

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	33
1. Kapitel: Einleitung	41
A. Einführung in die Problemstellung	41
I. Energiewende im liberalisierten Strommarkt und Versorgungssicherheit	43
II. Gretchenfrage: Notwendigkeit einer staatlich gesteuerten Kapazitätssicherung?	45
1. Erster, vorläufiger Einstieg des Staates in die (netzbezogene) Kapazitätssicherung	49
2. Erforderlichkeit und Modalitäten einer dauerhaften Kapazitätssicherung	50
B. Methodische Herangehensweise	51
I. Legitimität bzw. Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen („Ob“)	52
II. Strommarktausgestaltung für eine ausreichende Kapazitätsvorsorge („Wie“)	56
C. Gang der Untersuchung	58
2. Kapitel: Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit in Strommärkten – Rechtsstatsächliche, rechtliche und ökonomische Grundlegung	62
A. Die Elektrizitätswirtschaft im Wandel	63
I. Charakteristika der Ware Strom	64
II. Die Wertschöpfungskette in der Elektrizitätswirtschaft	67
III. Stromangebot und Stromnachfrage: Status quo und Entwicklungsperspektiven	70
1. Die Leistungsbilanz als Indikator für Stromangebot und -Nachfrage	70
2. Reform- und Weiterentwicklungsbedarf bei der Leistungsbilanzierung: Vom Kapazitäts- zum Flexibilitätsansatz	71

IV. Stromerzeugungskapazität durch Kraftwerks-/ Anlageninvestitionen	74
V. Historischer Überblick über die wichtigsten energiepolitischen Weichenstellungen im Stromerzeugungsmarkt	75
1. Die Monopolistische Energieversorgung im EnWiG 1935 als Ausgangspunkt	76
2. Liberalisierung des Strommarktes: De-Regulierung und Marktöffnung	77
3. Die „Energiewende“: Zielaufladung und Re- Regulierungstendenzen	80
VI. Kapazitätssicherungsmechanismen als notwendige Ergänzung des Stromerzeugungsmarktes nach Liberalisierung und Energiewende?	83
1. Regulatorisches Förderinstrument für Stromerzeugungskapazität im Allgemeinen	83
2. Förderung der Vorhaltung angemessener Reservekapazitäten für die Versorgungssicherheit im Besonderen	85
VII. Fortschreitende Integration in den europäischen Strombinnenmarkt	87
1. Entwicklung des Binnenmarktes im Strombereich	88
2. Motive für das Vorantreiben eines funktionierenden Binnenmarktes für Strom	89
3. Nationalstaatlich versorgungssichernde Strommarktdesigns als Hemmschuh	91
4. Rückbesinnung auf die Vorteile von Integration, Koordination und Solidarität	94
VIII. Perspektiven für die zukünftige Versorgung mit Strom	96
IX. Regulatorischer Rahmen („Strommarktdesign“) als Aufgabe des Gesetzgebers	98
X. Zwischenfazit	100
B. „Versorgungssicherheit“: Begriffsdefinition und rechtliche Einordnung	103
I. Begriffsannäherung und Eingrenzung für den Zweck der Arbeit	103
1. Allgemeine Funktionszuschreibungen	104
a) Technische Sicherheit	104

b) Bedarfsdeckung	105
aa) Relativierung im Zuge der Energiewende?	106
bb) Nur Modalitätenwechsel: Flexibilität statt Kapazität beim Aspekt der Bedarfsdeckung	106
2. Differenzierung nach netzseitiger und erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit	107
a) Netzseitige Versorgungssicherheit (Systemsicherheit)	108
b) Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit	109
c) Überschneidungen und Schwerpunktsetzung im Verlauf der Arbeit	112
3. Temporäre Kategorisierung: Kurzfristige und langfristige Versorgungssicherheit	113
4. Versorgungssicherheit aus nationaler oder europäischer Perspektive?	114
a) Status quo bei der Leistungsbilanzierung: Nationale Autarkie	115
b) Länderübergreifendes Monitoring und einheitliche Versorgungssicherheitsbewertung	116
c) Elementare Weichenstellung für die Bewertung der Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen	116
d) Versorgungssicherheit als gesamteuropäische Aufgabe im Strombinnenmarkt	117
5. Zwischenfazit: Kapazitäts- und Flexibilitätsgewährleistung im Kontext langfristiger, erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit	119
II. Versorgungssicherheit im Rechtsrahmen	120
1. Verfassungsrechtliche Gewährleistungsverantwortung des Staates	121
a) Die Rechtsprechung des BVerfG als Ausgangspunkt	121
b) Verfassungsgut und staatliche Schutzpflicht	123
c) Sichere Energieversorgung als „Staatsaufgabe“	124
d) Gewandelte Aufgabenwahrnehmung: Von der Erfüllungs- zur Gewährleistungs- bzw. Regulierungsverantwortung	126
e) Privatwirtschaftliche Sicherung ausreichender Erzeugungskapazitäten als „Regelfall“	130
f) Sicherheitsgewährleistende Intervention als (marktversagensbezogene) „Ausnahme“	132

g) Zwischenfazit: Gestaltungsfreiheit im Regel- Ausnahme-Verhältnis	133
2. Versorgungssicherheit und ihre Ansatzpunkte im Unionsrecht	134
a) Versorgungssicherheit als Ziel und Kompetenztitel der europäischen Energiepolitik: Art. 194 AEUV	134
b) Versorgungssicherheit als Abwägungstopos bei den Grundfreiheiten (Art. 36 AEUV)	137
c) Rechtfertigung staatlicher Daseinsvorsorgeleistungen (Art. 106 Abs. 2 AEUV/ DAWI)	139
d) Rechtfertigung für staatliche Beihilfen (Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV)	141
e) Staatliche Kapazitäts-Ausschreibung als „Back-Up“ für den Wettbewerbsmarkt	143
f) Sekundärrechtliche Erscheinungsformen erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit	144
aa) Ziel und Begriffsverständnis von Versorgungssicherheit	145
bb) Regulatorische Grundausrichtung und mögliche Instrumente	146
cc) Pflicht eines (grenzüberschreitenden) Monitorings der Versorgungssicherheit	146
3. Sichere Versorgung durch ausreichende Kapazität im Gesetzeskatalog des EnWG	148
a) Gemeinwohlziel i.S.d. § 1 EnWG	148
b) Regulatorische Kapazitätssicherung und Reservevorhaltung im EnWG	149
c) Monitoring als passive Marktbeobachtung (§ 35 und § 51 EnWG)	151
d) Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten im Falle eines Marktversagens (§ 53 EnWG)	153
4. Würdigung des Rechtsrahmens zur Gewährleistung längerfristiger, erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit	153
5. Vom Versorgungssicherheitsziel ausgehende Abwägungs- und Zielkonflikte	155
a) Umweltverträgliche, ressourcenschonende Versorgung	156

b) Preisgünstige, effiziente und verbraucherfreundliche Versorgung	156
c) Markt-Wettbewerbsausrichtung und Binnenmarktkompatibilität	158
d) Abwägung, Ausgleich und Harmonisierung als rechtmethodischer Ausweg	160
6. Zwischenfazit	161
C. Ökonomische Grundlagen und Strommarktdesign	164
I. Der Handel mit Strom an Strommärkten	166
1. Der außerbörsliche, bilaterale Handel mit Strom (OTC)	166
2. Die Handelsmärkte für Strom im europäischen Börsenmodell	167
a) Langfristige Stromkontrakte am Terminmarkt der Strombörse	168
b) Kurzfristiger Börsenhandel am Spotmarkt (Day-ahead und Intraday)	169
3. Regelenenergimärkte, Ausgleichsenergiesystem und Bilanzkreismanagement	171
a) Die Märkte für Regelleistung	172
b) Explizite Leistungspreiselemente in der Netzreserve und der zukünftigen Kapazitätsreserve	173
c) Bilanzkreise und Ausgleichsenergie als implizite Leistungskomponente	174
4. Preisbildung in liberalisierten Energy-only-Strommärkten	176
a) Grenzkostenorientierung im Energy-only-Spotmarkt	177
b) Die Merit Order (Reihung der Gebote nach Grenzkosten)	181
c) Der sog. „Merit-Order-Effekt“ der erneuerbaren Energien	182
d) (Un-)berechtigte Kritik an Einheitspreisregel und Merit-Order?	185
5. Investitionsanreize für Kraftwerkskapazitäten im Großhandelsmarkt	186
6. Investitionsproblematik im konventionellen Kraftwerkssegment	190
a) Sunk-Costs und Stranded Investments	190
b) Fixkostenunterdeckung und „Missing-Money“	192

c) Fristigkeitsprobleme und sogenannte „Schweinezyklen“	193
d) (Vorübergehender) Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien	195
7. Verstetigung der Investitionsanreize durch Kapazitätsprämien?	196
III. Langfristige, erzeugungsseitige Versorgungssicherheit (Angemessene Erzeugungskapazitäten)	198
1. Versorgungssicherheit durch Reservekapazität als positive Externalität	198
2. Der Öffentliches-Gut-Charakter	200
3. Unzureichende Kapazitätsvorhaltung in liberalisierten, grenzkostenorientierten Wettbewerbsmärkten?	202
4. Versorgungssicherheit als Faktor für die Größe an Kraftwerkskapazitäten	203
5. Effizienzbetrachtung: Konzept eines optimalen Niveaus an Versorgungssicherheit bzw. Reservekapazitäten	204
6. Politische Ökonomie: Einflussnahme auf den versorgungssichernden Gesetzgeber	205
IV. Zwischenfazit	211
D. Ergebnisse des 2. Kapitels	212
3. Kapitel: Kapazitätsmechanismen als legitime Form staatlicher Regulierungstätigkeit? – Die ökonomische Marktversagensanalyse als Gradmesser für Regulierungen in Strommärkten	217
A. Kapazitätsmechanismen im grundsätzlichen Spannungsfeld zwischen freien Wettbewerbsmärkten und staatlicher Intervention	218
B. Wirtschafts-Regulierung	222
I. Ursprünge	223
II. Reichweite des „normativ-rechtlichen“ Regulierungsbegriffes	224
1. Offener allumfassender Regulierungsbegriff	225
2. Restriktiverer (ökonomischer) Regulierungsbegriff	225
3. Strikt netzbezogener Regulierungsbegriff	226
4. Würdigung und Zwischenfazit	228
III. Sektorspezifische oder horizontale Regulierung	230

IV. Ex-ante-Regulierung und ex-post-Aufsicht	231
V. Methodologische Weichenstellung: Normative oder positive Regulierungstheorie	232
1. Die normative Theorie der Regulierung	232
2. Die positive Theorie der Regulierung	232
3. Umgang mit den Theorien im weiteren Verlauf der Arbeit	233
C. Marktversagen als legitimer Grund für staatliche Regulierungstätigkeit	235
I. Wohlfahrtskriterien im Markt-Wettbewerbssystem	236
II. Methodologische Relativierungen	238
1. Nirwana-Vorwurf: Realweltliche „Ubiquität“ von Marktversagen	238
2. Politische und administrative Unvollkommenheiten (Markt- oder Staatsversagen?)	240
3. Einbeziehung von Folgekosten und Anreizverzerrungen	241
4. Ansatz der Neuen Institutionenökonomik	243
5. Verteilungswirkungen und außerökonomische Gründe (Zielkonflikte)	244
III. Zwischenfazit	245
IV. Der Katalog „klassischer“ Marktversagensgründe	246
D. Analyse potentieller Marktversagensgründe im Stromerzeugungsmarkt	247
I. Spezifische Unvollkommenheiten des Strommarktes	248
1. Leitungsgebundenheit und Koordinierungsprobleme	248
2. Ökonomisch unzureichende Speicherpotentiale	250
3. Fehlende Elastizität/Flexibilität der Nachfrage	251
4. Langfristig irreversible Kosten bei Kraftwerksinvestitionen	254
5. Zwischenfazit	255
II. Analyse der „klassischen“ Marktversagensgründe	255
1. Natürliche Monopole	255
2. Externe Effekte	256
a) Volatilität der EE-Einspeisung als negativer externer Effekt	257
b) Angemessene Reservekapazität bzw. Residualflexibilität als positiver externer Effekt	258

c) Must-run-Effekt thermischer Grundlastkraftwerke als negative Externalität	259
3. Öffentliche Güter	260
4. Ruinöse Konkurrenz	261
a) Ruinöse Konkurrenz in der ökonomischen Theorie	261
b) Die „ruinöse“ Wettbewerbssituation im Bereich der Stromerzeugung	262
c) Fehlende Kraftwerksrentabilität als Gefahr für die Versorgungssicherheit?	263
aa) Die zunehmende Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten	264
bb) E.A.: Anzeichen einer dauerhaften Investitionsproblematik	264
cc) A.A.: Effizienter Abbau von Überkapazitäten als Marktlogik	265
dd) Stellungnahme	267
d) Zwischenfazit	268
5. Anpassungsmängel und die „falsche“ Reihenfolge des Marktaustritts	269
a) Ökonomische Effizienz und langfristige Anpassung des Kraftwerksparks	270
b) Übergangsphase und Blickwinkel der Versorgungssicherheit	270
c) Stellungnahme	271
6. Informationsmängel, Unsicherheiten und Risikoaversion	272
a) Marktrisiken	273
b) Politische bzw. regulatorische Risiken	274
c) Investitionszurückhaltung nur bei unzureichender Risikoabsicherung	275
7. Zwischenfazit	276
III. Außerökonomische Gründe	276
1. Zielkonflikte	277
2. Regulierungs- bzw. Staatsversagen	278
a) Marktstörung durch Recht: Das EEG als „Staatsversagen“	279
b) Marktstörung durch explizite oder implizite Preisobergrenzen (Price Caps)	281

c) Freie Preisbildung als Basisvoraussetzung für funktionierende Marktmechanismen	282
IV. Zwischenfazit und Abschätzung des Regulierungs- bzw. Optimierungsbedarfes	282
V. Implikationen für die spätere juristische Analyse	284
E. Fazit des 3. Kapitels	285
 4. Kapitel: Kapazitätsmechanismen als eine energiepolitische Handlungsoption im Marktversagenskontext	 289
A. Überblick über allgemeine ökonomische Ansätze bei Marktversagen	290
I. Staatliche Bereitstellung	291
II. Kollektive Bereitstellung und Fusionslösung	291
III. „Eingriffslose“ Internalisierung: Zuordnung von Verfügungsrechten	292
1. Verhandlungslösung (Coase-Theorem)	292
2. Optimierung der Rechtsordnung und Neudefinition der Verfügungsrechte	293
IV. Auflagen, Gebote und Verbote	294
V. Besteuerung bzw. Subvention (Pigou-Lösung)	295
VI. Handelbare Rechte und rechtlich geschaffener Wettbewerb	297
B. Kapazitätsmechanismen als Lösung für ein potentiell Marktversagen des EoM	298
I. Grundlegende Kategorisierung und Beschreibung dieser Regulierungsinstrumente	299
1. Preisbasierte Kapazitätsszahlungen	301
2. Selektive mengenbasierte Kapazitätsreserven	302
3. Mengenbasierte Kapazitätsmärkte	304
a) Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt	305
b) Fokussierter zentraler Kapazitätsmarkt	306
c) Umfassender dezentraler Kapazitätsmarkt	307
4. Zwischenfazit	308
II. Vorteile: Internalisierung, Risikominderung und Investitionsförderung	309
1. Ex-ante-Internalisierung der positiven Externalität „Reservekapazität“	309

2. Langfristig stabile Investitionsanreize gegen das „Missing-Money“-Problem	310
3. Reduzierte Risiken und geringere Risikoaufschläge	311
4. Selektive Ausgestaltung als Antwort auf Anpassungsmängel	312
III. Kritik aus regulierungsökonomischer und energiewirtschaftlicher Perspektive	313
1. Bruch mit einer marktgesteuerten Kapazitäts- und Erzeugungsplanung	313
2. Interventionsspirale, Teufelskreis und Rutschbahneffekte	314
3. Regulatorische Risiken und Regulierungsversagen	315
4. Kostensteigerungen, Überkompensation und Effizienzprobleme	316
5. Marktabstottungstendenzen bei unzureichender Einbettung in den EU-Binnenmarkt	317
6. Unzureichende Marktflexibilisierung und Energiewendekonformität	318
IV. Zusammenfassende Bewertung der einzelnen Kapazitätsmechanismen	320
V. Zwischenfazit	321
C. Über statische Kapazitätsregulierungen hinausdenken: Vorrangige Optimierungsstrategien zur Flexibilisierung des Energy-only-Strommarktes	322
I. Internalisierung flexibler Reservekapazitäten innerhalb des EoM über verstärkte Marktpreissignale	322
1. Verursachungsgerechte und effiziente Zuordnung über das Peak-Load-Pricing	323
2. Bilanzkreise als klassisches Instrument der Leistungsvorhaltung stärken	324
3. Flexibilisierung der leistungspreisorientierten Regelleistungsmärkte	326
II. Fortentwicklung von EEG und KWKG	328
1. Marktausrichtung als Antwort auf das wettbewerbliche „Staatsversagen“ im bisherigen EEG	328
2. Selektive „Kapazitätsprämien“ für moderne GuD-Anlagen und Wärmespeicher (KWKG)	330
III. Stärkung des europäischen Emissionshandels	331

IV. Ein „Zwei-Märkte-Modell“ als institutionenökonomische Lösung?	332
V. Ein Markt- und Regulierungsrahmen für systemdienliche Flexibilität	333
VI. Netzausbau und Integration in den europäischen Binnenmarkt	338
VII. Zwischenfazit	339
D. Abschließende Übersicht zur Instrumentenwahl	340
E. Fazit des 4. Kapitels	342
F. Schlussfolgerungen aus der ökonomischen Analyse	342
5. Kapitel: Staatliche Kapazitätssicherung und Erzeugungsregulierung im nationalen Energierechtsrahmen	346
A. Versorgungssicherndes Kapazitätsmanagement im gegenwärtigen Energierecht	347
I. Ausgangspunkt: Kapazitätsmanagement zur Systemstabilisierung (§ 13 EnWG)	348
1. Gefährdung der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems	348
2. Regelbeispiele marktbezogener Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG)	350
a) Regellenergiemärkte als kurzfristige Kapazitätsmärkte	351
b) Nachfrageseitiges Lastmanagement § 13 Abs. 4a EnWG und AbLaV	352
c) Engpassmanagement durch Kraftwerkszugriffe („Redispatch“)	353
d) Vorhaltung zusätzlicher Reserven	355
3. Gesetzliches Kapazitätsmanagement als Notfallmaßnahme (§ 13 Abs. 2 EnWG)	356
II. Reservevorhaltung und Stilllegungsverbote als „neue“ Kraftwerksregulierung	357
III. Der ÜNB als Garant der System- und Versorgungssicherheit in der Energiewende	360
IV. Exkurs: Technologiespezifische „Kapazitätsprämien“ für Flexibilität in EEG und KWKG	362

V. Zwischenfazit	363
B. Erzeugungsseitige Reservekapazitätsvorhaltung im EnWG	363
I. Von der Staatsaufsicht im EnWiG zur staatlich veranlassten Reservehaltung im EnWG	364
II. Gesetzliche Kapazitätssicherung im gegenwärtigen EnWG: Die „Netzreserve“	367
III. Die Netzreserve als „vorläufiger Kapazitätsmechanismus“	368
1. Beteiligte Akteure	369
2. Beschaffung der Reservekapazität	370
a) Ausgangspunkt: Systemanalyse und Festlegung des Reservekapazitätsbedarfes	370
b) Das freiwillige Interessebekundungsverfahren als „Kapazitätsausschreibung“	372
c) Zwangsbewirtschaftung von Erzeugungskapazität durch Stilllegungsverbote	373
aa) Anzeige- und Weiterbetriebspflicht: „Kleines Stilllegungsverbot“	374
bb) Prüfung der Systemrelevanz	375
cc) Zwangsbetrieb bei Systemrelevanzausweisung: „Großes Stilllegungsverbot“	377
dd) Zwischenfazit	378
d) Beschaffung von Reservekapazität aus Neuanlagen als Ausnahmefall	379
3. Einsatzweise als Reserve außerhalb des Strommarktes	380
4. Angemessene Vergütung und Kostenwälzung über die Netzentgelte	381
5. Zeitliche Befristung, Übergangscharakter und Reform	384
6. Unterschiede zu klassischen Kapazitätsmechanismen	385
IV. Ordnungspolitische Einwände	386
V. Ausblick: Kapazitätsreserve(n) zur Absicherung des Strommarktes	388
1. Kontinuität durch nunmehr unbefristete strategische Kapazitätsreserve	389
2. Nuancierungen und Unterschiede zur bisherigen Netzreserve	390
a) Regulierung von Reservekapazität zur Ermöglichung von Markt und Wettbewerb im EoM	390

b) Absicherung des Strommarktes durch angemessene Reservekapazität	391
c) Streitbare klimapolitische Lenkungswirkung: „Kohle-Teilausstieg“	393
d) Forcierung des Strukturwandels	395
e) Verursachungsgerechte Internalisierung der Einsatzkosten	395
3. Stellungnahme	396
VI. Zwischenfazit	397
C. Ausgewählte Rechtsfragen der Netzreserve	398
I. Verfassungsmäßigkeit der gemeinwohlpflichtigen Indienstnahme von EVU	399
1. Grundrechtsfähigkeit der Energieversorgungsunternehmen	400
a) Kontroverse bei gemischtwirtschaftlichen Unternehmen	400
b) Kritik und funktionales Gleichbehandlungsgebot für den Gesetzgeber	402
2. Grundrechtseingriffe innerhalb der Kapazitätsregulierung	403
a) Stilllegungsverbote als Marktaustrittsbeschränkung	403
b) Eingriffe in die Kraftwerksplanung durch die ÜNB	404
c) Wahl des Prüfungsmaßstabes (Schutzbereichseröffnung)	404
aa) Art. 12 GG	405
bb) Art. 14 GG	406
cc) Art. 3 GG	408
d) Rechtsprechung des BVerfG zur Indienstnahme Privater	408
3. Abwägungsgesichtspunkte auf Rechtfertigungsebene	410
a) Versorgungssicherheit als überragend wichtiges Gemeinschaftsgut	410
b) Einschätzungsprärogative bei energiewirtschaftlichen Entscheidungen	411
c) Systemrelevanzausweisung als Erforderlichkeitsnachweis	412
d) Sozialpflichtigkeit und eingriffslegitimierende Verantwortung der Anlagenbetreiber	413

e) Die Frage der „angemessenen“ Vergütung bzw. Entschädigung	415
f) Wahrung der Verhältnismäßigkeit durch zeitliche Befristungen und Evaluation	417
4. Stellungnahme und Fazit	418
II. Verstoß gegen die Entflechtungsvorgaben des EnWG	420
1. Die Konzeption der Entflechtung	420
2. „Wiederverflechtung“ der ÜNB durch Übergriffe in den Erzeugungsmarkt	423
3. Bewertung und Gesamtabwägung im Lichte der Entflechtungsziele	424
a) Teleologische Reduktion nach „Impact Assessment“	425
b) Analyse der einzelnen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	428
aa) Redispatch und extrinsische Anordnungen ggü. Anlagenbetreibern	428
bb) Betrieb von Anlagen als „netztechnisches Betriebsmittel“	429
cc) Marktgewährleistungsverantwortung und Absicherung des Strommarktes	431
dd) Ausblick: Einsatz der Kapazitätsreserve durch die ÜNB	433
4. Stellungnahme und Fazit	434
III. Zwischenfazit	435
D. Fazit des 5. Kapitels	436
6. Kapitel: Unionsrechtliche Vorgaben und Grenzen für Kapazitätsmechanismen	440
A. Vorgaben des Europäischen Sekundärrechts	441
I. Strombinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG (EltRL)	442
1. Art. 3 EltRL: Versorgungssichernde DAWI	442
2. Art. 8 EltRL: Angemessene Stromerzeugungskapazitäten durch Ausschreibung	445
a) Wettbewerbliches Genehmigungsverfahren als Regelfall (Art. 7 EltRL)	445

b) Ausschreibungsverfahren als marktversagensbezogene Ausnahme (Art. 8 EltRL)	447
aa) Eröffnung des Anwendungsbereiches durch ein Marktversagen	447
bb) Rechtliche Aspekte und Vorgaben für die Ausgestaltung	450
i) Transparenz, Nichtdiskriminierung und Wettbewerb als Leitmaximen	451
ii) Bedarfsanalyse durch zentrale Instanz(en) als Ausgangspunkt	452
iii) Ausschreibungsverfahren und Ausschreibungsgegenstand	453
iv) Kriterien für die Ausschreibung (Präqualifikationsanforderungen)	455
v) Binnenmarktorientierung und Einbeziehung von Importkapazitäten	458
vi) Weitere organisatorische und formale Vorgaben	460
c) Zwischenfazit	461
3. Art. 15 Abs. 4 EltRL: Rechtfertigung eines 15-Prozent-Inlandserzeugungsanteils?	463
a) Weiter Anwendungsbereich in der Kommissionspraxis	464
b) Entsprechende Anwendung auf die Kapazitätsvorhaltung?	465
c) Zwischenfazit	467
4. Reservevorhaltung gemäß Art. 15 Abs. 6 EltRL	467
a) Ansatzpunkt für kapazitätssichernde Reservemodelle	468
b) Systembruch bzw. Unterlaufen der Vorgaben aus Art. 8 EltRL?	469
c) Zwischenfazit	471
II. Versorgungssicherheits-RL 2005/89/EG	472
1. Anforderungen an gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen (Art. 3 Abs. 2 EltRL)	473
2. Optimierung des gesetzlich-regulatorischen Marktrahmens als „First-Best“-Maßnahme	474
3. Ausschreibungsverfahren als „Second-Best-Lösung“	475
4. Zwischenfazit	476

III. Kapazitätsausschreibungen und die Brücke zum Vergaberecht	477
IV. Zwischenfazit	478
B. Grenzen der Europäischen Wirtschaftsverfassung (Primärrecht)	479
I. Prinzip des unverfälschten Wettbewerbs im Binnenmarkt	480
1. Herleitung und Direktionskraft dieser „Systementscheidung“	481
2. Das Verbot staatlich veranlasster Wettbewerbsbeschränkungen	484
a) Fallgruppen staatlich veranlasster Wettbewerbsbeschränkungen	485
aa) Art. 106 Abs. 1 AEUV i.V.m. Art. 101, 102 AEUV	485
bb) „Effet-utile-Rechtsprechung“ des EuGH	488
b) Potentielle Wettbewerbsbeschränkungen in Kapazitätsmärkten	489
c) Akzessorietätsthese	492
d) Rechtfertigungsmöglichkeiten	494
3. Zwischenfazit	495
II. Beihilfenrecht, Art. 107 ff. AEUV	496
1. Tatbestandsvoraussetzungen einer Beihilfe i.S.v. Art. 107 Abs. 1 AEUV	497
a) Vorüberlegungen zur Auslegung des Beihilfenbegriffes	498
b) Begünstigung	500
c) Staatlichkeit der Mittel	505
aa) Finanzierung staatlicher Aufgaben durch Umlagesysteme im Energiebereich	506
bb) Entwicklung der EuGH-Rechtsprechung in puncto Zurechenbarkeit und Kontrolle	508
i) Der frühe wirkungsbezogene Ansatz in „Steinike & Weinling“	508
ii) Zurechenbarkeitstest und Indizienbündel gemäß „Stardust Marine“	509
iii) „PreussenElektra“ als Referenz für Umlagesysteme im Energiebereich	510
iv) Keine Relativierung durch „Essent Network Noord“	511

v)	Kontrollintensität nach „Doux Élevage“ und „Vent de Colère!“	512
vi)	Zwischenfazit	514
cc)	Der Standpunkt der Kommission zum EEG- Fördermechanismus	517
dd)	Auslegung und Argumente für und wider die Staatlichkeit bei „privaten“ Umlagen	521
ee)	Ansatzpunkte für die „Staatlichkeit“ bei der Kapazitätsfinanzierung	524
i)	Die staatliche Einführung eines Marktes für handelbare Kapazität	525
ii)	Die Staatlichkeit der Kapazitätsförderung (Finanzierungsmechanismus)	527
(1)	Unmittelbare staatliche Förderung samt Haushaltsbelastung	528
(2)	Zurechenbarkeit durch Kontrolle bei der Umlagefinanzierung	528
ff)	Einblicke in die Entscheidungspraxis der Kommission	531
i)	Kapazitätsmarkt im Vereinigten Königreich (UK) 2014	531
ii)	Temporäre Reservekapazität in Irland 2004	533
iii)	Bewertung der Kommissionspraxis bei Kapazitätsmechanismen	534
gg)	Würdigung der spezifischen Funktionsweise einzelner Kapazitätsmechanismen	535
i)	Kapazitätzahlungen	536
ii)	Dezentraler Leistungsmarkt	536
iii)	Zentrale Kapazitätsmärkte	537
iv)	Netz- und Kapazitätsreserve	538
hh)	Fazit zur Staatlichkeit der Mittel	539
d)	Selektivität	541
aa)	Selektive Begünstigung bestimmter Erzeuger in Kapazitätsmärkten	542
bb)	Differenzierte Betrachtungsweise bei den Reservemodellen?	544
cc)	Stellungnahme zur Selektivität	549
e)	Wettbewerbsverfälschung und Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels	551

f) Zwischenfazit: Tatbestandliche Beurteilung von Kapazitätsmechanismen	554
2. Entfallen des Beihilfetatbestandes (Altmark-Trans-Kriterien)	555
a) Betrauung mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen	557
aa) Erfüllung einer gemeinwirtschaftlichen Aufgabe	557
i) Angemessene Erzeugungskapazität als DAWI	558
ii) Marktversagensbezug	559
iii) Maßnahmenbezogene Verhältnismäßigkeitsprüfung	562
iv) Klare Definition der „besonderen“ DAWI	565
bb) Betrauungsakt	566
b) Objektive und transparente Ausgleichsparameter (ex-ante)	570
c) Erforderlichkeit und Höhe des Ausgleichs	571
d) Zwischenfazit	572
3. Rechtfertigung gemäß Art. 106 Abs. 2 AEUV	575
4. Beihilfenrechtliche Rechtfertigung gemäß Art. 107 Abs. 3 AEUV	578
a) Grundlagen der ermessensgeleiteten Rechtfertigungsprüfung	578
b) More Economic Approach und Marktversagensanalyse im Beihilfenrecht	580
c) Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV als Ausgangspunkt	582
d) Ermessensbindung durch exekutive Kommissions-Leitlinien	582
aa) Leitlinien als sog. „Soft Law“: Rechtsqualität und Bindungswirkung	583
bb) Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UEBLL)	584
i) Ziel von gemeinsamem Interesse	587
ii) Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen	589
iii) Geeignetheit	593
iv) Anreizeffekt der Maßnahme	595
v) Angemessenheit	595

vi)	Vermeidung negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel	597
vii)	Transparenz	599
viii)	Würdigung der Leitlinieninhalte	599
cc)	Anwendung des „Balancing Test“ auf die Kapazitätsmechanismus-Modelle	601
i)	Kapazitätsszahlungen	602
ii)	Netzreserve	602
iii)	Kapazitätsreserve	604
iv)	Umfassende bzw. selektive zentrale Kapazitätsmärkte	610
v)	Dezentrale Leistungsmärkte	612
dd)	Zwischenfazit	613
c)	Abschließende Reflektionen und Kritikpunkte	614
aa)	Durchökonomisierung der Beihilfenkontrolle als Problem?	615
bb)	Kompetenzüberschreitung der Kommission durch exekutive Leitlinienpolitik?	617
cc)	Die politische Dimension als „Unbekannte“ des Beihilfenrechts	620
dd)	Weichenstellung für die Zukunft: Die erste Sektoruntersuchung	621
5.	Fazit zum Beihilferecht	623
III.	Grundfreiheiten: Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV	625
1.	Anwendbarkeit	626
a)	Kein Anwendungsvorrang des Sekundärrechts	626
b)	Primärrechtliches Konkurrenzverhältnis mit dem Beihilfenrecht	628
2.	Sachliche und persönliche Schutzbereichseröffnung	629
3.	National begrenzte Kapazitätsmechanismen als „Eingriff“	630
a)	„Dassonville“-Formel des EuGH	630
b)	Einschränkung für reine Verkaufsmodalitäten („Keck“)	632
c)	Zwischenfazit	634
4.	Rechtfertigungsmöglichkeiten	634
a)	Rechtfertigungsgründe des Art. 36 AEUV	634
b)	Zwingende Erfordernisse („Cassis-de-Dijon“)	635

c) Verhältnismäßigkeitsprüfung	637
aa) Territoriale Begrenzung als Frage der Erforderlichkeit	637
i) Kapazitätsaustausch als milderes Mittel	640
ii) Entkräftung der gleichen technischen Eignung im Einzelfall?	643
bb) Zwischenfazit	645
5. Ergebnis der warenverkehrsrechtlichen Prüfung	645
IV. EU-Grundrechte	646
1. Wirtschaftsgrundrechte – insbesondere die unternehmerische Freiheit	648
2. Der allgemeine Gleichheitssatz	650
3. Zwischenfazit	651
C. Fazit des 6. Kapitels	652
7. Kapitel: Energiekartellrechtliche Zulässigkeit des Peak-Load- Pricings	656
A. Das Verhältnis zwischen sektorspezifischer Energieregulierung und Kartellrecht	657
I. Spezialität der Regulierung gemäß § 111 Abs. 1 und 2 EnWG	658
II. Verbleibende Zuständigkeit des BKartA für den wettbewerblichen Strommarkt	659
III. § 29 GWB als Ergänzung sektoraler Regulierung im Energiebereich	660
B. Kartellrechtliche Würdigung von Preisaufschlägen zur Fixkostendeckung	661
I. Ausgangspunkt für ein „Preisaufschlagsverbot“: Die Sektoruntersuchung 2011	661
II. Tatbestandsvoraussetzungen der §§ 19 Abs. 2 Nr. 2, 29 Satz 1 Nr. 2 GWB	662
1. Versorgungsunternehmen	663
2. Marktbeherrschende Stellung	663
a) Sachliche und räumliche Marktabgrenzung im Strombereich	664
b) Zentrale Frage: Marktbeherrschung?	665
aa) Strukturelle Marktanteilsanalyse	666

bb) Empirische RSI-Konzentrationsanalyse	667
cc) Würdigung	669
3. Missbrauch	670
a) Kostenmaßstab	671
b) Überschreitung in „unangemessener“ Weise	672
4. Zwischenergebnis	675
IV. Ergebnis	675
C. Würdigung der Mark-ups im Kontext von Kapazitätsmechanismen	676
I. Preisaufschläge und Preisspitzen als essentieller Beitrag zur Fixkostendeckung	677
1. Qualität und Quantität erforderlicher Preisspitzen	678
2. Sinkende Quersubventionierungspotentiale im Kraftwerksportfolio	678
3. Strikte Grenzkostenorientierung bei der Kartellaufsicht als Investitionshemmnis	679
II. Bestreitbarkeit des Energiewende-Strommarktes	680
III. Kein „Missbrauch“ von Marktmacht bei bestehender Zahlungsbereitschaft auf der Nachfrageseite	682
IV. Kapazitätszurückhaltung als zentraler Missbrauchsvorwurf	683
V. Zurückhaltung bei der spezifischen energiewirtschaftlichen Preishöhenkontrolle	684
VI. Effektivere Aufsicht durch die Markttransparenzstelle für den Stromgroßhandel	685
VII. Kapazitätsmechanismen als wettbewerbspolitischer „Second-Best-Ansatz“	687
D. Fazit des 7. Kapitels	690
E. Ausblick	693
8. Kapitel: Versorgungssicherheit durch Kapazitätsmechanismen im zukünftigen Binnenmarkt für Strom – Nationale Vielfalt oder europäische Einheit?	695
A. Legitimität einer positiven Integration im Wege der Rechtsangleichung	697
I. Defizitäre Integrationswirkung im Bereich Versorgungssicherheit	699
II. Überblick über die weitere Vorgehensweise	702

B. Ökonomische Legitimation von Harmonisierungs- und Koordinierungsmaßnahmen bei Kapazitätsmechanismen	703
I. Allgemeine Argumente für einen Systemwettbewerb	704
II. Allgemeine Argumente für eine Harmonisierung	705
III. Eigene Bewertung mit Blick auf Kapazitätsmechanismen im Strombinnenmarkt	706
IV. Zwischenfazit: Binnenmarktfinales Rechtsangleichungsbedürfnis	709
C. Die Kompetenzen der Union auf dem Gebiet der Energieversorgungssicherheit	710
I. Art. 194 AEUV als zentrale Kompetenzgrundlage	711
1. Kompetenztitel Versorgungssicherheit, lit. b)	712
2. Kompetenztitel Funktionieren des Energiemarktes, lit. a)	713
3. Kompetenztitel Förderung der Interkonnektion der Energienetze, lit. d)	715
4. Zwischenfazit	717
II. Vertikale Kompetenzabgrenzung	718
1. Geteilte Zuständigkeit	718
2. Schranken des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV	719
a) Souveränitätsvorbehalt zugunsten der Mitgliedstaaten	719
b) Erfordernis europarechtsfreundlicher Auslegung („Schranken-Schranke“)	721
3. Subsidiarität und Verhältnismäßigkeit als allgemeine Grenzen	723
III. Zwischenfazit	724
D. Instrumentenwahl	724
I. Verordnung, Richtlinie und weitere Handlungsformen	725
1. Verordnung	725
2. Richtlinie	726
3. Weitere Handlungsformen	726
4. Stellungnahme zur Instrumentenwahl	727
II. Harmonisierungsgrad und Harmonisierungsinhalte	729
1. Voll- oder Mindestharmonisierung	729
2. Zentrale Mindestinhalte	731
a) Rechtspflicht länderübergreifender Leistungsbilanzierung (Monitoring)	732

b) Rechtspflicht zum grenzüberschreitenden Kapazitätsaustausch	735
c) Rechtspflicht zur Marktversagens- und Wirkungsanalyse ex-ante	736
d) Rechtspflicht stabiler Investitionsbedingungen und Verbot regulatorischer Preisinterventionen	738
e) Verhältnismäßigkeitsprüfung und „Sunset-Regel“	740
f) Keine unionsgetriebene Systementscheidung bei Kapazitätsmechanismen	743
III. Zusammenfassende Stellungnahme	744
E. Fazit zum 8. Kapitel und Ausblick	746
9. Kapitel: Ergebnisse der Arbeit	751
A. Ergebnisse der ökonomischen Analyse: Das „Ob“ bei Kapazitätsmechanismen	751
B. Ergebnisse der juristischen Analyse: Das „Wie“ bei Kapazitätsmechanismen	753
C. Ökonomisch-juristische Kernthese des Verfassers	755
D. Abschließende Zusammenfassung in Thesenform	756
Literaturverzeichnis	763