der Markt des Handels mit Produktionskapazitäten jedoch nicht für die Öffentlichkeit zugänglich ist, liegen keine Informationen über die tatsächlichen Abrechnungsmodalitäten vor.

Als zukünftiger Referenzpreis für den Optionshandel auf Spotelektrizität könnten Strompreisindizes, wie der in der Schweiz festgestellte SWEP¹² (Swiss Electricity Price Index) oder der deutsche VIK-Index¹³ dienen. Indizes haben jedoch den Nachteil, daß sie nur einen Teil des Marktes widerspiegeln. So besitzen die zur Ermittlung des SWEP herangezogenen Schweizer Stromproduzenten ein anderes Kraftwerksportfolio als die in Deutschland ansässigen. Ein Großteil der Elektrizität wird in der Schweiz mittels der in Deutschland weniger verbreiteten Laufwasserkraftwerken produziert, was die Vergleichbarkeit der ermittelten Preise einschränkt und das Basisrisiko erhöht. Auch ist der SWEP ein reiner Überschußpreis, d.h.,

¹² Der SWEP ist der Großhandelspreis für kurzfristig gehandelte Überschusselektrizität. Er berücksichtigt alle Geschäfte mit einer maximalen Laufzeit von 24 Stunden, die zwischen den Schweizer Stromversorgern Atel und EGL zwischen 11.00 und 12.00 Uhr gehandelt werden.

¹³ Der VIK-Index zeigt die über ganz Deutschland gemittelten Strompreise für Industriekunden an.

die Preise von im Schnitt 0,032 CHF/kWh liegen deutlich unter den durchschnittlichen Produktionskosten von ca. 0,06 – 0,07 CHF/kWh¹⁴.

2.7. Optionspreismodelle

Das Binomial-Modell eignet sich aufgrund der möglichen Einbeziehung zeitabhängiger Volatilitäten gut, um Optionspreise am Elektrizitätsmarkt zu bestimmen.

Zur Einbeziehung zeitabhängiger Volatilitäten in das Binomialmodell ändert sich die Formel zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit p durch Ergänzung der Normalverteilung der einbezogenen Volatilitäten s_n und s_{n+1} an den Knotenpunkten n und $n+1$ in folgende Gleichung¹⁵:

$$(5) \quad p = \frac{e^{N(\sigma_n - \sigma_{n+1})} - e^{-\sigma_{n+1} \sqrt{\Delta t}}}{e^{\sigma_{n+1} \sqrt{\Delta t}} - e^{-\sigma_{n+1} \sqrt{\Delta t}}}$$

Hierdurch erhält man für jeden Knotenpunkt des Modells eine unterschiedliche Wahrscheinlichkeit p . Da die Volatilität im Zeitablauf abnimmt, ergibt sich durch dieses Modell ein Mean Reversion Prozeß

Das Black-Scholes-Modell geht von der Annahme der Lognormalverteilung und einer konstanten Volatilität über die Laufzeit aus, so daß es im Bereich der Elektrizitätsoptionen gravierende Mängel aufweist. Da aktuell an den Elektrizitätsbörsen Optionen kaum - und wenn, dann nur mit sehr geringen Volumina - gehandelt werden, ist in der Praxis noch fraglich, ob das Binomialmodell eine Alternative zu dem an den Finanzmärkten dominanten Black-Scholes-Modell bilden kann oder ob sich andere Modelle etablieren können, die die Eigenheiten des Elektrizitätsmarktes besser widerspiegeln als die bisher bekannten. So kann man in der Praxis beobachten, daß Black-Scholes trotz seiner Mängel allein aufgrund seiner

¹⁴ vgl. Solenthaler, E., EGL und Atel schaffen einen Strompreisindex, in: Finanz und Wirtschaft, Nr. 19, 11.03.1998, S. 17

¹⁵ vgl. Pilipovic, D., a.a.O., S. 151

einfachen Handhabung unter Zuhilfenahme von zusätzlichen Volatilitätsaufschlägen angewandt wird.

2.8. Kontrakte mit effektiver Lieferung

Bei Kontrakten mit effektiver Lieferung sind aufgrund der Leitungsgebundenheit der Elektrizität die Durchleitungen rechtzeitig in die allgemeine Durchleitungsplanung miteinzubeziehen. Grundsätzlich muß in einem funktionierenden Markt das Elektrizitätsnetz allen Marktteilnehmern zu gleichen Konditionen zugänglich sein, da es den einzigen Zugang zum einzelnen Kunden darstellt. Der Netzbetrieb stellt weltweit ein natürliches Monopol dar, da eine parallele Leitungsführung nicht wirtschaftlich ist. Die zu entrichtenden Durchleitungsentgelte können sich u.a. auf bilateraler Verhandlungsebene (NTPA Negotiated Third Party Access) oder auf Basis genehmigungspflichtiger Tarife ergeben.

Die Durchleitungen können auf zweierlei Weisen gestaltet werden. Im ersten Fall wird der Strom von den Netzbetreibern lediglich durchgeleitet, geht jedoch nicht in das Eigentum des Netzbetreibers über. Die zweite Möglichkeit besteht im sog. *Single-Buyer-Modell*, bei dem der Netzbetreiber von den Versorgern den Strom aufkauft und ihn an die Verbraucher weiterveräußert. Wirtschaftlich entsteht hierbei durch die Leistung von Ausgleichszahlungen kein Unterschied. Vorteil beim Single Buyer ist die größere Kundennähe, andererseits haftet ihm jedoch ein monopolistisches Image an.

In Deutschland gestaltet sich das Prinzip des NTPA bei der Etablierung einer Strombörse als schwierig, da die Verhandlungen sehr zeitaufwendig sein können. Aufgrund einer entfernungsabhängigen Komponente im Höchstspannungsnetz müssen sich außerdem Käufer und Verkäufer bekannt sein, damit Lieferanfangs- und -endpunkt bekannt sind, d.h., die Anonymität einer Strombörse kann i.d.R. nicht gewahrt werden.

2.9. Risiken

Zusätzlich zu den üblichen Risiken des Derivatehandels weisen Elektrizitätsderivate besondere Risiken auf. Insbesondere Basisrisiken werden deutlich problematischer, da die Differenz zwischen Kassa- und Forwardpreis im Zeitablauf stark schwankt.

Bei Stromprodukten kommt es häufig vor, daß der Forwardpreis nicht mit abnehmender Restlaufzeit zum Spotpreis hin konvergiert, also der Marktpreis an den Finanzmärkten nicht mit dem des physischen Marktes übereinstimmt: Dies wird als *Cash-to-Futures-Basisrisiko* bezeichnet. Dieses Risiko tritt insbesondere an illiquiden Märkten auf, wenn sich Vertragsparteien bei Fälligkeit eindecken müssen und damit die Preise in die Höhe treiben.

Eine weitere Besonderheit liegt im *Location-Basisrisiko*, denn die Preisrelationen zwischen dem Lieferort und dem Verbrauchsort können stark schwanken. Letztendlich sind das *Time of Day*, *Day of Month* und *Seasonal Basis Risk* zu berücksichtigen, welche aufgrund von lastabhängigen Schwankungen im Spotpreis auftreten, häufig jedoch in den Forwardpreisen nicht mit berücksichtigt werden. Aufgrund der Neuartigkeit der Elektrizitätsderivate ist sicherlich auch das Risiko des Mispricing gegeben.

3. Die Standortdiskussion in Deutschland

Bisher hat sich in Deutschland ein ausreichend großer OTC-Handel mit Elektrizität gebildet, so daß das Marktvolumen für den Aufbau einer Börse ausreicht. Es bewerben sich im wesentlichen fünf Standorte um die Errichtung einer nationalen Strombörse: Frankfurt, Hannover, Düsseldorf, Leipzig und Berlin. Alle fünf befinden sich in unterschiedlichen Phasen der Vorbereitung und haben andere Vorstellungen von der Ausgestaltung einer solchen Börse. Da es jedoch aufgrund des vorhandenen Volumens und der Besonderheit der Ware Strom nur einen Standort geben kann, muß eine Entscheidung in näherer Zukunft gefällt werden. Ansonsten bestünde die Gefahr, daß ausländische Börsen - wie die APEX oder die Nordpool - potentielle deutsche Marktteilnehmer an sich binden. Im folgenden

werden die drei ursprünglichen Bewerber Hannover, Frankfurt und Düsseldorf näher besprochen.

Der Standort Hannover ist in seiner Entwicklung durch die Arbeitsgruppe „Strombörse“ des niedersächsischen Ministeriums für Wirtschaft, Technologie und Verkehr weit fortgeschritten und hat bereits Vorstellungen von der möglichen Ausgestaltung der Kontrakte, der Regelung des Netzzugangs und den Clearingaktivitäten. Zunächst sollen der Spot- und der Terminhandel eingeführt werden. Es ist also eine effektive Lieferung vorgesehen. Organisatorisch soll die Strombörse an die bereits bestehende Warenterminbörse (WTB) angeschlossen werden. Ein Beginn der Handelsaktivitäten ist für Mitte 2000 vorgesehen. Vorteil des Standorts Hannover ist die bereits vorhandene Erfahrung im Rahmen von Warentermingeschäften. Die Ware Strom ist jedoch kaum mit den bisher dort gehandelten Waren zu vergleichen. Weiterhin würde für den Standort Hannover sprechen, daß das Problem der Clearing-Bank mit der u.a. von der Commerzbank und der Norddeutschen Landesbank gehaltenen Clearing Bank Hannover AG bereits gelöst ist. Die Möglichkeit der effektiven Lieferung erhöht die Liquidität des Marktes, sowohl durch die Etablierung eines Spothandels, als auch durch die Hinzunahme zusätzlicher Marktteilnehmer. Die WTB hält sowohl die Möglichkeit eines allgemeinen Lieferpunktes, als auch die Anmietung von Netzkapazitäten von den Verbundunternehmen als machbar, präferiert jedoch die Anmietung. Für rein finanziell orientierte Marktteilnehmer bietet sich auch weiterhin die Möglichkeit an, den Kontrakt vor Fälligkeit glattzustellen. Eine der wesentlichen Schwierigkeiten der hannoverschen Strombörse liegt in dem Vorhaben der effektiven Lieferung, da bei Lieferschwierigkeiten, z.B. aufgrund von Leitungsengpässen oder mangelnden Erfahrungen der Börse im originären Elektrizitätsgeschäft, das Vertrauen sehr schnell entzogen werden kann. Auch wird die Etablierung der effektiven Lieferung zusätzliche Zeit kosten, denn mit diesem Ansatz betritt die Börse ein völlig neues und in seiner Komplexität nicht zu unterschätzendes Terrain. Die WTB besitzt für die Umsetzung bereits die Unterstützung mehrerer Versorgungsunternehmen wie z.B. der Bayernwerk AG und der EnBW.

Die Konzeptstudie der Rheinisch-Westfälischen Börse in Düsseldorf, die in Zusammenarbeit mit dem Beratungsunternehmen McKinsey erstellt wird, befindet

sich noch im Status der Machbarkeitsprüfung. Dennoch geht man davon aus, daß unter „günstigen Bedingungen schon Ende 1999 der Spot- und Terminhandel aufgenommen werden könne“¹⁶. Auch hier wäre eine effektive Lieferung vorgesehen, die von der RWE und der VEW fachlich unterstützt wird. Hauptargument für die Plazierung der Strombörse in Düsseldorf ist die Nähe zu den großen Verbrauchern und Erzeugern. Dies sichert ihnen die Unterstützung der ansässigen Unternehmen, die sich hierdurch einen Vorteil bei effektiver Lieferung versprechen. Die Teilnahme dieser Konzerne, z.B. der RWE, hängt jedoch nicht unbedingt von der Standortentscheidung ab. Letztendlich wird die RWE – so Rudolph – denjenigen unterstützen „der das beste, ... vielversprechendste und ... akzeptierteste... Konzept ... hat“¹⁷. Neben dem Aufbau der Strombörse beschäftigt sich die Konzeptstudie außerdem mit der Bildung eines deutschen Strompreisindex und ist somit auf diesem Gebiet Vorreiter vor den anderen Börsenplätzen. Die Aufnahme des Handels bis Ende 1999 erscheint jedoch optimistisch, da viele Probleme noch nicht angegangen wurden und insbesondere die Durchleitungsproblematik einer effektiven Lieferung hier noch nicht schlüssig gelöst wurde.

Die Deutsche Börse AG in Frankfurt hat im Gegensatz zu den anderen beiden Standorten nicht die Absicht, bestehende Börsenstrukturen zu erweitern, sondern eine neue, unabhängige Elektrizitätsbörse zu gründen. Sie sieht vor allem die Gefahr der Zersplitterung der verschiedenen Interessengruppen und möchte mit ihrem Know-how helfen, eine allgemein akzeptierte Strombörse in Zusammenarbeit mit den Beteiligten aufzubauen. Dazu empfiehlt sie zunächst die Gründung einer unabhängigen Trägerorganisation in Form eines eingetragenen Vereins, dominiert durch Versorger und industrielle Großabnehmer und unter Teilnahme der Börsenbewerber. Durch diesen Verein soll das Konzept der Strombörse erarbeitet werden. Nach Inbetriebnahme der Börse wird der Verein aufgelöst und die Beteiligung durch Anteile an der Börsengesellschaft ersetzt. Träger wäre damit die Energiewirtschaft selber. Die Deutsche Börse AG bietet sich an, die im Rahmen

¹⁷ vgl. [Gespräch mit] Martin Rudolph, Leiter Zentralbereich Handel der RWE-Energie, am 21.12.1998 in Essen. Das Gespräch wurde von der Verfasserin auf Tonband aufgenommen.

der Gründung entstehenden Kosten zu übernehmen und ihr Know-how als Entwickler und Betreiber von Börsensystemen zur Verfügung zu stellen. Dieses Konzept steht noch am Anfang seiner Entwicklung und benötigt daher weitere Zeit. Da die Handelsware Strom viele Besonderheiten aufweist, ist die Integration in bestehende Börsenstrukturen erschwert, so daß eine Neuentwicklung viele Vorteile aufweist. Aufgrund der Trägerschaft durch die Energiewirtschaft wird diesen Besonderheiten Rechnung getragen und durch die Unterstützung der Deutschen Börse AG werden die finanzwirtschaftlichen Problemstellungen gleichfalls berücksichtigt.

Es gilt also abzuwägen, ob aufgrund der größer werdenden ausländischen Konkurrenz die deutsche Strombörse möglichst schnell zu gründen ist oder ob mehr Wert auf ein ausgefeiltes Konzept zu legen ist, daß sowohl den effektiven Handel zuläßt, als auch die Besonderheiten des Stromhandels berücksichtigt. Das Risiko wäre hierbei, daß die Börse ihren Handel frühestens am Ende des Jahres 2000 aufnehmen könnte.

4. Fazit

Elektrizitätsderivate weisen Eigenschaften auf, die sie von bekannten Derivaten erheblich unterscheiden. Vor allem die mangelnde Speicherfähigkeit führt hierbei zu einem der volatilsten Märkte bei börsengehandelten Produkten. Daraus ergibt sich, daß die klassischen Modelle der Bewertung von Derivaten nicht oder nur in veränderter Form zur Anwendung gebracht werden können. Leider existieren bisher für den deutschen Markt nur wenige Daten, so daß es bisher nicht möglich war, die Erkenntnisse aus anderen Ländern am deutschen Markt zu überprüfen.

Für die deutschen Finanzinstitute eröffnet sich durch die Einführung einer Elektrizitätsbörse ein völlig neues Gebiet, welches neben dem finanzwissenschaftlichen Know-how auch grundlegende Kenntnisse über Zusammenhänge in der Stromwirtschaft erfordert. Es wird erwartet, daß für den Verbraucher nicht nur die Strompreise im deregulierten Markt sinken werden, sondern daß sich für ihn auch die Servicequalität durch den entstehenden Konkurrenzdruck verbessert. Zusätz-

lich werden in Zukunft neue Teilnehmer, wie z.B. Strommakler, aus dem Ausland auf dem deutschen Markt agieren.

Durch die Deregulierung des Marktes und die Einführung des Wettbewerbs wird sich die Volatilität der Strompreise erhöhen und somit die Notwendigkeit der Absicherung.

Durch die Gründung eines neuen Marktes und den Auftritt neuer und zum Teil unerfahrener Marktteilnehmer entstehen Risiken für alle Beteiligten, die nicht unterschätzt werden dürfen, wie Konkurswellen im Zusammenhang mit Geschäften an Elektrizitätsbörsen in Skandinavien und den USA zeigen. Es gilt daher, für alle Marktteilnehmer ein effektives Risikomanagement zu schaffen und sich der entstehenden Risiken bewußt zu werden.

Daß die deutsche Strombörse gegründet wird, steht außer Zweifel. Offen bleibt lediglich die Frage des Zeitpunkts und des Standorts. So bleibt zu hoffen, daß die gebotene Schnelligkeit für die Aufnahme des Handels aufgrund der internationalen Konkurrenz nicht zu Lasten der Qualität erreicht wird und somit das Vertrauen des Marktes gewonnen werden kann.

5. Literaturverzeichnis

Burchett, S., The Fundamentals of Energy Derivatives Risk Management (Vortrag im Rahmen der Konferenz der ISDA „Using, Pricing and Managing the Risks of Energy Derivatives“, London, 10.02.1997), [Vortragsmanuskript]

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

Janßen, I., Wie lassen sich durch Risikomanagement mit Energiederivaten Risiken begrenzen, Chancen nutzen und neue Produkte gestalten? (Vortrag im Rahmen der Konferenz des I.I.R. „Handel mit Energie – aber wie?“, Hannover, 29.04.1998), [Vortragsmanuskript]

Joy, C., Pricing, Modelling and Managing Physical Power Derivatives, Houston: Positron Energy Consulting 1998

Klopfer, T., Koordination in Elektrizitätsversorgungsunternehmen insbesondere durch organisierte Großhandelsmärkte für Strom, Idstein: Schulz-Kirchner Verlag GmbH 1997

Knapp, P., Creating a Commodity Futures Exchange, in: Commodities Now, 2. Jg. 1998, Heft 3/98, S. 67 - 72

Maragos, S., Identifying and Managing Market Risk for Electricity Derivatives Trading (Vortrag im Rahmen der „Energy and Power Conference“, Amsterdam, 07.05.1998), [Vortragsmanuskript]

Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr (Hrsg.), Konzept für die Errichtung einer deutschen Strom- und Energiebörse, Bericht der Arbeitsgruppe „Strombörse“ des niedersächsischen Ministeriums für Wirtschaft, Technologie und Verkehr, [Internetdokument]
URL: http://www.niedersachsen.de/MW_Stromboerse.htm [Zugang: 05.01.1999]

Pilipovic, D., Energy Risk, Valuing and Managing Energy Derivatives, New York: McGraw-Hill 1998

Risk Publications (Hrsg.), The US Power Market, Restructuring and Risk Management, London: Financial Engineering Ltd. 1997

Rudolph, M., Leiter Zentralbereich Handel der RWE- Gespräch vom 21.12.1998

Spalthoff, F., Entwicklung des Stromhandels aus Sicht der EBW Gesellschaft

für Stromhandel mbH (Vortrag im Rahmen der Konferenz des I.I.R. „Handel mit Energie – aber wie?“, Hannover, 29.04.1998), [Vortragsmanuskript]

Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), Strommarkt Deutschland 1997, Die öffentliche Elektrizitätsversorgung, Frankfurt 1998

Arbeitsberichte der Hochschule für Bankwirtschaft

Bisher sind erschienen:

Nr.	Autor/Titel	Jahr
1	Moormann, Jürgen Lean Reporting und Führungsinformationssysteme bei deutschen Finanzdienstleistern	1995
2	Cremers, Heinz; Schwarz, Willi Interpolation of Discount Factors	1996
3	Jahresbericht 1996	1997
4	Ecker, Thomas; Moormann, Jürgen Die Bank als Betreiberin einer elektronischen Shopping-Mall	1997
5	Jahresbericht 1997	1998
6	Heidorn, Thomas; Schmidt, Wolfgang LIBOR in Arrears	1998
7	Moormann, Jürgen Stand und Perspektiven der Informationsverarbeitung in Banken	1998
8	Heidorn, Thomas; Hund, Jürgen Die Umstellung auf die Stückaktie für deutsche Aktiengesellschaften	1998
9	Löchel, Horst Die Geldpolitik im Währungsraum des Euro	1998
10	Löchel, Horst The EMU and the Theory of Optimum Currency Areas	1998
11	Moormann, Jürgen Terminologie und Glossar der Bankinformatik	1999

- | | | |
|-----------|---|-------------|
| 12 | Heidorn, Thomas
Kreditrisiko (CreditMetrics) | 1999 |
| 13 | Heidorn, Thomas
Kreditderivate | 1999 |
| 14 | Jochum, Eduard
Hoshin Kanri / Management by Policy (MbP) | 1999 |
| 15 | Deister, Daniel; Ehrlicher, Sven; Heidorn, Thomas
CatBonds | 1999 |

Bestelladresse:

Hochschule für Bankwirtschaft, z. Hd. Frau Ellen Glatzer,
Sternstraße 8, 60318 Frankfurt/M.
Tel.: 069/95946-16, Fax: 069/95946-28

**Weitere Informationen über die Hochschule für Bankwirtschaft
erhalten Sie im Internet unter www.hfb.de**