

INHALTSVERZEICHNIS

<u>EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG</u>	1
<u>TEIL 1 KOORDINATION IM TRADITIONELLEN ORDNUNGSRAHMEN</u>	24
A TRADITIONELLER ORDNUNGSRAHMEN UND STRUKTUREN DER STROMVERSORGUNG	24
I. Merkmale des traditionellen Ordnungsrahmens	24
1. Versorgungsmonopol und Versorgungspflicht	24
2. Regulierung: Investitions- und Preisaufsicht	24
3. Kostenorientierung von Preisen	24
II. Gewachsene Strukturen - vom vollintegrierten Unternehmen bis zum pluralistischen System	25
B DIE STROMVERSORGUNG DURCH EIN VOLLINTEGRIERTES UNTERNEHMEN (INSELSYSTEM) ALS REFERENZSTRUKTUR	26
I. Funktionsweise der Stromversorgung	26
1. Die Stromversorgung als System von Netz, Einspeisungen und Entnahmen	26
2. Produkteigenschaften des Gutes Strom	27
2.1 Auslegung des Stromsystems	27
2.2 Stromqualität	27
2.3 Versorgungssicherheit	27
3. Statisches Gleichgewicht	28
3.1 Erfordernis des permanenten Lastausgleichs	28
3.2 Lastverteilung nach Wirtschaftlichkeitskriterien	29
3.3 Lastverteilung unter Sicherheitsaspekten	30
3.4 Organisation der Lastverteilung	31
4. Dynamische Phänomene	32
4.1 Überblick	32
4.2 Notfallsituationen	32
4.3 Lastschwankungen	33
4.3.1 Minütliche Lastschwankungen	33
4.3.2 Tageszeitliche und wochentägliche Lastschwankungen	34
4.3.3 Saisonale Lastschwankungen	36
4.4 Lastveränderungen	38
4.4.1 Lasthöhe	38
4.4.2 Lastverlauf	39
4.4.3 Regionale Zusammensetzung der Last	40
4.4.4 Verbrauchergruppenbezogene Verursachung der Last	41
5. Kostenzuordnung und Preisbildung	42

II.	Koordinationsbedarf und Koordinationsinstrumente	43
1.	Der Koordinationsbedarf und seine Deckung	43
1.1.	<i>Koordination zwischen Stromnachfrageentwicklung und Stromangebotspotentialen (Kraftwerks- und Netzzubau)</i>	43
1.2.	<i>Koordination zwischen Kraftwerks- und Netzzubau</i>	43
1.3.	<i>Koordination des Zubaus von Kraftwerken</i>	43
1.4.	<i>Koordination zwischen Brennstoffbeschaffung und Kraftwerksbetrieb</i>	43
1.5.	<i>Koordination zwischen Kraftwerks- und Netzbetrieb</i>	44
1.6.	<i>Koordination des Betriebes von Kraftwerken</i>	44
1.7.	<i>Koordination zwischen Kraftwerksbetrieb und Stromverbrauchsanwendungen</i>	44
2.	Koordinationsinstrumente	44
2.1	<i>Pflichten und Rechte des Versorgungsunternehmens</i>	44
2.2	<i>Hierarchische Koordination</i>	45
2.3	<i>Strompreise</i>	45
C	DIE STROMVERSORGUNG DURCH VERTIKAL INTEGRIERTE UNTERNEHMEN IM VERBUNDSYSTEM (STRUKTURVARIANTE 1)	46
I.	Funktionsweise von Verbundsystemen	46
1.	Vorteile von Stromverbundsystemen ggü. Inselfsystemen	46
1.1	<i>Verbesserung der Versorgungsqualität und/oder Senkung der Kosten der Einhaltung eines bestimmten Levels der Versorgungsqualität</i>	46
1.2	<i>Senkung von Betriebskosten durch Nutzung kurzfristiger Unterschiede in den Erzeugungskosten</i>	47
1.3	<i>Senkung von Kapazitätsbedarf und Kapitalkosten in der Erzeugung durch Nutzung von Unterschieden im Lastgang</i>	47
1.4	<i>Erschließung größenbedingter Kostendegressionen im Kraftwerksbau</i>	48
1.5	<i>Senkung von Kapital- und/oder Betriebskosten durch Nutzung komparativer Standortvorteile im Kraftwerksbau</i>	49
2.	Implikationen des Zusammenschaltens von Netzen	49
2.1	<i>Unmittelbare Implikationen des Zusammenschaltens der Einzelnetze zum Verbundnetz auf Lastflüsse und Netznutzung</i>	49
2.2	<i>Automatische Netznutzung im Wege der gemeinsamen Primärregelung und Sekundärregelung</i>	50
2.3	<i>Schlußfolgerungen</i>	52

3.	Stromhandelstransaktionen	53
3.1	Produkte	53
3.1.1	<i>Bezug von Arbeit (Economy Energy)</i>	<i>54</i>
3.1.2	<i>Bezug von gesicherter Arbeit (Assured Economy Energy)</i>	<i>54</i>
3.1.3	<i>Bezug von ungesicherter Leistung eines Kraftwerks (Non-Firm Capacity / Unit Power)</i>	<i>55</i>
3.1.4	<i>Bezug von ungesicherter Leistung aus einem Kraftwerkspark (Non-Firm Capacity / System Power)</i>	<i>55</i>
3.1.5	<i>Bezug von gesicherter Leistung (Firm Capacity)</i>	<i>56</i>
3.1.6	<i>Der Bezug von Arbeit im Rahmen des Bezugs von Leistung</i>	<i>56</i>
3.2	Netznutzungsarten	57
3.2.1	<i>Ungesicherte Netznutzung</i>	<i>57</i>
3.2.2	<i>Gesicherte Netznutzung</i>	<i>58</i>
3.2.3	<i>Handel zwischen benachbarten Systemen</i>	<i>59</i>
3.2.4	<i>Handel zwischen nicht benachbarten Systemen</i>	<i>59</i>
II.	Koordinationsbedarf und Koordinationsinstrumente des Stromverbundes	61
1.	Koordinationsbedarf	61
1.1	<i>Harmonisierung der Strom- und Versorgungsqualität</i>	<i>61</i>
1.2	<i>Koordination des Netzausbaus</i>	<i>61</i>
1.3	<i>Die Abgrenzung der Verantwortlichkeiten</i>	<i>62</i>
2.	Koordinationsinstrumente	63
2.1	<i>Gemeinsame Institutionen</i>	<i>63</i>
2.2	<i>Gemeinsame Planungs-, Auslegungs- und Betriebsstandards</i>	<i>63</i>
2.3	<i>Meß- und Koordinationsinfrastruktur</i>	<i>63</i>
III.	Koordinationsbedarf und -instrumente des Stromhandels	63
1.	Koordinationsbedarf	64
1.1	<i>Anbahnung und Durchführung einer Handelstransaktion</i>	<i>64</i>
1.2	<i>Transaktionskosten und -zeiten als mögliches Hindernis für den Stromhandel</i>	<i>64</i>
2.	Koordinationsinstrumente	65
2.1	<i>Instrumente der Marktorganisation</i>	<i>65</i>
2.2	<i>Formen der Marktorganisation</i>	<i>67</i>
2.3	<i>Typen von Großhandelsmärkten</i>	<i>67</i>
IV.	Kooperative Großhandelsmärkte zur Koordination des Stromhandels zwischen Versorgungsunternehmen	69
1.	Informationssysteme	69
1.1	<i>Grundlagen</i>	<i>69</i>
1.2	<i>UCPTE-Informationsaustausch</i>	<i>69</i>
1.2.1	<i>Entwicklung</i>	<i>69</i>
1.2.2	<i>Der organisierte wöchentliche Informationsaustausch</i>	<i>70</i>
1.2.3	<i>Der ständige Informationsaustausch</i>	<i>71</i>
1.3	<i>Der Western Systems Power Pool</i>	<i>71</i>
1.3.1	<i>Einführung</i>	<i>71</i>
1.3.2	<i>Organisation und Funktionsweise</i>	<i>73</i>

2.	Maklersysteme	74
2.1	<i>Grundlagen</i>	74
2.2	<i>Florida Electric Power Coordinating Group (FCG) - Florida Energy Broker (FEB)</i>	75
2.2.1	<i>Einführung</i>	75
2.2.2	<i>Organisation und Funktionsweise</i>	76
2.3	<i>Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) - Procedure to Optimize Economy Transactions (POET)</i>	79
2.3.1	<i>Ähnlichkeiten mit dem Florida Energy Broker</i>	79
2.3.2	<i>Unterschiede zum Florida Energy Broker</i>	79
2.4	<i>Typen von Maklersystemen</i>	81
3.	Integrierte Systeme/Tight Power Pools	82
3.1	<i>Grundlagen</i>	82
3.2	<i>New England Power Pool (NEPOOL)</i>	84
3.2.1	<i>Einführung</i>	84
3.2.2	<i>Organisation und Funktionsweise</i>	84
3.2.2.1	<i>Wesentliche Charakteristika</i>	84
3.2.2.2	<i>Operationalisierung und Abgrenzung der Versorgungsverantwortung von Pool und Unternehmen</i>	86
3.2.2.3	<i>Pflichten der Unternehmen - Kraftwerke</i>	88
3.2.2.4	<i>Pflichten der Unternehmen - Netz</i>	92
3.2.2.5	<i>Die Erfüllung der Kraftwerks-Kapazitätshandlungsverpflichtungen: Kraftwerkszubau und Kapazitätshandel</i>	95
3.2.2.6	<i>Die Ermittlung der Opportunitätskosten der Eigenversorgung</i>	98
3.2.2.7	<i>Verteilung der Handelsgewinne</i>	102
3.3	<i>Typen von integrierten Systemen / Tight Power Pools</i>	103
D	DIE STROMVERSORGUNG BEI (PARTIELLER) VERTIKALER DESINTEGRATION: GETRENNTE VERTEILUNG (STRUKTURVARIANTE 2)	105
I.	Anlässe der vertikalen Abtrennung der Verteilungsaufgabe	105
1.	Technische Aspekte	105
2.	Historisch-politische Aspekte	106
II.	Koordinationsbedarf und Koordinationsinstrumente	106
1.	Koordinationsbedarf	106
1.1	<i>Abgrenzung der Versorgungsaufgabe der Versorgungsunternehmen</i>	106
1.2	<i>Koordination von Stromnachfrageentwicklung und Stromangebotspotentialen (Kraftwerke und Netze)</i>	107
1.3	<i>Koordination des Netzzubaus</i>	107
2.	Koordinationsinstrumente	107
2.1	<i>Geschlossene Liefergebiete</i>	107
2.2	<i>Langfristige Bezugsverträge</i>	107

E	DIE STROMVERSORGUNG BEI (PARTIELLER) VERTIKALER DESINTEGRATION: GETRENNTE ERZEUGUNG (STRUKTURVARIANTE 3)	108
I.	Varianten der Abtrennung der Erzeugungsaufgabe	108
1.	Die Eigenbedarfsdeckung von Verbrauchern	108
2.	Die Eigenerzeugung von Weiterverteilern zur Deckung ihrer Gebietslast	108
3.	Die Belieferung von Versorgungsunternehmen	108
II.	Koordinationsbedarf und Koordinationsinstrumente	109
1.	Koordinationsbedarf	109
1.1	<i>Abgrenzung der Erzeugungsaufgaben von Versorgungsunternehmen und "unabhängigem" Erzeuger sowie Risikoverteilung</i>	<i>109</i>
1.2	<i>Koordination zwischen Kraftwerks- und Netzzubau</i>	<i>111</i>
1.3	<i>Koordination des Zubaus von Kraftwerken</i>	<i>112</i>
1.4	<i>Koordination zwischen Kraftwerks- und Netzbetrieb und Koordination des Betriebes von Kraftwerken</i>	<i>112</i>
2.	Koordinationsinstrumente	113
2.1	<i>Das Preissystem (für Voll- und Reserve-/Zusatzstrom sowie Einspeisung)</i>	<i>113</i>
2.2	<i>Ausschreibung langfristiger Bezugsverträge (Competitive Bidding)</i>	<i>115</i>
2.2.1	<i>Festlegung des Ausschreibungsbedarfes</i>	<i>115</i>
2.2.2	<i>Bewertungs- und Auswahlregeln</i>	<i>115</i>
2.2.3	<i>Vertragliche Eingriffsrechte und Leistungsanreize</i>	<i>116</i>
III.	Ausschreibung langfristiger Strombezugsverträge (Competitive Bidding) zur Koordination zwischen Versorgungsunternehmen und "unabhängigen" Erzeugern	116
1.	Einführung	116
2.	Die Berücksichtigung der Einsatzflexibilität (Dispatchability)	117
2.1	<i>Relevanz der Dispatchability</i>	<i>117</i>
2.2	<i>Die Berücksichtigung der Dispatchability in den bestehenden Verträgen</i>	<i>118</i>
2.3	<i>Die Berücksichtigung der Dispatchability bei der Bewertung von Geboten</i>	<i>121</i>
3.	Die Berücksichtigung kraftwerksspezifischer Netzkostenimplikationen	125
3.1	<i>Relevanz der Netzkostenimplikationen</i>	<i>125</i>
3.2	<i>Die Berücksichtigung der Netzanschlußkosten</i>	<i>126</i>
3.3	<i>Die Berücksichtigung der Netzeinbindungskosten</i>	<i>126</i>
3.4	<i>Die Berücksichtigung von Kostenimplikationen auf vorgelagerten Netzebenen</i>	<i>129</i>

4.	Die Verteilung von Risiken	130
4.1	<i>Relevanz der Verteilung von Risiken</i>	130
4.2	<i>Die Verteilung von Risiken in den Verträgen im Überblick</i>	131
4.3	<i>Die Behandlung des Nachfragerisikos/allg. Investitionsrisikos</i>	133
4.4	<i>Die Behandlung von Risiken des Brennstoffbezuges</i>	134
4.5	<i>Die Behandlung des Kraftwerksverfügbarkeitsrisikos</i>	140
5.	Schlußfolgerungen	142
F	EINBEZIEHUNG VON VERBRAUCHERN IN DEN SYSTEMBETRIEB (STRUKTURVARIANTE 4)	142
I.	Funktionsweise	142
II.	Koordinationsbedarf und Koordinationsinstrumente	144
1.	Koordinationsbedarf	144
2.	Koordinationsinstrumente	144
2.1	<i>Vertragliche fixierte Unterbrechbarkeit von Lieferungen und Fernwirktechnik</i>	144
2.2	<i>Zeitvariable Tarife</i>	145
2.3	<i>Spotpreis-Belieferung von Verbrauchern</i>	146
III.	Belieferung von Verbrauchern auf der Basis von Spotpreisen zur Koordination zwischen Versorgungsunternehmen und Verbrauchern	147
1.	Grundlagen und Verbreitung von Spotpreis-Liefer-Programmen	147
2.	Das Spotpreis-Belieferungsprogramm der Niagara Mohawk (HIPP - Hourly Integrated Pricing Program)	148
2.1	<i>Hintergrund, Ziele und Ablauf des Programms</i>	148
2.2	<i>Ausgestaltung des Programms</i>	149
2.3	<i>Ergebnisse des Programms</i>	152
TEIL 2	<u>KOORDINATION IM WETTBEWERBLICHEN ORDNUNGSRAHMEN</u>	154
G	Die wettbewerbliche Struktur der Stromversorgung	154
I.	Strukturanalyse der Elektrizitätsversorgung - Subfunktional differenzierter Ordnungsrahmen	154
1.	Schlußfolgerungen aus den vielfältigen Erfahrungen im traditionellen Ordnungsrahmen	154
2.	Funktionen der Elektrizitätsversorgung und ihre ordnungspolitische Einschätzung	156
3.	Anforderungen an eine wettbewerbliche Reorganisation der Stromversorgung	157
II.	Reformmodelle	159

III. Akteure	161
IV. Koordinationsbedarf und Koordinationsinstrumente	162
1. Koordinationsbedarf	162
1.1 <i>Überblick</i>	162
1.2 <i>Erfassung und Abrechnung von Lieferungen und Leistungen</i>	162
1.3 <i>Koordination zwischen Stromnachfrageentwicklung und Stromangebotspotentialen (Kraftwerks-/Netzausbau) sowie Risikoverteilung</i>	165
1.4 <i>Koordination des Zubaus von Kraftwerken</i>	166
1.5 <i>Koordination zwischen Kraftwerks- und Netzausbau</i>	167
1.6 <i>Koordination zwischen Kraftwerks- und Netzbetrieb</i>	168
1.7 <i>Koordination des Einsatzes von Kraftwerken</i>	169
1.8 <i>Koordination des Großhandels</i>	170
1.9 <i>Koordination von Verbraucherentscheidungen und kurzfristigem Kraftwerks- und Netzbetrieb</i>	170
2. Koordinationsinstrumente	171
2.1 <i>Pflichten und Rechte des Netzbetreibers</i>	171
2.2 <i>Netznutzungsentgelte</i>	172
2.3 <i>Pflichten der Erzeuger</i>	172
2.4 <i>Pflichten der Verbraucher</i>	172
2.5 <i>Organisierter kurzfristiger Großhandelsmarktes für Strom</i>	172
2.6 <i>Kontrakte und Kontraktmärkte</i>	173
H DER STROM-GROßHANDELSMARKT ALS ZENTRALES KOORDINATIONSINSTRUMENT	174
I. Anforderungen an die Gestaltung des Großhandelsmarktes	174
II. Ableitung der Teilmärkte eines Strom-Großhandelsmarktes	176
1. Begriffsbestimmungen	176
2. Die Notwendigkeit eines (Real-Time-) Spot-Marktes	178
3. Die Rolle eines organisierten kurzfristigen Forward-Marktes	188
4. Gestaltungsvarianten von Großhandelsmärkten	191
III. Die Gestaltung von Großhandelsmärkten in der Reformpraxis	191
1. Struktur und Gegenstand der Analyse	191
1.1 <i>Untersuchungsschema</i>	191
1.2 <i>Untersuchte Länder</i>	192
2. England	196
2.1 <i>Einordnung und Funktionsweise des Marktes</i>	196
2.2 <i>Der kurzfristige Forward-Markt</i>	197
2.3 <i>Der Spot-Markt</i>	198
2.4 <i>Die Abrechnung von Lieferungen und Leistungen</i>	199
2.5 <i>Der Marktplatz</i>	200
2.6 <i>Die Marktregeln</i>	201

3.	Norwegen bzw. Norwegen-Schweden	205
	<i>3.1 Einordnung und Funktionsweise des Marktes</i>	205
	<i>3.2 Der kurzfristige Forward-Markt</i>	207
	<i>3.3 Der Spot-Markt</i>	208
	<i>3.4 Die Abrechnung von Lieferungen und Leistungen</i>	210
	<i>3.5 Der Marktplatz</i>	210
	<i>3.6 Die Marktregeln</i>	211
	<i>3.7 Die Ausweitung des norwegischen Großhandelsmarktes auf Schweden</i>	214
4.	Australien	215
	<i>4.1 Einordnung und Funktionsweise des Marktes</i>	215
	<i>4.2 Der kurzfristige Forward-Markt</i>	216
	<i>4.3 Der Spot-Markt</i>	217
	<i>4.4 Die Abrechnung von Lieferungen und Leistungen</i>	218
	<i>4.5 Der Marktplatz</i>	219
	<i>4.6 Die Marktregeln</i>	220
5.	Kalifornien	223
	<i>5.1 Einordnung und Funktionsweise des Marktes</i>	223
	<i>5.2 Der kurzfristige Forward-Markt</i>	223
	<i>5.3 Der Spot-Markt</i>	224
	<i>5.4 Die Abrechnung von Lieferungen und Leistungen</i>	224
	<i>5.5 Der Marktplatz</i>	225
	<i>5.6 Die Marktregeln</i>	225
IV.	Ausgewählte Aspekte der Gestaltung von Großhandelsmärkten	225
1.	Preisbildungsregeln	226
	<i>1.1 Kurzfristige Grenzkosten als konzeptionelle Grundlage</i>	226
	<i>1.1.1 Einführung</i>	226
	<i>1.1.2 Ableitung der Grenzkosten aus einem Merit Order Dispatch</i>	226
	<i>1.1.3 Ableitung der Grenzkosten aus einem Optimal Power Flow</i>	227
	<i>1.1.4 Berücksichtigung der Grenzkostenimplikationen von Ausfallwahrscheinlichkeiten im Wege der Contingency Analysis</i>	233
	<i>1.1.5 Die kurzfristigen Grenzkosten im Überblick</i>	236
	<i>1.1.6 Kritik und Schlußfolgerungen</i>	237
	<i>1.2 Preisbildung in ausgewählten Ländern</i>	240
2.	Abrechnungsregeln	243
	<i>2.1 Allgemeines</i>	243
	<i>2.2 Abrechnung im Vergleich zwischen England und Norwegen</i>	243
	<i>2.3 Funktionsweise und Abrechnung des Demand-Side-Bidding in England</i>	249
	<i>2.3.1 Regeln des Demand-Side Bidding</i>	249
	<i>2.3.2 Abrechnung von Modellfällen</i>	250
	<i>2.3.3 Konzeptionelle Hintergründe</i>	251
3.	Schlußfolgerungen	254

J	NETZNUTZUNGSENTGELT-SYSTEME	255
I.	Anforderungen an die Gestaltung von Netznutzungsentgelt-Systemen	255
II.	Grundlagen der Gestaltung von Netznutzungsentgeltsystemen	257
1.	Kosten des Übertragungsnetzes	257
2.	Das Entgeltsystem	258
3.	Kriterien der Entgeltdifferenzierung und Abrechnung	261
III.	Netznutzungsentgeltsysteme zur Berücksichtigung variabler (Netz-) Kosten	261
1.	Grundlagen	261
2.	Die Berücksichtigung variabler Netzkosten in der Praxis	262
	<i>2.1 England</i>	<i>262</i>
	<i>2.2 Norwegen</i>	<i>262</i>
	<i>2.3 Australien</i>	<i>263</i>
	<i>2.4 Chile</i>	<i>263</i>
	<i>2.5 Neuseeland</i>	<i>264</i>
IV.	Netznutzungsentgeltsysteme zur Berücksichtigung fixer Netzkosten	264
1.	Strukturierung des Problems	264
2.	Die Zuordnung von Anlagegütern zu Netznutzern	264
3.	Die Bewertung von Anlagegütern	266
4.	Ableitung des Entgeltsystems	268
5.	Netznutzungsentgelte zur Berücksichtigung fixer Netzkosten in der Praxis	269
	<i>5.1 England</i>	<i>269</i>
	<i>5.2 Norwegen</i>	<i>270</i>
	<i>5.3 Australien</i>	<i>272</i>
	<i>5.4 Chile</i>	<i>272</i>
	<i>5.5 Neuseeland</i>	<i>274</i>
6.	Verfahren zur Zuordnung von fixen Leitungskosten zu Netznutzergruppen	275
	<i>6.1 Die Aufgabe</i>	<i>275</i>
	<i>6.2 Das Problem von Ansätzen zur Zuordnung auf der Basis von langfristigen Grenzkosten</i>	<i>275</i>
	<i>6.3 Das chilenische Influence Area Konzept</i>	<i>277</i>
	<i>6.4 Das englische Investment Cost Related Pricing</i>	<i>279</i>
	<i>6.5 Schlußfolgerungen</i>	<i>282</i>

K	KONTRAKTE UND KONTRAKTMÄRKTE	284
I.	Anforderungen an Kontrakte und Kontraktmärkte	284
II.	Bedeutsame Festlegungen in Kontrakten in Systemen mit organisiertem Großhandelsmarkt	285
1.	Art der Erfüllung	285
2.	Preis	286
3.	Mengen	286
4.	Fristigkeit	287
III.	Das Risikomanagement zwischen den Akteuren	287
1.	Analyse der Risikoexposition der Akteure	287
	<i>1.1 Referenzzustand Spothandel</i>	<i>287</i>
	<i>1.2 Risiken der Erzeuger</i>	<i>287</i>
	<i>1.3 Risiken der Verbraucher</i>	<i>289</i>
	<i>1.4 Risiken der Brennstofflieferanten</i>	<i>289</i>
2.	Risikobehandlung in Verträgen (Preisspezifikation)	289
	<i>2.1 Risikoneutrale Verträge</i>	<i>289</i>
	<i>2.2 Risikoverändernde Verträge</i>	<i>290</i>
3.	Risikodiversifikation zwischen Erzeugern und Verbrauchern	291
	<i>3.1 Erzeugersicht</i>	<i>291</i>
	<i>3.2 Verbrauchersicht</i>	<i>292</i>
	<i>3.3 Matchingprobleme</i>	<i>293</i>
	<i>3.4 Die Mengenspezifikation in Verträgen</i>	<i>294</i>
4.	Die Fristigkeit von Risiken	297
IV.	Die Gestaltung organisierter Kontraktmärkte	297
1.	Grundlagen	298
2.	Der englische Markt für Electricity Forward Agreements	303
3.	Der norwegische "Wochen"-Markt	307
4.	Der NYMEX-Futures-Markt	312
	<i>4.1 Einführung</i>	<i>312</i>
	<i>4.2 Die California-Oregon-Border</i>	<i>313</i>
	<i>4.3 Der Dow Jones California-Oregon-Border Electricity Price Index</i>	<i>315</i>
	<i>4.4 Der NYMEX Electricity Futures Contract</i>	<i>316</i>
5.	Die Zukunftsmärkte im Überblick	318
	Literaturverzeichnis	319

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 0.1	Ausgewertete internationale Erfahrungen mit ausgewählten Koordinationsinstrumenten	6
Tabelle C.1	Vergleich verschiedener Typen integrierter Systeme (Tight Power Pools)	104
Tabelle E.1	Risikoallokation in langfristigen Stromlieferverträgen zwischen Ausschreibungsgewinnern (unabhängigen Erzeugern) und Versorgungsunternehmen	131
Tabelle E.2	Relevante Konditionen von Stromlieferverträgen zur Verteilung von Risiken zwischen Ausschreibungsgewinnern und Versorgungsunternehmen	132
Tabelle H.1	Gestaltungsvarianten wettbewerblicher Großhandelsmärkte und Einordnung der realisierten/geplanten Systeme	191
Tabelle H.2	Berücksichtigung von Netzverlusten in ausgewählten wettbewerblichen Großhandelsmarkt-Systemen	242
Tabelle H.3	Berücksichtigung von Netzrestriktionen in ausgewählten wettbewerblichen Großhandelsmarkt-Systemen	242
Tabelle H.4	Berücksichtigung von (möglichen) Lastausfällen in ausgewählten wettbewerblichen Großhandelsmarkt-Systemen	243
Tabelle H.5	Gehandelte Produkte und ihre Abrechnung im englischen und norwegischen Großhandelsmarkt	245
Tabelle H.6	Differenzierte Abrechnung von Spot-Transaktionen im englischen Großhandelsmarkt	248
Tabelle K.1	Matching-Probleme für ein vertragliche Diversifikation von Risiken zwischen Erzeugern und Verbrauchern	294
Tabelle K.2	Grundcharakteristika von Zukunftsmärkten (Forward- und Futures-Kontrakt-Märkten)	298
Tabelle K.3	Eigenschaften von Zukunftsmärkten (Forward- und Futures-Kontrakt-Märkten)	299
Tabelle K.4	Entwicklung des Handelsvolumens im englischen EFA-Markt	307
Tabelle K.5	Entwicklung des Handelsvolumens im norwegischen Wochenmarkt	311
Tabelle K.6	Vergleich der Charakteristika ausgewählter Zukunftsmärkte für Strom	318