

Schriften zum europäischen Management
Hrsg.: Roland Berger Strategy Consultants –
Academic Network

Roland Berger
Strategy Consultants

Sandra Strohbücker

**Bepreisen von Preis- und
Mengenrisiken der Strom-
beschaffung unter Berücksich-
tigung von Portfolioaspekten
bei Großkunden im Strommarkt**



RESEARCH

Sandra Strohbücker

**Bepreisen von Preis- und Mengenrisiken
der Strombeschaffung unter Berücksichtigung
von Portfolioaspekten bei Großkunden im Strommarkt**

GABLER RESEARCH

Schriften zum europäischen Management

Herausgegeben von
Roland Berger Strategy Consultants – Academic Network

Herausgeberrat:

Prof. Dr. Thomas Bieger, Universität St. Gallen;
Prof. Dr. Rolf Caspers (†), European Business School, Oestrich-Winkel;
Prof. Dr. Guido Eilenberger, Universität Rostock;
Prof. Dr. Dr. Werner Gocht (†), RWTH Aachen;
Prof. Dr. Karl-Werner Hansmann, Universität Hamburg;
Prof. Dr. Alfred Kötzle, Europa-Universität Viadrina, Frankfurt/Oder;
Prof. Dr. Kurt Reding, Universität Kassel;
Prof. Dr. Dr. Karl-Ulrich Rudolph, Universität Witten-Herdecke;
Prof. Dr. Klaus Spremann, Universität St. Gallen;
Prof. Dr. Dodo zu Knyphausen-Aufseß, Technische Universität Berlin;

Prof. Dr. Burkhard Schwenker, Roland Berger Strategy Consultants

Die Reihe wendet sich an Studenten sowie Praktiker und leistet wissenschaftliche Beiträge zur ökonomischen Forschung im europäischen Kontext.

Sandra Strohbücker

Bepreisen von Preis- und Mengenrisiken der Strombeschaffung unter Berücksichtigung von Portfolioaspekten bei Großkunden im Strommarkt

Mit einem Geleitwort von Prof. Dr. Christoph Weber



RESEARCH

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über
<<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Dissertation Universität Duisburg-Essen, Campus Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft,
Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2011

1. Auflage 2011

Alle Rechte vorbehalten

© Gabler Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH 2011

Lektorat: Stefanie Brich | Sabine Schöller

Gabler Verlag ist eine Marke von Springer Fachmedien.

Springer Fachmedien ist Teil der Fachverlagsgruppe Springer Science+Business Media.

www.gabler.de



Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Umschlaggestaltung: KünkelLopka Medienentwicklung, Heidelberg

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier

Printed in Germany

ISBN 978-3-8349-3026-2

Geleitwort

Die Liberalisierung der Strommärkte hat nicht nur zur Entstehung von liquiden Großhandelsmärkten geführt, sondern auch die Beziehungen zwischen Energieunternehmen und Abnehmern im Endkundenmarkt wesentlich verändert. Früher sah der Stromversorger vor allem die "Last", die er bei den Kunden zu decken hatte – diese Last war jedoch gesichert und weitgehend prognostizierbar, da die Kunden keine Möglichkeit hatten, zu einem anderen Lieferanten zu wechseln. Preisrisiken spielten auch nur eine untergeordnete Rolle, da Beschaffungsverträge langfristig abgeschlossen wurden und allfällige Kostenänderungen an die Kunden überwältigt werden konnten.

Inzwischen ist, allen Unkenrufen zum Trotz, auch auf dem Strommarkt der Wettbewerb angekommen. Und Unternehmen müssen, ebenso wie in anderen Branchen, scharf kalkulieren, um Kunden zu halten und neue zu gewinnen. Dabei sind die Kosten der Stromlieferung ein wesentliches Wettbewerbsargument, daneben müssen die Lieferanten jedoch auch die Risiken im Blick behalten. Denn angesichts stark schwankender Preise am Großhandelsmarkt und fluktuierender Abnahmemengen besteht ansonsten die Gefahr, dass vermeintliche Schnäppchenangebote für den Lieferanten zum finanziellen Desaster werden. Aber auch die umgekehrte Strategie, alle denkbaren Risiken den Kunden vorab in Rechnung zu stellen, wird im Wettbewerb kaum erfolversprechend sein, denn die Kunden werden sich dann für alternative Angebote entscheiden.

Hier setzt die Dissertation von Frau Sandra Strohbücker an. Wie können Risiken bei der Preisfindung für Stromlieferverträge angemessen berücksichtigt werden? Diese Fragestellung von hoher Praxisrelevanz wird von Frau Strohbücker theoretisch fundiert analysiert und weitgehend erschöpfend beantwortet. Frau Strohbücker versteht es, die mathematischen und ökonomischen Konzepte zur Risikomessung, -bewertung und -allokation systematisch darzustellen, die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Konzeptualisierungen aufzuzeigen und daraus stringent Methoden abzuleiten, die für die praktische Anwendung relevant sind. Das ist keine leichte Lektüre, aber trotz aller wissenschaftlichen Genauigkeit

– einschließlich einigen mathematischen Beweisen – nicht nur akademische Fingerübung. Vielmehr gelingt es Frau Strohbücker, Konzepte, die bei Banken und Versicherungen bereits seit einigen Jahren zum Einsatz kommen, auf die Energiewirtschaft zu übertragen. Das heißt aber nicht, dass hier unreflektiert Ansätze übernommen werden. Sondern es werden detailliert die spezifischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft berücksichtigt, sei es im Hinblick auf die Beschaffungsmöglichkeiten im Großhandel oder bei der Modellierung von Preis- und Mengenrisiken. Indem die Spezifika der Energiebranche mit den allgemeinen Ansätzen der Risikomessung und der Risikokapitalallokation verknüpft werden, gelingt es Frau Strohbücker, hier Neuland zu betreten, das sowohl von wissenschaftlichem als auch von praktischem Interesse ist.

Insbesondere indem Frau Strohbücker nicht bei der Quantifizierung der Risiken stehen bleibt, sondern konsistent aus der kapitalmarktorientierten Unternehmenssteuerung ableitet, wie diese Risiken bei der Preisfindung zu berücksichtigen sind, leistet sie einen wichtigen Beitrag zum verbesserten Verständnis des Stromvertriebs. Ein weiterer wesentlicher Beitrag ist die systematische Analyse der auftretenden Portfolioeffekte und deren Berücksichtigung bei der Prämienkalkulation. Dabei verdeutlicht Frau Strohbücker theoretisch und mit Anwendungsbeispielen, dass es hier letztendlich nicht das eine Standard-Verfahren geben wird, sondern dass vielmehr unterschiedliche theoretische und praktische Gesichtspunkte bei der Verfahrenswahl zu berücksichtigen sind. Letztendlich bleibt die Festsetzung von Risikoprämien ein Teil der Marketingstrategie des Lieferanten, aber auf der Basis des vorliegenden Werkes kann hier eine theoretische Fundierung erfolgen.

Als Betreuer der Dissertation von Frau Strohbücker wünsche ich daher ihrer Arbeit viele interessierte Leser, die theoretischen wie praktischen Nutzen aus den durchgeführten Überlegungen ziehen.

Essen im März 2011,
Prof. Dr. Christoph Weber

Vorwort

Mit der Liberalisierung des Strommarktes hat der Preis als Differenzierungsmöglichkeit beim homogenen Gut Elektrizität insbesondere für Großkunden mit Vollversorgungsverträgen an Bedeutung gewonnen. Stromlieferanten stehen daher vor der Herausforderung, den Kunden einerseits einen wettbewerbsfähigen Preis anzubieten, andererseits die mit dem Vollversorgungsvertrag verbundenen Risiken bezüglich Preis- und Lastschwankungen aber über eine Risikoprämie an den Kunden weiterzugeben. Der heutige Forschungsstand bietet zwar eine Fülle an Informationen, setzt im Allgemeinen aber entweder bei der Optimierung der Beschaffungsstrategie oder bei der Verbesserung der den Risikoberechnungen zugrunde liegenden Preis- und Mengenprognosen an. Überlegungen zur Nutzung des Portfolioeffektes, der bei Betrachtung des gesamten Kundenportfolios im Gegensatz zu einzelnen Kunden entstehen kann, bleibt allerdings außen vor.

Vor diesem Hintergrund besteht die Zielsetzung dieser Arbeit darin, Methoden des Risikoausgleiches, wie sie beispielsweise Versicherungen anwenden, auf die konkrete Problemstellung bei Stromlieferanten zu übertragen. Hierzu sollen zunächst Methoden der Risikomessung und Risikokapitalallokation umfassend dargestellt und im Hinblick auf ihre Übertragbarkeit auf die Problematik untersucht werden. Dabei wird ausführlich auf die Beschreibung und Modellierung der für Stromlieferanten in diesem Kontext auftretenden Hauprisikokomponenten – Preis- und Mengenrisiken – eingegangen. Aufbauend auf dieser theoretischen Betrachtungen werden dann ausgewählte Risikomaße und Risikokapitalallokationsverfahren zur Ermittlung der Risikoprämien und des Portfolioeffektes exemplarisch auf ein Kundenportfolio angewandt. Abschließend werden aus diesen Untersuchungen Handlungsempfehlungen für Stromlieferanten abgeleitet.

Die vorliegende Arbeit wurde 2010 an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Duisburg/Essen angenommen. Die erfolgreiche Erstellung dieser Arbeit wäre ohne die Unterstützung zahlreicher Personen nicht möglich gewesen, denen ich an dieser Stelle herzlichen danken möchte.

Zu allererst möchte dazu ich meinem Doktorvater, Herrn Univ.-Prof. Dr. Christoph Weber

danken. Ohne seine Bereitschaft zur fachlichen und moralischen Unterstützung wäre diese Arbeit in der Kürze der Zeit und der vorliegenden Qualität nicht möglich gewesen. Für die Übernahme des Zweitgutachtens möchte ich mich zudem herzlich bei Herrn Univ.-Prof. Dr. Rüdiger Kiesel bedanken.

Darüber hinaus möchte ich meinem Arbeitgeber, der Firma Roland Berger Strategy Consultants, und meinem Mentor Veit Schwinkendorf danken. Im Rahmen des Promotionsprogramms hatte ich die Chance mich eineinhalb Jahre ausschließlich mit der Erstellung dieser Arbeit zu beschäftigen. Auch die Doktorandenseminare waren stets ein willkommener Rahmen zum wissenschaftlichen Austausch. Vielen Dank hierfür an Dr. Christian Krys. Mein Dank gilt ebenfalls Sebastian Huber und Patrick Kather für den fachlichen Austausch bei der Erstellung meiner Dissertation. Ein besonderer Dank gilt zudem Tim Bohmann, der zeitgleich mit mir an seiner Promotion gearbeitet hat und während dieser Phase stets ein offenes Ohr für die Probleme und Herausforderungen meiner Promotion hatte.

Ein besonderes Dankeschön möchte ich auch allen Mitarbeitern des Lehrstuhls für Energiewirtschaft aussprechen. Besonders hervorheben möchte ich dabei Oliver Woll, der mir bei inhaltlichen Fragen stets mit Rat und Tat zur Seite stand. Genauso entscheidend für das Gelingen der Arbeit war auch Joachim Benatzky, dem ich für die Hilfestellung bei allen Fragen rund um “LaTeX“ danken möchte. Mein Dank gebührt aber auch allen weiteren “EWL’lern“, die mich mit wertvollen Tipps versorgt haben.

Zu guter Letzt möchte ich mich noch bei meinen Freunden und speziell bei meiner Familie bedanken. Insbesondere mein Freund Thomas, meine Eltern und meine Schwester Andrea haben mir ein hohes Maß an Verständnis entgegengebracht und sich jederzeit geduldig meine Sorgen angehört. Daher möchte ich Euch von ganzem Herzen danken.

Sandra Strohbücker

Inhaltsverzeichnis

Geleitwort	V
Vorwort	VII
Abbildungsverzeichnis	XV
Tabellenverzeichnis	XIX
Abkürzungsverzeichnis	XXIII
1 Einleitung	1
1.1 Einführung in die Problematik und Untersuchungsschritte	1
1.1.1 Kurze Einführung in die Problematik	1
1.1.2 Aktueller Stand der Literatur und Forschungslücke	2
1.1.3 Forschungsfrage und Untersuchungsschritte	4
1.2 Gang der Untersuchung	7
2 Verkauf an Großkunden im Strommarkt	11
2.1 Ausgangssituation: Preisdruck	11
2.2 Beschaffung im Stromgroßhandel	14
2.3 Preis- und Vertragsgestaltung im Endkundenmarkt	16
3 Konzepte des Risikomanagements	21
3.1 Definition von Risiko	21
3.2 Kategorisierung von Risiko	23
3.3 Management von Risiken	28
3.3.1 Definition und Funktion von Risikomanagement	28
3.3.2 Regelkreis des Risikomanagements	31
3.4 Risikomaße	36
3.4.1 Axiomatische Charakterisierung von Risikomaßen	38

3.4.1.1	Axiomensystem von Pedersen/Satchell	40
3.4.1.2	Axiomensystem von Artzner/Delbaen/Eber/Heath	40
3.4.1.3	Axiomensystem von Wang/Young/Panjer	42
3.4.2	Varianz und Standardabweichung	45
3.4.3	Value at Risk	49
3.4.3.1	Definition des Value at Risk	50
3.4.3.2	Kohärenzeigenschaften des Value at Risk	52
3.4.3.3	Bestimmung des Value at Risk in der Praxis	56
3.4.3.4	Bewertung des Value at Risk als Risikomaß	61
3.4.3.5	Alternative “at Risk“-Maße	63
3.4.4	Conditional Value at Risk und Expected Shortfall	67
3.4.4.1	Definition des Conditional Value at Risk und des Expected Shortfall	67
3.4.4.2	Kohärenzeigenschaften des Conditional Value at Risk und des Expected Shortfall	72
3.4.4.3	Bewertung des Conditional Value at Risk und des Expected Shortfall als Risikomaße	75
3.4.5	Weitere Risikomaße	76
3.4.6	Zusammenfassung der aufgeführten Risikomaße	78
4	Konzepte der Risikokapitalallokation	81
4.1	Definition von Risikokapital	81
4.2	Allokation von Risikokapital	84
4.2.1	Definition und Funktion von Risikokapitalallokation	84
4.2.2	Stand-alone- und Portfolioansatz für Risikokapital	87
4.2.3	Prozess der Risikokapitalallokation	90
4.3	Verfahren der Risikokapitalallokation	93
4.3.1	Axiomatische Charakterisierung von Verfahren zur Risikokapitalal- lokation	93
4.3.1.1	Axiomensystem der Spieltheorie	95
4.3.1.2	Axiomensystem von Denault	97
4.3.2	Proportionale Allokation	101
4.3.3	Gleichverteilung	104
4.3.4	Inkrementelle Allokation	104
4.3.5	Shapley-Verfahren	109
4.3.6	Kovarianzprinzip	113

4.3.7	Bedingter-Erwartungswert-Prinzip	116
4.3.8	Conditional-Value-at-Risk-Prinzip	118
4.3.9	Weitere Allokationsverfahren	121
4.3.10	Vergleich der aufgeführten Allokationsverfahren	124
5	Performancebewertung und -messung	131
5.1	Verfahren zur Performancebewertung bei Wertpapieren	132
5.1.1	Portfoliotheorie von Markowitz	132
5.1.1.1	Annahmen der Portfoliotheorie	133
5.1.1.2	Modell	133
5.1.1.3	Modellkritik an der Portfoliotheorie	135
5.1.2	Capital Asset Pricing Model	136
5.1.2.1	Ergänzende Annahmen des CAPM	136
5.1.2.2	Modell	137
5.1.2.3	Modellkritik am CAPM	143
5.2	Risikoadjustierte Performancemaße	146
5.2.1	Traditionelle Rentabilitätskennzahlen und Performancemaße	146
5.2.2	Entwicklung risikoadjustierter Performancemaße	147
5.2.3	RORAC und RAROC	149
5.2.4	EVA	154
5.2.5	Bewertung des RORAC, RAROC und EVA	156
6	Preis- und Mengenrisiken	159
6.1	Preisrisiken	159
6.1.1	Charakteristika von Stromspotmarktpreisen	160
6.1.2	Modellierung von Stromspotmarktpreisen	164
6.1.2.1	Deterministische Komponenten	168
6.1.2.2	Fundamentalanalytischer Ansatz	171
6.1.2.3	Finanzmathematisch-ökonomische Modelle	173
6.1.2.4	Weitere Modellierungsmethoden	180
6.1.2.5	Güte und Fehlermaße	180
6.1.3	Simulationsmodell und Ergebnisse	184
6.1.3.1	Übersicht	184
6.1.3.2	Modellierung kurzfristiger Preisänderungen	184
6.1.3.3	Modellierung langfristiger Preisänderungen	191
6.1.3.4	Ergebnisse	193

6.2	Mengenrisiken	197
6.2.1	Charakteristika und Einflussfaktoren von Lastprofilen	198
6.2.2	Simulationsmodell und Ergebnisse	202
6.2.2.1	Übersicht	202
6.2.2.2	Modellierung kurzfristiger Laständerungen	203
6.2.2.3	Modellierung langfristiger Laständerungen	205
6.2.2.4	Ergebnisse	207
6.3	Beschaffung am Terminmarkt	211
6.4	Mengenrisiken und Terminmarktbeschaffung für einzelne Kunden	221
6.4.1	Mengenrisiken für einzelne Kunden	221
6.4.2	Terminmarktbeschaffung für einzelne Kunden	222
7	Ermittlung und Allokation des Risikobeitrages	225
7.1	Modell zur Ermittlung der Risikoaufschläge	225
7.1.1	Bestimmung der Risikoprämie mit dem CFaR	229
7.1.1.1	Preisrisiko des Kundenportfolios	229
7.1.1.2	Mengenrisiko des Kundenportfolios	232
7.1.1.3	Korrelationsrisiko des Kundenportfolios	234
7.1.1.4	Gesamtrisiko des Kundenportfolios	235
7.1.2	Bestimmung der Risikoprämie mit dem CCFaR	236
7.1.2.1	Preisrisiko des Kundenportfolios	237
7.1.2.2	Mengenrisiko des Kundenportfolios	238
7.1.2.3	Gesamtrisiko des Kundenportfolios	238
7.2	Bestimmung Risikoprämien für einzelne Kunden	239
7.2.1	Messergebnisse für einzelne Kunden mit CFaR	240
7.2.2	Exkurs – Ergebnisse mit CFaR ohne Berücksichtigung von langfristigen Risikokomponenten	246
7.2.3	Ergebnisse für einzelne Kunden mit CCFaR	250
7.2.4	Vergleich der Messergebnisse bei CFaR und CCFaR	253
7.3	Allokation der Risikoprämien	254
7.3.1	Allokation der Risikoprämien mit CFaR	254
7.3.1.1	Proportionale Risikokapitalallokation	255
7.3.1.2	Kovarianzprinzip	257
7.3.1.3	CVaR-Prinzip	259
7.3.1.4	Zusammenfassung der Allokationsergebnisse	262
7.3.2	Allokation der Risikoprämien mit CCFaR	264

7.3.2.1	Proportionale Risikokapitalallokation	265
7.3.2.2	Kovarianzprinzip	266
7.3.2.3	CVaR-Prinzip	267
7.3.2.4	Zusammenfassung der Allokationsergebnisse	268
7.4	Vergleich der Allokationsverfahren bei homogenen Kundengruppen	270
7.5	Veränderung der Risikoprämien bei Veränderung des Portfolios	274
7.5.1	Veränderung der Risikoprämien bei Wegfall eines Kunden	275
7.5.2	Veränderung der Risikoprämien bei Hinzunahme eines Kunden	279
7.5.3	Veränderung der Kundenportfolios im Zeitverlauf	280
8	Schlussbetrachtung und Ausblick	285
8.1	Zusammenfassung	285
8.2	Implikationen für die Praxis	289
8.3	Implikationen für die weitere Forschung	291
Anhang		295
Literaturverzeichnis		301

Abbildungsverzeichnis

1.1	Aufbau und Ziele der Arbeit	7
2.1	Beschaffungs- und Prämienberechnungsvorgang	17
2.2	Stromeinkauf der Industrie	20
3.1	Risikokategorisierung bei Versicherungen	24
3.2	Beschaffungs- und Prämienberechnungsvorgang mit Risikoarten	27
3.3	Maßnahmen zur Risikosteuerung	34
3.4	Stufen der Risikosteuerung	35
3.5	Dichtefunktion der Standardnormalverteilung	47
3.6	Value at Risk	52
3.7	Verteilung mit linearem Zusammenhang	58
3.8	Berechnung des Free Cash Flow	65
3.9	Zerlegung des CVaR als notwendiges Risikokapital	69
3.10	Expected Shortfall	71
4.1	Funktionen der Risikokapitalallokation	87
4.2	Kollektivbildung	89
4.3	Phasen der Risikokapitalallokation	92
4.4	Vergleich der Ergebnisse verschiedener Allokationsverfahren	125
4.5	Wahrscheinlichkeit der Erfüllung der “No undercut“ Forderung	127
5.1	Effizienzkurve	134
5.2	Grafische Bestimmung des optimalen Portfolios	135
5.3	Kapitalmarktlinie	138
5.4	Wertpapierlinie	142
5.5	Diversifikation des unsystematischen Risikos	143
5.6	Zusammenhang ROI und RORAC	153
5.7	Linearität von RORAC und RAROC	154

6.1	Spotmarktpreise an der EEX 2007	160
6.2	QQ-Plot der Spotmarktpreise für Strom an der EEX 2007	163
6.3	Komponentenmodell Strompreis	168
6.4	Strommix in Deutschland, 2008	171
6.5	Eigenwerte der Störterme bei der Preismodellierung	189
6.6	Preissimulation	197
6.7	BDEW-Lastprofil Haushalt, Wintermonate	200
6.8	BDEW-Lastprofil allgemeines Gewerbe	201
6.9	Saisonalitäten im Lastprofil des Kundenportfolios	202
6.10	Eigenwerte der Störterme bei der Mengenmodellierung	205
6.11	Mengensimulation	211
6.12	Beschaffung am Terminmarkt und prognostizierte Verbrauchsmengen	218
6.13	Lastprofil vor und nach der Absicherung	219
7.1	Kostenverteilung bei fester Menge und Preisrisiko	226
7.2	Kostenverteilung bei festem Preis und Mengenrisiko	227
7.3	Kostenverteilung bei Preis- und Mengenrisiko	228
7.4	Lastverlauf von Kunde 4	243
7.5	Lastverlauf von Kunde 9	243
7.6	Zusammenhang Anteil Risikoaufschlag für das Mengenrisiko und Risiko- prämie	244
7.7	Zusammenhang Risikoaufschlag für das Preisrisiko und Volllaststunden	245
7.8	Zusammenhang Risikoaufschlag für Preis- und Mengenrisiken	246
7.9	Zusammenhang Anteil Risikoaufschlag für Mengenrisiko und Risikoprämie	252
7.10	Zusammenhang Risikoaufschlag für Preis- und Mengenrisiken mit CCFaR	253
7.11	Spezifische Risikoaufschläge für Spotmarktmengen bei Verwendung des CCFaR und des CCFaR	254
7.12	Zusammenhang Anteil Preisrisiko an der Risikoprämie und Veränderung der Einsparung bei Verwendung des Kovarianzprinzip ggü. der Prop. Allo- kation	260
7.13	Vergleich der Allokationsergebnisse bei Verwendung des CCFaR anhand der Risikoprämien	263
7.14	Vergleich der Allokationsergebnisse bei Verwendung des CCFaR anhand der Risikoprämien	270
7.15	Vergleich der Allokationsergebnisse bei reduziertem Kundenportfolio an- hand der Risikoprämien	273

7.16 Zusammenhang Anteil des Risikoaufschlags bezüglich Preisrisiken an der Risikoprämie und Veränderung der Einsparung bei Verwendung des CVaR-Prinzip ggü. der Prop. Allokation 274

7.17 Vergleich der Allokationsergebnisse und der Veränderung gegenüber dem ursprünglichen Kundenportfolio bei Wegfall des Kunden 4 anhand der Risikoprämien 279

7.18 Anpassung verschiedener Szenarien im Zeitverlauf 282

Tabellenverzeichnis

2.1	Vergleich von bedingtem und unbedingtem Termingeschäft	15
3.1	Risikokategorisierung nach Ursache I	24
3.2	Risikokategorisierung nach Ursache II	25
3.3	Wahrscheinlichkeiten im Beispiel der Berechnung zur Subadditivität des Value at Risk	53
3.4	Methoden zur Bestimmung des Value at Risk	61
3.5	Wahrscheinlichkeiten im Beispiel der Berechnung zur Monotonie des Conditional Value at Risk	72
3.6	Risikomaße im direkten Vergleich	80
4.1	Vergleich der Ergebnisse verschiedener Allokationsverfahren	125
4.2	Allokationsverfahren im direkten Vergleich	129
6.1	Statistische Kenngrößen für die stündlichen Spotmarktpreise für Strom an der EEX im Jahr 2007	161
6.2	Kohle- und Erdgaskraftwerksdaten in Deutschland, 2006	172
6.3	Übersicht Fehlermaße	181
6.4	Feier- und Sondertage in Deutschland	186
6.5	Regressionskoeffizienten für die transformierten Spotmarktpreise in Stunde 12 an Werktagen	186
6.6	Abweichungen durchschnittlicher, jährlicher Spotmarktpreis an der EEX in EUR/MWh, 2002-2009	191
6.7	Ergebnisse MAE _d , DRMSE und MeDE der ersten beiden Juniwochen	194
6.8	Vergleich der Ansätze über das ganze Jahr 2008	196
6.9	Übersicht Kundengruppen mit standardisierten Lastprofilen	199
6.10	Regressionskoeffizienten für die transformierten Lastwerte des Kundenportfolios in Stunde 12 an Werktagen	204
6.11	Abweichungen Bruttostromverbrauch in TWh, 2002-2009	206

6.12	Ergebnisse MAE_d , $DRMSE$ und $MAPE_d$ von zwei Oktoberwochen	208
6.13	Vergleich der Ansätze über drei Monate	209
6.14	Produktpreise am Terminmarkt, 31. Oktober 2007	217
6.15	Modellansätze für die Mengenmodellierung der einzelnen Kunden	221
6.16	Beschaffung am Terminmarkt bei separater Kundenbetrachtung	222
7.1	Spezifische Risikoaufschläge, Risikoprämie und weitere Kennzahlen des Kundenportfolios bei Verwendung des CFaR	236
7.2	Preise und Risikoaufschläge des Kundenportfolios bei Verwendung des CCFaR239	
7.3	CFaR: Preise, Risikoaufschläge/-prämie und weitere Kennzahlen der Kunden 1-5	241
7.4	CFaR: Preise, Risikoaufschläge/-prämie und weitere Kennzahlen der Kunden 6-10	242
7.5	Spezifische Risikoaufschläge und weitere Kennzahlen des Kundenportfolios ohne Berücksichtigung langfristiger Risikokomponenten	247
7.6	CFaR: Risikoaufschläge/-prämie und weitere Kennzahlen der Kunden 1-5 ohne Berücksichtigung der langfristigen Risikokomponenten	248
7.7	CFaR: Risikoaufschläge/-prämie und weitere Kennzahlen der Kunden 6-10 ohne Berücksichtigung der langfristigen Risikokomponenten	249
7.8	CCFaR: Preise und Risikoaufschläge/-prämie der Kunden 1-5	250
7.9	CCFaR: Preise und Risikoaufschläge/-prämie der Kunden 6-10	251
7.10	Proportionale Allokation mit CFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 1-5	255
7.11	Proportionale Allokation mit CFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 6-10	256
7.12	Kovarianzprinzip mit CFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 1-5	258
7.13	Kovarianzprinzip mit CFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 6-10	258
7.14	CVaR-Prinzip mit CFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 1-5	261
7.15	CVaR-Prinzip mit CFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 6-10	261
7.16	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 1-5 bei Verwendung des CFaR	262
7.17	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 6-10 bei Verwendung des CFaR	263
7.18	Proportionale Allokation mit CCFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 1-5	265

7.19	Proportionale Allokation mit CCFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 6-10	266
7.20	Kovarianzprinzip mit CCFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 1-5	266
7.21	Kovarianzprinzip mit CCFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 6-10	267
7.22	CVaR-Prinzip mit CCFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 1-5	268
7.23	CVaR-Prinzip mit CCFaR: Risikoprämien und Allokation für die Kunden 6-10	268
7.24	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 1-5 mit CCFaR	269
7.25	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 6-10 mit CCFaR	269
7.26	Spezifische Risikoaufschläge und Risikoprämie des Kundenportfolios bestehend aus den Kunden 2, 3, 5, 6, 7, 8 und 10	271
7.27	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 2, 3 und 5 im reduzierten Kundenportfolio	272
7.28	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 6, 7, 8 und 10 im reduzierten Kundenportfolio	272
7.29	Spezifische Risikoaufschläge und Risikoprämie des Kundenportfolios ohne Kunde 4	276
7.30	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 1, 2, 3 und 5 im Kundenportfolio ohne den Kunden 4	277
7.31	Übersicht der Allokationsergebnisse für die Kunden 6-10 im Kundenportfolio ohne den Kunden 4	278

Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
ADEH	Axiomensystem von Artzner/Delbaen/Eber/Heath
AE	Absolute Error
AktG	Aktiengesetz
allg.	allgemein
APE	Absolute Percentage Error
API	All Publications Index
APX	Amsterdam Power Exchange
ARA	Region Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
ARMA	Autoregressive-Moving-Average
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BilReG	Bilanzrechtsreformgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAPM	Capital-Asset-Pricing-Model
CCFaR	Conditional Cash Flow at Risk
CFaR	Cash Flow at Risk
CFETL	Cash Flow Expected Tail Loss
Cov	Kovarianz
CSU	Cauchy-Schwarzsche-Ungleichung
CVaR	Conditional Value at Risk
D	Axiomensystem von Denault
DAX	Deutscher Aktienindex
DCGK	Deutscher Corporate Governance Kodex

DE	Diversifikationseffekt
d. h.	das heißt
DRMSE	Daily Root Mean Square Error
DRS	Deutsche Rechnungslegungsstandards
dt.	deutsch
EaR	Earnings at Risk
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ES	Expected Shortfall
et al.	et alii, et aliae, et alia
etc.	et cetera
EG	Europäische Gemeinschaft
EU	Europäische Union
EUR	Euro
e. V.	eingetragener Verein
EVA	Economic Value Added
f., ff.	folgende, fortfolgende
GARCH	Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GWh	Gigawattstunde
GV	Gleichverteilung
HGB	Handelsgesetzbuch
IAS	International Accounting Standards
IDW	Institut für Wirtschaftsprüfer in Deutschland e. V.
IFRS	International Financial Reporting Standards
ind.	individuell
InsO	Insolvenzverordnung
intern.	international
IT	Informationstechnologie
KapCoRiLiG	Kapitalgesellschaften- und Co-Richtlinie-Gesetz
Kd	Kunde
KELAG	Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
KonTraG	Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich
kWh	Kilowattstunde
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

LPM	Lower Partial Moments
LPX	Leipzig Power Exchange
MAE	Mean Absolute Error
MaIR	Mindestanforderungen an die interne Revision
MAPE	Mean Absolut Percentage Error
MaRisk	Mindestanforderungen an das Risikomanagement
MDE	Mean Daily Error
MeDE	Median Daily Error
MeWE	Median Weekly Error
MiFID	Markets in Financial Instruments Directive
MWE	Mean Weekly Error
MWh	Megawattstunde
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté Européenne
NIG	Normal Inverse Gaussian
NOPAT	Net Operating Profit After Tax
Nr.	Nummer
OMV	Österreichische Mineralölverwaltung Aktiengesellschaft
OTC	Over-the-Counter
PEST	Politik, Ökonomie, Soziologie, Technologie
Phelix	Physical Electricity Index
PJM	Netzgebiet von Pennsylvania, New Jersey und Maryland
PS	Axiomensystem von Pedersen/Satchell
QQ-Plot	Quantil-Quantil-Plot
RAPM	Risikoadjustierte Performancemaße
RAROC	Risk Adjusted Return On Capital
RK	Risikokapital
ROA	Return On Assets
ROCE	Return On Captial Employed
ROE	Return On Equity
ROI	Return On Investment
RONA	Return On Net Assets
RORAC	Return On Risk Adjusted Capital
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
S.	Seite
s.	siehe

SAO/SAX	Sarbanes Oxley Act
stat.	statistisch
Std	Standardabweichung
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats
TransPuG	Transparenz- und Publizitätsgesetz
TTF	Title Transfer Facility Point
u. a.	unter anderem
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
US	United States
VaR	Value at Risk
Var	Varianz
VDI	Verein deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
Vol.	Volume
vs.	versus
WACC	Weighted Average Cost of Capital
Wh	Wattstunde
WRMSE	Weekly Root Mean Square Error
WYP	Axiomensystem von Wang/Young/Panjer
z. B.	zum Beispiel

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Einführung in die Problematik und Untersuchungsschritte

1.1.1 Kurze Einführung in die Problematik

Mit der Novelle des EnWG¹ im Jahr 1998 ist der Wettbewerb um Endkunden im Strommarkt eingeführt worden. Insbesondere die Großkunden² haben die Wahl zwischen verschiedenen Anbietern, die sich aufgrund des homogenen Gutes “Strom“ kaum in ihrem Produktangebot unterscheiden. Der Preis tritt daher als Differenzierungsmöglichkeit verstärkt in den Mittelpunkt und die Stromlieferanten stehen damit unter erhöhtem Druck, möglichst günstige Strompreise anzubieten.³

Dieser Preisdruck stellt Energieunternehmen vor große Herausforderungen. Um langfristig

¹Seit dem 29. April 1998 ist das novellierte EnWG in Kraft. Es stellt insbesondere die deutsche Umsetzung der EU-Binnenmarktrichtlinie 96/92 EG vom 19. Februar 1997 dar, mit der der Wettbewerb auf dem europäischen Strommarkt geregelt wird. Es umfasst unter anderem die Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Vertrieb zur Aufhebung der Gebietsmonopole für den Vertrieb.

²Eine einheitliche Definition von Großkunde existiert nicht, vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 13. Eurostat beispielsweise unterscheidet sieben verschiedene Gruppen von Industriekunden anhand des Jahresverbrauchs. Diese Gruppen erfassen Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 20 MWh bis hin zu Kunden mit einem Verbrauch von über 150 GWh, wobei Industriekunden auch noch anhand des Industriezweiges klassifiziert werden können (NACE-Klassifizierung), vgl. Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft, www.epp.eurostat.ec.europa.eu. Die Bundesnetzagentur unterscheidet zwischen Kleingewerbe mit einem Jahresverbrauch von bis zu 50 MWh, dem mittelgroßen Industrie- und Gewerbesektor mit 50 MWh bis 2 GWh pro Jahr sowie großen und sehr großen Industriekunden mit mehr als 2 GWh pro Jahr, vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 13. Im Rahmen dieser Arbeit werden Industrie- und größere Gewerbekunden mit registrierender Leistungsmessung als Großkunden bezeichnet, vgl. Ploch, Schwerm (2005), S. 52, bzw. Schwaninger (2006), S. 7.

³Für eine ausführlichere Beschreibung der Wettbewerbssituation, der Preissensibilität und mangelnder Differenzierungsmöglichkeiten sei auf Kapitel 2 verwiesen.

am Markt bestehen zu können, muss ihre Profitabilität gesichert sein.⁴ Die Strompreise müssen daher die Kosten des Lieferanten decken. Den mit Abstand größten Kostenblock stellen bei Großkunden dabei die Strombeschaffungskosten dar. Hierzu gehören zunächst einmal die reinen Beschaffungskosten und sogenannte Strukturierungszuschläge.⁵ Abhängig von der Vertragsausgestaltung entstehen weitere Kosten für das Energieunternehmen. Bei den bei Großkunden beliebten Vollversorgungs- und Tranchenverträgen⁶ übernimmt das Energieunternehmen das Risiko schwankender Spotmarktpreise und Nachfragemengen.⁷ Der Kunde zahlt hingegen einen einheitlichen Preis, der zusätzlich zu Beschaffungskosten und Strukturierungszuschlag eine Risikoprämie enthält. Diese Prämie entschädigt das Energieunternehmen für die Übernahme der Risiken.

Aufgrund des für alle Unternehmen einheitlichen Preises am Termin- bzw. Spotmarkt ist eine Preisdifferenzierung bezüglich der Beschaffungskosten und des Strukturierungszuschlags kaum möglich.⁸ Der durch den Wettbewerb entstehende Druck, günstige Preise anzubieten, schlägt sich daher auf andere Preiskomponenten wie die Risikoprämie nieder. Für das Energieunternehmen ergibt sich damit die Herausforderung, Großkunden einerseits einen wettbewerbsfähigen Preis anzubieten, die mit Vollversorungsvertrag und Trancheneinkauf verbundenen Risiken andererseits aber dennoch über die Risikoprämien an den Kunden weiterzugeben.⁹

1.1.2 Aktueller Stand der Literatur und Forschungslücke

Die beschriebene Problematik, als Energieunternehmen Großkunden wettbewerbsfähige, aber auch kostendeckende Preise anzubieten, wird in der Literatur insbesondere aus der Praxisperspektive¹⁰ bzw. in einer Verknüpfung von Theorie und Praxis diskutiert.¹¹ Die Lösungskonzepte setzen allerdings nur selten bei der Betrachtung der Risikoprämie

⁴Zur Diskussion bezüglich einer angemessenen Rendite, insbesondere bei Aktiengesellschaften, sei auf Kapitel 5 bzw. Perridon, Steiner (2006) verwiesen.

⁵Vgl. Abschnitt 2.3.

⁶Vgl. Abschnitt 2.3.

⁷Vgl. Kapitel 6.

⁸Vgl. Schwaninger (2006), S. 8 f.

⁹Vgl. Ploch, Schwerm (2005), S. 53, bzw. Siebke, Schwärzer (2005), S 34.

¹⁰Vgl. etwa Bernuth et al. (2004), Gleißner et al. (2009), Gnüchtel et al. (2005), Haag et al. (2004), Hagen (2004), Hagen (2005), Rosen, Michels (2004), Wigbels et al. (2006).

¹¹Vgl. etwa Bartelj et al. (2010) Blöchlinger, Güssow (2005), Conejo et al. (2005), Hartmann et al. (2006), Karandikar et al. (2010), Padberg et al. (2007), Prokopczuk et al. (2007), Schwaninger (2006), Schmöller et al. (2005).

an. Vielmehr steht entweder die Optimierung der Beschaffungsstrategie¹² oder eine Verbesserung der den Risikoberechnungen zugrunde liegenden Preis- und Mengenprognosen¹³ im Fokus.

Lediglich Bartelj et al.,¹⁴ Hartmann et al.,¹⁵ Padberg et al.¹⁶ und Prokopczuk et al.¹⁷ betrachten ausführlicher die Risikoprämie und ihre Ermittlung als Kostenaufschlag zur Abgeltung von Preis- und Mengenrisiken.

Bartelj wertet aufgrund des zeitlichen Auseinanderfallens von Strombeschaffung und -verbrauch den Vertrag eines Energieunternehmens mit seinem Kunden als Kaufoption,¹⁸ die mit dem Verbrauch eingelöst wird. Dementsprechend wird die Risikoprämie unter Verwendung der für Finanzoptionen gebräuchlichen Black-Scholes-Formel¹⁹ ermittelt.

Hartmann et al. und Padberg et al. berechnen die Risikoprämie anhand der Beschaffungskosten, die sie in Abhängigkeit von der Beschaffungsstrategie des Energieunternehmens für verschiedene Preis- und Mengenszenarien bestimmen.²⁰ Der maximale Risikozuschlag entspricht dabei der Differenz zwischen Beschaffungskosten im "worst case"- und im "most likely"-Szenario.²¹

Bei Prokopczuk et al. erfolgt die Berechnung der Risikoprämie in drei verschiedenen Schritten, weil sie zwischen Aufschlägen für das Preisrisiko, für das Mengenrisiko und für die Korrelation von Preis- und Mengenrisiken unterscheiden, die in Summe die Risikoprämie ergeben.²² Die einzelnen Prämienkomponenten werden mithilfe eines RORAC-Ansatzes²³ als Differenz aus dem Preis ohne Risiko und dem mit Risiko ermittelt. Aufgrund der detaillierten Prämienbetrachtung wird dieser Ansatz im Rahmen dieser Arbeit in Kapitel 7 Verwendung finden. Letztendlich ist die Anwendung der nachfolgend zu

¹²Vgl. Blöchliger, Güssow (2005), Butterweck et al. (2005), Cotter, Hanly (2010), Hatami et al. (2009), Ritzau (2005), Spangardt (2003) bzw. auch Abschnitt 6.3.

¹³Vgl. als Übersicht Aggarwal et al. (2009), Römisch, Wegner-Specht (2005) bzw. für Anwendungen einzelner Prognosemethoden Burger et al. (2004), Conejo et al. (2005), Geman, Roncoroni (2006), Misiorek et al. (2006), Schindlmayr (2005), Weber (2007), Weron (2006) bzw. auch Abschnitt 6.1.2. Beispiele für in der Praxis verwendete Computersysteme werden von Döding, Untiet (2009), Fischer et al. (2004), Hartlehnert, Glaser (2008) bzw. Wolter, Hasenbeck (2009) diskutiert.

¹⁴Vgl. Bartelj et al. (2010).

¹⁵Vgl. Hartmann et al. (2006).

¹⁶Vgl. Padberg et al. (2007).

¹⁷Vgl. Prokopczuk et al. (2007).

¹⁸Vgl. Bartelj et al. (2010), S. 151.

¹⁹Vgl. Black, Scholes (1973), S. 644.

²⁰Vgl. Hartmann et al. (2006), S. 141 f.

²¹Vgl. Padberg et al. (2007), S. 107.

²²Vgl. Prokopczuk et al. (2007), S. 1043.

²³Vgl. Abschnitt 5.2.3.

erörternden Allokationsverfahren allerdings unabhängig von der Wahl des Modells zur Risikoprämienberechnung.

In den genannten Arbeiten liegt der Fokus ausschließlich auf der Ermittlung der Risikoprämie und dem Vergleich von Risikoprämien verschiedener Kunden.²⁴ Überlegungen zur Nutzung des Portfolioeffektes, der bei Betrachtung des gesamten Kundenportfolios im Gegensatz zur einzelnen Kundenbetrachtung entstehen kann, bleiben außen vor. Auch in der Praxis wird dieser Effekt bisher ebenfalls nicht bzw. nur selten betrachtet. Sofern Risikoprämien individuell für Kunden errechnet und nicht per se als Pauschale gesetzt werden, wird der Portfolioeffekt bestenfalls überschlagsmäßig erfasst und gleichmäßig oder proportional auf die Kunden verteilt. Überlegungen zu stochastischen Abhängigkeiten und einer ‐fairen‐ Verteilung bleiben unberücksichtigt.²⁵

Hier setzt die Arbeit von Schwaninger an.²⁶ Schwaninger berücksichtigt explizit den Portfolioeffekt bei der Preisgestaltung für Großkunden. Er weist theoretisch für das Kundenportfolio der KELAG²⁷ Portfolioeffekte bei der Verbrauchsprognose und der Beschaffung nach und beschreibt die Nutzung dieser Portfolioeffekte zur Preissenkung.²⁸ Eine konkrete Bestimmung der Risikoprämien für das Kundenportfolio oder einzelne Kunden sowie die Ermittlung des Portfolioeffektes zur Senkung der Risikoprämien finden allerdings nicht statt.

Diese Lücke soll die vorliegende Arbeit schließen.

1.1.3 Forschungsfrage und Untersuchungsschritte

Im Versicherungsgeschäft, dessen Kern das Risikogeschäft darstellt,²⁹ findet sich eine der oben beschriebenen ähnliche Problemstellung. Versicherungen stehen untereinander im Wettbewerb und sind daher an wettbewerbsfähigen, aber gleichzeitig auch risikoadäquaten Preisen bzw. Prämien interessiert, um eine Insolvenz abzuwenden. Die Grundlage ihres Geschäftes stellt dabei der Risikoausgleich dar, der im Kollektiv stattfindet.³⁰ Dies

²⁴Vgl. Prokopczuk et al. (2007), S. 1045 ff.

²⁵Vgl. Schwaninger (2006) bzw. Expertengespräche.

²⁶Vgl. Schwaninger (2006).

²⁷Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, Energiedienstleister in Österreich mit Schwerpunkt in Kärnten, s. www.kelag.at.

²⁸Vgl. Schwaninger (2006), S. 145 ff.

²⁹Vgl. Farny (2006), S. 22.

³⁰Vgl. Farny (2006), S. 44. Neben dem Ausgleich im Kollektiv existiert auch der Ausgleich über die Zeit hinweg, der allerdings dem Ausgleich im Kollektiv untergeordnet ist, vgl. Farny (2006), S. 53.

bedeutet, dass für das gesamte Versicherungsunternehmen ungeachtet seiner verschiedenen Versicherungsbereiche das Risiko aggregiert ermittelt und das zur Absicherung dieser Risiken vorzuhaltende Kapital bestimmt wird.³¹ In dieser Betrachtung gleichen sich Risiken aus, so dass das insgesamt vorzuhaltende Kapital zur Deckung von Risiken niedriger ausfällt und sich damit auch die Kosten, die durch die Vorhaltung von Kapital entstehen, verringern. Diese Kostensenkung kann unter Verwendung von Risikokapitalallokationsverfahren an die einzelnen Versicherungsbereiche weitergegeben werden,³² so dass sich letztendlich auch die Prämienzahlungen einzelner Versicherungsnehmer verringern.

Der Ausgleich von Risiken durch die beschriebene Portfoliobetrachtung wird auch als "kollektive Risikothorie" bezeichnet.³³ In der vorliegenden Arbeit soll diese auf der Portfoliitheorie von Markowitz³⁴ basierende Theorie zur Risikoprämienbestimmung und -senkung auf die Energiewirtschaft übertragen werden. Dies erfolgt für ein Kundenportfolio aus Industrie- und größeren Gewerbekunden,³⁵ welche nachfolgend auch als Kunden mit Lastprofilzähler bzw. Großkunden bezeichnet werden.³⁶

Konkret bedeutet dies, die Portfoliobetrachtung zur Bestimmung der Risikoprämien zu nutzen. Durch den Ausgleich von Schwankungen im Portfolio entsteht ein Diversifikationseffekt, der zu einer Reduktion der erforderlichen Risikokapitalvorhaltung führt. Dieser Effekt wird durch das Risikokapitalallokationsverfahren auf die Preiskalkulation für die einzelnen Kunden im Portfolio übertragen.

Die Forschungsfrage lautet daher, welchen Einfluss Portfolioeffekte auf die Risikoprämien der einzelnen Kunden im Portfolio besitzen und wie vorhandene Effekte für die Preisgestaltung genutzt werden können.

Diese Fragestellung lässt sich in vier Untersuchungsschritte detaillieren:

1. Umfassende und systematische Darstellung und Untersuchung der Methoden zur Risikomessung und Risikokapitalallokation im Hinblick auf ihre Übertragbarkeit auf die dargestellte Problematik.

³¹Vgl. Bäuerle et al. (2005), S. 48 f., bzw. Schradin (2001), S. 2 f., bzw. zu gesetzlichen Vorgaben bezüglich des vorzuhaltenden Eigenkapitals auch Abschnitt 3.3.1 bzw. Gründl (2005). Analoges gilt für Banken, vgl. Albrecht, Koryciarz (2003).

³²Vgl. Bäuerle et al. (2005), S. 48 f., bzw. Schradin (2001), S. 2 f.

³³Vgl. Farny (2006), S. 46 ff.

³⁴Vgl. Markowitz (1952).

³⁵Kleinkunden werden im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet, begünstigen aufgrund ihrer Vielzahl im Allgemeinen aber diese Portfolioeffekte, vgl. Schwaninger (2006), S. 24.

³⁶Vgl. Ploch, Schwerm (2005), S. 52, bzw. Schwaninger (2006), S. 7.

2. Ausführliche Beschreibung und Modellierung der in diesem Kontext auftretenden Hauptrisikokomponenten: Preis- und Mengenrisiko.
3. Umsetzung verschiedener Risikomaße und Risikokapitalallokationsverfahren zur Ermittlung der Risikoprämien und des Portfolioeffektes und Anwendung im Rahmen einer exemplarischen Rechnung für ein Kundenportfolio.
4. Untersuchung des Portfolioeffektes und Ableitung von Handlungsempfehlungen für Energieunternehmen.

Die Übertragung von Methoden der Banken- und Versicherungsbranche zur Risikomessung³⁷ und Risikokapitalallokation³⁸ auf die Energiewirtschaft,³⁹ speziell auf die Risikoprämienbestimmung zur Preisgestaltung bei Großkunden mit Vollversorgungs- und Trancheneinkaufsverträgen, stellt somit einen zentralen Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit dar. Hierzu werden die genannten Methoden zunächst einmal unabhängig von einer bestimmten Branche auf wünschenswerte Eigenschaften, die axiomatisch definiert sind,⁴⁰ untersucht. Die Diskussion der Übertragbarkeit erfolgt im Rahmen der kritischen Betrachtung der Methoden im Anschluss. Eine direkte Übertragung der Verfahren ist häufig nämlich nicht möglich oder sinnvoll, da insbesondere im Bankwesen von normalverteilten Zufallsgrößen ausgegangen wird.⁴¹ Wie in den Abschnitten 6.1.1 und 6.2.1 ausführlich gezeigt wird, stellen allerdings weder Spotmarktpreise noch Lastprofile normalverteilte Zufallsgrößen dar.⁴² Vielmehr sind spezifische Charakteristika wie starke Saisonalitäten, eine hohe Volatilität und die Mean-Reversion-Eigenschaft adäquat zu berücksichtigen.

Im Rahmen des zweiten Untersuchungsschrittes, der Modellierung der Risikokomponenten, wird auf sowohl in der Praxis als auch in der Theorie etablierte Modellierungsverfahren zurückgegriffen.⁴³ Auch werden die Möglichkeiten zur Risikoreduktion durch Absicherungsgeschäfte am Terminmarkt⁴⁴ berücksichtigt. Die Optimierung dieser Verfahren

³⁷Vgl. Acerbi, Tasche (2002a), Albrecht (2003), Artzner et al. (1999), Gleißner (2006), Goovaerts et al. (2004), Jorion (2001), Tasche (2002a) bzw. Wang (2002a).

³⁸Vgl. Albrecht (1998b), Albrecht, Koryciorz (2003), Dhaene et al. (2009), Koryciorz (2004) bzw. Schradin (2001).

³⁹Eine vergleichbare Übertragung der Methoden der Risikokapitalallokation außerhalb der Finanzbranche findet sich bei Scherpereel, der allgemein die Verwendung dieser Methodik bei dezentral organisierten Unternehmen diskutiert, vgl. Scherpereel (2006).

⁴⁰Vgl. Artzner et al. (1999) bzw. Denault (2001).

⁴¹Vgl. Jorion (2001) bzw. Scherpereel (2006), S. 188.

⁴²Vgl. Weber (2005), Weron (2006) bzw. Abschnitte 6.1.1 bzw. 6.2.1. Mit Lastprofil wird hier der auf die Jahresarbeit oder (äquivalent dazu) die jahresmittlere Leistung bezogene (normierte) Lastgang bezeichnet.

⁴³Vgl. Fußnote 13 bzw. Abschnitt 6.1.2.

⁴⁴Vgl. Abschnitt 6.3.