

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	15
Kapitel 1: Grundlagen	18
A. Die Festlegungen einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 – 4 ARegV im System der Anreizregulierung	18
I. Das System der Anreizregulierung	18
1. Ausgangspunkt: Das Versagen des Marktes der Leitungsnetze	18
2. Lösung: Regulierung der Netze	20
a) Vorgaben des EnWG	21
b) Ausgestaltung durch die Anreizregulierungsverordnung: Revenue Caps	24
aa) Initiale Kostenprüfung	25
bb) Berechnung der Erlösobergrenzen	26
(1) Effizienzvergleich	26
(2) Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil (KA _{dnb})	29
(3) Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (KA _{vn})	31
(4) Beeinflussbarer Kostenanteil (KA _b)	31
(5) Weitere Bestandteile der Regulierungsformel	32
(a) Allgemeine Geldwertentwicklung und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	32
(b) Erweiterungsfaktor	34
(c) Qualitätsvorgaben	34
(d) Volatile Kostenanteile	35
II. Wirksame Verfahrensregulierung durch Festlegungen der Regulierungsbehörden	36
1. Anwendungsbereiche	37

2. Voraussetzungen	39
a) Umfassende Regulierung	40
aa) Vollziehbare Regulierungsentscheidungen	42
bb) Freiwillige Selbstverpflichtungen	43
cc) Verknüpfung von vollziehbarer Regulierungsentscheidung und freiwilliger Selbstverpflichtung	44
dd) Sperrwirkung	45
b) Festlegung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV	45
aa) Rechtsnatur der Festlegungen	47
(1) Festlegung als Verwaltungsakt	47
(2) Festlegung als Rechtsverordnung	48
(3) Festlegung als Verwaltungsvorschrift	50
(4) Festlegungen als Rechtsakte eigener Art	50
bb) Zwischenergebnis	51
cc) Zuständigkeit, Verfahren und Rechtsschutz	52
dd) Ermessen und Beurteilungsspielraum der Regulierungsbehörden und Verhältnismäßigkeitsgrundsatz	53
ee) Subjektiv-öffentliches Recht der Netzbetreiber	57
ff) Wirkweise der Festlegungen	59
c) Inkongruenz zwischen einer umfassenden Regulierung und einer Festlegung als wirksam verfahrensreguliert	61
d) Keine volatilen Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 5 ARegV	62
3. Der Begriff der Wirksamkeit der Verfahrensregulierung	62
4. Rechtsfolgen	63
III. Ergebnis	64
B. Der Begriff der Effizienz und Effizienzvorgaben	64
I. Effizienz im betriebs- und volkswirtschaftlichen Sinn	65
1. Produktive Effizienz	65
2. Allokative Effizienz	66
3. Dynamische Effizienz	67
4. Das Verhältnis von Effizienz und Verhältnismäßigkeit	67

II. Der Effizienzbegriff und -kostenmaßstab des EnWG	68
1. Das Postulat der Wettbewerbsanalogie und der Effizienzkostenmaßstab	69
a) § 1 Abs. 1 und 2 EnWG	69
b) § 21 Abs. 2 EnWG	71
c) § 21a EnWG	75
2. Zwischenergebnis	77
III. Effizienzvorgaben der ARegV	78
1. Effizienzvorgaben der Benchmarking-Methoden gemäß § 12 und Anlage 3 ARegV	78
2. Effizienzvorgaben der wirksamen Verfahrensregulierung	79
IV. Ergebnis	80
 Kapitel 2: Verlustenergiebeschaffung der Verteilernetzbetreiber	82
A. Begriffsbestimmung	82
B. Gesetzlicher Rahmen der Verlustenergiebeschaffung	83
I. Allgemeine Vorgaben	83
II. Festlegung als volatiler Kostenanteil	85
C. Festlegung Beschaffungsrahmen	85
I. Bestimmung der Netzverluste	86
II. Ausschreibungsverfahren	86
III. Zwischenergebnis	89
IV. Beeinflussbarkeit von Verlustenergiekosten	91
V. Zwischenergebnis	93
VI. Keine wirksame Verfahrensregulierung	93
D. Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Bundesnetzagentur	94
I. Modellbeschreibung	96
1. Bildung eines Referenzpreises	96
a) Phelix-Futures	96
b) Ausrichtung an Börsenpreisen	97
c) Der Betrachtungszeitraum	100
d) Die Gewichtung von Base- und Peakpreisen	100
2. Ansatzfähige Verlustenergiemenge	101
3. Anpassung der Erlösobergrenze	103
4. Anreizsystem	104

II. Zwischenergebnis	105
E. Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg	106
I. Bestimmung der Langfristkomponente	107
II. Ausschreibungsverfahren	108
III. Kostenanerkennung	110
1. Allgemeiner Referenzpreis	110
a) Mengengewichteter durchschnittlicher EEX-Preis	110
b) Mengengewichteter Durchschnittspreis	110
c) Vergleich des mengengewichteten durchschnittlichen EEX-Preises mit dem mengengewichteten Durchschnittspreis	111
2. Referenzverlustquote	111
3. Individueller Referenzpreis	113
4. Berücksichtigungsfähiger spezifischer Beschaffungspreis	113
5. Anpassung der Erlösobergrenze	114
IV. Zwischenergebnis	114
F. Ergebnis	115
Kapitel 3: Beschaffung von Lastflusszusagen durch Gasfernleitungsnetzbetreiber	121
A. Rechtlicher Rahmen	122
I. Kapazitätsvergabe	123
II. Transportpfadunabhängigkeit	124
III. Transaktionsunabhängigkeit	125
IV. Unabhängige Nutz- und Handelbarkeit	126
V. Kooperationspflichten und Marktgebietskonsolidierung	127
VI. Kapazitätserhöhende Maßnahmen	128
B. Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung – NetConnect Germany	130
I. Hintergrund	131
II. Rechtsgrundlage	132
III. Verfahrensbeschreibung	133
1. Verfahren zur Bestimmung von Erforderlichkeit und Höhe der Lastflusszusagen	134
2. Zwischenergebnis	136

3. Verfahren für eine marktorientierte, diskriminierungsfreie und transparente Beschaffung der Lastflusszusagen	136
4. Weitere Dokumentationspflichten	140
5. Zwischenergebnis	141
C. Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung – Marktgebietskooperation L-Gas 1	141
I. Verfahren zur Bestimmung der Erforderlichkeit kapazitätserhöhender Maßnahmen	142
II. Verfahren für eine marktorientierte, diskriminierungsfreie und transparente Beschaffung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen	144
D. Bewertung und Ergebnis	146
Kapitel 4: Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber	150
A. Einleitung	150
B. Begriffsbestimmungen	152
I. Verlustenergie	152
II. Regelleistung	153
1. Primäre Regelleistung	154
2. Sekundäre Regelleistung	154
3. Minutenreserve	154
III. Redispatch	155
C. Rechtlicher Rahmen	158
I. Aufgaben und Systemverantwortung der Netzbetreiber	158
II. Beschaffung und Einsatz von Regelennergie	162
1. Allgemeines	162
2. Festlegungen zu Beschaffungsverfahren und zum Einsatz von Regelennergie	163
a) Alter Beschaffungsrahmen	164
(1) Minutenreserve	164
(2) Primärregelung	166
(3) Sekundärregelung	168
b) Neuer Beschaffungsrahmen	170
(1) Primärregelung	170
(2) Sekundärregelung	171
(3) Minutenreserve	172

c) Festlegung zum Einsatz von Regelenergie	173
III. Beschaffung von Verlustenergie	174
1. Allgemeines	174
2. Festlegung zum Beschaffungsverfahren von Verlustenergie	175
IV. Durchführung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen	175
D. Modellbeschreibung	177
I. Bonus-/Malus-Funktion	177
1. Zeitlicher Ablauf	179
2. Ermittlung des Nullpunktes	179
a) Senkungsfaktor	181
b) Mengenfaktoren	181
c) Preisfaktoren	182
(1) Regelleistung	182
(2) Verlustenergie	185
(3) Redispatch	185
3. Totband um den Nullpunkt	186
4. Maximalwerte für Bonus und Malus	186
5. Bonus- und Malus-Korridor	187
II. Anpassung der Erlösobergrenze	187
III. Datenübermittlungspflichten	188
E. Bewertung	189
I. Die Bonus-/Malus-Funktion	190
II. Die Mengen- und Preisfaktoren	191
III. Die Festlegungen zu Beschaffungsverfahren	194
F. Ergebnis	195
Kapitel 5: Transitzkompensation der Übertragungsnetzbetreiber	197
A. Einleitung	197
B. Rechtlicher Rahmen	201
I. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003	202
II. Verordnung (EG) Nr. 714/2009	206
C. Das ITC-Modell in der ursprünglich als wirksame Verfahrensregulierung festgelegten Fassung	207
I. Netzinfrastrukturkompensation	208
1. Bestimmung der Austausche zwischen den Netzen	209

2. Bestimmung der durch Austäusche verursachten Transite	210
3. Transitzkostenbestimmung eines Netzes	211
4. Verursachungsgerechte Kostenkompensation	211
II. Netzverlustkompensation	212
1. Ermittlung der Netzverluste	212
2. Bestimmung der Transit-Netzverlustkosten	213
3. Verursachungsgerechte Kostenkompensation	213
III. Ex-Post-Anpassung der Beiträge für die Jahre 2008/2009	213
IV. Der Transitzkompensationsmechanismus der deutschen ITC-Partei	214
1. Bestimmung der Netztransitzbelastung	214
2. Bestimmung der Transitzbelastungskosten	215
3. Festsetzung der Kostenkompensation	215
V. Regulatorische Behandlung	215
D. ITC-Leitlinien der Kommission	222
I. Modellbeschreibung	224
1. Kompensation von Verlustenergiekosten	224
2. Kompensation von Infrastrukturkosten	226
3. Einzahlungen in den ITC-Fonds	229
4. Behandlung von Drittländern	229
II. Regulatorische Behandlung	230
E. Ergebnis	236
Kapitel 6: Kosten der europäischen Initiativen	238
A. Einleitung	238
B. Die Regionalen Initiativen	240
I. Regionale Initiative Central West Europe (CWE)	244
II. Regionale Initiative Central East Europe (CEE)	246
III. Region Nordeuropa (NE)	247
IV. Region North West Europe (NWE)	248
V. Region Nordgrenze Italiens sowie Schweizer Nordgrenzen DE – CH und AT – CH	249
C. ENTSO-E Aktivitäten	249
D. Projekte und Maßnahmen im Umfeld der langfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit	252
E. Europäische Initiative „Transparenz“	253

F. Regulatorische Behandlung	255
G. Bewertung und Ergebnis	259
Kapitel 7: Kosten und Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement	261
A. Grundlagen des grenzüberschreitenden Engpassmanagements	261
I. Kapazitätsberechnungsverfahren	264
1. NTC-basiertes Berechnungsmodell	264
2. Lastflussbasiertes Verfahren	265
II. Allokationsverfahren	265
1. Explizite Auktionen	266
2. Implizite Auktionen	267
a) Market Splitting	268
b) Market Coupling	270
B. Zwischenergebnis	272
C. Rechtliche Vorgaben	272
I. Verordnung (EG) Nr. 714/2009	272
1. Kapazitätsberechnung	273
2. Kapazitätsallokation	274
3. Rückgabe nicht genutzter Kapazitäten, Sekundärhandel und Saldierung gegenläufiger Stromflüsse	275
4. Engpassmanagementmaßnahmen nach der Kapazitätsallokation	275
5. Verwendung von Engpasserlösen	276
II. Rahmenleitlinien der Agentur	279
III. ENTSO-E-Netzkodex	281
D. Anerkennung der Engpasserlöse	282
I. Kapazitätsberechnungsverfahren	284
II. Allokationsverfahren	285
III. Engpassmanagementkosten und Aufteilung der Engpasserlöse	285
E. Bewertung und Ergebnis	286
Kapitel 8: Gesamtergebnis: Übergreifende Bestimmung der Effizienzanforderungen	289
Literaturverzeichnis	299