

Industrieökonomische Analyse der Entflechtungsoptionen des 3. EU-Liberalisierungspaketes

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades einer
Doktorin der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (Dr. rer. pol.)
der Fakultät für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg

vorgelegt von

Ina Loebert

Hamburg 2013

Erstgutachter

Professor Dr. Jörn Kruse
Professur für Volkswirtschaftslehre, insb. Wettbewerb und Regulierung
Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg

Zweitgutachter

Prof. Dr. Dirk Meyer
Institut für Volkswirtschaftslehre, Lehrstuhl für Ordnungsökonomik
Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg

Tag der mündlichen Prüfung: 26.03.2014

Vorwort

Diese Arbeit wurde im Dezember 2013 von der Fakultät für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr, Hamburg als Dissertation angenommen.

Die Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Wettbewerb und Regulierung von Prof. Dr. Jörn Kruse.

Dabei haben mir viele verschiedene Menschen auf unterschiedliche Art und Weise beigestanden.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater, Prof. Dr. Jörn Kruse, der mich mit inhaltlichen Anregungen und konstruktiver Kritik bei der Entstehung der Arbeit unterstützt hat. Bedanken möchte ich mich auch bei Prof. Dr. Dirk Meyer für die zügige Erstellung des Zweitgutachtens.

Wichtige thematische Hinweise erhielt ich auch von den Teilnehmern des Hohenheimer Oberseminars sowie meinen Kollegen, denen ich auch für die sehr gute Zusammenarbeit am Lehrstuhl sowie den einen oder anderen unterhaltsamen Klönschnack danken möchte.

Besonders hervorheben möchte ich die Unterstützung seitens meines geduldigen und verständnisvollen Ehemannes. Er hat nicht nur die Arbeit mehrmals Korrekturgelesen, obwohl es ihm als „Nicht-Ökonom“ äußerst schwer fiel, den Ausführungen zu folgen, sondern mir auch stets den Freiraum eingeräumt, den ich für die Fertigstellung der Arbeit benötigt habe.

Danken möchte ich auch meinem Bruder und meinen Schwiegereltern, die immer an mich geglaubt haben.

Der allergrößte Dank gilt jedoch meinen Eltern, die mich während der gesamten Ausbildung sowohl moralisch als auch finanziell bedingungslos unterstützten.

Glückstadt, Juli 2014

Ina Loebert

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
2 Theoretische Grundlagen	5
2.1 Subadditivität im Einproduktfall	5
2.2 Subadditivität im Mehrproduktfall	8
2.3 Markteintrittsbarrieren	13
2.4 Bestreitbare Märkte und temporäre Monopole	15
2.5 Resistente Monopole	17
2.6 Monopolistische Bottlenecks	19
3 Analyse der Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft	21
3.1 Technische und ökonomische Charakteristika der Stromerzeugung	22
3.1.1 Erzeugungstechnologien	24
3.1.2 Bruttostromerzeugung nach Energieträgern	26
3.1.3 Kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz bzw. kurzfristige Angebotsplanung	27
3.1.4 Mindestoptimale Kraftwerksgröße	32
3.1.5 Irreversible Kosten bei Kraftwerksinvestitionen	35
3.1.6 Marktstruktur im Bereich der Stromerzeugung	38
3.2 Großhandelsmarkt für Strom	39
3.3 Technische und ökonomische Charakteristika des Elektrizitätsnetzes	43
3.3.1 Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland	46
3.3.2 Verteilungsnetzbetreiber in Deutschland	49
3.3.3 Economies of Scale bei Übertragungs- und Verteilungsnetzen	50
3.3.4 Ursachen der Economies of Scale	56
3.3.5 Mindestoptimale Betriebsgröße des Übertragungs- und Verteilungsnetzes	59
3.3.6 Spezifische Investitionskosten der Übertragungs- und Verteilungsnetze	60
3.4 Technische und ökonomische Charakteristika des Netzbetriebs	64
3.5 Einzelhandelsmarkt für Strom	68
3.6 Zwischenfazit	70
4 Wettbewerbsrisiken vertikaler Integration in der Elektrizitätswirtschaft	71
4.1 Diskriminierung beim Netzanschluss und Netzzugang	73
4.2 Diskriminierung beim Zugang zu Verbindungsleitungen	77
4.3 Margin Squeeze Strategien	82
4.4 Diskriminierung auf dem Regelleistungsmarkt	87
4.4.1 Der Regelleistungsmarkt	87
4.4.2 Diskriminierung auf dem Regelleistungsmarkt	91
4.5 Diskriminierung auf dem Verlustenergiemarkt	99

4.6	Diskriminierung beim kostenbasierten Redispatch-----	101
4.7	Diskriminierung beim Zugang zu wettbewerbsrelevanten Informationen ----	103
4.8	Sabotage -----	104
4.9	Zwischenfazit -----	105
5	Entflechtungsoptionen -----	105
5.1	Independent Transmission Operator (ITO)-----	108
5.1.1	Rechtliche Entflechtung -----	108
5.1.2	Operationelle Entflechtung -----	111
5.1.2.1	Personelle Eigenständigkeit – Vorgaben in Bezug auf das ITO- Aufsichtsorgan -----	111
5.1.2.2	Kritische Würdigung der Vorgaben in Bezug auf die ITO- Aufsichtsorganmitglieder-----	115
5.1.2.3	Personelle Eigenständigkeit – Vorgaben in Bezug auf Führungskräfte, Mitglieder der Verwaltungsorgane und sonstiges Personal des ITO---	117
5.1.2.4	Kritische Würdigung der Vorgaben in Bezug auf Führungskräfte, Verwaltungsorganmitglieder und sonstiges Personal -----	122
5.1.2.5	Finanzielle Unabhängigkeit-----	124
5.1.2.6	Gleichbehandlungsprogramm/Gleichbehandlungsbeauftragter ----	126
5.1.2.7	Kritische Würdigung des Gleichbehandlungsbeauftragten -----	129
5.1.3	Buchhalterische Entflechtung -----	130
5.1.4	Kritische Würdigung der buchhalterischen Entflechtung -----	131
5.1.5	Informatorische Entflechtung-----	133
5.1.6	Kritische Würdigung der informatorischen Entflechtung -----	135
5.1.7	Zwischenfazit -----	136
5.2	Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling)-----	137
5.2.1	Kritische Würdigung des Modells des Ownership Unbundling gemäß der Richtlinie 2009/72/EG-----	142
5.2.2	Beurteilung der Diskriminierungsanreize im idealisierten OU-Modell --	144
5.2.3	Diskussion der Investitionsanreize im OU-Modell -----	146
5.3	Independent System Operator (ISO)-----	151
5.4	Kritische Würdigung des ISO-Modells gemäß der Richtlinie 2009/72/EG----	159
5.5	Beurteilung der Diskriminierung im idealisierten ISO-Modell-----	161
5.6	Diskussion der Investitionsanreize im idealisierten ISO-Modell-----	162
6	Das Problem der doppelten Gewinnaufschläge in der Elektrizitätswirtschaft -----	165
6.1	Illustration des Problems der doppelten Gewinnaufschläge -----	166
6.2	Doppelte Gewinnaufschläge im ITO-Modell, OU-Modell und ISO-Modell --	176
6.3	Preisregulierung – Eine Lösung des Problems der doppelten Gewinnaufschläge?-----	181
6.4	Zweiteiliger Tarif – Eine Lösung des Problems der doppelten Gewinnaufschläge?-----	184
6.5	Zwischenfazit -----	190

7	Kosten der vertikalen Desintegration -----	192
7.1	Einmalige Restrukturierungskosten-----	192
7.2	Zusatzkosten durch Verlust pekunärer Economis of Scale-----	193
7.3	Zusatzkosten durch Dopplung der Aufgabenbereiche -----	195
7.4	Zusatzkosten durch Verlust von Economies of Scope -----	195
7.4.1	Räumliche Koordinierung der Erzeugungs- und Netzinfrastruktur -----	196
7.4.1.1	Verortung der Standortentscheidungskompetenz-----	197
7.4.1.2	Verteilung der Kosten auf die Marktteilnehmer -----	201
7.4.1.3	Zwischenfazit -----	202
7.4.2	Zeitliche Koordinierung der Investitionen-----	202
7.4.3	Koordinierung verschiedener Investitionsalternativen-----	205
7.5	Economies of Scope in der Elektrizitätswirtschaft – Ein Literaturüberblick --	205
7.6	Kritische Würdigung der Studien -----	220
8	Schlussbetrachtung -----	221
	Literaturverzeichnis	229

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Starkes natürliches Monopol-----	7
Abbildung 2-2: Proportionale Ausdehnung der Produktionsmenge und fallende Strahlendurchschnittskosten-----	10
Abbildung 2-3: Querstrahlkonvexität-----	12
Abbildung 3-1: Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft-----	22
Abbildung 3-2: Thermische und Nicht-Thermische Kraftwerke-----	26
Abbildung 3-3: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2011 ----	27
Abbildung 3-4: Umformung der Ganglinie in eine Dauerlinie-----	28
Abbildung 3-5: Vereinfachte, schematische Ermittlung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes-----	30
Abbildung 3-6: Struktur der deutschen Merit Order-----	32
Abbildung 3-7: Lastfaktor – Ein wettbewerbsrelevanter Parameter-----	35
Abbildung 3-8: Großhandelsmarkt für Strom-----	39
Abbildung 3-9: Prinzipieller Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes-----	44
Abbildung 3-10: Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland-----	47
Abbildung 3-11: Economies of Scale-----	50
Abbildung 4-1: Beziehung zwischen Regelzonensaldo und Bilanzkreissaldo-----	90
Abbildung 5-1: Independent Transmission Operator-----	109
Abbildung 5-2: Ownership Unbundling-----	138
Abbildung 5-3: Independent System Operator-----	151
Abbildung 6-1: Unternehmensstruktur bei vertikaler Separierung/Desintegration---	167
Abbildung 6-2: Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten-----	169
Abbildung 6-3: Optimierungsproblem des Upstream-Monopolisten-----	170
Abbildung 6-4: Marktergebnis bei vertikaler Desintegration-----	171
Abbildung 6-5: Situation bei vertikale Integration-----	172
Abbildung 6-6: Optimierungsproblem eines vertikal integrierten Monopolisten ----	173
Abbildung 6-7: Vertikale Integration vs. vertikale Desintegration-----	174
Abbildung 6-8: Doppelte Marginalisierung bewirkende Marktstruktur im ITO-Modell-----	178
Abbildung 6-9: Doppelte bzw. dreifache Marginalisierung bewirkende Marktstruktur im ISO-Modell-----	180
Abbildung 6-10: Regulierung des Zwischenproduktpreises-----	183
Abbildung 6-11: Marktergebnis bei vertikaler Desintegration und zweiteiligem Tarif-----	186
Abbildung 6-12: Marktergebnis bei vertikaler Desintegration und linearem Tarif vs. Marktergebnis bei vertikaler Desintegration und zweiteiligem Tarif-----	188
Abbildung 6-13: Doppelte Gewinnaufschläge trotz zweiteiliger Tarife-----	190
Abbildung 7-1: Zeitliche Koordinierung von Investitionen-----	204

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Investitionskosten verschiedener Erzeugungstechnologien-----	37
Tabelle 3-2: Verteilung der Erzeugungskapazitäten und der Gesamteinpeisung 2009	38
Tabelle 3-3: Kennzahlen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland -----	48
Tabelle 3-4: Geschätzte Kostenelastizitäten und Economies of Output Density-----	53
Tabelle 3-5: Geschätzte Kostenelastizitäten, Economies of Density und Scale -----	55
Tabelle 3-6: Ausbaubedarf des Verteilungsnetzes-----	62
Tabelle 3-7: Marktanteile auf dem Endkundenmarkt -----	69
Tabelle 6-1: Gefangenendilemma-----	175
Tabelle 7-1: Vertikale Integrationsvorteile zwischen den Bereichen Erzeugung und Übertragung/Verteilung in der US-Elektrizitätswirtschaft -----	208
Tabelle 7-2: Vertikale Integrationsvorteile zwischen den Bereichen Erzeugung und Übertragung/Verteilung in der US-Elektrizitätswirtschaft (in Prozent)--	212
Tabelle 7-3: Vertikale Integrationsvorteile zwischen den Bereichen Erzeugung und Verteilung in der italienischen Stromwirtschaft (in Prozent) -----	214
Tabelle 7-4: Effizienzverluste bei Ausgliederung der Erzeugungsfunktion -----	217
Tabelle 7-5: Effizienzverluste bei Ausgliederung der Übertragungsfunktion -----	218
Tabelle 7-6: Effizienzverluste bei Ausgliederung der Verteilungsfunktion einschließlich der Vertriebsfunktion-----	219
Tabelle 8-1: Anteil der Stunden, in denen $RSI < 1,1$ -----	227

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EG	Europäische Gemeinschaft
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mill.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
SDK	Strahlendurchschnittskosten
OU	Ownership Unbundling (eigentumsrechtliche Entflechtung)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber
vgl.	Vergleiche

1 Einleitung

Vor der Liberalisierung¹ und Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft wurde die Stromversorgung von vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen dominiert. Darunter sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu verstehen, die Kraftwerke besaßen, das Übertragungs- und Verteilungsnetz betrieben und den Vertrieb des Stroms an den Endverbraucher abwickelten. Die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen hatten eine Monopolstellung inne. Legitimiert wurde diese durch das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen von 1957, das der Elektrizitätswirtschaft einen ordnungspolitischen Ausnahmebereich einräumte und ihr gestattete, sog. Demarkationsverträge und Konzessionsverträge abzuschließen.² In Demarkationsverträgen verpflichteten sich die Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenseitig, in der Region des jeweils anderen Unternehmens nicht miteinander zu konkurrieren.³ In Konzessionsverträgen erteilten die Gebietskörperschaften immer nur einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen zurzeit das alleinige Recht, den öffentlichen Boden (z. B. Wege, Straßen) für die Verlegung/Errichtung von Leitungen und deren Betrieb zu benutzen.⁴

Bedeutende Entwicklungsschritte auf dem Weg zu einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland stellten die Bestrebungen der EU-Kommission dar, einen EU-Binnenmarkt für Elektrizität zu etablieren. Vor diesem Hintergrund hat sie zusammen mit dem Rat der Europäischen Union und dem Europäischen Parlament bis dato drei Binnenmarktpakete auf den Weg gebracht. Das erste Binnenmarktpaket mit der EU-Richtlinie 96/92/EG kam 1996 und wurde 1998 mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in nationales Recht umgesetzt. Die Richtlinie verpflichtete die Mitgliedsstaaten, Versorgungsmonopole abzuschaffen bzw. Wettbewerb auf der Ebene der Stromerzeugung und des Stromvertriebs zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang wurden die Mitgliedsstaaten erstmalig

¹ Unter Liberalisierung der Märkte wird im Allgemeinen die Öffnung der Märkte für neue Anbieter durch den Abbau von Wettbewerbsschranken verstanden. Liberalisierung wird in der Regel zusammen mit der Deregulierung durchgeführt (vgl. Pfaffenberger, W./Scheele, U./Salge, K., 1999, S. 63ff.). Darunter ist „die Aufhebung und Abänderung bestehender Gesetze [...] zu Gunsten unternehmerischer Freiheit [...] zu verstehen“ (Bühler, E./Maurer, E./Wyler, S., 1998, S. 7).

² Vgl. Eickhof, N. (1998), S. 18f.

³ Vgl. Eickhof, N. (1998), S. 19, Gerke, W. (2000), S. 9f, Steger, U. et al. (2008), S. 43, Schiffer, H-W. (2011), S. 233.

⁴ Vgl. Eickhof, N. (1998), S. 19, Steger, U. et al. (2008), S. 43, Schiffer, H-W. (2011), S. 233.

verpflichtet, Wettbewerbern Zugang zum Übertragungs- und Verteilungsnetz einzuräumen. Hinsichtlich der Ausgestaltung des Netzzugangs ließ die Richtlinie 96/92/EG den Mitgliedsstaaten die Wahl zwischen i) einem verhandelten und einem ii) regulierten Netzzugang. Beim i) verhandelten Netzzugang wurde den Netznutzern der Netzzugangsanspruch dem Grunde nach eingeräumt; die Tarifierung sowie die Netzzugangsbedingungen waren Gegenstand der Verhandlungen zwischen den Netzbetreibern und Dritten. Um der Benachteiligung Dritter vorzubeugen, wurden die Netzbetreiber verpflichtet, den Netzzugang diskriminierungsfrei zu gestalten. Beim ii) regulierten Netzzugang hatte der Staat hingegen die Möglichkeit, die Netznutzungsbedingungen sowie die Netznutzungspreise vorzugeben. Deutschland hatte sich als einziger Mitgliedsstaat für den verhandelten Netzzugang und damit gegen eine rechtliche Regulierung des Netzzugangs entschieden. Neben der Gewährung des Netzzuganges enthielt die Richtlinie 96/92/EG eine Verpflichtung der vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur buchhalterischen Entflechtung, d. h. zur Führung getrennter Konten in der Rechnungslegung für die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Handel. Ferner musste der Übertragungsnetzbetrieb zumindest auf der Verwaltungsebene von den übrigen Tätigkeiten des Elektrizitätsversorgungsunternehmens getrennt werden. Darüber hinaus verpflichtete die Richtlinie die Mitgliedsstaaten, die Errichtung von Parallelleitungen (z. B. Direktleitungen) sowie zusätzlicher Stromleitungen durch Dritte zu legitimieren.⁵

Da Unzufriedenheit mit der Entwicklung des Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft bestand, kam im Jahr 2003 das zweite Binnenmarktpaket für die leitungsgebundene Energieversorgung, das neben der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel (Nr. 1228/2003) auch die EU-Stromrichtlinie 2003/54/EG beinhaltete. Das Binnenmarktpaket wurde mit der zweiten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 in nationales Recht umgesetzt. Während die EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel (Nr. 1228/2003) primär das Ziel hatte, den Wettbewerbern der vertikal integrierten Unternehmen einen diskriminierungsfreien Zugang zu grenzüberschreitenden Leitungen zu ermöglichen, indem sie u. a. die Zuweisung der verfügbaren Kapazitäten sowie deren Tarifierung regelt, standen im Fokus der EU-Stromrichtlinie 2003/54/EG Regelungen zur gesellschaftsrechtlichen, operationellen, informatorischen sowie buchhalterischen Entflechtung des

⁵ Vgl. Kleest, J./Reuter, E. (2002), S. 26-31, Steger, U. et al. (2008), S. 45-48, Schiffer, H-W. (2011), S. 235ff.

Übertragungs- und Verteilungsnetzbetriebes, was einer Verschärfung der bis dahin geltenden Entflechtungsvorschriften für vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich kam. Die in der Richtlinie 2003/54/EG formulierten Entflechtungsvorschriften zwangen die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowohl den Übertragungsnetzbetrieb als auch den Verteilungsnetzbetrieb in jeweils eine Gesellschaft auszugliedern, die hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist. Für die Umsetzung der Entflechtungsvorschriften bekamen die Unternehmen bis 2007 Zeit. An dieser Stelle sei angemerkt, dass erst mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 der verhandelte Netzzugang vom regulierten Netzzugang abgelöst wurde.⁶

Als Reaktion auf den DG Competition Report on Energy Sector Inquiry vom 10. Januar 2007, der unzureichende Wettbewerbsintensität in der Elektrizitätswirtschaft attestierte, erschien im Jahr 2009 das dritte Liberalisierungspaket, was 2011 in nationales Recht umgesetzt wurde.⁷ Das Liberalisierungspaket beinhaltet u. a. die Richtlinie 2009/72/EG. Diese verpflichtet die Mitgliedsstaaten zur Fortentwicklung der Entflechtung des Übertragungsnetzes – die Anforderungen an die Entflechtung der Verteilungsnetze, die Gegenstand der Richtlinie 2003/54/EG waren, berührt das dritte Energiebinnenmarktpaket hingegen nicht. Dahinter steht die Überzeugung, dass die im Rahmen der Richtlinie 2003/54/EG formulierten Entflechtungsvorschriften unzureichend sind, um dem großen Diskriminierungspotenzial vertikal integrierter Elektrizitätsversorgungsunternehmen adäquat zu begegnen. Zur Entflechtung des Übertragungsnetzes räumt die Richtlinie 2009/72/EG den Mitgliedsstaaten drei Optionen ein. Sie können zwischen den Entflechtungskonzepten Independent Transmission Operator, Ownership Unbundling sowie Independent System Operator wählen. Anstatt selbst zu entscheiden, hat die Bundesregierung die Entscheidung den Adressaten der Entflechtungsvorschriften überlassen, indem sie alle drei Entflechtungskonzepte in das Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen hat. Die in der Richtlinie 2009/72/EG niedergeschriebenen Entflechtungsoptionen treiben die vertikale Entflechtung⁸ der vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerne weiter voran.

⁶ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 49-53, Schiffer, H-W. (2011), S. 238f.

⁷ Vgl. EG-Kommission, KOM (2007) 528, S. 3ff, Schiffer, H-W. (2011), S. 244.

⁸ Vertikale Entflechtung (Synonyme: Unbundling, Vertikale Separierung, Vertikale Desintegration) bedeutet im Allgemeinen, dass auf der Grundlage gesetzlicher Regelungen, die monopolistischen Funktionen (Übertragung und Verteilung von Strom) von solchen Wertschöpfungsbereichen (Erzeugung,

Während die Entflechtungsvorschriften im Zusammenhang mit dem Independent Transmission Operator jedoch überwiegend den Entflechtungsvorgaben für Übertragungsnetzbetreiber der Richtlinie 2003/54/EG entsprechen, gehen die Entflechtungsvorschriften im Zusammenhang mit dem Ownership Unbundling und dem Independent System Operator über die rechtliche und funktionale Entflechtung hinaus. Beim Ownership Unbundling werden sowohl der Betrieb des Übertragungsnetzes als auch das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur aus dem vertikal integrierten Konzern herausgelöst.⁹ Beim Independent System Operator muss der Betrieb des Übertragungsnetzes an ein Unternehmen übertragen werden, das vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzern eigentumsrechtlich unabhängig ist. Das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur darf hingegen beim vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzern verbleiben.¹⁰

Durch vertikale Desintegration werden verschiedene Ziele verfolgt. Ein häufig genanntes Ziel ist die Intensivierung des Wettbewerbs im Bereich der Erzeugung. Das soll zum einen durch den Abbau von Diskriminierungsanreizen seitens der vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und die Stimulation der Markteintritte von unabhängigen Stromerzeugern (Independent Power Producers) erreicht werden. Zum anderen sollen Anreize geschaffen werden, die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten auszubauen, um einen europäischen Binnenmarkt für Strom zu schaffen. Durch die Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten soll folglich der innereuropäische Stromhandel forciert werden, was wiederum den Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung weiter intensivieren soll. Ein weiteres Ziel ist technische Effizienz auf der Ebene des Stromtransportes. Schlussendlich sollen Investitionen in die Elektrizitätsnetze angeregt werden. Diese sind eine Voraussetzung für die Ausweitung des innereuropäischen Stromhandels und wirkungsvollen Wettbewerb, aber auch für die technisch effiziente Stromversorgung sowie eine hohe Versorgungszuverlässigkeit.¹¹

Das Anliegen der vorliegenden Arbeit ist eine industrieökonomische Analyse der in der Richtlinie 2009/72/EG verankerten Entflechtungskonzepte, also des Independent

Handel und Vertrieb von Strom) zu trennen sind, auf denen Wettbewerb grundsätzlich möglich ist (vgl. Bundesnetzagentur, 2006).

⁹ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 82.

¹⁰ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 184, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 302.

¹¹ Vgl. z. B. EG-Kommission, KOM (2007) 528, S. 3-7.

Transmission Operator, des Ownership Unbundling sowie des Independent System Operator. Es wird zum einen untersucht, inwiefern sie geeignet sind, die anvisierten Ziele zu erreichen. Dazu wird die (liberalisierte) Elektrizitätswirtschaft zunächst einer disaggregierten Betrachtung unterzogen. Ihr Zweck ist es, zum einen zu überprüfen, ob es sich beim Übertragungs- und Verteilungsnetz tatsächlich um einen monopolistischen Bottleneck handelt. Zum anderen wird analysiert, ob auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Groß- und Einzelhandel Wettbewerb faktisch möglich ist. Denn nur, wenn dies der Fall ist, kann eine vertikale Desintegration den Wettbewerb stimulieren und zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom beitragen. Danach werden Diskriminierungsanreize und -möglichkeiten aufgezeigt, die vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben, weil sie nicht nur auf wettbewerbsfähigen Märkten tätig sind, sondern auch einen monopolistischen Bottleneck betreiben. Dem folgend werden die drei in der Richtlinie 2009/72/EG niedergeschriebenen Entflechtungsoptionen vorgestellt und im Hinblick auf das verbliebene Diskriminierungspotenzial analysiert. Anschließend werden die Investitionsanreize der Übertragungsnetzbetreiber im ITO-Modell, dem OU-Modell und dem ISO-Modell diskutiert. Da eine Beurteilung der Entflechtungskonzepte die Betrachtung der damit verbundenen Probleme und Kosten erfordert, werden zum Schluss die Ursachen hierfür eruiert sowie Studien näher vorgestellt, die einen Versuch unternommen haben, diese zu quantifizieren.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Subadditivität im Einproduktfall

Im Einproduktfall ist eine Kostenfunktion subadditiv, wenn ein Betrieb die nachgefragte Menge eines Gutes zu niedrigeren Gesamtkosten produzieren kann als zwei oder mehrere Betriebe, und zwar unabhängig davon, wie der Output zwischen den verschiedenen Betrieben aufgeteilt ist.¹² Formal ist die Subadditivität im Einproduktfall wie folgt definiert: Angenommen, m Unternehmen stellen insgesamt x Outputeinheiten her, wovon jedes Unternehmen die Menge x^i produziert, so dass $x = \sum_{i=1}^m x^i$ gilt. Eine

¹² Vgl. Kruse, J. (1985), S. 22.

Kostenfunktion $K(x)$ ist global subadditiv, wenn die Bedingung (2.1) für alle $m \geq 2$ erfüllt ist.¹³

$$2.1 \quad K(x) < \sum_{i=1}^m K(x^i)$$

Hinreichende Bedingungen für Subadditivität der Kostenfunktion

Ob Subadditivität vorliegt, lässt sich anhand von zwei Eigenschaften der Kostenfunktion überprüfen. So wird eine Kostenfunktion als streng subadditiv bezeichnet, wenn innerhalb des relevanten Marktvolumens i) steigende Economies of Scale vorliegen und/oder ii) die Kostenfunktion streng konkav ist.¹⁴

i) Steigende Economies of Scale liegen im Allgemeinen vor, wenn bei einer t-fachen Erhöhung der Produktionsfaktormenge der Output um mehr als das t-fache steigt.¹⁵ Die Ausnutzung steigender Economies of Scale führt bei konstanten Produktionsfaktorpreisen zu sinkenden langfristigen Durchschnittskosten.¹⁶

ii) Strenge Konkavität der Kostenfunktion entspricht sinkenden langfristigen Grenzkosten, die wiederum sinkende langfristige Durchschnittskosten implizieren.¹⁷

Steigende Skalenerträge bis zum relevanten Marktvolumen und strenge Konkavität der Kostenfunktion sind zwar hinreichende, jedoch keine notwendigen Bedingungen für Subadditivität. D. h. eine Kostenfunktion kann auch subadditiv sein, ohne dass sie die unter i) und ii) genannten Kriterien erfüllt.¹⁸ Beispiele für derartige Kostenfunktionen finden sich z. B. bei Sharkey, W. W. (1982, S. 62) sowie Kruse, J. (1985, S. 28f.). Im Falle von durchgehend fallenden langfristigen Durchschnittskosten im gesamten relevanten Nachfragebereich wird von einem starken natürlichen Monopol gesprochen (vgl. Abb. 2-1). Andernfalls handelt es sich um ein schwaches natürliches Monopol.¹⁹

¹³ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 58, Liebe, A. (2009), S. 30.

¹⁴ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 59, Liebe, A. (2009), S. 30.

¹⁵ Vgl. Bergstrom, T. C./Varian, H. R. (2001), S. 206.

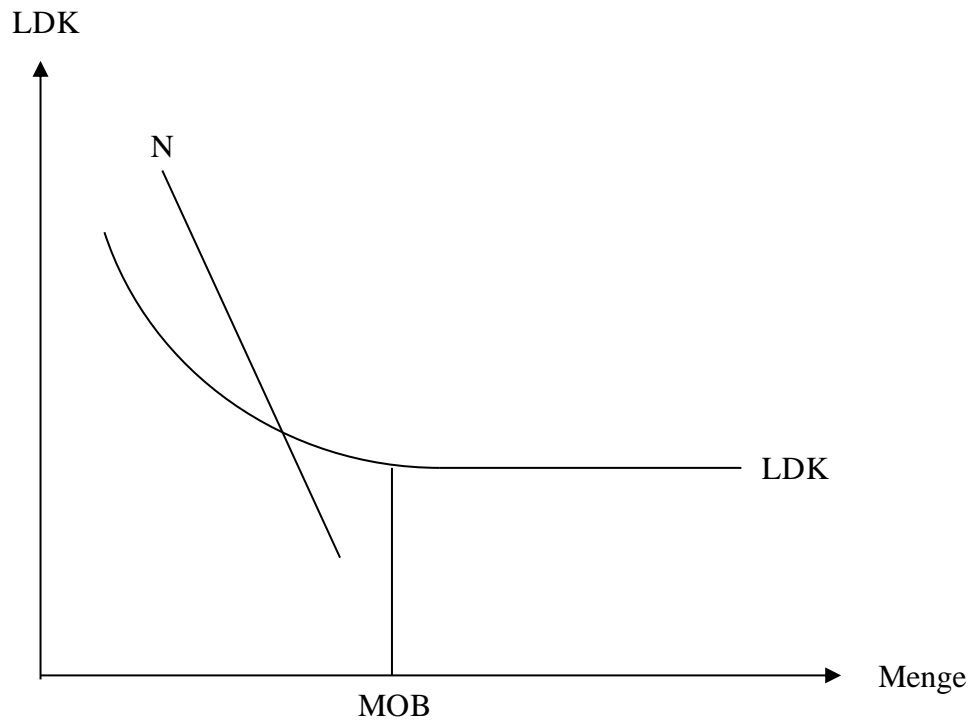
¹⁶ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 26, Liebe, A. (2009), S. 31.

¹⁷ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 60.

¹⁸ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 62, Kruse, J. (1985), S. 28f.

¹⁹ Vgl. Berg, S./Tschirhart, J. (1988), S. 24.

Abbildung 2-1: Starkes natürliches Monopol



Quelle: Kruse, J. (1985), S. 29.

Abschließend ist zu sagen, dass der Befund der Subadditivität für eine bestimmte Outputmenge die Schlussfolgerung verbietet, dass Subadditivität der Kostenfunktion auch für kleinere und/oder größere Outputmengen gegeben ist. Um beurteilen zu können, ob ein Sektor ein natürliches Monopol ist, müssen die Gesamtkosten für jede Outputmenge zwischen 0 und der nachgefragten Menge bekannt sein. Für den Fall, dass die Subadditivitätsbedingung für alle Outputmengen zwischen 0 und der nachgefragten Menge gegeben ist, wird der Sektor als global subadditiv bezeichnet.²⁰

Mindestoptimale Betriebsgröße (MOB)

Als mindestoptimale Betriebsgröße (MOB) wird diejenige Produktionsmenge bezeichnet, bis zu der Economies of Scale auftreten. Bei der mindestoptimalen Betriebsgröße handelt es sich somit um die kleinste Produktionsmenge, welche die Ausschöpfung aller Scale Economies erlaubt.²¹ Im Gegensatz zum natürlichen Monopol zeichnen sich wettbewerbliche Märkte dadurch aus, dass die mindestoptimale Betriebsgröße im Verhältnis zum Marktvolumen relativ klein ist, so dass mehrere

²⁰ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 22.

²¹ Vgl. Kruse, J. (1986), S. 26f.

Unternehmen parallel auf dem Markt unter Ausnutzung der Scale Economies existieren können.²²

2.2 Subadditivität im Mehrproduktfall

Subadditivität der Kostenfunktion im Mehrproduktfall besteht, wenn die gemeinsame Produktion der nachgefragten Menge von zwei oder mehreren Gütern innerhalb eines Betriebes zu niedrigeren langfristigen Gesamtkosten möglich ist als deren separate Produktion in zwei oder mehreren Betrieben und zwar unabhängig davon, wie die Produktionsmenge zwischen diesen aufgeteilt ist.²³

Formal ist die Subadditivität im Mehrproduktfall wie folgt definiert: Wird unterstellt, dass m Unternehmen n verschiedene Güter herstellen, x_k^i für die Produktionsmenge des Gutes $k = 1, \dots, n$ des Unternehmens $i = 1, \dots, m$ und $x^i = [x_1^i, x_2^i, \dots, x_n^i]$ für den Produktionsvektor des i -ten Unternehmens stehen, so wird die Kostenfunktion $K(x)$, $x = \sum_{i=1}^m x^i$ als subadditiv bezeichnet, wenn für jeden Produktionsvektor x^1, x^2, \dots, x^m , $x^i \neq x$ für $i = 1, \dots, m$, die Ungleichung (2.2) für alle $m \geq 2$ erfüllt ist.²⁴

$$(2.2) \quad K(x) < \sum_{i=1}^m K(x^i)$$

Auch im Mehrproduktfall weist die Existenz einer subadditiven Kostenfunktion auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols hin.

Hinreichende Bedingungen für Subadditivität im Mehrproduktfall

Im Gegensatz zum Einproduktfall sind im Mehrproduktfall steigende Economies of Scale und strenge Konkavität der Kostenfunktion innerhalb des relevanten Nachfragebereiches weder notwendig noch hinreichend für die Subadditivität der Kostenfunktion. Stattdessen ist eine Kostenfunktion im Mehrproduktfall subadditiv, wenn sie durch i) Kostenkomplementarität und/oder ii) Querstrahlkonvexität in

²² Vgl. Kruse, J. (1985), S. 27.

²³ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 201f.

²⁴ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1988), S. 171, Liebe, A. (2009), S. 32.

Kombination mit fallende Strahlendurchschnittskosten (decreasing ray average costs, RAC) gekennzeichnet ist.²⁵

i) Eine Kostenfunktion weist Kostenkomplementarität auf, wenn die Bedingung (2.3) erfüllt ist. Dabei stehen a , y und z für drei verschiedene Güter.

$$(2.3) \quad K(a + z) - K(a) \geq K(a + y + z) - K(a + y) \text{ für alle } a, y, z \geq 0.$$

Die Kostenkomplementarität besagt, dass die Inkrementalkosten des Gutes z sinken, wenn innerhalb des Unternehmens nicht nur das Produkt a , sondern die Produkte $a + y$ produziert werden. Voraussetzung hierfür sind konstante Produktionsfaktorpreise.²⁶

Die getroffene Annahme der konstanten Produktionsfaktorpreise ist restriktiv und mit einigen Problemen verbunden. Wird für die Produktion von zwei oder mehreren Gütern (z. B. der Güter a , y und z) ein gemeinsamer Produktionsfaktor benötigt, dessen Preis bei höherer Nachfrage steigt, so steigen bei Produktionsausweitung der Güter $a + y$ der Preis für den gemeinsamen Produktionsfaktor und damit die Inkrementalkosten der Güter a , y und z . In diesem Fall ist Kostenkomplementarität nicht gegeben. Des Weiteren ist Kostenkomplementarität nicht gegeben, wenn bei der Herstellung von zwei oder mehreren Gütern die Kapazität des Produktionsequipments (z. B. der Maschinen, Lager etc.), das für die Herstellung von zwei oder mehreren Gütern benötigt wird, erreicht ist.²⁷

ii) Im Folgenden wird erläutert, was unter Querstrahlkonvexität und fallenden Strahlendurchschnittskosten zu verstehen ist. Aus methodischen Gründen ist es sinnvoll, mit fallenden Strahlendurchschnittskosten zu beginnen.

Strahlendurchschnittskosten: Während die Durchschnittskosten im Einproduktfall relativ einfach aus dem Quotienten der Gesamtkosten und der Menge des produzierten Gutes zu bestimmen sind, treten im Mehrproduktfall Schwierigkeiten auf. Für den Fall, dass die Produktionsmengen der Güter eines Outputvektors nicht proportional erhöht werden, lässt sich kein Outputindex konstruieren, der zur Division der Gesamtkosten herangezogen werden kann, um die Durchschnittskosten zu berechnen.²⁸ Erfolgt die

²⁵ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 56f, Baumol, W. J. et al. (1988), S. 178, Gegax, D. (1989), S. 208. Liebe, A. (2009), S. 34f.

²⁶ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 68ff, Knieps, G. (2008), S. 26f.

²⁷ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 70, Liebe, A. (2009), S. 35.

²⁸ Vgl. Baumol, W.J. et al. (1977), S. 810, Liebe, A. (2009), S. 33.

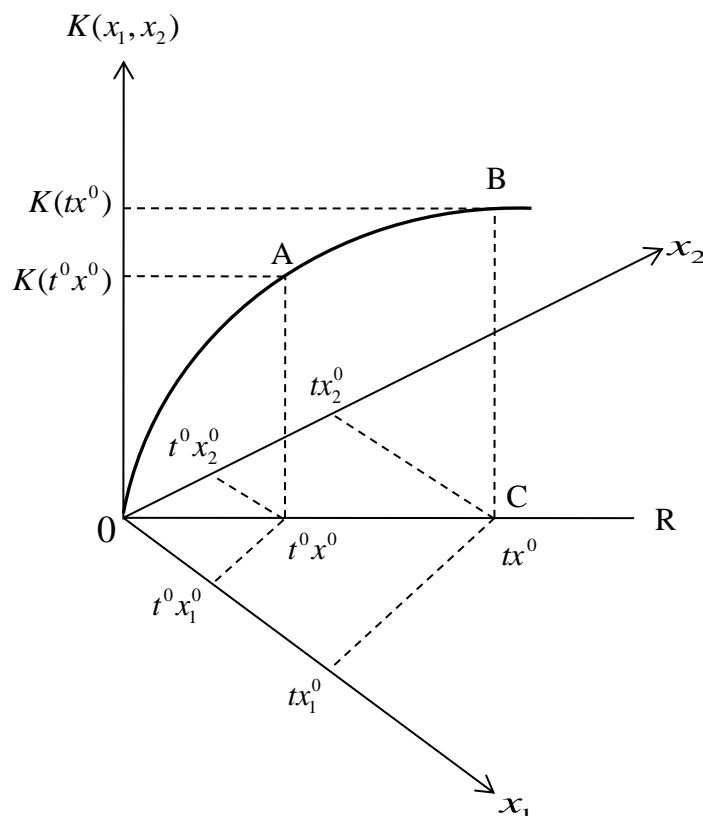
Ausdehnung der Produktionsmengen der Güter (z. B. x_1^0, x_2^0 in der Abb. 2-2) eines beliebig gewählten Outputvektors (z. B. x^0 in der Abb. 2-2) jedoch proportional entlang eines Fahrstrahls durch den Ursprung (z. B. OR in der Abb. 2-2), können die fallenden Strahlendurchschnittskosten (SDK) formal wie folgt definiert werden:²⁹

$$(2.4) \quad SDK = \frac{K(tx_1^0, tx_2^0)}{t} < \frac{K(t^0x_1^0, t^0x_2^0)}{t^0} = SDK \quad \text{bzw.} \quad SDK = \frac{K(tx^0)}{t} < \frac{K(t^0x^0)}{t^0} = SDK$$

mit $t^0 = 1, t > t^0$

Die Variable t steht für die Anzahl der Mengeneinheiten des Gutes x_1^0 und x_2^0 im Güterbündel bzw. Outputvektor x^0 . Der jeweils linke Term der Ungleichungen (2.4) stellt die Strahlendurchschnittskosten im Punkt B und der jeweils rechte Term der Ungleichungen die Strahlendurchschnittskosten im Punkt A in der Abb. 2-2 dar.

Abbildung 2-2: Proportionale Ausdehnung der Produktionsmenge und fallende Strahlendurchschnittskosten



Quelle: Gegax, D. (1989), S. 205.

²⁹ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 205.

Sinkende Strahlendurchschnittskosten sind eine hinreichende, jedoch keine notwendige Bedingung für Subadditivität im Mehrproduktfall.³⁰

Querstrahlkonvexität: Da Mehrproduktunternehmen auch das Mengenverhältnis der Güter eines Outputvektors variieren können, ist es erforderlich, zusätzlich die Entwicklung der Kosten zwischen verschiedenen Fahrstrahlen (z. B. zwischen OH, OR, OM in Abb. 2-3) zu vergleichen.³¹

Eine Kostenfunktion $K(x_1, x_2, \dots, x_n)$ ist querstrahlenkonvex, wenn sie für zwei beliebige Outputvektoren $x^a = (x_1^a, x_2^a, \dots, x_n^a)$ und $x^b = (x_1^b, x_2^b, \dots, x_n^b)$, die auf der selben Hyperebene liegen, die Bedingung (2.5) erfüllt:³²

$$(2.5) \quad K[\theta x^a + (1 - \theta)x^b] \leq \theta K(x^a) + (1 - \theta)K(x^b) \text{ mit } 0 < \theta < 1$$

Die Bedeutung dieser wird unter Zuhilfenahme der Abbildung 2-3 zunächst allgemein und dann anhand eines Zahlenbeispiels veranschaulicht. Angenommen, der Outputvektor x^a entspricht dem Endpunkt S und der Outputvektor x^b dem Endpunkt T. Die Strecke \overline{ST} repräsentiert alle möglichen Linearkombinationen der beiden Outputvektoren, also $x = \theta x^a + (1 - \theta)x^b$ für alle $0 < \theta < 1$. Die Kurve ABC stellt die Gesamtkosten dieser Linearkombinationen bei Verbundproduktion dar, also $K(x) = K(\theta x^a + (1 - \theta)x^b)$ für alle $0 < \theta < 1$. Die Strecke \overline{AC} repräsentiert die Gesamtkosten derselben Linearkombinationen bei separater Produktion, also $K = \theta K(x^a) + (1 - \theta)K(x^b)$ für alle $0 < \theta < 1$.³³ Sind die Gesamtkosten der Linearkombinationen der beiden Outputvektoren x^a und x^b bei Verbundproduktion geringer oder gleich den Gesamtkosten derselben Linearkombination bei separater bzw. spezialisierter Produktion, d. h. ist $K(x) = K(\theta x^a + (1 - \theta)x^b) \leq K = \theta K(x^a) + (1 - \theta)K(x^b)$, liegt Querstrahlenkonvexität vor. In der Abbildung 2-3 trifft dies für alle Linearkombinationen der beiden Outputvektoren zwischen den Endpunkten S und T zu.³⁴

Zahlenbeispiel: Punkt S sei die Produktion von $x^a = (x_1, x_2) = (200, 0)$ und T die Produktion von $x^b = (x_1, x_2) = (0, 300)$. Punkt R liege mittig auf der Strecke \overline{ST} . Punkt

³⁰ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 206.

³¹ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 206.

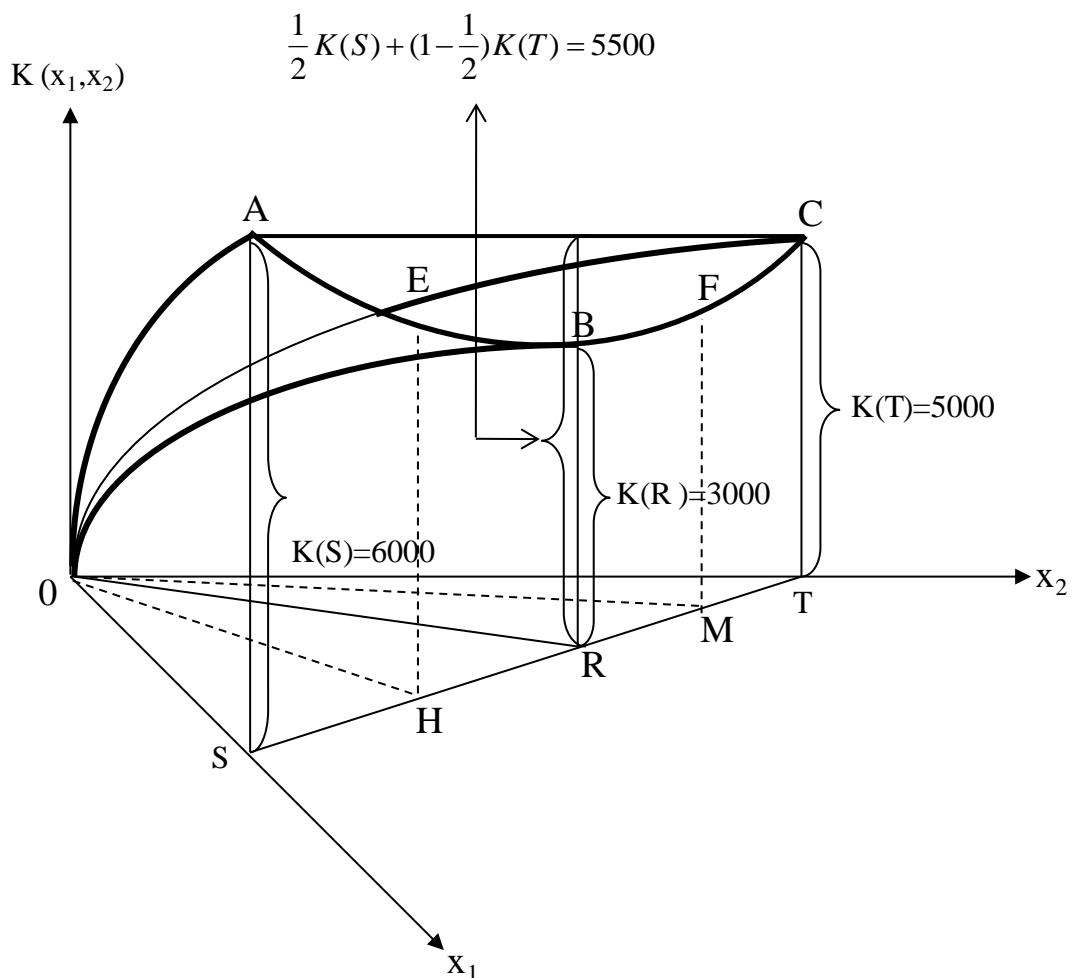
³² Vgl. Gegax, D. (1989), S. 205f, Borrmann, J./Finsinger, J. (1999), S. 117ff.

³³ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1988), S. 79-82, 160f, Gegax, D. (1989), S. 207.

³⁴ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 207f.

R sei die Produktion von $x = \frac{1}{2}x^a + (1 - \frac{1}{2})x^b = (100,150)$. Die Bewegung von Punkt S in Richtung Punkt T bzw. von Punkt T in Richtung Punkt S impliziert somit einen niedrigeren Spezialisierungsgrad der Produktion. Die Kosten der spezialisierten Produktion seien $K(S) = 6000$ und $K(T) = 5000$. Die Gesamtkosten der Verbundproduktion des Outputvektors x seien $K(R) = 3000$. Da diese niedriger sind als die Gesamtkosten der Produktion des Outputvektors x in zwei spezialisierten Unternehmen $K(x) = \frac{1}{2}K(S) + (1 - \frac{1}{2})K(T) = 5500$, liegt Querstrahlkonvexität vor.³⁵

Abbildung 2-3: Querstrahlkonvexität



Quelle: Baumol, W. J. et al. (1988), S. 79f, 160f, Gegax, D. (1989), S. 79f, 208f.

³⁵ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1988), S. 78f, 160f.

Ist eine Kostenfunktion sowohl durch sinkende Strahlendurchschnittskosten als auch durch Querstrahlenkonvexität gekennzeichnet, liegt Subadditivität im Mehrproduktfall vor.³⁶

Economies of Scope und Subadditivität

Economies of Scope sind ein Spezialfall der Subadditivität im Mehrproduktfall. Eine Kostenfunktion weist Economies of Scope auf, wenn die Produktionsvektoren x^i und x^j orthogonal zueinander sind, was bedeutet, dass kein Gut in beiden Outputvektoren zugleich enthalten ist.³⁷ Formal sind Economies of Scope wie folgt definiert:³⁸

$$(2.6) \quad K(x^i + x^j) < K(x^i) + K(x^j) \text{ mit } x^i \times x^j = \sum_{k=1}^n x_k^i x_k^j = 0$$

Demnach ist die Produktion der nachgefragten Menge der verschiedenen Güter innerhalb eines Multiproduktbetriebes günstiger als die Produktion dieser innerhalb mehrerer spezialisierter Betriebe.³⁹ Diseconomies of Scope liegen demnach vor, wenn die Ungleichung (2.7) erfüllt ist.

$$(2.7) \quad K(x^i + x^j) > K(x^i) + K(x^j) \text{ mit } x^i \times x^j = \sum_{k=1}^n x_k^i x_k^j = 0$$

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Definition der Subadditivität im Mehrproduktfall den Spezialfall der Economies of Scope stets beinhaltet, die Existenz von Economies of Scope allein aber noch kein Beweis für Subadditivität ist.⁴⁰

2.3 Markteintrittsbarrieren

Im Allgemeinen werden unter Markteintrittsbarrieren solche Faktoren verstanden, die den Markteintritt eines Newcomers erschweren oder ausschließen. Es kann zwischen institutionellen, strategischen und strukturellen Markteintrittsbarrieren unterschieden werden. Institutionelle Markteintrittsbarrieren sind solche, die von der Ordnungspolitik aufgestellt werden. Dazu gehören z. B. Gesetze, Lizenzen, Patente. Strategische Markteintrittsbarrieren werden von etablierten Unternehmen bewusst errichtet, um Newcomer vom Markteintritt abzuhalten. Hierzu zählen z. B. Verdrängungspreise, die

³⁶ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1988), S. 178, Gegax, D. (1989), S. 208.

³⁷ Vgl. Sharkey, W. W. (1982), S. 66, Gegax, D. (1989), S. 202f.

³⁸ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 201f.

³⁹ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 202.

⁴⁰ Vgl. Gegax, D. (1989), S. 202.

strategische Schaffung von Überkapazitäten, strategische Produktdifferenzierung und die strategische vertikale Integration. Strukturelle (natürliche) Markteintrittsbarrieren basieren auf originären Kosten- oder Nachfragefaktoren, die eine Asymmetrie zwischen Newcomern und etablierten Unternehmen bewirken und den Markteintritt erschweren. Sie können z. B. aus Produktdifferenzierungsnachteilen und Informationsmängeln der Newcomer, absoluten Kostennachteilen der Newcomer, Know-how- und Lernkurvenvorteilen der etablierten Unternehmen, trägem Nachfrageverhalten oder versunkenen Kosten in Folge von Irreversibilitäten resultieren.⁴¹ Irreversibilität liegt vor, wenn der Markteintritt Investitionen in Produktionsfaktoren erfordert, die dermaßen spezifisch sind, dass sie nach Marktaustritt entweder keiner alternativen Verwendung zugeführt werden können oder dort einen signifikant geringeren Wert aufweisen.⁴² Grundsätzlich kann zwischen Branchen- bzw. Industrieirreversibilität, Marktirreversibilität und Transaktionsirreversibilität unterschieden werden.⁴³ Von Branchen- bzw. Industrieirreversibilität wird gesprochen, wenn alle werterhaltenden Verwendungen von Produktionsanlagen innerhalb einer Branche bzw. Industrie vorzufinden sind. Bei Verwendung dieser außerhalb einer bestimmten Branche bzw. Industrie weisen sie einen signifikant geringeren Wert auf.⁴⁴ Beispielsweise sind Flugzeuge branchenirreversibel für die Luftfahrtindustrie, die Druckmaschinen hingegen für die Druckereibranche.⁴⁵ Marktirreversibilität ist hingegen gegeben, wenn die werterhaltende Verwendung der Produktionsfaktoren innerhalb des betrachteten relevanten Marktes anzutreffen ist. Ein Beispiel für Marktirreversibilität sind Rohrleitungen, die für die Versorgung eines Stadtteils mit Wasser oder Gas verlegt wurden. Transaktionsirreversibilität liegt vor, wenn der Produktionsfaktor nur im Rahmen einer Transaktion mit einem bestimmten Wirtschaftspartner zum Einsatz kommt.⁴⁶ Ein Beispiel für Transaktionsirreversibilität ist, wenn für bestimmte Zulieferbeziehungen eigens dafür entwickelte und gebaute Produktionsanlagen benötigt werden. Somit ist die Branchen- bzw. Industrieirreversibilität die weiteste und Transaktionsirreversibilität die engste Form der Irreversibilität.⁴⁷

⁴¹ Vgl. Kantzenbach, E./Kruse, J. (1989), S. 74f, Kruse, J. (2001), S. 5.

⁴² Vgl. Kruse, J. (2001), S. 5, Kruse, J. (1986), S. 224f.

⁴³ Vgl. Kantzenbach, E./Kruse, J. (1989), S. 63f.

⁴⁴ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 59ff.

⁴⁵ Vgl. Kantzenbach, E./Kruse, J. (1989), S. 63f.

⁴⁶ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 59ff, Kantzenbach, E./Kruse, J. (1989), S. 63f.

⁴⁷ Vgl. Kantzenbach, E. /Kruse, J. (1989), S. 63f.

2.4 Bestreitbare Märkte und temporäre Monopole

Die Theorie der bestreitbaren Märkte zeigt der Wettbewerbspolitik in erster Linie Möglichkeiten auf, den Grad der Bestreitbarkeit eines Marktes zu erhöhen.⁴⁸ Darüber hinaus kann die Theorie zur Identifikation von regulierungsbedürftigen bzw. bestreitbaren Teilmärkten in Netzindustrien herangezogen werden. Teilmärkte, die als bestreitbar klassifiziert werden, bedürfen keiner Regulierung, da sie aufgrund der potenziellen Konkurrenz allokativ und technisch effizient sind.⁴⁹

Die Monopolstellung eines Unternehmens ist aus ordnungspolitischer Sicht als unproblematisch zu beurteilen und bedarf keiner Regulierung, wenn es sich um einen bestreitbaren Markt bzw. einen angreifbaren Markt handelt. Gemäß der Theorie der bestreitbaren Märkte wird ein Markt als vollkommen bestreitbarer bzw. angreifbar bezeichnet, wenn keine Markteintritts- und -austrittsbarrieren existieren, genauer gesagt die folgenden (idealisierten) Bedingungen erfüllt sind:⁵⁰

1. Es darf keine Kosten geben, die von den potentiellen Konkurrenten getragen werden müssen, die nicht auch für die etablierten Unternehmen anfallen bzw. beim Markteintritt angefallen sind.
2. Potentielle Newcomer verfügen über den gleichen Zugang wie die etablierten Unternehmen zu Know-how, verwendeten Produktionstechnologien, vor- und nachgelagerten Märkten sowie Faktorpreisen.
3. Potentielle Konkurrenten verfügen über dieselben Informationen bezüglich der Nachfrage wie die etablierten Unternehmen.
4. Es gibt keine institutionellen Markteintrittsbarrieren, die potentielle Newcomer am Markteintritt hindern könnten.
5. Die Konsumenten haben keine Präferenzen bzw. weisen keine Markentreue auf.
6. Newcomer haben keine Produktdifferenzierungsnachteile gegenüber den etablierten Unternehmen. Die Produkte sind aus Sicht der Nachfrager homogen. Die Konsumenten orientieren sich bei ihrer Kaufentscheidung lediglich am Preis.
7. Zudem liegt vollständige horizontale und vertikale Markttransparenz vor. Konsumenten reagieren ohne zeitliche Verzögerung auf Preisänderungen.

⁴⁸ Vgl. Wieandt, A./Wiese, H. (1993), S. 191.

⁴⁹ Vgl. Briglauer, W. (2004), S. 193.

⁵⁰ Die Ausführungen zur Theorie der bestreitbaren Märkte beruhen im Wesentlichen auf Bormann, J./Finsinger, J. (1999), S. 278ff. Ergänzend wurden verwendet: Baumol, W./Panzar, J. C./Willig, R. D. (1982), S. 4-8, Kruse, J. (1985), S. 297f, Kenneth, D. G. et al. (1991), S. 274-279.

8. Es existieren keine Irreversibilitäten. Das bedeutet, dass alle Fixkosten reversibel sind. Folglich ist der Marktaustritt kostenlos.
9. Ein potentieller Konkurrent entscheidet sich für den Marktzutritt, wenn er den aktuellen Preis unterbietet und dabei einen positiven Gewinn realisieren kann.
10. Die Zeit, die zwischen dem Bekanntwerden eines neuen Marktzutritts und der Betriebsaufnahme des Newcomers liegt, ist kürzer als die Zeit, die zwischen dem Wunsch der etablierten Unternehmen, ihre Preise angesichts eines neuen Marktzutritts zu ändern, und der tatsächlichen Preisänderung vergeht.

Erfüllt ein Markt die oben genannten Bedingungen, sind die etablierten Unternehmen eines Marktes der Drohung der hit-and-run-entry durch potentielle Konkurrenten ausgesetzt. Das bedeutet, dass ein potentieller Konkurrent, der die Möglichkeit sieht, einen positiven Gewinn zu erzielen, in der Lage wäre, in den Markt einzutreten und die Marktnachfrage größtenteils oder sogar im Ganzen zu bedienen. Anschließend könnte er den Markt – noch vor der Preisanpassung der etablierten Unternehmen als Reaktion auf den Marktzutritt – verlassen. Die etablierten Unternehmen wissen um die Gefahr der hit-and-run-entry. Folglich reicht die bloße Drohung des Marktzutritts durch potentielle Konkurrenten aus, um die etablierten Unternehmen zu disziplinieren, so dass – unabhängig von der Marktform (d. h. auch im Monopol) – allokativer, technische und qualitative Effizienz gegeben ist. Potentieller Wettbewerb ist somit ein perfektes Substitut für fehlenden aktiven Wettbewerb.⁵¹

Die Theorie der bestreitbaren Märkte ist in der wissenschaftlichen Literatur nicht unumstritten. Kritisiert werden vor allem die Prämissen der Theorie. Sie seien extrem restriktiv. Kein realer Markt würde diesen Anforderungen in Gänze genügen. In der Tat verfügen Kunden in der Realität meistens über Präferenzen, so dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Produkte stets perfekte Substitute sind. Das impliziert wiederum, dass der Preis nicht die einzige Entscheidungsvariable für das Kaufverhalten der Kunden ist. Institutionelle Markteintrittsbarrieren z. B. in Form von Patenten, Lizenzen oder Bürokratie (Vorschriften und Formalitäten, wie z. B. Genehmigungen) sind in vielen Märkten die Regel. Zudem ist der Marktaustritt oft mit Kosten verbunden, da der Markteintritt selten vollständig ohne irreversible Investitionen

⁵¹ Die Ausführungen zur Theorie der bestreitbaren Märkte beruhen im Wesentlichen auf Bormann, J./Finsinger, J. (1999), S. 278ff. Ergänzend wurden verwendet: Baumol, W./Panzar, J. C./Willig, R. D. (1982), S. 4-8, Kruse, J. (1985), S. 297f, Kenneth, D. G. et al. (1991), S. 274-279.

möglich ist.⁵² Weichen die Charakteristika der realen Märkte von den idealisierten Prämissen der Theorie ab, ist ihre Bestreitbarkeit zwar eingeschränkt, jedoch nicht völlig ausgeschlossen.

Die Monopolstellung eines Unternehmens ist aus ordnungspolitischer Sicht ebenfalls unproblematisch und bedarf keiner Regulierung, wenn sie eine kurzfristige bzw. temporäre Erscheinung ist. Dies wird im Folgenden näher erläutert. Ein Unternehmen kann aufgrund eines Wettbewerbsvorsprungs, der z. B. auf einer Produkt- oder Verfahrensinnovation beruht, vorübergehend eine Monopolrente erwirtschaften. Die Aussicht darauf schafft ökonomische Anreize für eine Innovation. Die Monopolgewinne locken im Laufe der Zeit Nachahmer an, die den Wettbewerbsvorsprung des Unternehmens abbauen. Auch die Entwicklung alternativer Produkte und Verfahren bewirkt eine Annäherung des Preises an das Wettbewerbsniveau. Folglich ist eine zeitlich befristete Monopolstellung aus ökonomischer Sicht unproblematisch. Eine Unterbindung dieser durch wirtschaftspolitische Maßnahmen würde in vielen Fällen dazu führen, dass Unternehmen Innovationen unterlassen. Diese sind jedoch erforderlich, um die technische und qualitative Effizienz im Zeitablauf zu erhöhen.⁵³

2.5 Resistente Monopole

Ein resistentes Monopol besteht dann, wenn Subadditivität in Kombination mit hohen Markteintrittsbarrieren auftritt. In diesem Fall muss der Monopolist unter Umständen selbst bei gravierender allokativer, technischer und/oder qualitativer Ineffizienz Marktzutritte von Newcomern nicht befürchten.⁵⁴ Folglich fehlt in derartigen Märkten neben der disziplinierenden Wirkung des aktiven Wettbewerbs auch die Effizienzwirkung der potentiellen Konkurrenz.⁵⁵

Ist die Existenz eines resistenten Monopols auf das Vorliegen von Subadditivität in Kombination mit irreversiblen Kosten zurückzuführen, begründet sich das Fehlen der disziplinierenden Wirkung durch potentielle Konkurrenz dadurch, dass irreversible Kosten für den etablierten Monopolisten eine Marktaustritts- und für den Newcomer

⁵² Vgl. Bormann, J./Finsinger, J. (1999), S. 301-304, Viscusi, W. K. et al. (2000), S. 161.

⁵³ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 6-14.

⁵⁴ Vgl. Kruse, J. (2001), S. 7.

⁵⁵ Vgl. Kruse, J. (2001), S. 7.

eine Markteintrittsbarriere darstellen. Im Falle von Subadditivität erzeugt nämlich jeder Marktzutritt wegen der hohen relativen mindestoptimalen Betriebsgröße enorme Überkapazitäten. Da der Monopolist die irreversiblen Investitionen bereits getätigt hat, handelt er bei einer relativ elastischen Preisabsatzfunktion gewinnmaximal bzw. verlustminimierend, wenn er jeden Preis des Newcomers unterbietet, solange er dabei noch in der Lage ist, seine reversiblen Kosten (d. h. variable Kosten und reversible Fixkosten) und einen Teil der irreversiblen Kosten zu decken.⁵⁶ Bei einem Marktaustritt würde er hingegen einen Verlust in Höhe der gesamten irreversiblen Kosten realisieren. Für die Preiskalkulation eines Newcomers vor dem Marktzutritt sind dagegen nicht nur die reversiblen, sondern auch die irreversiblen Kosten von Bedeutung, die er tätigen muss, um sein Produkt bzw. seine Produkte anbieten zu können. Der Newcomer wird somit nur einen Markteintritt wagen, wenn er zuversichtlich ist, zu dem erwarteten Marktpreis sowohl seine reversiblen als auch irreversiblen Kosten vollständig decken zu können. Antizipiert der Newcomer vor dem Marktzutritt, dass die Irreversibilität der Produktionsfaktoren eine Marktaustrittsbarriere für den Monopolisten darstellt und dass nach seinem Marktzutritt der Marktpreis aufgrund des Preiswettbewerbs in Folge der Überkapazitäten zwischen ihm und dem Monopolisten unter das langfristig kostendeckende Niveau sinkt, wird er vom Marktzutritt absehen, da er befürchten muss, dass ein Großteil seiner Investitionen aufgrund der Irreversibilität der benötigten Produktionsfaktoren unwiederbringlich verloren ist, wenn er sich für einen Marktaustritt entscheiden sollte.⁵⁷ Somit stellen die irreversiblen Investitionen eine Markteintrittsbarriere für potenzielle Konkurrenten dar. Je höher die zu erwartenden Verluste in Folge eines Marktaustrittes sind, desto höher sind die Markteintrittsbarrieren für potenzielle Konkurrenten.⁵⁸ Somit kann die potenzielle Konkurrenz keine disziplinierende Wirkung auf ihn entfalten. Allokative, technische und qualitative Ineffizienz sind in der Regel die Folge.

Die Monopolresistenz wird jedoch relativiert, wenn der Marktzutritt für Newcomer z. B. aufgrund des technischen Fortschritts auch ohne irreversible Investitionen möglich ist. Ebenfalls die Monopolresistenz mindernd wirken die heterogenen Präferenzen und Präferenzänderungen der Nachfrager im Zeitablauf. Je heterogener die Präferenzen sind und je schneller die Präferenzen der Nachfrager sich im Zeitablauf verändern, desto

⁵⁶ Vgl. Kruse, J. (2001), S. 7.

⁵⁷ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 114.

⁵⁸ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 307ff.

höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein potentieller Newcomer ein alternatives Produkt entwickelt, mit dem ein profitabler Markteintritt realisierbar ist. Darüber hinaus wird die Monopolresistenz durch intermodale Konkurrenz von benachbarten Produkten und durch Substitutionskonkurrenz anderer Branchen reduziert. Je stärker diese ausgeprägt sind, desto elastischer ist nämlich die Preisabsatzfunktion des Monopolisten.⁵⁹

2.6 Monopolistische Bottlenecks

Ein dauerhaft resistentes Monopol wird als ein monopolistischer Bottleneck bezeichnet, wenn die Einrichtung zum einen nicht dupliziert werden kann, um den aktiven Anbieter zu disziplinieren. Zum anderen muss die Einrichtung für die Produktion eines Gutes bzw. die Erbringung einer Dienstleistung auf einem Komplementärmarkt (auch aufgrund fehlender Alternativen) unentbehrlich sein. Das bedeutet, dass alle Anbieter, die dort tätig werden wollen, einen Zugang zu dieser Einrichtung benötigen. Andernfalls ist die Schaffung von Wettbewerb auf den Komplementärmärkten bzw. den dem monopolistischen Bottleneck vor- und nachgelagerten Märkten eher schwierig.⁶⁰

Für die Unmöglichkeit der Duplizierung einer Einrichtung kann es viele verschiedene Gründe geben. So kann es z. B. tatsächlich unmöglich sein, die Einrichtung zu duplizieren. Ursächlich für die tatsächliche Unmöglichkeit der Duplizierung sind in der Regel technische oder geographische Gründe.⁶¹ Es ist z. B. technisch nicht möglich, Funkfrequenzen zu duplizieren bzw. zu vervielfältigen. Geographische Ursachen für die Unmöglichkeit der Duplizierung können z. B. Bergketten und Flüsse sein.⁶² Neben der tatsächlichen Unmöglichkeit kann es rechtliche Gründe für die Nicht-Duplizierbarkeit der Einrichtung geben. Dazu zählen Gesetze, die eine Vervielfältigung der Einrichtung verbieten, obwohl es technisch und geographisch durchaus möglich wäre.⁶³ Auch ökonomische Gründe können für die Unmöglichkeit der Duplizierung verantwortlich sein.⁶⁴ Ein ökonomischer Grund für die Unmöglichkeit der Duplizierung kann in der

⁵⁹ Vgl. Kruse, J. (2001), S. 9f.

⁶⁰ Vgl. Lipsky, A. B. Jr./Sidak, J. G. (1999), S. 1211f, Trute, H-H. et al. (2001), S. 292, Knieps, G. (2002), S. 60f.

⁶¹ Vgl. Trute, H-H. et al. (2001), S. 293, Rottenbiller, S. (2002), S. 35.

⁶² Vgl. Rottenbiller, S. (2002), S. 35.

⁶³ Vgl. Trute, H-H. et al. (2001), S. 292f, Rottenbiller, S. (2002), S. 35.

⁶⁴ Vgl. Trute, H-H. et al. (2001), S. 293, Rottenbiller, S. (2002), S. 35.

Subadditivität der Kostenfunktion der Einrichtung begründet sein.⁶⁵ Ist dies der Fall, stellt die Vervielfältigung der Einrichtung aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Ressourcenverschwendung dar. Verschärft wird die Unmöglichkeit der Duplizierung durch das Auftreten von Subadditivität in Kombination mit hohen irreversiblen Kosten.⁶⁶ Diese stellen nämlich – wie im vorangegangenen Kap. 2.5 erläutert – eine Markteintrittsbarriere für Marktneulinge dar. Darüber hinaus ist eine Nicht-Duplizierbarkeit z. B. aus ökonomischen Gründen auch dann gegeben, wenn sie unzumutbar bzw. unwirtschaftlich wäre.⁶⁷ Dieser Fall liegt vor, wenn die Errichtung der Einrichtung mit hohen irreversiblen Investitionen verbunden ist und aufgrund von zukünftigen Unsicherheiten die Duplizierung auch langfristig nicht rentabel wäre.⁶⁸

Im Gegensatz zu bestreitbaren Märkten besteht im Falle von resistenten Monopolen und monopolistischen Bottlenecks durchaus ein Regulierungsbedarf.⁶⁹ Der Grund hierfür ist zum einen die Gewährleistung der allokativen Effizienz, da der Monopolist im Vergleich zum Wohlfahrtsoptimum bei Wettbewerb zu hohe Preise verlangt oder zu geringe Mengen produziert.⁷⁰ Zudem hat der Monopolist aufgrund seiner unangreifbaren Marktpositionen keinen Anreiz, technisch effizient zu produzieren. Folglich muss durch die Regulierung technische Effizienz sichergestellt werden. Von technischer Effizienz ist die Rede, wenn Güter in einer definierten Qualität zu den geringstmöglichen, gesamtwirtschaftlichen Kosten hergestellt werden.⁷¹ Die überhöhten Kosten können z. B. das Ergebnis eines übermäßigen Verbrauchs an Produktionsfaktoren und/oder überteuerter Inputpreise sein.⁷² Darüber hinaus kann eine überhöhte Entlohnung der Manager aber auch der Arbeitnehmer insgesamt technische Ineffizienz bedingen. Übermäßige Ausgaben für freiwillige Sozialleistungen sowie hohe Aufwendungen für Prestige und Statussymbole wie z. B. Dienstwagen und Dienstreisen führen ebenfalls zu einem ineffizienten Kostenniveau.⁷³ Ferner kann die Anwendung von Produktionsverfahren, die nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprechen,

⁶⁵ Vgl. Rottenbiller, S. (2002), S. 35.

⁶⁶ Vgl. Rottenbiller, S. (2002), S. 34.

⁶⁷ Vgl. Trute, H-H. et al. (2001), S. 293.

⁶⁸ Vgl. Hausmann, J. A./Gregory J. S. (1999), S. 462f, Trute, H-H. et al. (2001), S. 293, Rottenbiller, S. (2002), S. 35.

⁶⁹ Vgl. Armstrong, M. et al. (1994), S. 11-14.

⁷⁰ Vgl. Armstrong, M. et al. (1994), S. 11-14.

⁷¹ Vgl. Kallfass, H. H. (1990), S. 7, Armstrong, M. et al. (1994), S. 11-14, Shephard, W. (1997), S. 33ff, Carlton, D./Perloff, J. (2000), S. 12.

⁷² Vgl. Kruse, J. (1985), S. 99.

⁷³ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 99ff.

technische Ineffizienz bedingen.⁷⁴ Neben der allokativen und technischen Ineffizienz können resistente Monopole auch mit qualitativer Ineffizienz verbunden sein.⁷⁵ Qualitative Effizienz ist erreicht, wenn sich die produzierten Güter optimal an den Bedürfnissen und Präferenzen der Nachfrager orientieren und so eine Abschöpfung der maximalen Zahlungsbereitschaft ermöglichen.⁷⁶ Das Ziel der Regulierung ist es, ein Marktergebnis zu erzielen, das möglichst nah an dem eines funktionierenden Wettbewerbs liegt.⁷⁷

Stellt das resistente Monopol zugleich einen monopolistischen Bottleneck dar, wird durch die Regulierung zudem das Ziel verfolgt, den Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Komplementärmärkten (sofern dieser dort grundsätzlich möglich ist) zu implementieren bzw. zu intensivieren.⁷⁸

3 Analyse der Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft kann nach dem Liberalisierungs- und Deregulierungsprozess grob in die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Großhandel, Übertragung, Netzbetrieb, Verteilung sowie Vertrieb unterteilt werden (vgl. Abb. 3-1).⁷⁹

⁷⁴ Vgl. Kallfass, H. H. (1990), S. 7f.

⁷⁵ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 133f, Armstrong, M. et al. (1994), S. 11-14.

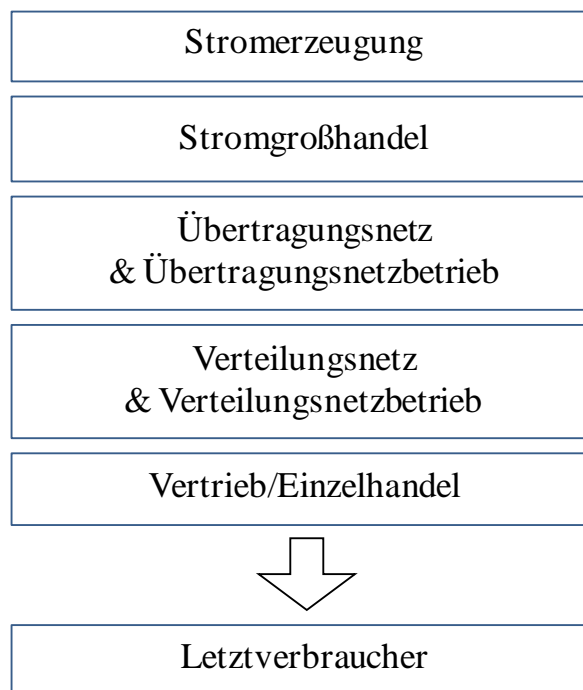
⁷⁶ Vgl. Kruse, J. (1985), S. 117f, Kallfass, H. (1990), S. 9ff.

⁷⁷ Vgl. Abegg, P. et al. (2011), S. 79.

⁷⁸ Vgl. Abegg, P. et al. (2011), S. 79.

⁷⁹ An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass die Wertschöpfungsstufe der Elektrizitätswirtschaft noch feiner untergliedert werden kann. Für die Fragestellung der Arbeit ist jedoch die in Abbildung 3-1 vorgenommene Einteilung ausreichend.

Abbildung 3-1: Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung

Im Rahmen des Kapitels 3 werden zum einen die Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft vorgestellt. Die Kenntnis darum ist grundlegend für das Verständnis der Arbeit. Zum anderen wird untersucht, ob das Elektrizitätsnetz ein monopolistischer Bottleneck ist und ob auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Groß- und Einzelhandel Wettbewerb grundsätzlich möglich ist. Denn nur unter dieser Voraussetzung lässt sich beurteilen, ob die vertikale Desintegration der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Intensivierung des Wettbewerbs und der Schaffung des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität beitragen kann.

3.1 Technische und ökonomische Charakteristika der Stromerzeugung

Im Bereich der Stromerzeugung wird elektrischer Strom produziert. Unter Strom wird in der vorliegenden Arbeit die gerichtete Bewegung von elektrisch geladenen Teilchen (Elektronen) vom Minus- zum Pluspol einer Spannungsquelle verstanden.⁸⁰ Wichtige Kenngrößen sind die Stromstärke und die Spannung. Die Stromstärke [I] gibt an, wie viele elektrisch geladene Teilchen in einer bestimmten Zeit durch den Querschnitt eines

⁸⁰ Vgl. Frohne, H. et al. (2011), S. 10f.

Leiters fließen.⁸¹ Sie wird in Ampere gemessen [A]. Die Voraussetzung für das Fließen des Stroms ist die elektrische Spannung [U], deren Einheit Volt [V] ist.⁸² Das Produkt aus Stromstärke und Spannung wird als elektrische Leistung [P] bezeichnet. Unter elektrischer Leistung wird der zu einem bestimmten Zeitpunkt bezogene oder gelieferte Strom verstanden. Die elektrische Leistung wird in Watt bzw. in Kilowatt [kW], Megawatt [MW] oder Gigawatt [GW] usw. gemessen.⁸³ Das Produkt aus elektrischer Leistung und der Zeit ist die elektrische Arbeit [W]. Sie gibt an, wie viel von der elektrischen Leistung innerhalb einer bestimmten Zeit erzeugt oder verbraucht wird. Gemessen wird die elektrische Arbeit in Kilowattstunden [kWh] oder Megawattstunden [MWh].⁸⁴

Physikalisch betrachtet ist das Handelsprodukt Elektrizität ein homogenes Gut.⁸⁵ Es gibt keine Unterscheidungsmerkmale wie z. B. Qualität, Form, Farbe oder Geschmack.⁸⁶ Nur wenn Händler und/oder Endverbraucher bei ihrer Kaufentscheidung der Herkunft von Elektrizität eine Bedeutung beimessen, bekommt diese einen heterogenen Charakter.⁸⁷ Besonders relevant sind in diesem Zusammenhang die zur Erzeugung der Elektrizität eingesetzte Erzeugungstechnologie bzw. die zur Elektrizitätserzeugung verwendeten Primärenergieträger. Wachsendes Umweltbewusstsein der Bevölkerung hat dazu geführt, dass immer mehr Endverbraucher Elektrizität aus regenerativen Energiequellen präferieren bzw. nachfragen, obwohl der Preis (€/kWh) dafür in der Regel über dem Preis für Strom aus konventionellen Kraftwerken liegt. So betrug im Jahr 2010 der Anteil der Letztverbraucher, die ihren Strom zum Ökostromtarif⁸⁸ bezogen, 20%. Dies entspricht einem Marktanteil von 6%.⁸⁹

⁸¹ Vgl. Bardo, D. et al. (2009), S. 101.

⁸² Vgl. Goretzki, G. (2004), S. 18.

⁸³ Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 293.

⁸⁴ Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 293.

⁸⁵ Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 293.

⁸⁶ Vgl. Bloch, S. (2011), S. 178.

⁸⁷ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 32.

⁸⁸ „Unter einem Ökostromtarif wird ein Stromtarif verstanden, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird“ (Bundesnetzagentur, 2011, S. 150).

⁸⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 150.

3.1.1 Erzeugungstechnologien

Die Stromerzeugung findet in Kraftwerken statt. Diese können je nach verwendeter Technologie in thermische und nicht-thermische Kraftwerke unterteilt werden.⁹⁰ Ein Überblick über thermische und nicht-thermische Kraftwerke findet sich in Abb. 3-2. In thermischen Kraftwerken findet die Stromerzeugung mit Hilfe von Wärme statt, die entweder durch die Verbrennung von Primärenergieträgern (z. B. Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Biomasse), die Kernspaltung des Urans oder die Nutzung natürlicher Wärmequellen (wie z. B. Sonnenwärme und Erdwärme) entsteht.⁹¹ In *Dampfkraftwerken* wird die aus der Verbrennung von fossilen Primärenergieträgern entstandene Wärme benutzt, um ein Arbeitsmittel (z. B. Wasser) zu erhitzen und in einen gasförmigen Aggregatzustand – auch Dampf genannt – zu überführen.⁹² Die thermische Energie des Dampfes treibt eine Dampfturbine an, die wiederum mit dem Generator verbunden ist. Der Generator wandelt die mechanische Energie (Rotationsenergie) der Dampfturbine in elektrische Energie um.⁹³ In *Gasturbinenkraftwerken* wird auf Arbeitsmittel verzichtet. Stattdessen treiben heiße Abgase aus der Brennkammer die Turbine an. Die mechanische Energie (Rotationsenergie) der Gasturbine wird von dem Generator in elektrische Energie umgewandelt.⁹⁴ Die Gas- und Dampfturbinenkraftwerke verfügen sowohl über eine Dampf- als auch eine Gasturbine. Die heißen Abgase aus der Brennkammer treiben eine Gasturbine an. Danach werden sie einem Abhitzkessel zugeführt. Dort erzeugen sie Wasserdampf, der wiederum eine Dampfturbine antreibt. Auch hier wandeln Generatoren die mechanische Energie (Rotationsenergie) der Turbinen in elektrische Energie um.⁹⁵ Bei einem Blockheizkraftwerk wird durch die Verbrennung von z. B. Biogas ein Verbrennungsmotor angetrieben, der mit einem Generator gekuppelt ist. Der Generator wandelt die mechanische Energie des Motors in elektrische Energie um.⁹⁶ Geothermische Kraftwerke funktionieren wie ein Dampfkraftwerk. Das heiße Thermalwasser wird an die Erdoberfläche gepumpt.⁹⁷ Dort wird ein Arbeitsmittel erhitzt

⁹⁰ Vgl. Panos, K. (2009), S. 271.

⁹¹ Vgl. Reiche, D. (2005), S. 52f.

⁹² Vgl. Reiche, D. (2005), S. 52f.

⁹³ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 6-10.

⁹⁴ Vgl. Reiche, D. (2005), S. 52f.

⁹⁵ Vgl. Reiche, D. (2005), S. 52f, Heuck, K. et al. (2007), 18f.

⁹⁶ Vgl. Heuck, D. et al. (2007), S. 19.

⁹⁷ Für den Fall, dass keine natürlichen Heißwasserquellen vorhanden sind, kann Wasser zum Aufheizen in eine Tiefenbohrung gepresst werden, wo es sich beim Durchströmen des heißen Tiefengesteins erhitzt (vgl. Heuck, K. et al., 2007, S. 44).

und in gasförmigen Aggregatzustand überführt. Der Dampf wird benutzt, um eine Dampfturbine anzutreiben, die an einen Generator gekoppelt ist. Dieser wandelt die mechanische Energie (Rotationsenergie) der Dampfturbine in elektrische Energie um.⁹⁸

Auch solarthermische Kraftwerke – damit sind Parabolrinnenkraftwerke und Turmkraftwerke gemeint – funktionieren in Abhängigkeit von der verwendeten Erzeugungstechnologie und eingesetztem Arbeitsmittel wie Dampf- oder Gas- und Dampfkraftwerke. Der Unterschied zu konventionellen Dampfkraftwerken ist, dass zur Erhitzung des Arbeitsmittels Wärmeenergie der Sonnenstrahlung benutzt wird und nicht die Energie aus der Verbrennung von fossilen Primärenergieträgern wie Stein- oder Braunkohle. Im Gegensatz zu konventionellen Gas- und Dampfkraftwerken wird die Gasturbine bei einem solarthermischen Kraftwerk nicht von den heißen Abgasen aus der Verbrennungskammer, sondern von der durch die Wärmeenergie der Sonnenstrahlung erhitzten Luft angetrieben. Anschließend gibt die Luft die aufgenommene Wärmeenergie über einen Wärmetauscher an das Wasser ab, wodurch Wasserdampf entsteht, der eine Dampfturbine antreibt.⁹⁹

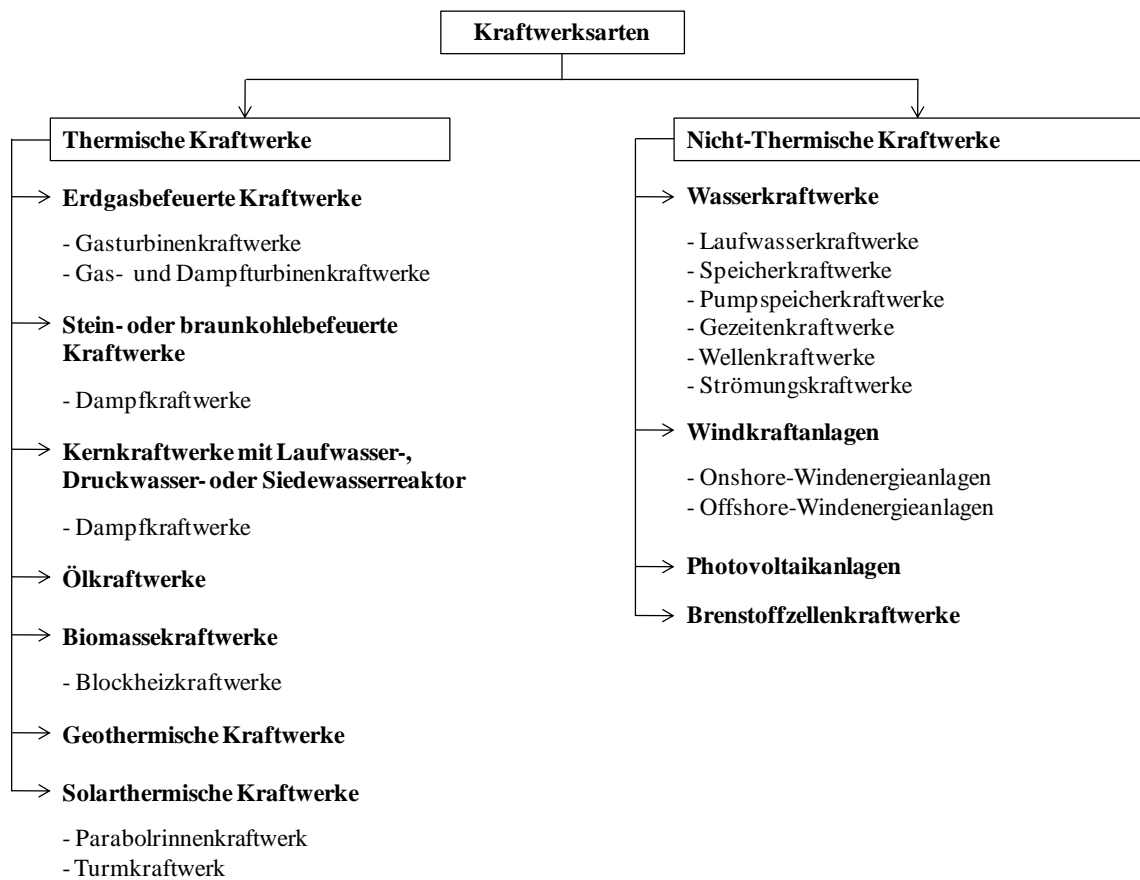
Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken kommen nicht-thermische Kraftwerke ohne Wärme aus. So wird bei Wasserkraftwerken und Windkraftanlagen die kinetische Energie des Wassers bzw. des Windes mittels Turbinen in mechanische Energie umgesetzt. Anschließend wird die mechanische Energie (Rotationsenergie) der Turbinen mittels Generatoren in elektrische Energie umgewandelt. Die Stromerzeugung bei Photovoltaikanlagen beruht auf der elektrochemischen Umwandlung des Sonnenlichts in elektrische Energie. In einer Brennstoffzelle wird chemisch gebundene Energie mittels einer katalytischen Oxidation eines Brennstoffes (z. B. Wasserstoff) direkt in elektrische Energie umgewandelt.¹⁰⁰

⁹⁸ Vgl. <http://www.geothermie-traunreut.de/geothermie-kraftwerk/>, Stand: 08.10.2012.

⁹⁹ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 40f.

¹⁰⁰ Vgl. Reiche, D. (2005), S. 52f.

Abbildung 3-2: Thermische und Nicht-Thermische Kraftwerke

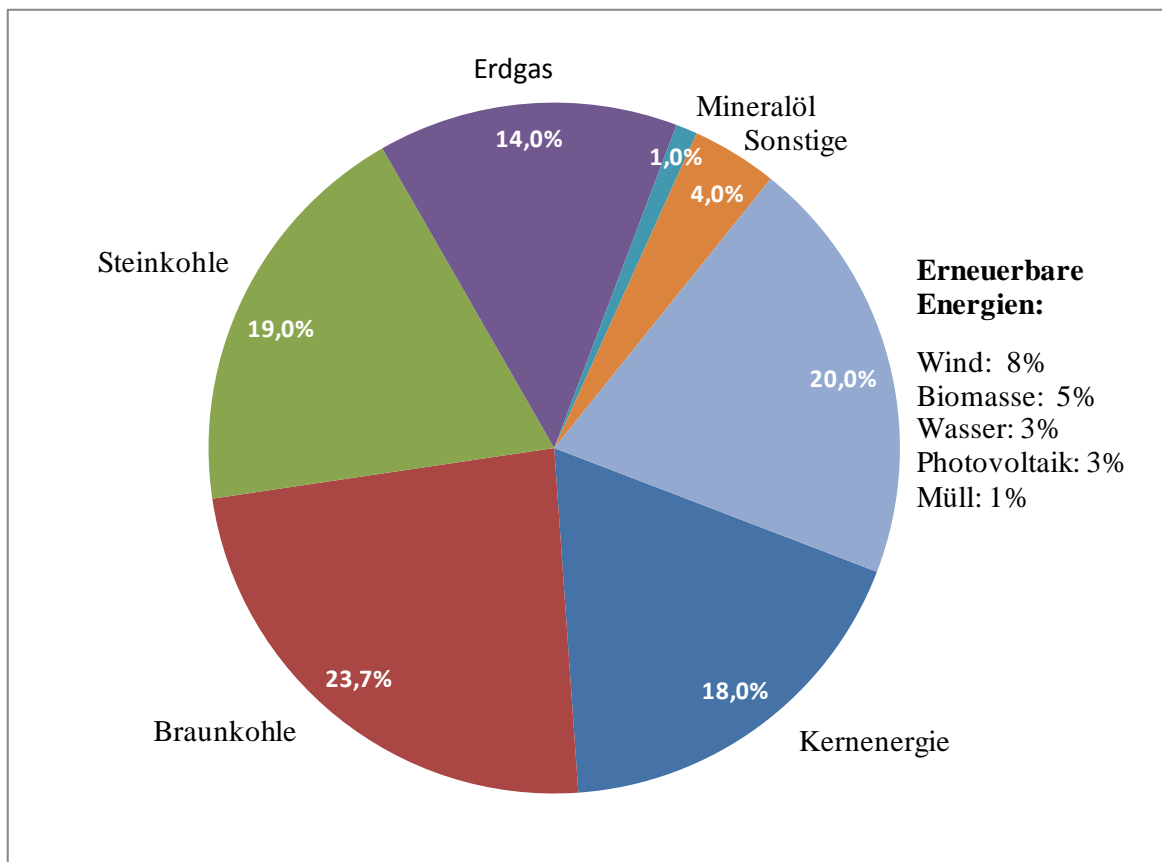


Quelle: Vgl. Panos, K. (2009), S. 271, Heuck, K. et al. (2007), S. 5-51.

3.1.2 Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Für die Stromerzeugung in Deutschland sind zurzeit insbesondere thermische Kraftwerke von Bedeutung. Im Jahr 2011 wurden mehr als 80% des Stroms in thermischen Kraftwerken erzeugt. Davon entfielen 18% auf Kernkraftwerke, 23,7% auf Braunkohlekraftwerke, 19% auf Steinkohlekraftwerke, 14% auf Erdgaskraftwerke, 5% auf Biomassekraftwerke und 1% auf Ölkraftwerke (vgl. Abb. 3-3).

Abbildung 3-3: Bruttostromerzeugung¹⁰¹ nach Energieträgern in Deutschland 2011



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Online:
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 24.09.2012.

3.1.3 Kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz bzw. kurzfristige Angebotsplanung

Die Stromnachfrage variiert im Laufe des Tages, der Woche und des Jahres.¹⁰² Die Lastkurve – auch Ganglinie genannt – veranschaulicht den Verlauf der Stromnachfrage innerhalb eines Betrachtungszeitraumes.¹⁰³ Werden die Leistungswerte der Ganglinie monoton fallend angeordnet, entsteht eine sogenannte Dauerlinie.¹⁰⁴ Die Dauerlinie informiert darüber, wie lange eine bestimmte Last innerhalb eines Betrachtungszeitraums vorgelegen hat.¹⁰⁵ Abbildung 3-4 veranschaulicht exemplarisch

¹⁰¹ Die Bruttostromerzeugung ist die erzeugte elektrische Arbeit inklusive des Eigenenergieverbrauchs der Kraftwerke (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand: 21.05.2011).

¹⁰² Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 223, Heuck, K. et al. (2007), S. 68.

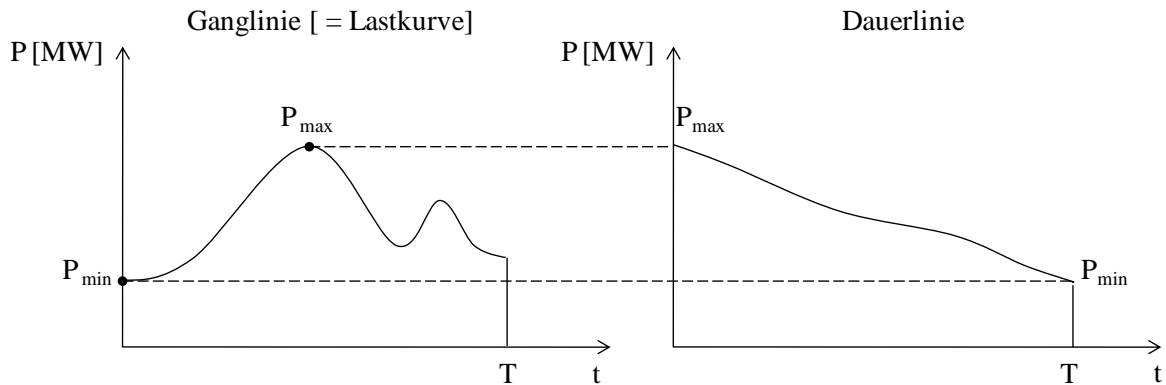
¹⁰³ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 655.

¹⁰⁴ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 655.

¹⁰⁵ Vgl. Schulz, Ch. (2007), S. 24.

die Umformung der Ganglinie in eine monoton abfallende Dauerlinie mit z. B. $T = 1\text{Tag} = 24\text{ Stunden}$, $T = 1\text{Monat} = 730\text{ Stunden}$ oder $T = 1\text{Jahr} = 8760\text{ Stunden}$.

Abbildung 3-4: Umformung der Ganglinie in eine Dauerlinie



Quelle: Heuck, K. et al. (2007), S. 655.

Die Lastkurve bzw. Ganglinie für $T = 1\text{Tag} = 24\text{ Stunden}$ kann mit einer Fehlerwahrscheinlichkeit von ca. 5% prognostiziert werden. Auf der Basis von Lastprognosen, ist es für Energieversorgungsunternehmen möglich, den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz zu planen.¹⁰⁶ Hierzu werden die zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzten Kraftwerke entsprechend ihrer ökonomischen (und teilweise ihrer technischen) Eigenschaften in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke unterteilt. Grundlastkraftwerke werden zur Deckung der Grundlast benötigt.¹⁰⁷ Das ist der Anteil der elektrischen Leistung, der im Laufe des Tages fortwährend benötigt wird. Grundlastkraftwerke zeichnen sich durch relativ hohe Fixkosten und niedrige variable Kosten aus.¹⁰⁸ Ihre Betriebszeit beträgt daher zwischen 4000-8000 Volllaststunden¹⁰⁹ pro Jahr.¹¹⁰ Typische Grundlastkraftwerke sind

¹⁰⁶ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 68.

¹⁰⁷ Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 225, Schwab, J. A. (2009), S. 60.

¹⁰⁸ Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 225, Schwab, J. A. (2009), S. 60.

¹⁰⁹ Eine Volllaststunde ist definiert als die elektrische Arbeit des Kraftwerks pro Jahr dividiert durch die elektrische Bruttoleistung des Kraftwerks. Beispiel: Angenommen, ein Steinkohlekraftwerk, dessen elektrische Bruttoleistung 160MW beträgt, produziert 480000MWh pro Jahr. Gemäß der Definition beträgt die Anzahl der Volllaststunden somit $480000\text{MWh} : 160\text{MW} = 3000\text{h}$. Die elektrische Energie im Umfang von 480000MWh entspricht also derjenigen elektrischen Energie, die das Kraftwerk erzeugen würde, wenn es 3000h mit der Bruttoleistung von 160MW in Betrieb wäre und in der übrigen Zeit stillstehen würde. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Volllaststunden nicht als die Anzahl der Stunden definiert ist, in denen das Kraftwerk mit Volllast, d. h. mit der max. Kraftwerksleistung, betrieben wird. Zeiten, in denen das Kraftwerk mit geringerer Leistung (Teillastbetrieb) gefahren wird, tragen ebenfalls zur Energieerzeugung und damit zu Volllaststunden bei (vgl. <http://www.energielexikon.info/volllaststunden.html>, Stand: 06.10.2011).

¹¹⁰ Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 223-226, Schwab, J. A. (2009), S. 60.

Braunkohle-, Kernkraft- und Laufwasserkraftwerke.¹¹¹ Um kurz anhaltende Lastspitzen und unerwartete Lastschwankungen bedienen zu können, werden Spitzenlastkraftwerke, zu denen vorwiegend Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke zählen, zugeschaltet.¹¹² Die Inbetriebnahme eines Spitzenlastkraftwerkes kann auch durch einen unvorhersehbaren Ausfall eines anderen Kraftwerkes erforderlich werden.¹¹³ Um jeder Lastveränderung folgen zu können, müssen Spitzenlastkraftwerke (im Gegensatz zu Grundlast- und Mittellastkraftwerken) über schnelle An- und Abfahrtszeiten sowie hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten verfügen.¹¹⁴ Letztere gibt an, wie viel elektrische Leistung ein Kraftwerk pro Zeiteinheit zusätzlich zur aktuellen Leistung bereitstellen bzw. wie schnell es seine elektrische Leistung pro Zeiteinheit reduzieren kann.¹¹⁵ Da die Spitzenlastkraftwerke tendenziell relativ niedrige Fixkosten, aber hohe variable Kosten (eine Ausnahme bilden die Pumpspeicherkraftwerke) aufweisen, beträgt ihre Betriebszeit nur wenige Volllaststunden im Jahr (500-1000h).¹¹⁶ Die Mittellast ist der Anteil der elektrischen Leistung, der zwischen der Grundlast und der Spitzenlast liegt.¹¹⁷ Zur Deckung der Mittellast werden sogenannte Mittellastkraftwerke eingesetzt. Ihre Betriebszeit liegt zwischen 2500-4000 Volllaststunden. Typische Mittellastkraftwerke sind Steinkohlekraftwerke und Speicherwasserkraftwerke.¹¹⁸ Kraftwerke, deren Stromerzeugung sehr stark von der Witterung sowie von den Jahres- und Tageszeiten abhängig ist, können keinem der Lastbereiche zugeordnet werden. Zu derartigen Kraftwerken zählen insbesondere Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen.¹¹⁹

Im Folgenden wird die Ermittlung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes anhand des nachstehenden stark vereinfachenden Beispiels verdeutlicht. Angenommen, es stehen drei Kraftwerkstypen $i = 1, 2, 3$ zur Deckung der Stromnachfrage zur Verfügung. Die Gesamtkosten eines Kraftwerks pro Jahr sind $K_i = F_i + b_i X_i$. Mit F_i werden die Fixkosten und mit b_i die Brennstoffkosten pro Einsatzstunde X_i bezeichnet. Darüber hinaus soll gelten $F_1 > F_2 > F_3$ und $b_1 < b_2 < b_3$. Abbildung 3-5 veranschaulicht den Verlauf der Kostenfunktionen der drei Kraftwerkstypen. Ihr Vergleich zeigt den wirtschaftlichen

¹¹¹ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 65, Schwab, J. A. (2009), S. 60.

¹¹² Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 40.

¹¹³ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 69.

¹¹⁴ Vgl. Müller, E. et al. (2009), S. 91.

¹¹⁵ Vgl. www.energie.de, Stand: 31.08.2011.

¹¹⁶ Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 223-226, Schwab, J. A. (2009), S. 60.

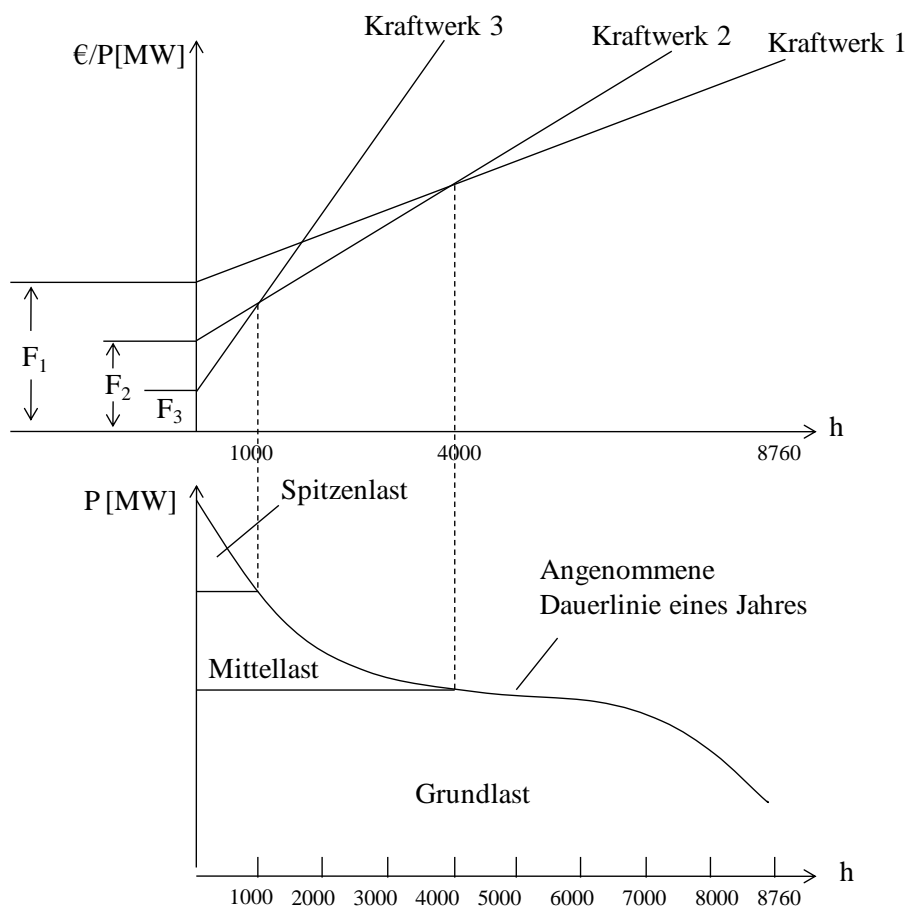
¹¹⁷ Vgl. Schwab, J. A. (2009), S. 60.

¹¹⁸ Vgl. Schiffer, H.-W. (2010), S. 255.

¹¹⁹ Vgl. Schiffer, H.-W. (2010), S. 255f.

Einsatzbereich der Kraftwerkstypen auf. So ist das Kraftwerk 3 bis zu einer Auslastung von 1000 Stunden günstiger als das Kraftwerk 2. Das Kraftwerk 2 ist bis zu einer Auslastung von ca. 4000 Stunden günstiger als das Kraftwerk 1. Ab 4000 Betriebsstunden ist das Kraftwerk 1 am günstigsten.¹²⁰ Damit wird das Kraftwerk 1 zur Deckung der Grundlast, das Kraftwerk 2 zur Deckung der Mittellast und das Kraftwerk 3 zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt.

Abbildung 3-5: Vereinfachte, schematische Ermittlung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes



Quelle: Rebhan, E. (2002), S. 225.

Der optimale Kraftwerkseinsatz ist somit nur von den kurzfristigen variablen Kosten bzw. den kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke abhängig. Diese werden vor allem durch die Brennstoffkosten und die CO₂-Zertifikatskosten determiniert. Da die Fixkosten unabhängig davon anfallen, ob das Kraftwerk eingesetzt wird oder nicht,

¹²⁰ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 222ff.

spielen sie bei der Entscheidung über die Einsatzrangfolge keine Rolle.¹²¹ Der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz, d. h. die Inbetriebnahme der Kraftwerke entsprechend ihrer kurzfristigen Grenzkosten in aufsteigender Reihenfolge zur Befriedigung der Stromnachfrage, wird auch als Merit Order bezeichnet. Das Optimierungsergebnis kann sich in Folge veränderter Rahmenbedingungen im Laufe der Zeit ändern. So können z.B. eine Veränderung der Preise für Primärenergieträger sowie der technische Fortschritt in der Kraftwerkstechnik eine Änderung der Merit Order bewirken. Auch staatliche Eingriffe z.B. in Form des Erneuerbare-Energien-Gesetzes üben einen Einfluss auf diese aus.¹²²

Vor der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft wurde die kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausschließlich für sein Versorgungsgebiet durchgeführt, in dem es eine Monopolstellung inne hatte.¹²³ Im liberalisierten Strommarkt, in dem eine Vielzahl an Kraftwerksbetreibern miteinander in Konkurrenzbeziehung steht, entscheidet der Großhandelspreis für Strom (genauer gesagt der Day-Ahead-Spotmarkt-Preis)¹²⁴ über den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz zu einem bestimmten Zeitpunkt.¹²⁵ Durch die Möglichkeit des kurzfristigen Stromhandels wird der Kraftwerkseinsatz deutschlandweit (und sogar europaweit) koordiniert.¹²⁶ Dabei, d. h. beim normalen wettbewerblichen Verhalten, kommen nur solche Kraftwerke zum Einsatz, deren kurzfristige Grenzkosten bzw. kurzfristige variable Kosten unter dem jeweiligen Großhandelspreis für Strom liegen, da nur auf diese Weise sich Deckungsbeiträge erzielen lassen.¹²⁷ Ein Kraftwerksbetreiber mit langfristigen Lieferverpflichtungen wird auf den Einsatz des eigenen Kraftwerks verzichten, wenn er die Möglichkeit hat, der Lieferverpflichtung kostengünstiger durch ein Handelsgeschäft an der Börse nachzukommen.¹²⁸ Auf diese Weise kommen deutschlandweit (europaweit) nur Kraftwerke mit den geringsten kurzfristigen Grenzkosten zum Einsatz, so dass die Deckung der Stromnachfrage zu den geringstmöglichen Kosten pro Kilowattstunde erfolgt.

¹²¹ Vgl. Borenstein, S. (2000), S. 50, Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 38, Schiffer, H.-W. (2010), S. 256.

¹²² Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 224f.

¹²³ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 205ff.

¹²⁴ Der Aufbau des Großhandelsmarktes für Strom wird in Kap. 3.2 erläutert.

¹²⁵ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 60.

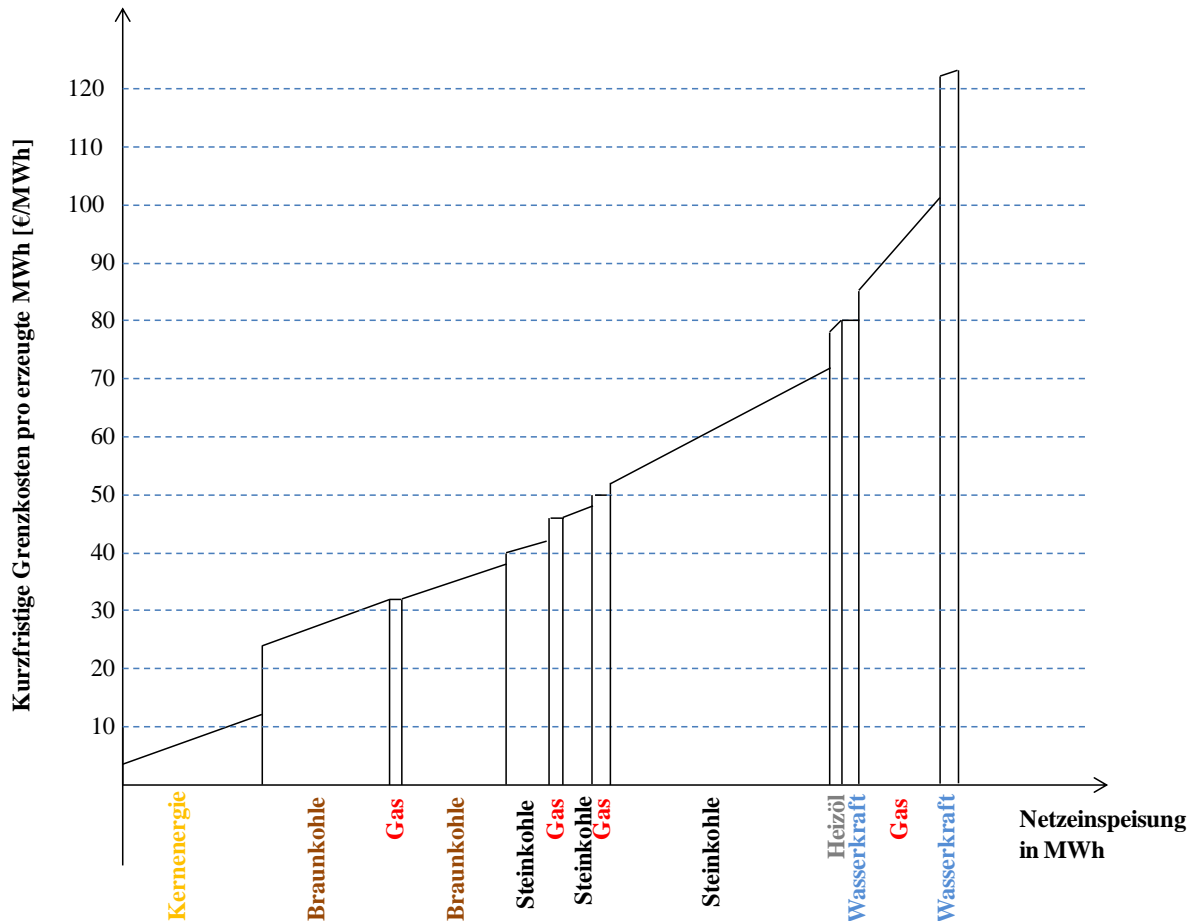
¹²⁶ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 205ff.

¹²⁷ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 10.

¹²⁸ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 60.

Eine vereinfachte beispielhafte Struktur der Merit Order für Deutschland ist in Abb. 3-6 skizziert.¹²⁹

Abbildung 3-6: Struktur der deutschen Merit Order



Quelle: Bundeskartellamt (2011), S. 10.

3.1.4 Mindestoptimale Kraftwerksgröße

Die mindestoptimale Kraftwerksgröße unterscheidet sich je nach Erzeugungstechnologie. Joskow, P. und Schmalensee, R. (1983, S. 48-54) kommen nach Auswertung diverser ökonomischer und ingenieurtechnischer Studien zu dem Ergebnis, dass die mindestoptimale Größe ca. 400MW je Kraftwerksblock bei fossil befeuerten Dampfkraftwerken und 900MW-1100MW je Block bei Kernkraftwerken beträgt. Maloney, M. T. (2001) verwendet für seine Studie Daten von fossil befeuerten Dampfkraftwerken, die 1995 und 1996 in Betrieb waren. Die Ergebnisse seiner Studie weisen darauf hin, dass die mindestoptimale Größe von kohlebefeuelten Anlagen

¹²⁹ Das Stromangebot aus EEG-Anlagen ist in der Abbildung nicht berücksichtigt.

321MW und für gasbefeuerte Anlagen 260MW beträgt. Laut Department of Energy and Climate Change of United Kingdom (2011, S. 12f.) liegt die mindestoptimale Betriebsgröße von kohlebefeierten Dampfkraftwerken zwischen 600-900MW. Die mindestoptimale Betriebsgröße der Kernkraftwerke bewegt sich zwischen 1000-1600MW. Gasturbinenkraftwerke haben eine mindestoptimale Betriebsgröße von 300MW, die der Gas- und Dampfturbinenkraftwerke liegt bei 450MW.¹³⁰

Angenommen, ein modernes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit installierter elektrischer Nettoleistung¹³¹ von 450MW produziert bei kontinuierlichem Volllastbetrieb $450[\text{MW}] * 24[\text{h}] * 365[\text{Tage}] = 3.942.000[\text{MWh}]$ Elektrizität pro Jahr. Ein privater Drei-Personen-Haushalt hat einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von ca. 3500KWh oder 3,5MWh. Daraus wird ersichtlich, dass die mindestoptimale Betriebsgröße der Anlage im Vergleich zu einzelnen Verbrauchern sehr hoch ist. Wird eine derartige Anlage z. B. zur Versorgung einer abgelegenen Insel mit einem in sich geschlossenen Elektrizitätsnetz errichtet, deren Stromverbrauch geringer ist als die elektrische Nettoleistung der Anlage, liegt ein natürliches Monopol vor. Ein resistentes Monopol ist es jedoch nur dann, wenn es z. B. aus gesetzlichen oder technischen Gründen keine Möglichkeit gibt, die Insel über eine Verbindungsleitung mit Strom zu versorgen, der anderswo erzeugt wird. Entspricht der relevante Markt hingegen der Bundesrepublik Deutschland mit einem Bruttostromverbrauch¹³² von ca. 617.000.000MWh (im Jahr 2012)¹³³, ist die mindestoptimale Betriebsgröße der Anlage relativ klein, so dass Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung grundsätzlich denkbar ist.

Es ist ferner zu beachten, dass aufgrund von Revisionen, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, aber auch unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen kein Kraftwerk 8760 Stunden pro Jahr in Betrieb ist. Ferner können viele Kraftwerke aus technischen, aber auch ökonomischen Gründen nicht beliebig schnell hoch- und heruntergefahren werden. So müssen z. B. einige Kraftwerke bestimmte Mindestlauf-

¹³⁰ Vgl. Department of Energy and Climate Change of United Kingdom (2011), S. 12f.

¹³¹ Unter Nettoleistung eines Kraftwerks ist die von ihm an das Elektrizitätsversorgungsnetz abgegebene elektrische Leistung zu verstehen. Sie ergibt sich aus der Bruttoleistung des Kraftwerks vermindert um dessen elektrische Eigenbedarfsleistung für z. B. Hilfsaggregate (vgl. Müller, L, 2001, S. 100).

¹³² „Der Brutto-Stromverbrauch ermittelt sich aus dem Netto-Stromverbrauch zuzüglich Netzverluste, Pumpstromverbrauch und Eigenverbrauch der Erzeugungsanlagen; der Brutto-Stromverbrauch lässt sich ebenfalls als Summe aus Brutto-Stromerzeugung und Stromimporten abzüglich der Stromexporte ableiten“ (Schiffer, H.-W., 2010, S. 217).

¹³³ Vgl. BDEW (2012), Online: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/97KC8N-stromerzeugung-aus-erneuerbaren-energien-de?open&ccm=500010045>, Stand: 16.05.2013.

und Mindeststillstandzeiten einhalten, um einen unwirtschaftlich hohen Materialverschleiß durch die bei An- und Abfahrvorgängen entstehenden Wärmespannungen zu verhindern.¹³⁴ Folglich eignen sich nicht alle Kraftwerke gleichermaßen zur Lastdeckung in jedem Bereich. All das weist darauf hin, dass zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mehr Kraftwerke zur Verfügung stehen müssen, als zur unmittelbaren Deckung der Stromnachfrage benötigt werden.

Sollte in Zukunft die mindestoptimale Betriebsgröße in Folge des technischen Fortschritts steigen, ist nicht zwangsläufig mit einer Erhöhung der Konzentration zu rechnen.¹³⁵ Stewart, J. F. (1979, S. 562ff.) kommt nämlich im Rahmen seiner Untersuchung zu dem Ergebnis, dass weniger die Erhöhung der Kraftwerksleistung [MW] bzw. der Kraftwerkskapazität, als vielmehr hohe Lastfaktoren¹³⁶ zur Senkung der Gesamtkosten pro Kilowattstunde beitragen. Auch Maloney, M. T. (2001) stellt fest, dass der Lastfaktor für die Degression der Stückkosten von signifikanter Bedeutung ist. Das weist darauf hin, dass auch die mindestoptimale Betriebsgröße unterschreitende Kraftwerke, grundsätzlich in der Lage sind, den Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen [€/kWh] zu erzeugen, wenn sie über einen vergleichsweise hohen Lastfaktor verfügen. Ursächlich hierfür ist die Fixkostendegression, die beim höheren Lastfaktor stärker zum Tragen kommt.¹³⁷ Dies wird im Folgenden anhand eines vereinfachten fiktiven Beispiels unter Zuhilfenahme der Abbildung 3-7 verdeutlicht. Angenommen, für die Deckung der Grundlast stehen zwei Kraftwerke (Kraftwerk A, Kraftwerk B) zur Verfügung, die mit Hilfe unterschiedlicher Technologien in einem bestimmten Lastbereich (Grund-, Mittel-, Spitzenlastbereich) Strom erzeugen. Die Bruttoleistung bzw. die maximale Kapazität des Kraftwerks A (K_A) entspricht der mindestoptimalen Betriebsgröße (MOB_A) der Erzeugungstechnologie – sagen wir – 1000MW. Das Kraftwerk könnte somit $1000\text{MW} \cdot 24 \cdot 365 = 8.760.000\text{MWh}$ im Jahr erzeugen. Es produziert jedoch nur X_A MWh (z. B. $5.000.000\text{MWh}$). Bezogen auf das Zahlenbeispiel

¹³⁴ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 61f.

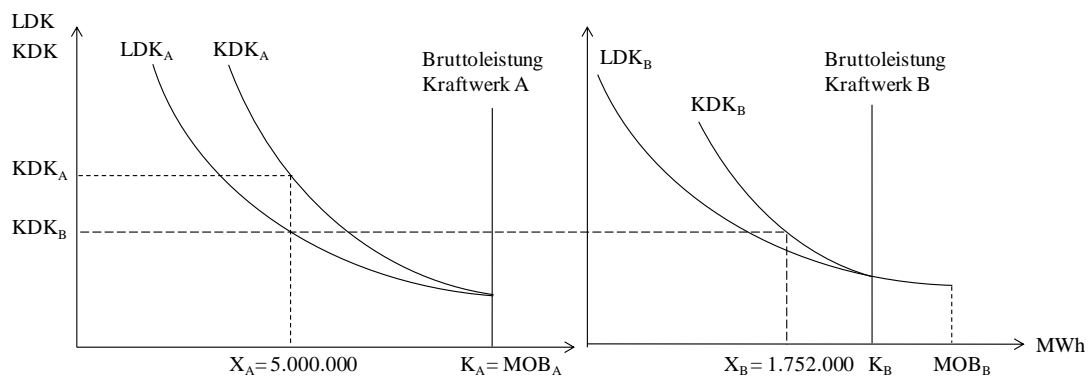
¹³⁵ Vgl. Drasdo, P. et al. (1998), S. 31f.

¹³⁶ Lastfaktor: Das Jahr hat 8760 Stunden. Ein Kraftwerk mit einer elektrischen Brutto-Leistung von z. B. 400MW könnte innerhalb des Jahres theoretisch $400[\text{MW}] \cdot 24[\text{h}] \cdot 365[\text{Tage}] = 3.504.000[\text{MWh}]$ produzieren. Allerdings steht kein Kraftwerk die vollen 8760 Stunden zur Verfügung. Grund: Kraftwerke müssen zeitweise z. B. wegen Revision oder Reparatur-, Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen abgeschaltet werden. Der Lastfaktor gibt an, wie viele Stunden im Jahr das Kraftwerk die volle Brutto- oder Nettoleistung [MW] (Volllaststunden) erbringen kann. Ein Lastfaktor von z. B. $\nu=20\%$ besagt, dass ein Kraftwerk $0,2 \cdot 8760\text{h} = 1752\text{h}$ volle Leistung erbringen kann. Das entspricht $400[\text{MW}] \cdot 1752\text{h} = 700800[\text{MWh}]$. Vereinfacht ausgedrückt, gibt der Lastfaktor den Grad der Kapazitätsausnutzung eines Kraftwerks innerhalb eines Jahres an (vgl. Erdmann, G./Zweifel, P, 2008, S. 38, 301).

¹³⁷ Vgl. Stewart, J. G. (1979), S. 564, Drasdo, P. et al. (1998), S. 32.

beträgt der Lastfaktor $[v]$ des Kraftwerks A $v = 0,57$. Die Bruttoleistung des Kraftwerks B (K_B) unterschreitet die mindestoptimale Betriebsgröße (MOB_B) der Erzeugungstechnologie und beträgt 200MW. Damit könnte das Kraftwerk B im Jahr $200\text{MW} \cdot 24\text{h} \cdot 365 = 1.752.000\text{MWh}$ erzeugen. Es produziert jedoch nur X_B MWh (z. B. $1.700.000\text{MWh}$). Bezogen auf das Zahlenbeispiel beträgt der Lastfaktor $[v]$ des Kraftwerks B also $v = 0,97$. Für den Fall, dass Kraftwerk A tatsächlich $5.000.000\text{MWh}$ und das Kraftwerk B $1.752.000\text{MWh}$ produzieren, kann bei in Abb. 3-7 unterstellten Kostenverläufen das Kraftwerk B eine MWh günstiger produzieren als das Kraftwerk A ($KDK_B < KDK_A$), und zwar obwohl die Bruttoleistung des Kraftwerks B die mindestoptimale Betriebsgröße unterschreitet.

Abbildung 3-7: Lastfaktor – Ein wettbewerbsrelevanter Parameter



LDK_A : Langfristige Durchschnittskosten des Kraftwerks A **KDK_A** : Kurzfristige Durchschnittskosten des Kraftwerks A
LDK_B : Langfristige Durchschnittskosten des Kraftwerks B **KDK_B** : Kurzfristige Durchschnittskosten des Kraftwerks B

Quelle: Eigene Darstellung

3.1.5 Irreversible Kosten bei Kraftwerksinvestitionen

Obwohl die mindestoptimale Betriebsgröße von Kraftwerken im Verhältnis zum Marktumfang vergleichsweise gering ist und Subadditivität der Kostenfunktion verworfen werden kann, ist der Markt für Stromerzeugung nicht uneingeschränkt bestreitbar. Ein wichtiger Grund hierfür sind die hohen markt-irreversiblen Investitionen, mit denen die Errichtung neuer Kraftwerke grundsätzlich verbunden ist. Die Investitionskosten sind in den letzten Jahren drastisch gestiegen. Ursächlich hierfür sind insbesondere eine weltweit hohe Nachfrage nach neuen Kraftwerken sowie der

Anstieg der Stahl- und Kupferpreise.¹³⁸ Um einen Eindruck von der Höhe der Investitionskosten zu bekommen, werden die Ergebnisse der Studie von Wissel, S. et al. (2010) skizziert. Wissel, S. et al. (2010) haben basierend auf einem Literatur- und Studienvergleich und der Auswertung von veröffentlichten, projektspezifischen Kostenangaben sowie durch Gespräche mit Kraftwerksherstellern und -betreibern für einige ausgewählte thermische und nicht-thermische Kraftwerke Investitionskosten geschätzt, die ab 2015 für den Neubau von Kraftwerken aufzubringen sind. Unter Investitionskosten verstehen die Autoren Kosten, die direkt und indirekt der Errichtung und der Inbetriebnahme eines Kraftwerks zuzuordnen sind. Zu den direkten Investitionskosten zählen insbesondere Aufwendungen für Erdarbeiten, Kraftwerksausrüstung (z. B. Turbinen, Generatoren, Kessel etc.), Baumaterial (z. B. Beton) sowie Lohnkosten. Zu den indirekten Investitionskosten gehören Kosten, die im Zusammenhang mit der ordnungsgemäßen Abwicklung des Bauvorhabens stehen. Ein Beispiel hierfür sind Kosten für die Genehmigung des Kraftwerksneubaus.¹³⁹ In Tabelle 3-1 sind die Investitionskosten in Euro pro Kilowatt für verschiedene Erzeugungstechnologien bezogen auf die elektrische Nettoleistung eines Kraftwerks aufgeführt. Daran ist zu erkennen, dass die Höhe der Investitionskosten in Abhängigkeit von der verwendeten Erzeugungstechnologie variiert. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Investitionskosten [€/kW] mit zunehmender Kraftwerksleistung [MW] sinken. Dieser Effekt nimmt jedoch mit steigender elektrischer Leistung des Kraftwerksblocks ab.¹⁴⁰

¹³⁸ Vgl. Panos, K. (2009), S. 287f, Wissel, W. et al. (2010), S. 4ff.

¹³⁹ Vgl. Wissel, S. et al. (2010), S. 3f.

¹⁴⁰ Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 216f, Panos, K. (2009), S. 289.

Tabelle 3-1: Investitionskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Technologie	Primärenergieträger	Elektrische Netto-Leistung [MWel]	Investitionskosten [€/kW]
Gas- und Dampfkraftwerk	Erdgas	800	700
Dampfkraftwerk	Steinkohle	800	1300
Dampfkraftwerk	Braunkohle	1050	1500
Dampfkraftwerk mit Druckwasserreaktor	Kernenergie	1600	1850
Laufwasser-KW	Wasser	3,1	4982
Wind-KW onshore	Wind	2	1050
Wind-KW offshore	Wind	5	1950
Photovoltaik-Anlage Freifläche	Solar	0,5	4275
Photovoltaik-Anlage Dach	Solar	0,002	5200
Holz-KW Wirbelschicht	Biomasse	20	2100

Quelle: Wissel, S. et al. (2010), S. 7.

Den Schätzungen der Autoren zur Folge würde z. B. der Neubau eines erdgasbefeuerten Gas- und Dampfkraftwerks mit einer elektrischen Nettoleistung von 800 Megawatt im Jahre 2015 rund 560 Millionen Euro kosten.

Ein Großteil der mit dem Kraftwerksneubau verbundenen Investitionskosten gilt als markt-irreversibel. Ursächlich hierfür ist zum einen die Tatsache, dass Kraftwerke aus ökonomischen und technischen Gründen standortgebunden bzw. immobil sind und der darin erzeugte Strom nur mit Hilfe von Leitungen transportiert werden kann. Die Leitungsgebundenheit von Strom begrenzt jedoch dessen Transportmöglichkeiten, da die Durchleitung von Strom über längere Distanzen aufgrund zunehmender Durchleitungsverluste unwirtschaftlich ist. Darüber hinaus kann ein Kraftwerk in der Regel am profitabelsten nur zur Stromerzeugung eingesetzt werden.¹⁴¹

¹⁴¹ Vgl. Lindstädt, H./Hauser, R. (2004), S. 52, Rudolph, B./Schäfer, K. (2010), S. 194, Bundeskartellamt (2011), S. 39.

3.1.6 Marktstruktur im Bereich der Stromerzeugung

Die Darstellung der Marktstruktur basiert auf den Ergebnissen der im März 2009 von dem Bundeskartellamt eingeleiteten Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel. Gegenstand der Untersuchung bildete die Wettbewerbssituation auf dem deutschen Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarkt in den Jahren 2007 und 2008.

Im Rahmen der Untersuchung wurde festgestellt, dass die Anzahl der Kraftwerksbetreiber in Deutschland verglichen mit den meisten europäischen Nachbarländern relativ groß ist. Allerdings weist der deutsche Stromerzeugungsmarkt eine hohe Konzentration auf. 80% der Erzeugungskapazitäten gehören den vier großen Energieversorgungsunternehmen RWE AG, E.ON AG, EnBW AG und Vattenfall Europe AG. Die vier Unternehmen verfügen auch über die höchsten Anteile an der Gesamteinspeisung von Strom in das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung.¹⁴² Die Aufteilung der Erzeugungskapazitäten und der Gesamteinspeisung auf die vier Unternehmen im Jahr 2009 ist in der Tabelle 3-2 veranschaulicht.

Tabelle 3-2: Verteilung der Erzeugungskapazitäten und der Gesamteinspeisung 2009

Energieerzeugungsunternehmen	Kapazitätsverteilung 2009 [MW]	Gesamteinspeisung 2009 [TWh]
EnBW	14%	14%
E.ON	19%	21%
RWE	31%	31%
Vattenfall	16%	16%
Summe	80%	80%

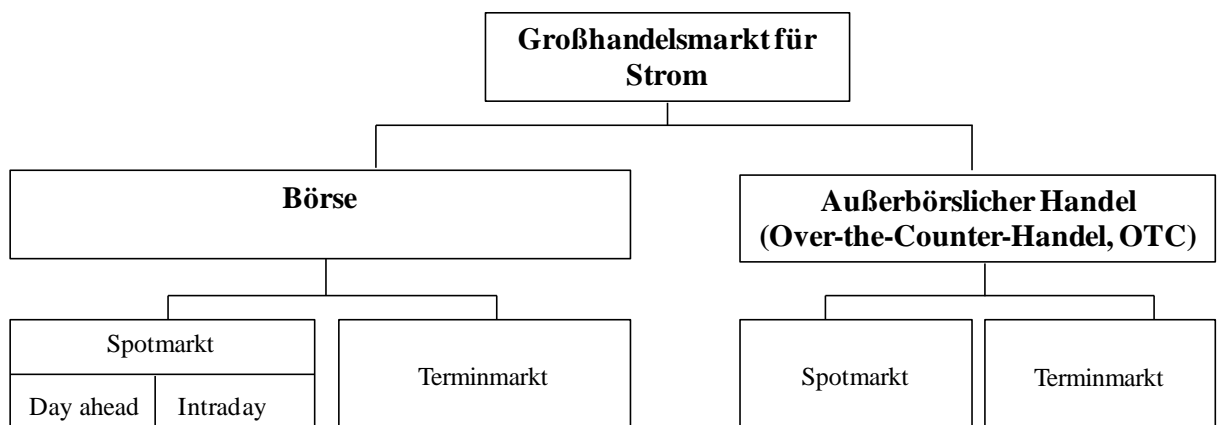
Quelle: Bundeskartellamt (2011), S. 94.

¹⁴² Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 45. Die Untersuchung des Bundeskartellamtes basiert auf rund 340 Kraftwerksblöcken, deren Erzeugungskapazität über 25MW je Anteilseigner beträgt. Nicht erfasst wurden Erzeugungskapazitäten, die nach dem EEG vergütet werden, Industriestromanlagen, die fast ausschließlich Strom für den Eigenverbrauch erzeugt haben sowie Energieerzeugungsanlagen, die ausschließlich oder weitestgehend zur Produktion des Bahnstroms verwendet werden (vgl. Bundeskartellamt, 2011, S. 44f.). Bei der sachlichen Marktabgrenzung wurde auf die Einbeziehung von Regelenergie verzichtet. Die räumliche Marktabgrenzung ist auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland begrenzt (vgl. Bundeskartellamt, 2011, S. 73-87).

3.2 Großhandelsmarkt für Strom

Der Stromhandel kann in Groß- und Einzelhandel bzw. Vertrieb unterteilt werden. Der Großhandelsmarkt (Erstabsatzmarkt) für Strom besteht in Deutschland aus dem börslichen und dem außerbörslichen Handel, der als Over-the-Counter-Handel (OTC-Handel) bezeichnet wird, und findet in der Regel auf der Ebene des Übertragungsnetzes statt (vgl. Abb. 3-8).¹⁴³ Die Stromgroßhändler können frei entscheiden, ob sie ihren Strom an der Börse (European Energy Exchange EEX) anbieten oder über den Over-the-Counter-Markt (OTC-Markt) vertreiben.¹⁴⁴ Im Folgenden werden die wesentlichen Charakteristika des börslichen und außerbörslichen Handels kurz erläutert. Dabei wird auf die Darstellung der auf den Märkten gehandelten Produkte verzichtet, da die Kenntnis darum für die Fragestellung der Arbeit von eher untergeordneter Bedeutung ist.

Abbildung 3-8: Großhandelsmarkt für Strom



Quelle: Schiffer, H-W. (2010), S. 287.

Als OTC-Handel wird der außerbörsliche, überwiegend nicht-standardisierte, bilaterale Handel bezeichnet.¹⁴⁵ Dort verhandeln Stromkäufer und -verkäufer bilateral über die Vertragsdetails des Geschäftes wie z. B. Preis, Menge, Lieferzeitpunkt, Vertragslaufzeit, Sonderklauseln etc.¹⁴⁶ Der OTC-Handel findet oft unter Einbeziehung von Intermediären statt.

¹⁴³ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 46f.

¹⁴⁴ Vgl. Angenendt, N. et al. (2008), S. 1.

¹⁴⁵ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 48.

¹⁴⁶ Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 290.

Ohne die Zwischenschaltung von Intermediären ist dem Verkäufer die Identität des Käufers (und umgekehrt) vor dem Handel bekannt. Beim Handel über einen Intermediär wird die Identität des Kontrahenten erst nach Abschluss des Handels bekannt.¹⁴⁷ Das Kontrahentenausfallrisiko – das heißt das Risiko eines Zahlungs- oder Lieferausfalls – liegt in der Regel bei den jeweiligen Handelspartnern. Die Marktteilnehmer haben jedoch auch die Möglichkeit des OTC-Clearings. Dabei werden die Handelsgeschäfte über eine Clearingbank abgewickelt, die als Vertragspartner für die Handelspartner fungiert und das Kontrahentenrisiko gegen eine Gebühr deckt.¹⁴⁸

Beim OTC-Markt kann in Abhängigkeit von den Erfüllungszeiträumen der Geschäfte zwischen einem Spot- und Terminmarkt unterschieden werden. Auf dem Spotmarkt werden überwiegend Kontrakte gehandelt, die in naher Zukunft, in der Regel am folgenden Tag oder maximal in zwei Tagen, zu erfüllen sind. Auf Terminmärkten werden hingegen Kontrakte gehandelt, deren Erfüllungszeitraum weiter in der Zukunft, genauer gesagt in zwei Tagen oder später, liegt.¹⁴⁹

Im Gegensatz zum OTC-Handel werden an der Strombörse standardisierte Produkte gehandelt.¹⁵⁰ Der Handel erfolgt anonym.¹⁵¹ (Die Identität der Käufer und Verkäufer ist nur der Börse bekannt). Vertragspartner aller Marktteilnehmer ist die Börse. Sie übernimmt die finanzielle Abwicklung und Absicherung der getätigten Geschäfte.¹⁵²

Auch beim Handel an der Börse kann in Abhängigkeit von den Erfüllungszeiträumen zwischen einem Spot- und Terminmarkt unterschieden werden. Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt. Am Day-Ahead-Markt werden sowohl Kontrakte für einzelne Stunden (Stundenkontrakte) als auch für Stundenblöcke (Blockkontrakte) des Folgetages gehandelt.¹⁵³ Bei Stundenkontrakten muss der Strom mit konstanter Leistung über die vereinbarte Lieferstunden geliefert werden. Bei Blockkontrakten erfolgt die Stromlieferung mit konstanter Leistung über mehrere

¹⁴⁷ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 48. Allerdings ist auch ein Clearing für OTC-Geschäfte möglich. Hierbei wird eine Clearingbank Handelspartner für alle Verträge und deckt das Kontrahentenrisiko für eine Gebühr ab (vgl. Bundeskartellamt, 2011, S. 48, Fußnote 32).

¹⁴⁸ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 48.

¹⁴⁹ Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 48, Bundeskartellamt (2011), S. 48.

¹⁵⁰ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 48.

¹⁵¹ Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 290.

¹⁵² Vgl. Panos, K. (2007), S. 42, Bundeskartellamt (2011), S. 48.

¹⁵³ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 231.

Lieferstunden, die vorab vereinbart wurden.¹⁵⁴ Am Intraday-Markt werden untertägige Geschäfte abgeschlossen. Gehandelt wird bis 45 Minuten vor der Liefererfüllung. In der Regel werden auf diesem Intraday-Markt nur Mengen gehandelt, die aufgrund kurzfristiger Ereignisse nachgefragt oder angeboten werden können oder müssen, um z. B. kurzfristig aufgetretene Fahrplanabweichungen auszugleichen.¹⁵⁵ Der Intraday-Markt ist der letzte Markt, auf dem Strom gehandelt werden kann.¹⁵⁶ Nach Beendigung des Handels auf dem Intraday-Markt, geht die Kontrolle der Stromflüsse auf die Übertragungsnetzbetreiber über. Diese müssen bei Über- oder Unterspeisung des Netzes die Netzspannung über den Einsatz von Regelenergie konstant halten.¹⁵⁷

Analog zum OTC-Terminmarkt werden auch auf dem EEX-Terminmarkt¹⁵⁸ Geschäfte abgeschlossen, deren Fälligkeit weiter in der Zukunft (> 2 Tage) liegt.¹⁵⁹ Sowohl der Handel auf dem OTC- als auch auf dem EEX-Terminmarkt dienen primär der Absicherung von Preisrisiken in der Zukunft.¹⁶⁰

Aufgrund physikalischer Gesetze, die durch die Kirchhoffschen Regeln beschrieben sind, ist es innerhalb eines vermaschten Elektrizitätsnetzes unmöglich, Elektrizität von einem Kraftwerk direkt zu einem bestimmten Letztverbraucher zu transportieren. D. h. auch, dass der Stromfluss nicht den abgeschlossenen Handelsgeschäften folgt. Aus diesem Grund werden sowohl auf dem Groß- als auch dem Einzelhandelsmarkt lediglich Bezugsrechte gehandelt. Diese berechtigen den Käufer der Rechte, eine spezifische Menge Strom über einen bestimmten Zeitraum hinweg aus dem Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung zu entnehmen. Die Verkäufer der Rechte haben die Pflicht, in diesem Zeitraum eine entsprechende Menge Strom in das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen.¹⁶¹

Unter den Marktteilnehmern im Stromgroßhandel sind z. B. die auf Handel spezialisierten Tochtergesellschaften der vier großen deutschen Energieversorgungsunternehmen (*RWE Supply & Trading GmbH, E.On Sales &*

¹⁵⁴ Vgl. Panos, K. (2009), S. 45. Blockkontrakte sind insbesondere für Anbieter von Strom aus Kraftwerken relevant, die aus Wirtschaftlichkeitsgründen Mindestlaufzeiten einhalten müssen oder nur langsam ihre Leistung variieren können (vgl. Ströbele, W. et al., 2010, S. 231).

¹⁵⁵ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 231.

¹⁵⁶ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 231.

¹⁵⁷ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 231.

¹⁵⁸ Der Terminmarkt ist bei der EEX Power Derivates angesiedelt.

¹⁵⁹ Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 293.

¹⁶⁰ Vgl. Panos, K. (2009), S. 47f, Schiffer, H-W. (2010), S. 295.

¹⁶¹ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 81.

Trading GmbH, EnBW Gesellschaft für Strom und Handel sowie *Vattenfall Europe Trading GmbH*), die auf den Handel spezialisierten Tochtergesellschaften anderer deutscher Energieversorgungsunternehmen (wie z. B. *EWE Trading GmbH* und *MVV Trading GmbH*), Stadtwerke, unabhängige Kraftwerksbetreiber (Independent Power Producer) sowie Energieversorgungsunternehmen aus dem europäischen Ausland aktiv.¹⁶² Ferner operieren auch große Industrieunternehmen, Stromhandelsgesellschaften ohne eigene Erzeugungskapazitäten (wie z. B. reine Stromhändler, Finanzinstitute, Hedge Fonds) sowie Aggregatoren auf dem Großhandelsmarkt für Strom.¹⁶³ Bei den Aggregatoren handelt es sich um eigenständige Gesellschaften, die die Stromnachfrage einzelner Gesellschaften oder Einkaufsgemeinschaften mit dem Ziel bündeln, Strom zu günstigeren Konditionen zu erwerben.¹⁶⁴

Das Handelsvolumen des deutschen Großhandelsmarktes für Strom betrug im Jahr 2010 ca. 10.600 TWh. Dies ist das Siebzehnfache des Bruttostromverbrauchs in Deutschland. Das Gros, d. h. 9.967 TWh (94%) wurde auf dem OTC-Markt gehandelt. 37% des OTC-Handels findet bilateral statt, der Rest wurde über Intermediäre abgewickelt. Lediglich 678 TWh (6%) wurden über die Börse umgesetzt.¹⁶⁵

Obwohl das Handelsvolumen an der Börse vergleichsweise gering ist, dient der Börsenpreis als Referenzpreis für andere Stromhandelsgeschäfte auf dem Großhandelsmarkt. Ursächlich hierfür sind die Arbitragemöglichkeiten: Im Falle von Preisdifferenzen kann sich einer der Vertragsparteien besser stellen, wenn er den Handel an der Strombörse dem OTC-Handel vorzieht. Wenn auch in der Realität der Wechsel von einem außerbörslichen hin zum börslichen Handel für die Handelspartner aufgrund vertraglicher Bindung kurzfristig eher unmöglich ist, so ist er zumindest mittel- bis langfristig eine Alternative zum OTC-Handel.¹⁶⁶

Konzentrations- bzw. Monopolisierungstendenzen sind aufgrund positiver Netzwerkeffekte im Bereich des Betriebs von elektronischen Stromhandelsplattformen, wie z. B. der EEX, die einen Marktplatz für den Stromgroßhandel darstellt, im Prinzip

¹⁶² Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 289.

¹⁶³ Vgl. Gerke, W./Hennies, M./Schäffner, D. (2000), S. 24, Schiffer, H-W. (2010), S. 289.

¹⁶⁴ Vgl. Gerke, W./Schäffner, D., (2000), S. 24.

¹⁶⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 28f.

¹⁶⁶ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 83.

denkbar.¹⁶⁷ Grundsätzlich steigt nämlich im Falle von positiven Netzwerkeffekten der Nutzen einer elektronischen Handelsplattform aus der Perspektive der Nutzer mit der Zahl der teilnehmenden Anbieter und Nachfrager. Im Gegensatz zu einer kleinen Handelsplattform liefert eine größere Handelsplattform einen besseren Marktüberblick und versetzt die Marktteilnehmer in die Lage, mit einer größeren Anzahl von Handelspartnern Geschäfte zu schließen. Folglich wird eine größere Handelsplattform weitere Nutzer viel eher anziehen können als eine kleine. Dies führt wiederum zu positiven Rückkopplungseffekten. Gelingt es dem Betreiber einer Internetplattform, eine kritische Masse an Nutzern zu erreichen, besteht somit aufgrund des damit verbundenen Nutzenzuwachses die Gefahr, dass dieser eine permanent marktbeherrschende Stellung erreicht.¹⁶⁸

Trotz der Existenz von positiven Netzwerkeffekten im Bereich der elektronischen Stromhandelsplattformen, geht die Monopolkommission (2007, Nummer 127) davon aus, dass der Stromgroßhandel im Prinzip wettbewerblich organisiert werden kann, da die Marktmacht und damit der Preissetzungsspielraum einer solchen Institution durch das Vorhandensein alternativer Elektrizitätshandelsmärkte (wie z. B. dem OTC-Handel), die in enger Substitutionsbeziehung zu dem Handel an der EEX stehen, begrenzt wird.

3.3 Technische und ökonomische Charakteristika des Elektrizitätsnetzes

Die in Kraftwerken erzeugte elektrische Energie kann gegenwärtig nur über ein physisches Netz, genauer gesagt das elektrische Elektrizitätsversorgungsnetz, zu den Verbrauchern transportiert werden. Alternative Transportwege sind aufgrund unzureichender Möglichkeiten, Strom zu speichern, ausgeschlossen.¹⁶⁹

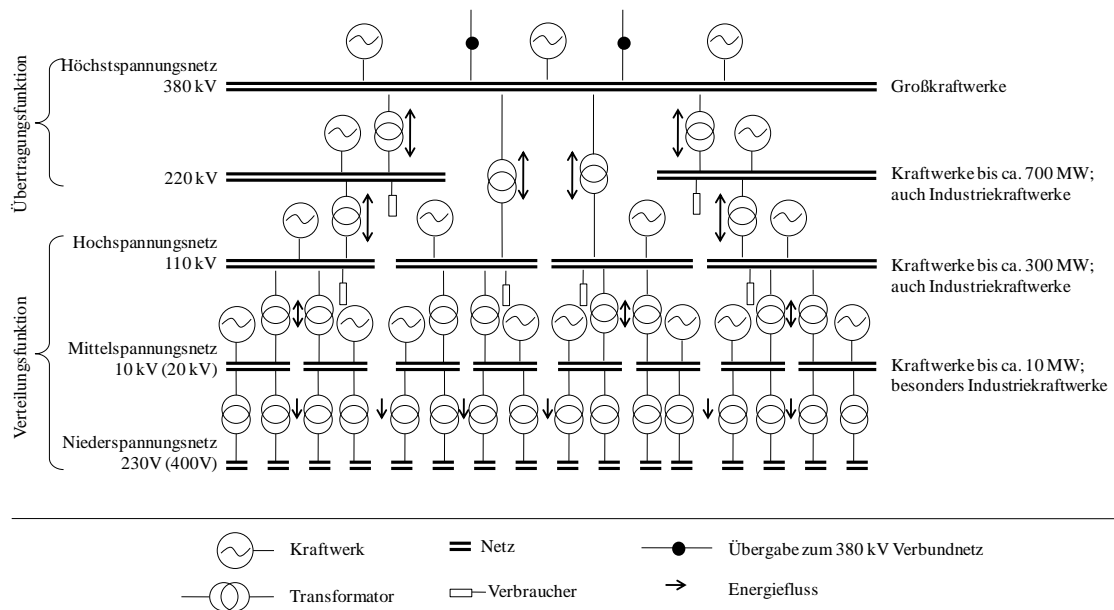
Der prinzipielle Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes der Bundesrepublik Deutschland ist schematisch in Abbildung 3-9 veranschaulicht.

¹⁶⁷ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 127.

¹⁶⁸ Vgl. Buchhold, F. (2004), S. 115-118.

¹⁶⁹ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 94.

Abbildung 3-9: Prinzipieller Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes



Quelle: Heuck, K. et al. (2007), S. 83.

Das elektrische Energieversorgungsnetz kann entsprechend seiner Funktionen in ein Übertragungs- und Verteilungsnetz unterteilt werden. Das Übertragungsnetz, bestehend aus dem Höchstspannungsnetz (380kV und 220kV), dient überwiegend dem überregionalen Stromtransport sowie dem internationalen Stromaustausch, also dem Import und Export von Strom. In das Höchstspannungsnetz speisen Kraftwerke ein, deren elektrische Nettoleistung mehr als 300MW beträgt.¹⁷⁰ Es gibt nur wenige Verbraucher auf der Ebene der Höchstspannungsnetze. Hierzu zählen vor allem Industriebetriebe.¹⁷¹ Das Verteilungsnetz besteht aus dem Hochspannungsnetz (110kV), dem Mittelspannungsnetz (10kV und 20kV) und dem Niederspannungsnetz (400V und 220V) und dient dem regionalen und lokalen Stromtransport. Das Hochspannungsnetz bezieht den Strom über Umspannwerke¹⁷² aus dem Höchstspannungsnetz und

¹⁷⁰ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 82f.

¹⁷¹ Vgl. Herold, G. (2002), S. 28.

¹⁷² Umspannwerke, Umspannstationen und Netzstationen dienen der Transformation der elektrischen Spannung. Bevor z. B. der Strom vom Höchstspannungsnetz in das Hochspannungsnetz eingespeist werden kann, muss die elektrische Spannung von 380kV und 220kV auf 110kV transformiert werden. Seit der Implementierung des EEG im Jahr 2000 kehrt sich der Stromfluss jedoch zeitweise auch um. Grund: Die Mehrzahl der durch das EEG geförderten Kraftwerke ist an das Verteilungsnetz angeschlossen. Dieses transportiert die vor Ort nicht benötigte elektrische Energie zu den nächstgelegenen Umspannwerken. Dort wird die elektrische Spannung von z. B. 10kV auf 110kV oder 220kV transformiert und über Hoch- und Höchstspannungsleitungen zu Verbrauchszentren oder zu Kraftwerken (wie z. B. den Pumpspeicherkraftwerken) abtransportiert, in denen die Energie gespeichert werden kann.

Kraftwerken mit einer elektrischen Nettoleistung zwischen 10MW und 300MW.¹⁷³ Zu den Verbrauchern dieser Netzebene gehören vorwiegend Industriebetriebe und Stadtwerke.¹⁷⁴ Das Mittelspannungsnetz (10kV und 20kV) wird über Umspannstationen aus dem Hochspannungsnetz (110kV) und Kraftwerken, deren elektrische Nettoleistung ca. 10MW nicht überschreitet, mit Strom versorgt.¹⁷⁵ An das Mittelspannungsnetz sind z. B. Industrie- und Gewerbebetriebe angeschlossen.¹⁷⁶ Das Niederspannungsnetz (400V und 220V) wird aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz (10kV und 20kV) über Netzstationen mit Strom beliefert. Darüber hinaus speisen auch Kraftwerke in das Niederspannungsnetz ein. Hierbei handelt es sich in der Regel um Energieerzeugungsanlagen, deren elektrische Leistung weniger als 10MW beträgt. Zu den Abnehmern des Stroms zählen vor allem Privathaushalte und Gewerbebetriebe.¹⁷⁷

Laut der Bundesnetzagentur (2011, S. 89f.) betrug die Netto-Nennleistung¹⁷⁸ aller an das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen Erzeugungsanlagen am 31. Dezember 2010 160.523MW. Davon entfielen 77.621MW auf die Übertragungsnetze und 82.902MW auf die Verteilungsnetze. Die Einspeisemenge der an das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen Erzeugungskapazitäten betrug im Jahr 2010 insgesamt 531.2TWh. Davon wurden 367.5TWh in das Übertragungsnetz und 163.7TWh in das Verteilungsnetz eingespeist.¹⁷⁹

Grundsätzlich hängt die Wahl der optimalen Spannungsebene positiv von der Größe der zu übertragenden elektrischen Leistung ab. Je größer die Distanz, die durch Stromleitungen zu überbrücken ist, desto größer ist die Netzspannung. So werden z. B. in Kanada und in den USA zur Übertragung von elektrischer Energie Leitungen mit 735kV und 765kV verwendet. In Russland wird Strom über ein 750-kV-Netz transportiert.¹⁸⁰ Grund für die Bevorzugung höherer Spannungsebenen zur Beförderung

¹⁷³ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 82f.

¹⁷⁴ Vgl. Herold, G. (2002), S. 28, Monopolkommission (2007), Nummer 99.

¹⁷⁵ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 83.

¹⁷⁶ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 97-103.

¹⁷⁷ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 78.

¹⁷⁸ Unter Nennleistung ist hier die höchste Dauerleistung einer Erzeugungsanlage zu verstehen, für die die Anlage gemäß den Liefervereinbarungen bestellt wurde (vgl. Bundesnetzagentur, 2011, S. 89, Fußnote 54).

¹⁷⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 90.

¹⁸⁰ Vgl. Euroenergie AG: http://www.euroenergie-net.de/EEenet/pageID_2414909.html, Stand: 09.12.2012.

des Stroms über große Distanzen ist, dass die beim Transport von elektrischer Energie auftretenden Energieverluste, die von den Netzbetreibern durch Mehreinspeisung ausgeglichen werden müssen, grundsätzlich geringer sind, je höher die Spannung ist.

3.3.1 Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland

In Deutschland gibt es vier Unternehmen, die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Übertragungsnetze jeweils innerhalb ihrer Regelzone¹⁸¹ verantwortlich sind. Bei den Unternehmen handelt es sich um

- Amprion GmbH, Dortmund
- TenneT TSO GmbH, Bayreuth
- 50Hertz Transmission GmbH und
- TransnetBW GmbH

Die geographische Lage der Übertragungsnetze der vier Unternehmen und damit der jeweiligen Regelzone ist in der Abb. 3-10 veranschaulicht. So ist das Übertragungsnetz von Amprion GmbH überwiegend im Westen Deutschlands verortet. Das Übertragungsnetz von TenneT TSO erstreckt sich über ganz Deutschland, und zwar von der Grenze Dänemarks im Norden bis zu den Alpen im Süden Deutschlands. Das Übertragungsnetz des Unternehmens 50Hertz Transmission GmbH befindet sich im Norden und Osten Deutschlands und das des Unternehmens TransnetBW im Südwesten.¹⁸² Die vier Übertragungsnetze sind physisch horizontal miteinander verbunden.¹⁸³

¹⁸¹ Unter einer Regelzone ist ein Gebiet zu verstehen, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber die Verantwortung für die Funktionsfähigkeit des Stromversorgungssystems trägt (vgl. § 3 Nr. 30 EnWG).

¹⁸² Vgl. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/übertragungsnetzbetreiber>, Stand: 08.11.2012.

¹⁸³ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 98.

Abbildung 3-10: Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland



Quelle: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/übertragungsnetzbetreiber>, Stand: 08.11.2012.

Die Kennzahlen der jeweiligen Übertragungsnetze sind in Tabelle 3-3 veranschaulicht.

Tabelle 3-3: Kennzahlen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland

	Amprion	TenneT TSO	50Hertz	TransnetBW
Netzlänge [km] (380 kV)	5.300	5.800	6.870	1.970
Netzlänge [km] (220 kV)	5.700	4.900	2.870	1.674
Versorgte Fläche [km ²]	73.100	140.000	109.000	34.600
Einwohner im Netzgebiet [Mio.]	ca. 27	20	18	11
Einwohner pro Quadratmeter im Netzgebiet	369	143	165	318

Quelle: Schiffer, H-W. (2010), S. 219.

Bis vor wenigen Jahren gehörten die Übertragungsnetze den vier großen Energiekonzernen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW. Inzwischen haben sich die Energiekonzerne ganz oder zumindest teilweise von ihren Übertragungsnetzen und deren Betrieb getrennt. Eine Ausnahme bildet der Energiekonzern **EnBW**. TransnetBW ist nach wie vor eine 100%ige Tochtergesellschaft des Energiekonzerns. Der Energiekonzern **Vattenfall** hat im Mai 2010 seine Tochtergesellschaft 50Hertz Transmission GmbH, die für den Betrieb des Übertragungsnetzes zuständig war, an den belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia System Operator (Elia) und den australischen Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) veräußert.¹⁸⁴ Elia, der auch die operative Kontrolle des Unternehmens obliegt, hält 60 Prozent der Anteile an der 50Hertz Transmission GmbH. Die restlichen 40 Prozent sind im Besitz von IFM. Im Februar 2010 hat der Energiekonzern **E.ON** seine Tochtergesellschaft Transpower Stromübertragungs GmbH, die das Übertragungsnetz betrieb, an den niederländischen

¹⁸⁴ Vgl. <http://www.50hertz.com/de/1979.htm>.

Netzbetreiber TenneT, Arnheim, verkauft. Seitdem hält TenneT alle Anteile an der ehemaligen E.ON-Tochtergesellschaft Transpower Stromübertragungs GmbH, die mittlerweile unter dem Namen TenneT TSO GmbH firmiert.¹⁸⁵ Im September 2011 veräußerte RWE 74,9 Prozent der Anteile an seiner Tochtergesellschaft Amprion GmbH an ein Konsortium aus Finanzinvestoren. Folglich verbleibt RWE eine Beteiligung an der Amprion GmbH von 25,1 Prozent.¹⁸⁶

Jeder der vier Übertragungsnetzbetreiber hat innerhalb seiner Regelzone eine Monopolstellung inne.

3.3.2 Verteilungsnetzbetreiber in Deutschland

Ein Unternehmen, das für den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Hoch-, Mittel- und/oder Hochspannungsnetzes in einem bestimmten Gebiet verantwortlich ist, wird als Verteilungsnetzbetreiber bezeichnet.¹⁸⁷ In Deutschland waren im Jahr 2012 rund 900 Verteilungsnetzbetreiber tätig.¹⁸⁸ Die Länge des Hochspannungsnetzes beträgt insgesamt ca. 76.279 Kilometer, die des Mittelspannungsnetzes ca. 507.210 Kilometer und die des Niederspannungsnetzes ca. 1.164.012 Kilometer.¹⁸⁹ Zusammen sind das 1.747.501 Kilometer. Während die Übertragungsnetze horizontal miteinander verbunden sind, besteht bei den Verteilungsnetzen, bis auf wenige Ausnahmen, keine direkte horizontale Verknüpfung. Sie sind lediglich indirekt über die Übertragungsnetze miteinander verbunden. Das Energieversorgungsnetz ist demnach hierarchisch aufgebaut.¹⁹⁰

Fast 58% des Verteilungsnetzes in Deutschland gehören den vier großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall: EnBW hat ein ca. 152.000 Kilometer langes Verteilungsnetz.¹⁹¹ Das sind fast 9% des Verteilungsnetzes in Deutschland. RWEs Verteilungsnetz umfasst 344.000 Kilometer.

¹⁸⁵ Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 285.

¹⁸⁶ Vgl. Jahresabschluss der RWE AG (2011), S. 5.

¹⁸⁷ Vgl. § 3 Abs. 27 EnWG.

¹⁸⁸ Vgl.

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/AllgemInformation/UebersichtGasStromnetzbetreiber/UebersichtStromnetzbetreiberpdf.pdf?__blob=publicationFile, Stand: 20.11.2012.

¹⁸⁹ Vgl. Schiffer, H-W. (2010), S. 220.

¹⁹⁰ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 98.

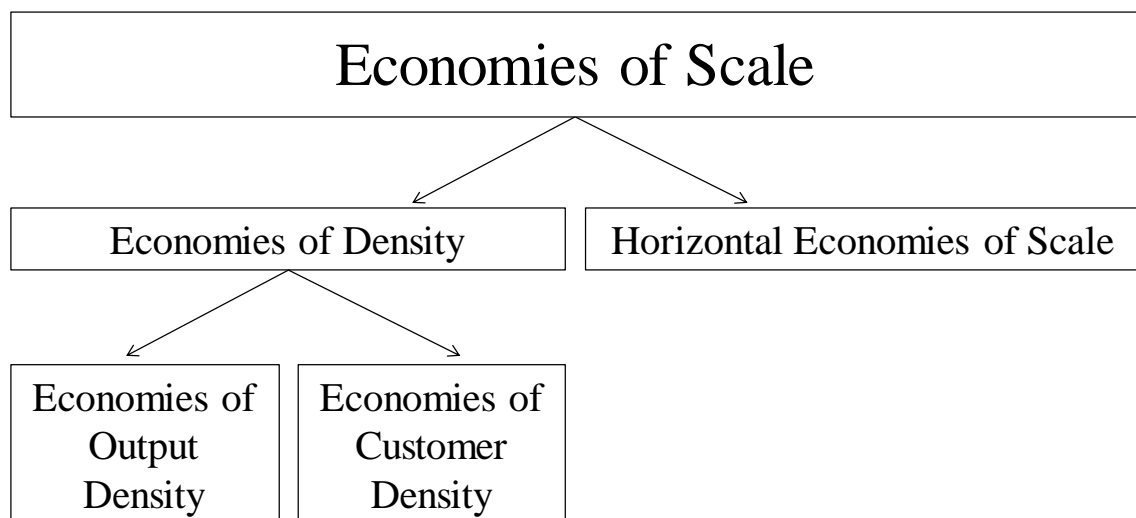
¹⁹¹ Vgl. <http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/geschaeftsfelder/transport-verteilung/enbw-regional-ag/index-3.html>, Stand: 11.05.2013.

Das entspricht fast 20% des Verteilungsnetzes.¹⁹² Die Gesamtlänge des Verteilungsnetzes von E.ON umfasst 455.000 Kilometer.¹⁹³ Das bedeutet, dass 26% des Verteilungsnetzes in Deutschland E.ON gehören. Vattenfalls Verteilungsnetz beläuft sich auf 62.000 (3,5%) Kilometer.¹⁹⁴ Ähnlich wie die Übertragungsnetzbetreiber verfügen auch die Verteilungsnetzbetreiber über eine Monopolstellung innerhalb ihres Versorgungsgebietes.

3.3.3 Economies of Scale bei Übertragungs- und Verteilungsnetzen

Die Economies of Scale lassen sich in Economies of Density und Horizontal Economies of Scale unterteilen.¹⁹⁵ Bei den Economies of Density wird im Rahmen der Arbeit zusätzlich zwischen Economies of Output Density und Economies of Customer Density unterschieden (vgl. Abb. 3-11).

Abbildung 3-11: Economies of Scale



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kruse, J./Liebe, A. (2005), S.18.

Economies of Output Density beschreiben, wie sich die Gesamtkosten des Stromtransportes und damit die Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh entwickeln, wenn die Stromnachfrage steigt, die Anzahl der Stromkunden innerhalb des Versorgungsgebietes des Netzbetreibers und die geographische Ausdehnung des Versorgungsgebietes bzw. des Stromnetzes jedoch unverändert bleiben. **Die Economies**

¹⁹² Vgl. <http://www.rwe.com/web/cms/de/496668/rwe-deutschland-ag/ueber-rwe-deutschland/kennzahlen/>, Stand: 11.05.2013).

¹⁹³ <http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/regionale-einheiten.html>, Stand: 11.05.2013.

¹⁹⁴ http://corporate.vattenfall.de/de/verteilung.htm?WT.ac=search_success, Stand: 29.05.2013.

¹⁹⁵ Vgl. Kruse, J./Liebe, A. (2005), S.18.

of Customer Density erfassen die Veränderung der Gesamtkosten des Stromtransportes und damit die Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh beim Anstieg der Stromkundenanzahl innerhalb des Versorgungsgebietes des Netzbetreibers. Der Stromverbrauch pro Stromkunden und die geographische Ausdehnung des Versorgungsgebietes eines Netzbetreibers bzw. des Elektrizitätsnetzes eines Netzbetreibers werden hierbei jedoch konstant gehalten. **Horizontal Economies of Scale** beschreiben hingegen die Entwicklung der Gesamtkosten des Stromtransportes und damit die Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh in Folge der geographischen Ausdehnung des Versorgungsgebietes bzw. des Stromnetzes bei konstanter Nachfragerdichte (Anzahl der Stromnachfrager pro Quadratkilometer des Versorgungsgebietes) und konstantem Verbrauch an Strom pro Nachfrager. Anders ausgedrückt: die Horizontal Economies of Scale bilden die Entwicklung der Gesamtkosten des Stromtransportes und damit die Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh bei einem proportionalen Anstieg der Stromnachfrage, der Nachfragerzahl und der geographischen Ausdehnung des Versorgungsgebietes des Netzbetreibers ab.¹⁹⁶

Die Kostenfunktion der Übertragung als auch der Verteilung von Strom weist bedeutende Economies of Scale auf. Dies wurde von zahlreichen Studien untersucht und empirisch belegt.¹⁹⁷ Wie in Kap. 2.1 bereits verdeutlicht wurde, stellen Economies of Scale zwar keine notwendige, jedoch eine hinreichende Bedingung für Subadditivität dar. Im Folgenden werden Studien vorgestellt, die explizit die Bedeutung von Economies of Output Density, Economies of Customer Density und Horizontal Economies of Scale untersucht haben. Hierbei handelt es sich um die Arbeit von **Roberts, M. J. (1986), Thompson, H. G. (1997) und Filippini, M. (1996)**.

Die Studie von **Roberts, M. J. (1986)** basiert auf Daten von 65 vertikal integrierten US-Stromversorgungsunternehmen aus dem Jahr 1978. Den Untersuchungsergebnissen zufolge sind Economies of Output Density die wichtigste Ursache für abnehmende Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh sowohl auf der Ebene des Übertragungs- als auch des Verteilungsnetzes. Economies of Customer Density sind lediglich von einer marginalen Bedeutung. Horizontal Economies of Scale sind hingegen nicht existent. Roberts, M. J. (1986) Schätzergebnisse für Economies of Output Density,

¹⁹⁶ Vgl. Roberts, M. J. (1986), S. 381, Thompson, H. G. (1997), S. 289f, Filippini, M. (1998), S161f.

¹⁹⁷ Vgl. z. B. auch die Arbeiten von Weiss, L. (1975), Primeaux, W. J. (1975), Huettner, D. A./Landon, J. H. (1978), Henderson, J. S. (1985), Nelson, R. A./Primeaux, W. J. (1988), Kaserman, D./Mayo, J. (1991), Burns, P./Weyman-Jones, T. G. (1996), Filippini, M. (1996) sowie Kwoka, Jr, John E. (2005).

Economies of Customer Density und Horizontal Economies of Scale werden nachfolgend näher erläutert.

Economies of Output Density: Die geschätzte Elastizität der Gesamtkosten beträgt für das Übertragungsnetz 0,391 und das Verteilungsnetz 0,434. Das bedeutet, dass die Gesamtkosten des Übertragungsnetzes um 0,391% steigen, wenn ceteris paribus die Stromnachfrage auf der Übertragungsnetzebene um 1% steigt. Bei den Gesamtkosten des Verteilungsnetzes ist hingegen mit einem Kostenanstieg von 0,434% zu rechnen, wenn ceteris paribus die Nachfrage nach Strom auf der Verteilungsnetzebene um 1% zunimmt. Die Kostenelastizität für die Gesamtkosten des Stromtransports mittels Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt beträgt 0,825 ($0,391+0,434=0,825$). Das bedeutet wiederum, dass bei einem einprozentigen Anstieg der Stromnachfrage sowohl auf der Ebene des Übertragungs- als auch des Verteilungsnetzes die Gesamtkosten der Strombeförderung via Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt ceteris paribus um 0,825% steigen und die Gesamtkosten der Strombeförderung pro KWh um 0,175% sinken. Die Höhe der Economies of Output Density für den Stromtransport via Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt beträgt somit 1,212 ($1/0,825=1,212$).

Economies of Customer Density: Die Economies of Customer Density wurden von Roberts, M. J. (1986) nur für den Stromtransport via Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt ermittelt. Gesonderte Schätzungen für das Übertragungsnetz oder das Verteilungsnetz können der Studie somit nicht entnommen werden. Die Ergebnisse der Studie in Bezug auf die Economies of Customer Density lauten wie folgt: Nehmen auf der Übertragungs- und Verteilungsnetzebene sowohl die Stromnachfrage als auch die Nachfragerzahl um jeweils 1% zu, bewirkt dies ceteris paribus einen Anstieg der Gesamtkosten des Stromtransportes via Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt um 0,986%. Der Grund hierfür ist, dass die durch die Zunahme der Stromnachfrage induzierte Einsparung bei den Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh durch den Anstieg der Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh in Folge der wachsenden Nachfragerzahl kompensiert wird. Der von Roberts, M. J. (1986) ermittelte Wert für Economies of Customer Density für den Stromtransport via Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt fällt mit nur 1,014 ($1,014=1/0,986$) entsprechend sehr niedrig aus.

Horizontal Economies of Scale sind laut Roberts, M. J. (1986) nicht vorhanden.

Der Untersuchung von **Thompson, H. G. (1997)** liegen ebenfalls Daten vertikal integrierter US-Stromversorgungsunternehmen zugrunde, jedoch für die Jahre 1977, 1982, 1987, 1992. Seine Untersuchungsergebnisse ähneln denen von Roberts, M. J. (1986) und werden im Folgenden vorgestellt.

Economies of Output Density: Die von Thompson, H. G. (1997) geschätzten Elastizitäten der Gesamtkosten sind in der Tabelle 3-4 veranschaulicht.

Tabelle 3-4: Geschätzte Kostenelastizitäten und Economies of Output Density

	1977	1982	1987	1992
Elastizität der Gesamtkosten des Übertragungsnetzes [$\varepsilon_{\bar{U}}$]	0,4397	0,4390	0,400	0,3609
Elastizität der Gesamtkosten des Verteilungsnetzes [ε_V]	0,3157	0,2467	0,2737	0,2592
Elastizität der Gesamtkosten des Stromtransportes via Übertragungs- und Verteilungsnetz [$\varepsilon_V + \varepsilon_{\bar{U}}$]	0,7554	0,6857	0,6737	0,6201
Economies of Output Density $\left[\frac{1}{\varepsilon_V + \varepsilon_{\bar{U}}} \right]$ für die Strombeförderung über das Übertragungs- und Verteilungsnetz	1,3239	1,458	1,4844	1,6126

Quelle: Thompson, H. G. (1997), S. 293f.

Im Gegensatz zu Roberts, M. J. (1986) sind die geschätzten Kostenelastizitäten für das Verteilungsnetz deutlich geringer als die für das Übertragungsnetz. Das bedeutet, dass auf der Verteilungsnetzebene größere Einsparungen bei den Gesamtkosten pro KWh durch eine Erhöhung der Stromnachfrage um 1% realisierbar wären als auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Anhand der Tabelle 3-4 ist ferner zu erkennen, dass die Elastizität der Gesamtkosten sowohl für das Übertragungsnetz [$\varepsilon_{\bar{U}}$] als auch das Verteilungsnetz [ε_V] über die Jahre gesunken ist. Im Jahr 1977 hätte die Erhöhung der Stromnachfrage auf der Übertragungsnetzebene um 1% ceteris paribus zu einem Anstieg der Gesamtkosten um 0,4397% geführt, im Jahr 1992 zu 0,3609%. Beim

Verteilungsnetz wären die Gesamtkosten im Jahr 1977 um 0,3157% gestiegen und im Jahr 1992 nur noch um 0,2592%, wenn die Stromnachfrage auf der Verteilungsnetzebene ceteris paribus um 1% zugenommen hätte. Der Rückgang der Kostenelastizität ist gleichbedeutend mit einem Anstieg der Economies of Output Density, da sie auch im Rahmen der Arbeit von Thompson, H. G. (1997) der inversen Funktion der Kostenelastizität entsprechen.

Economies of Customer Density: Wie Roberts, M. J. (1986) ermittelt auch Thompson, H. G. (1997) Economies of Customer Density nur für den Stromtransport via Übertragungs- und Verteilungsnetz insgesamt. Spezifische Schätzungen für das Übertragungs- oder das Verteilungsnetz fehlen. Die Ergebnisse der Studie in Bezug auf die Economies of Customer Density weisen darauf hin, dass die Economies of Customer Density zwar vorhanden sind, jedoch nur in einem geringen Umfang. Für ein Gros der Jahre des Beobachtungszeitraumes gilt, dass eine Zunahme der Stromnachfrage und der Stromabnehmerzahl um jeweils 1% ceteris paribus zu einem Anstieg der Gesamtkosten des Stromtransportes via Übertragungs- und Verteilungsnetz um 0,98% führen würde. Dies geht mit einer Senkung der Gesamtkosten pro KWh um lediglich 0,02% einher.

Horizontal Economies of Scale: Wie auch Roberts, M. J. (1986) kommt auch Thompson, H. G. (1997) zu dem Ergebnis, dass Horizontal Economies of Scale nicht existent sind.

Die Studie von **Filippini, M. (1996)** fußt auf Daten von 39 in der Schweiz operierenden, vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen. Der Untersuchungszeitraum der Studie erstreckt sich über die Jahre 1988-1991. Im Gegensatz zu Roberts, M. J. (1986) und Thompson, H. G. (1997) steht bei Filippini, M. (1996) jedoch nur das Verteilungsnetz der Stromversorgungsunternehmen im Fokus des Interesses. Filippini, M. (1996) findet signifikante Economies of Output Density und Economies of Customer Density. Die Horizontal Economies of Scale sind zwar vorhanden, jedoch nur im geringen Umfang. Ein Überblick über die Ergebnisse der Studie findet sich in der Tabelle 3-5.

Tabelle 3-5: Geschätzte Kostenelastizitäten, Economies of Density und Scale

	Kleines Stromversorgungs- unternehmen (1. Quartil)	Mittleres Stromversorgungs- unternehmen (Median)	Großes Stromversorgungs- unternehmen (3. Quartil)
Ausbringungsmenge pro Jahr [in KWh]:	73.350.000	99.500.000	307.350.000
Kundenzahl:	2.120	9599	28890
Größe des durch das Verteilungsnetz mit Strom versorgten Gebietes [in km²]:	1.149	2312	6789
Economies of Output Density / Elastizität der Gesamtkosten des Verteilungsnetzes	1,21 / 0,8264	1,161 / 0,8621	1,15 / 0,8696
Economies of Customer Density / Elastizität der Gesamtkosten des Verteilungsnetzes	1,16 / 0,8621	1,14 / 0,8772	1,12 / 0,8928
Horizontal Economies of Scale / Elastizität der Gesamtkosten des Verteilungsnetzes	1,10 / 0,9091	1,05 / 0,9523	1,02 / 0,9804

Quelle: Filippini, M. (1996), S. 168.

Economies of Output Density: Anhand der Tabelle 3-5 ist z. B. zu erkennen, dass ein kleines Stromversorgungsunternehmen (mit einem Versorgungsgebiet von 1.149 km², 2.120 Kunden und einem Jahresabsatz von 73.350.000KWh) mit einem Anstieg der

Gesamtkosten der Stromverteilung um 0,8264% rechnen muss, wenn ceteris paribus die Stromnachfrage auf der Verteilungsnetzebene um 1% steigt. Dies impliziert wiederum eine Degression der Gesamtkosten der Stromverteilung pro KWh um 0,1736% ($1 - 0,8264 = 0,1736$). Die Economies of Output Density, die im Rahmen der Studie als inverse Funktion der Kostenelastizität kalkuliert worden sind, sinken mit zunehmender Größe des Stromversorgungsunternehmens.

Economies of Customer Density: Steigt ceteris paribus die Nachfragerzahl desselben Stromversorgungsunternehmens um 1%, hat dies eine Erhöhung der Gesamtkosten der Stromverteilung um 0,8621% zur Konsequenz. Die Gesamtkosten der Stromverteilung pro KWh sinken hingegen um 0,1379% ($1 - 0,8621 = 0,1379$). Die Economies of Customer Density, die ebenfalls der inversen Funktion der Kostenelastizität entsprechen, nehmen mit wachsender Unternehmensgröße ab.

Horizontal Economies of Scale: Nehmen die Stromnachfrage, die Nachfragerzahl und die Größe des Versorgungsgebietes des kleinen Stromversorgungsunternehmens um jeweils 1% zu, führt dies zu einem Anstieg der Gesamtkosten der Stromverteilung um 0,9091%. Bei mittleren und großen Stromversorgungsunternehmen sind *Horizontal Economies of Scale* nur von marginaler Bedeutung.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Existenz der Economies of Output Density als auch der Economies of Customer Density darauf hinweist, dass die Errichtung eines parallelen in sich geschlossenen Übertragungs- und Verteilungsnetzes mit einem Anstieg der totalen Stromtransportkosten pro KWh verbunden wäre. Das Vorhandensein von Horizontal Economies of Scale ist hingegen ein Indiz dafür, dass durch die Zusammenschaltung/Kupplung benachbarter Elektrizitätsversorgungsnetze Einsparungen bei den Gesamtkosten des Stromtransportes pro KWh realisierbar wären. Eine Fusion der Netzbetreiber ist hierfür jedoch nicht zwangsläufig erforderlich.

3.3.4 Ursachen der Economies of Scale

Die Ursachen für Economies of Scale und Subadditivität bei der Übertragung und Verteilung von Strom sind vielfältig. Im Folgenden werden die am häufigsten genannten Gründe – stark vereinfacht – vorgestellt.

1. Die Transportleistung [W] einer Leitung wächst proportional zum Quadrat der Spannung [U]. Das bedeutet, dass eine Verdopplung der Spannung zur Vervierfachung der Transportleistung einer Leitung führt.¹⁹⁸ Die Kosten des Leitungsbaus entwickeln sich jedoch nur proportional zur Spannung.¹⁹⁹ Folglich sinken bei Erhöhung der Spannung die Gesamtkosten des Stromtransportes pro Kilowattstunde.

2. Die Erhöhung der Spannung führt jedoch nicht nur zur Erhöhung der Transportleistung, sondern auch zur Reduzierung der Leitungsverluste²⁰⁰. Genauer gesagt, können die Leitungsverluste auf ein Viertel reduziert werden, wenn durch die Erhöhung der Spannung die Stromstärke halbiert wird. Leitungsverluste sind im wesentlichen Stromwärmeverluste. Sie entstehen durch das Zusammenstoßen der bewegten Ladungen mit den Atomen der Metallgitter. Dabei wird kinetische Energie auf die Atome der Metallgitter übertragen. Das führt zur Erhöhung der Schwingungen von Metallatomen um deren Ruhelage und damit zu Stromwärmeverlusten. Leitungsverluste führen zum Spannungsabfall und damit zur Gefährdung der Stabilität des Stromversorgungssystems. Daher müssen sie durch Mehreinspeisungen an elektrischer Arbeit ausgeglichen werden.²⁰¹ Die Kosten dafür werden den Netzkunden in Rechnung gestellt.

3. Ein weiterer Grund für Subadditivität ist der Durchmischungseffekt. Dieser resultiert aus der Belieferung von Nachfragern mit unterschiedlichen Nachfrageprofilen. Eine Erhöhung der Anzahl der an das Elektrizitätsnetz angeschlossenen Nachfrager bewirkt eine Glättung des Lastganges. Dadurch wird die Differenz zwischen der maximal benötigten und der durchschnittlich genutzten Netzkapazität reduziert. Eine Senkung der Gesamtkosten pro gelieferte Kilowattstunde ist die Folge.²⁰²

4. Die Kupplung/Verbindung der Übertragungsnetze bzw. die Verbindung der Regelzonen ist die technische Voraussetzung für die Minimierung von Regelenergiekosten. Die Übertragungsnetzbetreiber können nämlich durch die Saldierung der Regelzonensalden die Menge an vorgehaltener und aktivierter Regelenergie reduzieren. Dadurch sinken die Netzkosten [€/kWh], wodurch technische

¹⁹⁸ Vgl. Crastan, V. (2007), S. 55, Kießing, F. et al. (2001), S. 31.

¹⁹⁹ Vgl. Drasdo, P. et al. (1998), S. 33.

²⁰⁰ Unter Leitungsverlusten bzw. Netzverlusten wird im Folgenden die Differenz zwischen der innerhalb eines Jahres in das Elektrizitätsnetz eingespeisten und wieder entnommenen elektrischen Arbeit (kWh pro Jahr) verstanden (vgl. Lunze, K. (1978), S. 34).

²⁰¹ Vgl. Lunze, K. (1978), S. 30, 34, Drasdo, P. et al. (1998), S. 33.

²⁰² Vgl. Drasdo, P. et al. (1998), S. 34, Knieps, G. (2005), S. 22.

Effizienz herbeigeführt wird. Was unter Regelenergie zu verstehen ist, wird in Kapitel 4.4.1 näher erläutert. Gleichzeitig können die Übertragungsnetzbetreiber c. p. durch die regelzonenübergreifende Ausschreibung der Regelenergie pekunäre Einsparungen realisieren, sofern dadurch die Wettbewerbsintensität auf dem Regelenergiemarkt zunimmt und der Preis für Regelenergie sinkt.

Die Ausnutzung der Economies of Scale durch die physische Verbindung der Übertragungsnetze auf nationaler und internationaler Ebene zu einem sogenannten Verbundnetz trägt nicht nur zur Senkung der Netznutzungskosten pro Kilowattstunde bei, sondern hilft auch, die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken zu erhöhen und die Versorgungssicherheit zu verbessern. Ursächlich hierfür sind vor allem die folgenden Aspekte:

a) Durch die Verbindung der Übertragungsnetze auf nationaler und internationaler Ebene steigt der Anreiz, größere und wirtschaftlichere Kraftwerke zu bauen. Grund: Das Verbundnetz verbindet die einzelnen Verbraucher und schafft auf diese Weise einen großen Absatzmarkt für Strom. Dadurch können auch Großkraftwerke Größenvorteile bei der Stromerzeugung vollständig ausnutzen und zu minimalen Stückkosten produzieren.²⁰³

b) Muss ein Kraftwerk in der Region A z. B. aufgrund eines Störfalls, einer Revision oder Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen vom Netz genommen werden, kann der zur Deckung der Nachfrage benötigte Strom aus der Region B bezogen werden und umgekehrt. Das bedeutet zum einen, dass die Kraftwerksbetreiber der einzelnen Kraftwerke insgesamt weniger Reservekapazitäten vorhalten müssen, die Kraftwerke daher besser ausgenutzt werden. Folglich werden insgesamt weniger Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage benötigt als beim Betrieb von mehreren, separaten Stromnetzen, wodurch die Stromversorgungskosten gesenkt werden. Zum anderen wird auf diese Weise die Versorgungssicherheit erhöht.²⁰⁴

c) Durch den Zusammenschluss der Netze verschiedener Regionen werden aufgrund des Durchmischungseffektes regionale Lastschwankungen minimiert. Anders ausgedrückt, der regionale Lastgang wird gleichmäßiger, wodurch der Betrieb von

²⁰³ Vgl. Joskow, P. L./Schmalensee, R. (1983), S. 64f, Müller, L. (1998), S. 34f, Heuck, K. et al. (2007), S. 83, Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 269f, Ströbele, W. et al. (2010), S. 210.

²⁰⁴ Vgl. Joskow, P. L./Schmalensee, R. (1983), S. 64f, Müller, L. (1998), S. 34f, Heuck, K. et al. (2007), S. 83, Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 269f, Ströbele, W. et al. (2010), S. 210.

Kraftwerken versttigt wird, was wiederum mit Kosteneinsparungen bei der Stromerzeugung verbunden ist.²⁰⁵

d) Darüber hinaus bildet der Zusammenschluss der Übertragungsnetze auf nationaler und internationaler Ebene die technische Voraussetzung für nationalen und internationalen Stromhandel zwischen Erzeugern, die in verschiedenen geographischen Regionen Deutschlands, aber auch Europas verortet sind. Die Möglichkeit des internationalen Stromaustausches ist wiederum die Bedingung für die grenzüberschreitende Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, was die Erhöhung der technischen Effizienz bewirkt. Durch Wettbewerb werden zudem die mittels des Verbundnetzes realisierten Kosteneinsparungen im Bereich der Erzeugung an die Verbraucher weitergegeben.

Die Ausführungen zeigen, dass ökonomisch betrachtet nicht nur das Elektrizitätsnetz, sondern das gesamte Stromversorgungssystem ein unteilbares Gut ist und die physische Trennung des Elektrizitätsversorgungsnetzes in mehrere in sich geschlossene Teilnetze (Inselnetze) oder die Errichtung von Parallelnetzen zum Anstieg nicht nur der Stromübertragungs- und -verteilungskosten sondern auch der Stromerzeugungskosten führen würde. Der Verlust der zuvor skizzierten Kosteneinsparungen im Bereich des Stromtransportes und der Stromerzeugung ist aber nicht zu erwarten, wenn die Netze zwar unterschiedlichen Eigentümern gehören würden, jedoch miteinander gekuppelt, d. h. physisch verbunden wären, so dass ein netzbergreifender Stromaustausch realisiert werden könnte. Die genannten Vorteile des Zusammenschlusses der Übertragungsnetze könnten auch realisiert werden, wenn die Erzeugungskapazitäten und das Transportnetz nicht Bestandteile eines vertikal integrierten Unternehmens wären.

3.3.5 Mindestoptimale Betriebsgroe des Übertragungs- und Verteilungsnetzes

Neben Studien, die das Schtzen von Kostenelastizitäten und die Ermittlung der Economies of Scale zum Gegenstand haben, existieren Untersuchungen, deren primäres Ziel die Quantifizierung der mindestoptimalen Groe des Elektrizitätsversorgungsnetzes ist. Allerdings ist zu erwähnen, dass sich die Arbeiten ausschlielich auf das Verteilungsnetz konzentrieren. Untersuchungen zur mindestoptimalen Betriebsgroe des Übertragungsnetzes konnten nicht recherchiert werden. Angesichts der Ursachen für

²⁰⁵ Vgl. Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 269f, Ströbele, W. et al. (2010), S. 210.

Subadditivität ist jedoch davon auszugehen, dass die mindestoptimale Betriebsgröße des Übertragungsnetzes weit über der des Verteilungsnetzes liegt.

Der Untersuchung von **Giles, D. und Wyatt, N. S. (1993)** liegen Daten aus den Jahren 1986 und 1987 von 60 in Neuseeland operierenden Verteilungsnetzbetreibern zugrunde. Die Anzahl der Netzkunden liegt zwischen 2.000 und 200.000. Die jährliche Absatzmenge an Strom der Verteilungsnetzbetreiber bewegt sich zwischen 17GWh und 3.400GWh. Dem Ergebnis der Untersuchung zufolge, können die Unternehmen Strom zu minimalen Durchschnittskosten verteilen, wenn sie 2.315GWh pro Jahr absetzen.

Die Studie von **Yatchew, A. (2000)** basiert auf 81 Stromverteilungsunternehmen, die in Ontario (Kannada) verortet sind. Die Unternehmen verfügen über 600-220.000 Kunden und setzen jährlich 14GWh-9.000GWh ab. Der Untersuchungszeitraum erstreckt sich über die Jahre 1993-1995. Gemäß den Untersuchungsergebnissen von Yatchew, A. (2000) liegt die mindestoptimale Betriebsgröße bei 20.000 Kunden. Laut Yatchew, A. (2000) korrespondiert die von Giles, D. und Wyatt, N. S. (1993) ermittelte mindestoptimale Absatzmenge an Strom von 2.315GWh mit ca. 30.000 Netzkunden.

Salvanes, K. G. und Tjøtta, S. (1994) analysieren 100 norwegische Verteilungsnetzbetreiber, die zwischen 655 und 290.560 Netzkunden verzeichnen. Der jährliche Absatz der Verteilungsnetzbetreiber beläuft sich auf 11GWh bis 7.500GWh. Die Schätzungen der Studie basieren auf einem Datensatz aus dem Jahr 1988. Salvanes, K. G. und Tjøtta, S. (1994) kommen zu dem Schluss, dass die Stromverteilungsunternehmen die mindestoptimale Betriebsgröße mit 20.000 Kunden erreichen. Damit bestätigen die Autoren das Ergebnis von Yatchew, A. (2000).

3.3.6 Spezifische Investitionskosten auf der Übertragungs- und Verteilungsnetze

Das Übertragungs- und Verteilungsnetz sind jedoch nicht nur durch Subadditivität der Kostenfunktion, sondern auch durch hohe markt-irreversible Investitionen gekennzeichnet.

Übertragungsnetz: Für den Transport der elektrischen Energie werden entweder Freileitungen oder Kabel verwendet.²⁰⁶ Freileitungen werden oberirdisch errichtet. Sie

²⁰⁶ Vgl. Crastan, V. (2012) S. 163.

bestehen im Wesentlichen aus Masten und Leiterseilen.²⁰⁷ Ihre technische Nutzungsdauer beträgt ca. 80 Jahre. Kabel werden (unterhalb der Frostgrenze) im Erdreich verlegt. Ihre technische Nutzungsdauer umfasst etwa 40 Jahre.²⁰⁸ Für das Höchstspannungsnetz werden nach wie vor überwiegend Freileitungen verwendet.²⁰⁹ Der Kabelanteil beträgt hier ca. 3% der Gesamtlänge des Höchstspannungsnetzes.²¹⁰

Sowohl die Errichtung von Freileitungen als auch die Verlegung von Kabeln sind mit hohen markt-irreversiblen Investitionskosten verbunden. Die tatsächliche Höhe der Investitionskosten (€/km) von Beginn der Bauphase bis zur Inbetriebnahme der Anlage hängt von vielen verschiedenen Faktoren (wie z. B. der verwendeten Übertragungstechnik, Geländebeschaffenheit etc.) ab und kann daher stark variieren. So kommen Leprich, U. et al. (2011, S. 50ff.) nach Auswertung einiger die Investitionskosten schätzenden Studien zu dem Ergebnis, dass die Investitionskosten für Freileitungen im Bereich des Übertragungsnetzes (380kV) zwischen ca. 430.000 Euro/km und 1.400.000 Euro/km liegen. Die Investitionskosten für Erdkabel im Bereich des Übertragungsnetzes (380kV) sind deutlich höher. Sie belaufen sich auf ca. 2.000.000 Euro/km bis 9.000.000 Euro/km.²¹¹ Die höheren Kosten für Erdkabel lassen sich vor allem durch die umfangreicheren Tiefbauarbeiten, den Bedarf an zusätzlichen technischen Anlagen (wie z. B. der Muffen²¹²) sowie längeren Bauphasen erklären, die ca. doppelt so lang wie bei Freileitungen sind.²¹³

Verteilungsnetz: Im Gegensatz zum Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz) werden beim Verteilungsnetz überwiegend Kabel für den Stromtransport verwendet.²¹⁴ Der Kabelanteil beim Hochspannungsnetz liegt bei rund 60%, im Mittelspannungsnetz sind es knapp 70% und im Niederspannungsnetz ca. 80%.²¹⁵ Der Anteil der Kabel auf der Ebene der Verteilungsnetze wird voraussichtlich weiter ansteigen, da bestehende

²⁰⁷ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 239.

²⁰⁸ Vgl. Heuck, K. et al. (2010), S. 243.

²⁰⁹ Vgl. Rebhan, E. (2002), S. 695, Crastan, V. (2012), S. 163.

²¹⁰ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 240.

²¹¹ Vgl. Leprich, U. et al. (2011), S. 50ff.

²¹² Da maximal 950 Meter Erdkabel an einem Stück verlegt werden können, sind Verbindungsstücke notwendig. Diese werden als Muffen bezeichnet. Online: <http://www.tennetso.de/site/netzausbau/rundum-den-leitungsbau/bauphasen/erdkabel/muffen>, Stand: 21.11.2012.

²¹³ Vgl. Leprich, U. et al. (2011), S. 36ff.

²¹⁴ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 240, Crastan, V. (2012) S. 163.

²¹⁵ Vgl. Heuck, K. et al. (2007), S. 240.

Freileitungen nach Ablauf ihrer technischen Nutzungsdauer in der Regel durch Kabel ersetzt werden.²¹⁶

Belastbare Informationen zur Höhe der Investitionskosten für die Errichtung von Freileitungen im Bereich der Hochspannungsnetze sowie der Erdkabel auf der Ebene der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze sind rar. Um jedoch einen Eindruck hinsichtlich der Höhe von Investitionskosten auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zu bekommen, wird die Studie von E-Bridge et al. (2011) zitiert.

E-Bridge et al. (2011) schätzen den Ausbaubedarf beim Verteilungsnetz zwecks Integration des Stroms aus Wind- und Photovoltaikanlagen sowie den damit verbundenen Investitionsumfang (in Euro) u. a. für das Energiekonzept der Bundesregierung, dem die Studie Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung von ewi/gws/prognos (2010) zugrunde liegt. Darin wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2020 installierte Wind- und Photovoltaik-Leistung jeweils 33,3 GW beträgt.

Der im Rahmen der Studie von E-Bridge et al. (2011) ermittelte Netzausbaubedarf ist in der Tabelle 3-6 abgebildet.

Tabelle 3-6: Ausbaubedarf des Verteilungsnetzes

Netzebene	Ausbaubedarf
Hochspannungsnetz (HS) (Errichtung von Freileitungen)	350 km
Umspannstationen (HS/MS) (Errichtung von Erdkabeln)	7.000 MVA
Mittelspannungsnetz (MS) (Errichtung von Erdkabeln)	55.0000 km
Umspannstationen (MS/NS) (Errichtung von Erdkabeln)	19.000 MVA
Niederspannungsnetz (NS) (Errichtung von Erdkabeln)	140.000 km

Quelle: E-Bridge, BET und IAEW (2011), S. 3.

²¹⁶ Vgl. Rebhan, E. (2002), 695, Schufft, W. (2007), S. 96, Crastan, V. (2012) S. 163.

Wie anhand der Tabelle 3-6 zu erkennen ist, liegt der größte Ausbaubedarf beim Mittel- und Niederspannungsnetz. Bei einer derzeitigen Länge des Mittelspannungsnetzes von 507.210 km entspricht dessen Ausbaubedarf einer relativen Steigerung von ca. 10,8%. Das heutige Niederspannungsnetz verfügt über eine Länge von 1.164.01 km. Damit entspricht dessen Ausbaubedarf einer relativen Steigerung von ca. 12%. Sowohl beim Mittelspannungs- als auch dem Niederspannungsnetz soll der Ausbau durch die Verlegung unterirdischer Kabel erfolgen. Ferner erfordert der Ausbau auch die Errichtung zusätzlicher Umspann- und Netzstationen. Der ermittelte Ausbaubedarf umfasst ein Gesamt-Investitionsvolumen in Höhe von 10-13 Mrd. Euro.

Wie zu Beginn des Kapitels bereits erwähnt wurde, sind sowohl die Investitionen in das Übertragungs- und als auch in das Verteilungsnetz markt-irreversibel. Ursächlich dafür ist die hohe Spezifität der Investition. Die Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur kann nämlich keiner anderen Verwendung zugeführt werden, außer dem Transport von Strom. Anders ausgedrückt: Die Verwendung dieser außerhalb des Marktes für Strom ist mit einem enormen Werteverlust verbunden. Ferner sind die Leitungen ortsgebunden, d. h. sie können nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten z. B. in ein anderes Land überführt werden. Der Irreversibilitätsgrad (Quotient der Differenz zwischen Anschaffungswert- und Liquidationswert und dem Anschaffungswert einer Anlage) bei unterirdisch verlegten Leitungen ist höher als bei Freileitungen und kann bis zu 100% betragen. Ursache hierfür ist, dass bei unterirdisch verlegten Leitungen ein Großteil der Kosten im Zusammenhang mit den Erdbauarbeiten anfällt.²¹⁷

Trotz Marktirreversibilität können Investitionen in die Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur einen hohen Irreversibilitätsgrad aufweisen. Grund: Der Liquidationswert und damit der Irreversibilitätsgrad der Investitionen hängen maßgeblich von der Marktentwicklung ab. Ihr Eigentümer wird nur in Erwartung geringer Deckungsbeiträge die Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur veräußern wollen. Dies wird von den potenziellen Kaufinteressenten antizipiert. Folglich wird es schwierig, Käufer zu finden. Gelingt es dennoch, Interessenten aufzutreiben, so ist davon auszugehen, dass sie in Anbetracht der Marktsituation nur einen Bruchteil des einstigen Anschaffungswertes zu zahlen bereit sind. Verschärfend kommt hinzu, dass

²¹⁷ Vgl. Pindyck, R. S. (2004), S. 5, Schlick, S. (2007), S. 14f.

bei schlechter Marktentwicklung auch andere Netzbetreiber versuchen werden, ihr Netz zu verkaufen, was den Preis dafür zusätzlich senkt.²¹⁸

3.4 Technische und ökonomische Charakteristika des Netzbetriebs

Die Verantwortung für das Stromversorgungssystem obliegt in Deutschland den Übertragungsnetzbetreibern. Laut §12 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die Energieübertragung durch das Elektrizitätsnetz unter Berücksichtigung des Energieaustausches mit anderen Verbundnetzen zu regeln sowie die sichere und zuverlässige Energieversorgung jeweils innerhalb ihrer Regelzone zu gewährleisten.²¹⁹ Deshalb besteht das Ziel dieses Kapitels darin, einen Überblick über die wesentlichen Aufgaben/Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber zu geben, die sie zwecks Erfüllung der Gesetzesvorgaben wahrnehmen müssen. Ferner wird auch auf die Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber eingegangen, jedoch nur kurz, da sie für die Fragestellung der Arbeit nur von einer marginalen Bedeutung sind.

Um die Funktionsfähigkeit des Stromversorgungssystems sicherzustellen, müssen die Netzbetreiber folgende Aufgaben wahrnehmen:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Beschaffung von Verlustleistung
- Grenzüberschreitendes und innerdeutsches Engpassmanagement
- Gewährung des Netzanschlusses und des Netzzuganges
- Reparatur, Wartung und Netzausbau

Die Aufgabe der Frequenzhaltung, der Beschaffung von Verlustleistung und des Engpassmanagements obliegt ausschließlich den Übertragungsnetzbetreibern. Die restlichen Aufgaben fallen in den Verantwortungsbereich von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern.²²⁰

Frequenzhaltung: Elektrizitätsangebot und -nachfrage müssen sich zu jedem Zeitpunkt genau entsprechen. Treten Differenzen zwischen der in das Elektrizitätsnetz

²¹⁸ Vgl. Pindyck, R. S. (2004), S. 5.

²¹⁹ Vgl. §12 EnWG.

²²⁰ Vgl. Panos, K. (2009), S. 405f.

eingespeisten und der aus dem Elektrizitätsnetz entnommenen elektrischen Leistung auf, müssen diese ausgeglichen werden, da sie Auswirkungen auf die Netzfrequenz haben²²¹, die in der Regel 50 Hertz betragen muss. So ist ein Mangel an Erzeugungsleistung (oder Überschuss an Verbrauchsleistung) mit einem Frequenzabfall und ein Überschuss an Erzeugungsleistung (oder Mangel an Verbrauchsleistung) mit einem Frequenzanstieg im Elektrizitätsnetz verbunden.²²² Netzfrequenzschwankungen über den Toleranzbereich von 49,8-50,2 Hertz hinaus beeinträchtigen die Funktion diverser elektrischer Geräte wie z. B. Fernseher, Computer oder Motoren und schädigen diese. Bei einem Netzfrequenzabfall auf unter 47,5 Hertz können auch Generatoren der Energieerzeugungsanlagen zerstört werden. Ursächlich für Leistungs-Ungleichgewichte im Elektrizitätsnetz sind z. B. unvorhergesehene Ausfälle von Energieerzeugungsanlagen, Lastprognosefehler, nicht antizipierte Einspeisung durch Wind- und Solarkraftwerke oder plötzliche Zuschaltung von Lasten durch Verbraucher.²²³ Zur Beseitigung der Leistungs-Ungleichgewichte müssen die Übertragungsnetzbetreiber jederzeit genügend Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung) vorhalten und – wenn nötig – aktivieren.²²⁴ Gegenwärtig sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die benötigte Regelleistung über ein anonymes, regelzonenübergreifendes Ausschreibungsverfahren zu beschaffen.²²⁵

Spannungshaltung: Da die Spannung im Elektrizitätsnetz (Spannungsamplitude) primär von der Größe der Blindleistungsflüsse abhängt,²²⁶ sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet den Blindleistungshaushalt ihrer Netze einschließlich des Bedarfs ihrer Anschlussnutzer auszugleichen.²²⁷ Zu diesem Zweck „müssen sie Möglichkeiten zur Kompensation im *Netz* und in angeschlossenen Kraftwerken selbst bzw. über Verträge in geeignetem Umfang und mit geeigneter Charakteristik (schaltbar/regelbar) vorhalten, so dass die vorgeschriebenen Grenzwerte eingehalten werden können“.²²⁸ Was unter Blindstrom zu verstehen ist und was die Folgen eines unausgeglichenen Blindleistungshaushaltes sind, wird im Folgenden kurz erläutert.

²²¹ Vgl. Stoft, S. (2002), S. 41, Ströbele W. et al. (2010), S. 232.

²²² Vgl. <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/techaspects>, Stand: 04.09.2012.

²²³ Vgl. Stoft, S. (2002), S. 41, Ströbele W. et al. (2010), S. 232.

²²⁴ Vgl. § 22 Abs. 1 EnWG, Bouillon, H. et al. (2003), S. 33, Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 332.

²²⁵ Vgl. § 22 Abs. 2 EnWG, § 6 Abs. 1 StromNZV, Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 333.

²²⁶ Vgl. Crastan, V./Westermann, D. (2012), S. 170.

²²⁷ Vgl. Bouillon, H. et al. (2003), S. 36.

²²⁸ Bouillon, H. et al. (2003), S. 36.

Der Strom in Wechsel- und Drehstromnetzen lässt sich in Wirkstrom und Blindstrom unterteilen. Elektrische Verbraucher (z. B. Glühlampen, Bohrmaschine) entnehmen dem Elektrizitätsnetz eine Leistung [P] und setzen sie in nutzbare Leistung, die auch als Wirkleistung bezeichnet wird, um. Die Wirkleistung bewirkt stets etwas in einem Verbraucher. So erzeugt sie z. B. Wärme in der Glühlampe oder ein Drehmoment beim Elektromotor der Bohrmaschine. Elektrische Verbraucher, die nach dem Induktionsprinzip arbeiten, entnehmen ferner Leistung aus dem Netz, die sie zum Aufbau von Magnetfeldern (z. B. in Elektromotoren) benötigen. Diese Leistung wird als Blindleistung bezeichnet.²²⁹ Während die nach dem Induktionsprinzip arbeitenden elektrischen Verbraucher Blindleistung aus dem Elektrizitätsnetz entnehmen, erzeugen Kabelnetze sowie die Höchst- und z. T. Hochspannungsleitungen Blindleistung, die sie dem Stromversorgungssystem zur Verfügung stellen.²³⁰ Darüber hinaus erzeugen auch Kraftwerke Blindleistung, die in das Netz eingespeist und von den nach dem Induktionsprinzip arbeitenden elektrischen Verbrauchern benötigt wird.²³¹

Blindleistung kann nicht in nutzbare Leistung bzw. in eine andere Energieform (z. B. in mechanische, thermische Energie) umgewandelt werden. Sie pendelt zwischen Stromerzeuger und Stromverbrauchern hin und her.²³² Ein hoher Blindleistungsanteil führt zur technischen Ineffizienz bei der Versorgung der Letztverbraucher mit Strom. So bewirkt er z. B. höhere Verluste beim Stromtransport, die von den Übertragungsnetzbetreibern durch zusätzliche Einspeisung ausgeglichen werden müssen. Ferner steht dadurch für die elektrischen Verbraucher eine geringere Wirkleistung zur Verfügung, da die Transportkapazität der Leitungen/Kabel durch die Blindleistung reduziert wird.²³³ Ohne Kompensation der Blindleistung, müsste die Transportkapazität des Elektrizitätsnetzes größer dimensioniert werden, was mit höheren Investitions- und Wartungskosten verbunden wäre. Ferner kann es durch Spannungsschwankungen zu Versorgungsunterbrechungen kommen.

Beschaffung der Verlustenergie: Bei der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie sowie der Umwandlung dieser in Umspannwerken, Umspannstationen und Netzstationen treten Leitungsverluste auf.²³⁴ Die Leitungsverluste führen zum

²²⁹ Vgl. Busch, R. (2011), S. 107.

²³⁰ Vgl. Crastan, V. (2012), S. 429.

²³¹ Vgl. <http://www.amprion.net/generator-wird-zum-motor>, Stand: 26.11.2012.

²³² Vgl. Busch, R. (2011), S. 107.

²³³ Vgl. Panos, K. (2009), S. 229.

²³⁴ Vgl. VDEW (1978), S. 7.

Spannungsabfall.²³⁵ Das gefährdet wiederum die Stabilität des Stromversorgungssystems. Aus diesem Grund müssen die mit dem Stromtransport verbundenen Energieverluste durch Mehreinspeisungen ausgeglichen werden. Die Beschaffung der Verlustenergie obliegt den Netzbetreibern. Die Beschaffung muss nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren erfolgen.²³⁶

Grenzüberschreitendes und innerdeutsches Engpassmanagement: Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben die Pflicht, das Netz zu überwachen und die Entstehung von Engpässen innerhalb Deutschlands und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu verhindern.²³⁷ Zu den netzbezogenen Maßnahmen zählen Abschaltungen von Netzteilen oder mögliche Entlastungsschaltungen.²³⁸ Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählen vor allem das Zu- und Abschalten von Lasten aufgrund von vertraglichen Vereinbarungen, der Einsatz von Regelenergie sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven.²³⁹ Während die netzbezogenen Maßnahmen Einfluss auf die Netztopologie und damit den Lastfluss im Netz ausüben, bewirken marktbezogene Maßnahmen die Erhöhung bzw. Reduzierung von elektrischer Energie im Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung.

Kann ein Engpass nicht vermieden werden, muss der Übertragungsnetzbetreiber die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren den Marktteilnehmern zur Verfügung stellen.²⁴⁰ Gegenwärtig wird bei innerdeutschen Engpässen ein sogenanntes kostenbasiertes Redispatch von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten werden hingegen im Rahmen von expliziten und impliziten Auktionen versteigert.

Gewährung des Netzanschlusses und des Netzzuganges: Zu den Pflichten der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber gehört es, Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Leitungen sowie gleich oder nachgelagerte Elektrizitätsnetze an ihr Netz

²³⁵ Vgl. Lunze, K. (1978), S. 30.

²³⁶ Vgl. § 22 Abs. 1 EnWG, § 10 Abs. 1 StromNZV.

²³⁷ Vgl. § 15 Abs. 1 StromNZV.

²³⁸ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 167.

²³⁹ Vgl. § 13 Abs. 1 EnWG.

²⁴⁰ Vgl. § 15 Abs. 2 StromNZV.

anzuschließen.²⁴¹ Des Weiteren müssen Betreiber von Elektrizitätsnetzen jedermann Netzzugang gewähren.²⁴²

Reparatur, Wartung, Netzausbau: Die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber sind verpflichtet, Reparaturen durchzuführen, die Stromübertragungs- und -verteilungsinfrastruktur zu warten und sie auszubauen.²⁴³

Die Netzbetreiber haben das Recht, die ihnen durch die Erfüllung ihrer im vorliegenden Kapitel skizzierten Aufgaben/Pflichten entstandenen Kosten über die Netznutzungsentgelte an die Nachfrager ihrer Transportdienstleistungen weiterzureichen.²⁴⁴

Abzuschließend bleibt festzustellen, dass es sich beim Netzbetrieb um ein nicht bestreitbares Monopol handelt. Der Netzbetrieb ähnelt in seiner Funktion der Flugsicherung. Deshalb ist es beim Netzbetrieb aus praktischen Gründen unvorstellbar, dass zwei oder mehr Unternehmen zur selben Zeit die Verantwortung für das Stromversorgungssystem innerhalb ein und desselben Gebietes tragen. Denkbar wäre lediglich der Wettbewerb um den Markt pro Versorgungsgebiet.

3.5 Einzelhandelsmarkt für Strom

Die Aufgabe des Verkaufs von Strom an Letztverbraucher wird vom Einzelhandel bzw. dem Vertrieb übernommen. Da beim Stromeinzelhandel weder nennenswerte Skalenerträge vorliegen noch besonders hohe markt-irreversible Investitionen zur Aufnahme der Tätigkeit erforderlich sind, kann auf der Ebene des Stromvertriebs grundsätzlich Wettbewerb stattfinden.²⁴⁵

Als Stromanbieter treten gegenwärtig z. B. die auf den Vertrieb von Strom spezialisierten Tochtergesellschaften der vier großen Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerke und andere Energieversorgungsunternehmen auf. Auf der Seite der Stromnachfrager sind z. B. Privathaushalte, Gewerbe- und Industriebetriebe. Auf der Ebene des Einzelhandels werden nur bilaterale Geschäftsbeziehungen zu

²⁴¹ Vgl. § 17 Abs. 1 EnWG.

²⁴² Vgl. § 20 Abs. 1 EnWG.

²⁴³ Vgl. § 11 Abs. 1 EnWG, Steger, U. et al. (2008), S. 42.

²⁴⁴ Vgl. Konstantin, P. (2009), S. 405f.

²⁴⁵ Vgl. Haucap, J. (2003), S. 29.

Letztverbrauchern²⁴⁶ unterhalten. Einen institutionalisierten Handel – wie auf dem Großhandelsmarkt für Strom – gibt es auf der Einzelhandelsebene nicht.²⁴⁷ Im Gegensatz zum Großhandel von Strom, der auf der Übertragungsnetzebene abgewickelt wird, findet der Stromeinzelhandel vor allem auf der Verteilungsnetzebene statt.

Seit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes 1998 und der Öffnung des Endkundenmarktes für Wettbewerber können die Letztverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Ihre Wahlmöglichkeiten sind jedoch auf solche Stromlieferanten begrenzt, die in ihrem jeweiligen Verteilungsnetz aktiv sind.²⁴⁸ Gemäß dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2011, S. 135) ist die Anzahl der Stromlieferanten pro Netzgebiet in den Jahren 2007 bis 2010 über alle Letztverbrauchergruppen angestiegen. So waren im Jahr 2010 in ca. 90% der Netzgebiete der Bundesrepublik Deutschland mindestens 21 Lieferanten tätig. Dies traf im Jahr 2007 nur für 75% aller Netzgebiete zu. Im Durchschnitt operierten im Jahr 2010 66 Lieferanten pro Netzgebiet. Dies entspricht einer Zunahme von 2009 bis 2010 um durchschnittlich zehn Lieferanten je Netzgebiet.

Die Marktanteile der vier großen Energieversorger sind im Laufe der letzten Jahre zwar kontinuierlich gesunken, jedoch nach wie vor vergleichsweise hoch. Auf der Ebene des Stromvertriebs an Letztverbraucher hielten im Jahr 2009 die zehn größten Stromlieferanten einen Marktanteil von 56,9%. Davon entfielen 48,5 Prozentpunkte auf die vier größten Energieversorgungsunternehmen RWE AG, E.ON AG, EnBW AG und Vattenfall Europe AG (Tabelle 3-7).²⁴⁹

Tabelle 3-7: Marktanteile auf dem Endkundenmarkt

Unternehmen	Marktanteile [in %]
RWE	16,8
EnBW	14,3
E.ON	12,9

²⁴⁶ Unter Letztverbrauchern sind gemäß § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen zu verstehen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.

²⁴⁷ Vgl. Frenzel, S. (2007), S. 140, Monopolkommission (2011), Nummer 96.

²⁴⁸ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 173.

²⁴⁹ Vgl. BDEW (2009), S. 36.

Vattenfall Europe	4,5
RWE	2,1
MVV Energie	1,7
RheinEnergie	1,6
N-ENERGIE	1,2
Stadtwerke Hannover	0,9
Stadtwerke München	0,9
Übrige	43,1

Quelle: BDEW (2009), S. 36.

3.6 Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Wettbewerb auf der Wertschöpfungsstufe Erzeugung grundsätzlich möglich ist, da die mindestoptimale Betriebsgröße der Kraftwerke im Verhältnis zum Volumen des Gesamtmarktes relativ klein ist, so dass mehrere Anlagen parallel auf dem Markt unter Ausnutzung der Scale Economies agieren können. Die Bestreitbarkeit des Marktes ist jedoch u. a. aufgrund der hohen markt-irreversiblen Investitionen eingeschränkt. Auch Groß- und Einzelhandelsmarkt sind grundsätzlich wettbewerblich organisierbar. Hingegen sind das Übertragungs- und Verteilungsnetz als resistente Monopole bzw. als monopolistische Bottlenecks zu klassifizieren. Erstens ist ihre Kostenfunktion durch Subadditivität gekennzeichnet. Ursächlich hierfür sind vor allem die Economies of Density. Zweitens ist die Errichtung neuer Freileitungen und Kabel mit enormen markt-irreversiblen Investitionen verbunden, die in Kombination mit Subadditivität relativ hohe strukturelle Markteintrittsbarrieren für potenzielle Wettbewerber darstellen. Drittens benötigen alle Marktteilnehmer auf vor- und nachgelagerten Märkten (Stromerzeuger, Stromgroß- und Einzelhändler, Letztverbraucher) Zugang zu dem Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung, da der Stromtransport nach wie vor leitungsgebunden ist. Andernfalls wäre der Wettbewerb dort nicht möglich. Da in Deutschland mit einem technischen

Fortschritt, der z. B. den leitungsgebundenen Transport von Strom obsolet werden lässt, in absehbarer Zeit nicht zu rechnen ist, kann davon ausgegangen werden, dass das resistente natürliche Monopol bzw. der monopolistische Bottleneck sowohl in der Übertragung als auch in der Verteilung vorerst bestehen bleibt. Aus ordnungspolitischer Sicht besteht daher die Notwendigkeit, diesen Wertschöpfungsbereich zu regulieren.

4 Wettbewerbsrisiken vertikaler Integration in der Elektrizitätswirtschaft

Im Allgemeinen wird von vertikaler Integration gesprochen, wenn Leistungen einer vorgelagerten (Rückwärtsintegration) und/oder nachgelagerten (Vorwärtsintegration) Produktions- oder Vertriebsstufe in das Produktionsprogramm eines Unternehmens aufgenommen werden, so dass zwei oder mehr separierbare Produktionsstufen zur gleichen wirtschaftlichen Einheit gehören und von dieser kontrolliert werden.²⁵⁰

Die vertikale Integration ist unproblematisch, solange auf allen Produktionsstufen Wettbewerb herrscht.²⁵¹ Dann sind grundsätzlich allokativen, technische und qualitative Effizienz gegeben.²⁵² Ist jedoch der Betreiber eines monopolistischen Bottlenecks vertikal in einen grundsätzlich wettbewerblich organisierbaren Markt integriert, besteht die Gefahr, dass dieser den Wettbewerb dort behindert.²⁵³ Im Extremfall kann es sogar zu einer vollständigen vertikalen Marktabstottung kommen.²⁵⁴ Der vertikal integrierte

²⁵⁰ Vgl. Kurse, J. (1997), S. 247, Fehr, A. (2005), S. 128.

²⁵¹ Vgl. Kurse, J. (1997), S. 247, Fehr, A. (2005), S. 128.

²⁵² Vgl. Kruse, J./Liebe, A. (2005), S. 46.

²⁵³ Die Anhänger der Chicago School vertreten die Ansicht, dass ein vertikal integriertes Unternehmen keinen Anreiz hat, den Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten zu behindern, sofern es in der Lage ist, über den Vorleistungspreis einen Monopolverdienst zu erzielen. Begründung: Durch Behinderung des Wettbewerbs auf den vor- und nachgelagerten Märkten lässt sich der auf dem Vorleistungsmarkt erwirtschaftete Monopolverdienst aufgrund des One-Monopoly-Rent-Theorems nicht weiter vergrößern. Die Voraussetzung für die von den Anhängern der Chicago School propagierte Wettbewerbsneutralität der vertikalen Integration ist jedoch, dass auf den dem Vorleistungsmarkt vor- und nachgelagerten Märkten vollständiger Wettbewerb herrscht. Die Behinderung des Wettbewerbs seitens des vertikal integrierten Unternehmens würde nämlich zu doppelten Gewinnaufschlägen führen und infolge dessen den Gewinn des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks reduzieren. Die Argumentation der Chicago School Vertreter basiert zudem auf einem unregulierten vertikal integrierten Unternehmen. Ein vertikal integriertes Unternehmen, das auf der Ebene des monopolistischen Bottlenecks reguliert ist und deshalb keine Monopolpreise mehr für dessen Nutzung verlangen kann, wird hingegen versucht sein, seine Gewinne auf den wettbewerblich organisierten und dem monopolistischen Bottleneck vor- und nachgelagerten Märkten zu maximieren, indem es die eigenen dort tätigen Unternehmensgesellschaften bevorteilt bzw. unabhängige Dritte benachteiligt/diskriminiert (vgl. Kaplow, L., 1985, S. 518, Brunekreeft, G., 2000, S. 29, Aydemir, Z./Bühler, S., 2001, S. 387, Rottenbiller, S., 2002, S. 58f, Crocioni, P./Veljanovski, C., 2003, S. 35ff, Haucap, J./Heimeshoff, U., 2005, S. 276f, Schölermann, S., 2005, S. 12f, Holznapel, B. et al., 2008, S. 14).

²⁵⁴ Vgl. Haucap, J./Heimeshoff, U. (2005), S. 279-285, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (1994), S. 535f.

Betreiber eines monopolistischen Bottlenecks verfügt nämlich auf dem Markt für Vorleistungen, die für die Erreichbarkeit von Kunden unentbehrlich sind, über eine marktbeherrschende Stellung.²⁵⁵ Diese kann er einsetzen, um Konkurrenten davon abzuhalten, in die dem monopolistischen Bottleneck vor- und oder nachgelagerten Märkte einzutreten und/oder sie von dort zu verdrängen.²⁵⁶ Auf diese Weise ist er in der Lage, den Wettbewerb auf den dem monopolistischen Bottleneck vor- und nachgelagerten Märkten zu behindern und seine Marktmacht²⁵⁷ dorthin zu übertragen.²⁵⁸

Grund für die Behinderung des Wettbewerbs seitens des vertikal integrierten Betreibers eines monopolistischen Bottlenecks ist die Tatsache, dass Unternehmen, die Zugang zum monopolistischen Bottleneck begehren, nicht nur seine Kunden auf dem Vorleistungsmarkt, sondern auch seine Konkurrenten auf den dem monopolistischen Bottleneck vor- und/oder nachgelagerten Märkten sind. Durch die Behinderung des Wettbewerbs kann der Betreiber des monopolistischen Bottlenecks sich unter Umständen Insiderrente²⁵⁹ sichern, höhere Preise auf dem Endkundenmarkt durchsetzen oder gar die Monopolisierung dessen erreichen.²⁶⁰

Zur Behinderung des Wettbewerbs stehen dem vertikal integrierten Unternehmen verschiedene Instrumente zur Verfügung. Zu den in der Literatur am häufigsten diskutierten Instrumenten gehören die Verweigerung des Anschlusses an den monopolistischen Bottleneck, die Verweigerung des Zugangs zum monopolistischen Bottleneck, Margin Squeeze sowie Quersubventionierung und Sabotage. Die vertikal

²⁵⁵ „Ein Unternehmen ist marktbeherrschend, soweit es als Anbieter oder Nachfrager einer bestimmten Art von Waren oder gewerblichen Leistungen auf dem sachlich und räumlich relevanten Markt
i) ohne Wettbewerber ist oder keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt ist oder
ii) eine im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat; hierbei sind insbesondere sein Marktanteil, seine Finanzkraft, sein Zugang zu den Beschaffungs- oder Absatzmärkten, Verflechtungen mit anderen Unternehmen, rechtliche oder tatsächliche Schranken für den Marktzutritt anderer Unternehmen, der tatsächliche oder potenzielle Wettbewerb durch innerhalb oder außerhalb des Geltungsbereichs dieses Gesetzes ansässige Unternehmen, die Fähigkeit, sein Angebot oder seine Nachfrage auf andere Waren oder gewerbliche Leistungen umzustellen, sowie die Möglichkeit der Marktgegenseite, auf andere Unternehmen auszuweichen, zu berücksichtigen.“ (§19 Abs. 2 GWB).

²⁵⁶ Vgl. Kruse, J. (1997), S. 247f, Haucap, J./Heimeshoff, U. (2005), S. 279-285.

²⁵⁷ Als Marktmacht wird im Folgenden die Fähigkeit eines Unternehmens verstanden, Preise gewinnbringen auf ein Niveau zu erhöhen, das oberhalb des Preisniveaus bei Wettbewerb liegt.

²⁵⁸ Vgl. Haucap, J./Heimeshoff, U. (2005), S. 279.

²⁵⁹ Unter Insiderrenten sind Vorteile von Eigentümern, Managern, Arbeitnehmern etc. zu verstehen, die sich unter anderem in höheren Faktorentgelten oder Personalbeständen ausdrücken können (vgl. Kruse, J., 1997, S. 257f.).

²⁶⁰ Vgl. Kaplow, L. (1985), S. 524, Kruse, J. (1997), S. 247f.

integrierten Unternehmen können die Instrumente entweder einzeln oder in Kombination miteinander einsetzen.

Situation in der Elektrizitätswirtschaft: In der Elektrizitätswirtschaft gilt ein Unternehmen aber auch eine Gruppe von Unternehmen, die im Sinne des Artikels 3 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1), miteinander verbunden sind, als vertikal integriert, sobald sie mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität wahrnimmt.²⁶¹ Die Übertragungs- und Verteilungsnetze sind monopolistische Bottlenecks. Die Betreiber von Übertragungs- und Verteilungsnetzen haben in Folge dessen eine marktbeherrschende Stellung bei der Erbringung der Übertragungs- und Verteilungsleistung inne. Aus diesem Grund besteht bei vertikaler Integration in der Elektrizitätswirtschaft die Gefahr der Marktmachtübertragung auf die dem Übertragungs- und Verteilungsnetz vor- und nachgelagerten Märkte. Damit sind primär der Markt für Erzeugung und den Vertrieb gemeint. Betroffen sind jedoch auch die Märkte für die Redispatchleistung, Regelleistung und Verlustenergie. Diese Märkte wurden in Deutschland im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft etabliert.

Das Ziel des Kapitels ist es, die wesentlichen Diskriminierungsmöglichkeiten der vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber aufzuzeigen, die ohne, aber auch trotz Verhaltensregulierung²⁶² auftreten können.

4.1 Diskriminierung beim Netzanschluss und Netzzugang

Gemäß der ökonomischen Theorie hat der vertikal integrierte Betreiber eines monopolistischen Bottlenecks einen Anreiz, seinen Wettbewerbern sowohl den Anschluss an den monopolistischen Bottleneck als auch den Zugang zu diesem

²⁶¹ Vgl. § 3 Abs. 38 EnWG. Eine genauere Definition der vertikalen Integration in der Elektrizitätswirtschaft findet sich in Kap. 5.

²⁶² Im Rahmen der Verhaltensregulierung wird versucht, durch Verhaltensaufgaben für vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein effizientes Marktergebnis herbeizuführen. Beispiele für Verhaltensregulierung sind die Vorschriften im Zusammenhang mit dem Netzanschluss- und der Netzzugangsgewährung sowie die Regulierung der Netznutzungsentgelte. Entflechtungsvorschriften, die im Zusammenhang mit dem ITO-Modell, dem OU-Modell oder ISO-Modell stehen, werden im Rahmen der Arbeit hingegen unter Strukturregulierung subsummiert. Im Fokus der Strukturregulierung stehen Maßnahmen zur Beeinflussung der vertikalen (oder horizontalen) Struktur des Unternehmens.

vollständig zu verweigern.²⁶³ Unter dem Anschluss ist die technische Anbindung an den monopolistischen Bottleneck zu verstehen. Der Zugang umfasst hingegen das Recht, diesen nutzen zu dürfen. Aufgrund der Unentbehrlichkeit des monopolistischen Bottlenecks für die Aufnahme der wirtschaftlichen Tätigkeit auf den ihm vor- und nachgelagerten Märkten, bleibt durch die Verweigerung des Netzanschlusses und des Netzzuganges den potenziellen Wettbewerbern der Marktzutritt verwehrt, woraus allokative und technische Effizienz auf den grundsätzlich wettbewerblich organisierbaren den dem monopolistischen Bottleneck vor- und nachgelagerten Märkten resultiert.²⁶⁴

Bezogen auf die Elektrizitätswirtschaft bedeutet dies, dass ein vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Anreiz hat, Energieerzeugungsanlagen von Konkurrenten nicht an das Elektrizitätsnetz anzuschließen, weil es den Verlust von Marktanteilen und Gewinneinbußen durch die Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Erzeugungsmarkt, dem Regelleistungsmarkt, dem Markt für Verlustenergie sowie dem Markt für Redispatchleistung befürchtet. Aufgrund der Leitungsgebundenheit von Elektrizität ist der Netzanschluss (also die physische Anbindung des Kraftwerks an das Elektrizitätsnetz) jedoch die technische Voraussetzung für den Netzzugang einer Energieerzeugungsanlage, d. h. das Recht zur Nutzung des Netzes für die Beförderung von Elektrizität und damit den Handel mit Elektrizität.

Neben der direkten Verweigerung des Netzanschlusses haben vertikal integrierte Betreiber von Elektrizitätsnetzen subtilere Möglichkeit, den Marktzutritt von Wettbewerbern zu verzögern oder ihn gar zu verhindern, indem sie z. B. das Netzanschlussverfahren durch übermäßige Dokumentationsanforderungen und lange Antragsbearbeitungsphasen unnötig in die Länge ziehen und damit die Inbetriebnahme von Energieerzeugungsanlagen der Wettbewerber verzögern. Dies ist für die Wettbewerber mit entgangenen Erlösen verbunden. Ferner können sie die Rentabilität des Kraftwerksinvestition beeinträchtigen, indem sie überhöhte Entgelte für die Errichtung des Netzanschlusses den Wettbewerbern berechnen oder ihnen die gesamten Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen, die in Folge des Netzanschlusses unter Umständen erforderlich sein können, aufbürden. Darüber hinaus sind die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber in der Lage, überzogene technische

²⁶³ Vgl. Beard, T. R./Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1999), S. 31, Rottenbiller, S. (2002), S. 60f.

²⁶⁴ Vgl. Areeda Ph./Hovenkamp, H. (1996), S. 127f, Rottenbiller, S. (2002), S. 61.

Anforderungen an den Netzanschluss der Wettbewerber zu stellen, denen diese nur mit hohen Investitionen nachkommen könnten, welche die Wettbewerbsfähigkeit und die Wirtschaftlichkeit ihre Kraftwerke dermaßen beeinträchtigen, dass der Marktzutritt für sie an Attraktivität verliert.

Ferner birgt auch die Behandlung von konkurrierenden Netzanschlussbegehren Diskriminierungspotenzial. Die Anzahl der aus ökonomischer Sicht günstigeren Kraftwerksstandorte ist nämlich begrenzt. Gehen mehrere Netzanschlussbegehren beim Netzbetreiber für denselben Standort ein, kann es passieren, dass aufgrund begrenzter Leitungskapazität nicht alle Netzanschlüsse realisiert werden können.²⁶⁵ In diesem Fall hat das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Anreiz, in erster Linie den eigenen Energieerzeugungsanlagen eine Anschlusszusage zu erteilen.

Neben dem Netzanschluss ist für die in den Bereichen Erzeugung, Regelleistungsmarkt, Stromgroß- und Einzelhandel tätigen Wettbewerber der vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen der Netzzugang von substantieller Bedeutung. Darunter ist – wie oben bereits erwähnt wurde – das Netznutzungsrecht zu verstehen. Ohne das Netznutzungsrecht dürften Erzeugungsanlagen ihren Strom nicht in das Elektrizitätsnetz einspeisen. Stromhändler wären nicht berechtigt, Stromhandelsgeschäfte auf dem Groß- und Einzelhandelsmarkt durchzuführen. Endverbraucher hätten kein Recht, den Strom aus dem Netz zu entnehmen. Durch die Verweigerung des Netzzugangs könnten die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen somit ebenfalls den Wettbewerb effektiv behindern.

Darüber hinaus können die vertikal integrierten Elektrizitätsversorger den Dritten zwar den Netzzugang gewähren, jedoch zu schlechteren Konditionen als sich selbst. Von schlechteren Zugangsbedingungen kann ausgegangen werden, wenn das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Kapazitätsnutzungsrechte dieser z. B. in Bezug auf den Zeithorizont (Beispiel: Netznutzungsrecht besteht nur Montag bis Mittwoch für den Zeitraum 2:00Uhr bis 3:00Uhr) oder die Transportleistung (MW) oder beides einschränkt, so dass die Wettbewerber trotz ähnlicher Erzeugungstechnologien einen Kosten- und Wettbewerbsnachteil erleiden.

²⁶⁵ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 67.

Kraftwerksbetreiber dürfen in Deutschland über den Standort ihrer Erzeugungskapazität in einem gewissen Rahmen frei entscheiden. Der Zubau an Erzeugungskapazitäten an Stellen, an denen die Übertragungskapazitäten sowieso schon knapp sind, eröffnet den vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern eine weitere Diskriminierungsmöglichkeit. Sie können den Netzzugang der Wettbewerber einschränken, wenn sie Investitionen in das Elektrizitätsnetz zwecks Verstärkung der bestehenden Übertragungskapazitäten hinauszögern.

Der Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt kann jedoch nicht nur durch den Kraftwerksneubau oder die Erweiterung bestehender Erzeugungskapazitäten, sondern auch durch den Bau von grenzüberschreitenden Elektrizitätsleitungen durch unabhängige Dritte intensiviert werden. Diese ermöglichen nämlich den ausländischen Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen den Zugang zum deutschen Elektrizitätsmarkt, was mit einer Verschärfung des Wettbewerbs verbunden ist. Als Beispiel kann die von NorGer geplante Verbindungsleitung mit einer Kapazität von 1.400 MW durch die Nordsee zwischen Norwegen und Deutschland genannt werden, die ab 2015 die Strommärkte der beiden Länder miteinander verbinden soll.²⁶⁶ Das NorGer-Kabel soll in Niedersachsen (Butjadingen) anlanden und dort in der Region Moorriem an das Höchstspannungsnetz des Übertragungsnetzbetreibers TenneT angeschlossen werden.²⁶⁷ Um der Intensivierung des Wettbewerbs durch den Marktzutritt ausländischer Stromerzeugungs- und -handelsunternehmen entgegenzuwirken, haben vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Anreiz, den Anschluss solcher Leitungen an das nationale Elektrizitätsversorgungsnetz abzulehnen. Auch die Gewährung des Netzzugangs dürfte den in Deutschland verorteten vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen unattraktiv erscheinen.

Das Risiko einer Diskriminierung beim Netzanschluss und Netzzugang auf der Ebene des Übertragungsnetzes ist in Deutschland schon allein wegen der umfassenden Netzanschluss- und Netzzugangsregulierung als äußerst gering zu beurteilen. Die

²⁶⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2010a): Bundesnetzagentur gibt grünes Licht für erste Gleichstromverbindungsleitung nach Norwegen, Pressemitteilung vom 25.11.2010, Online: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2010/100316NetzregelverbundStrom.html?nn=65116, Stand: 17.09.2012.

²⁶⁷ Vgl. Niedersächsische Staatskanzlei (2010), NorGer-Kabel: Raumordnungsverfahren beginnt, Online: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/ereignisse/110610-rov-norger--kabel/index.html>, Stand: 12.04.2012.

grundlegenden Vorschriften finden sich in §§ 17, 20, 30, 31, 72 EnWG sowie §§ 3, 4, 6, 8 KraftNAF. Verstöße gegen die Vorschriften können sowohl von dem Regulierer als auch den Netzanschluss- und Netzzugangsbegehrenden vergleichsweise einfach identifiziert und wirkungsvoll bekämpft werden.

4.2 Diskriminierung beim Zugang zu Verbindungsleitungen

1. Um Strom aus dem Ausland importieren und in das Ausland exportieren zu können, benötigen Stromerzeuger sowie Stromhändler neben dem Zugang zum Übertragungsnetz auch Zugang zu den Übertragungskapazitäten einer grenzüberschreitenden Leitung. Eine grenzüberschreitende Leitung bezeichnet hierbei eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Nachbarstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze dieser miteinander verbindet, so dass ein Stromaustausch zwischen den verbundenen Ländern stattfinden kann.²⁶⁸

Für den Fall, dass es zu einem Engpass im Bereich der Grenzkuppelstellen kommt – darunter ist eine Situation zu verstehen, in der eine Verbindung zwischen den nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann²⁶⁹ – müssen diese unter den interessierten Marktteilnehmern verteilt werden. Vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben grundsätzlich den Anreiz, die unternehmenseigenen oder verbundenen Stromerzeugungs- und Handelsgesellschaften bei der Zuteilung der knappen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu bevorzugen und die Leitungskapazitäten durch langfristige Lieferverträge zu blockieren. So wies z. B. die Europäische Kommission (2007, S. 7) darauf hin, dass an bestimmten Grenzen die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Teil der Grenzkuppelkapazitäten durch langfristige Kapazitätsbuchungen blockieren würden, und zwar obwohl der Europäische Gerichtshof erklärt hat, dass sie mit dem Gemeinschaftsrecht unvereinbar wären.

Zudem haben die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, Dritten im Falle von Engpässen Zugang zu grenzüberschreitenden

²⁶⁸ Vgl. Art. 2 Abs. 2 EU-Verordnung 1228/2003.

²⁶⁹ Vgl. Art. 2 Abs. 2 EU-Verordnung 1228/2003.

Übertragungskapazitäten zu gewähren, allerdings zu schlechteren Bedingungen als den auf dem Erzeugungs-, Groß- und Einzelhandelsmarkt tätigen Schwestergesellschaften, so dass sie nur begrenzt am internationalen Stromhandel teilnehmen können. Technische Ineffizienz ist die Folge, da die Stromnachfrage unter Umständen nicht von den günstigsten Stromerzeugungskapazitäten befriedigt wird.

Das Diskriminierungsrisiko beim Zugang zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ist im Falle von Netzengpässen eher als gering zu beurteilen. Bei strukturellen Netzengpässen, wie sie an allen deutschen Landesgrenzen, mit Ausnahme von der Grenze zu Österreich, zu beobachten sind²⁷⁰, müssen die verfügbaren Leitungskapazitäten den Marktteilnehmern mittels marktbasierter Verfahren zur Verfügung gestellt werden.²⁷¹ Das bedeutet, dass lediglich explizite und implizite Auktionen oder eine Kombination der beiden Verfahren (hybride Auktionsmodelle) zur Kapazitätsvergabe in Betracht gezogen werden dürfen.²⁷² Ferner muss die Kapazitätsvergabe diskriminierungsfrei erfolgen.²⁷³ D. h. dass die Auktionen so auszugestalten sind, dass keine Gruppe von Marktteilnehmern ohne einen sachlichen Grund benachteiligt oder bevorzugt wird.²⁷⁴

2. Um die Intensivierung des Wettbewerbs auf dem deutschen Strommarkt durch den Marktzutritt ausländischer Kraftwerksbetreiber und Stromhändler zu verhindern, haben vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Anreiz, die verfügbaren grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten, die dem Stromimport dienen, künstlich zu verknappen.²⁷⁵ Dieser Anreiz ist insbesondere dann am größten, wenn der Strompreis in Deutschland höher ist als in den angrenzenden Ländern. Das kommt einer Einschränkung beim Netzzugang und im Extremfall einer Verweigerung des Netzzugangs für ausländische Stromerzeuger- und -händler gleich. Zu diesem Zweck können die Netzbetreiber zum einen die tatsächlich verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten z. B. durch die Wahl von bestimmten Kapazitätsberechnungsmethoden oder die Einplanung von übermäßig hoher Kapazitätsreserve für Planungsunsicherheit kleinrechnen. Zum anderen können sie zur Verknappung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten mit Hilfe der

²⁷⁰ Vgl. Monopolkommission (2013), Nummer 50.

²⁷¹ Vgl. § 15 Abs. 2 StromNZV.

²⁷² Vgl. Wendt, H. (2012), S. 43

²⁷³ Vgl. § 15 Abs. 2 StromNZV.

²⁷⁴ Vgl. Wendt, H. (2012), S. 43.

²⁷⁵ Vgl. Borenstein, S. et al. (2000), S. 295, Höfler, F./Wittmann, T. (2007), S. 114.

netzbezogenen Maßnahmen die Netzengpässe innerhalb Deutschlands an die Landesgrenzen verschieben. Anders ausgedrückt: Die Übertragungsnetzbetreiber könnten die innerdeutschen Engpässe durch die Reduzierung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, die dem Stromimport dienen, vermeiden. Diese Problematik gewinnt an Bedeutung, wenn die Häufigkeit, Dauer und Stärke der innerdeutschen Netzengpässe z. B. in Folge der Energiewende in Zukunft zunimmt.

Während das Risiko der Diskriminierung durch das Kleinrechnen von verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten aufgrund zahlreicher Regulierungsvorschriften und der Möglichkeit, die Einhaltung dieser zu kontrollieren, eher gering ist, stellt die Möglichkeit der Wettbewerbsbehinderung durch die Verschiebung der innerdeutschen Engpässe an die Landesgrenzen ein Problem dar. Den Übertragungsnetzbetreibern ist es zwar untersagt, die Verbindungskapazität zu beschränken, um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben. Das Gesetz erlaubt dem Übertragungsnetzbetreiber jedoch von dieser Vorschrift abzuweichen, wenn die Betriebssicherheit²⁷⁶ anders nicht gewährleistet werden kann, und zwar so lange, bis eine langfristige Lösung gefunden wurde. Wie viel Zeit (Wochen, Monate, Jahre) sich der Übertragungsnetzbetreiber zu Lösung des Problems nehmen darf, wird im Gesetz jedoch nicht konkretisiert, was nicht unproblematisch ist, da dies von vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern zur Behinderung von Stromimporten ausgenutzt werden kann. Verschärfend kommt hinzu, dass diese Strategie der Verknappung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten nur mit hohem Aufwand nachweisbar ist.

3. Darüber hinaus haben vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen tendenziell einen schwachen Anreiz, in den Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten bzw. Verbindungsleitungen und damit in die Verringerung oder gar die Beseitigung von strukturellen Kapazitätsengpässen an den Grenzen zu Ländern mit niedrigerem Strompreisniveau als in Deutschland zu investieren. So waren gemäß der Monopolkommission (2007, S. 53, Fußnote: 137) die Übertragungskapazitäten auf der deutschen Seite zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten mit vergleichsweise hohem Preisniveau (wie z. B. Niederlande) besser

²⁷⁶ „Betriebssicherheit bedeutet, dass das Übertragungsnetz innerhalb der vereinbarten Sicherheitsgrenzen gehalten wird“ (EG-Verordnung 714/2009, Anhang 1: Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen, Punkt 1.7).

ausgebaut als zwischen Deutschland und Nachbarländern mit einem insgesamt niedrigeren Strompreisniveau (wie z. B. Polen und Tschechien). Angesichts der Tatsache, dass die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten das deutsche Elektrizitätsnetz mit den Elektrizitätsnetzen der Nachbarländer verbinden und damit die Voraussetzung für den grenzüberschreitenden Handel mit Strom und die Realisierung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes bilden, ist dies nicht verwunderlich. Während der Ausbau der Grenzkuppelstellen zu Ländern wie Polen und Tschechien eine Intensivierung des Wettbewerbs im Inland bewirkt und mit dem Verlust von Marktanteilen und/oder Gewinnmargen für die in Deutschland verorteten vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen verbunden ist, bietet der Ausbau der Grenzkuppelstellen zu Ländern wie den Niederlanden die Möglichkeit, zusätzlich Gewinne durch die Ausweitung der Vertriebstätigkeiten zu generieren, ohne dass im Inland mit enormen Einbußen bei den Marktanteilen oder Gewinnmargen gerechnet werden muss. Die Intensivierung des Wettbewerbs wird auf diese Weise nämlich nur im Ausland realisiert.

Um permanente Kapazitätsengpässe an den Landesgrenzen abzubauen, sind die Netzbetreiber zwar verpflichtet, die aus der Engpassbewirtschaftung generierten Einnahmen für den Erhalt oder den Ausbau der Verbindungskapazitäten zu verwenden.²⁷⁷ Bis 2011 räumte das Gesetz den Netzbetreibern jedoch auch die Möglichkeit ein, diese Einnahmen entgeltmindernd bei den Netzentgelten zu berücksichtigen.²⁷⁸ Die Aufteilung der Einnahmen auf die beiden Alternativen oblag den Netzbetreibern, was nicht unproblematisch war. So hatte die Monopolkommission (2009, Nummer 48) den Eindruck, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Erlöse aus der Versteigerung von Engpasskapazitäten nur sehr zurückhaltend in den Abbau von grenzüberschreitenden Engpässen investierten. Infolgedessen ging sie davon aus, dass sich die Engpassproblematik in Zukunft weiter verschärfen würde.

Mit dem Inkrafttreten des dritten Liberalisierungspakets im Jahr 2011 wurden die Verwendungsmöglichkeiten der Engpasserlöse neu geregelt. Laut Art. 16 Abs. 6 der EG-Verordnung 714/2009, die Teil des dritten Liberalisierungspakets ist, wurden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die Engpasserlöse für die folgenden Zwecke einzusetzen:

²⁷⁷ Vgl. Art. 6 Abs. 6 EU- Verordnung 1228/2003, §15 Abs. 3 StromNZV, Steger, U. et al. (2008), S. 168.

²⁷⁸ Vgl. Art. 6 Abs. 6 EU- Verordnung 1228/2003, §15 Abs. 3 StromNZV, Steger, U. et al. (2008), S. 168.

- a) zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität und/oder
- b) zur Erhaltung oder Ausbau von Verbindungskapazitäten insbesondere durch Investitionen in die Netze und hier vor allem in neue Verbindungsleitungen

Nur wenn eine effiziente Verwendung der Engpasserlöse dafür unmöglich ist, dürfen die Übertragungsnetzbetreiber diese für die Netzentgeltminderung nutzen, jedoch nur, wenn die Regulierungsbehörde eine Genehmigung dafür erteilt.²⁷⁹

Ob die Neuregelung der Verwendungsmöglichkeiten für Engpasserlöse tatsächlich einen Fortschritt darstellt, der den Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten trotz vertikaler Integration forcieren wird, ist fraglich. Die Regulierungsbehörde kann zwar die Verwendung von Engpasserlösen für die Reduzierung der Netzentgelte nun verhindern. Das Recht, eine von ihr favorisierte Verwendung vorzuschreiben, hat sie jedoch nach wie vor nicht. Dies ist nicht unproblematisch, da die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin die Möglichkeit haben, die Engpasserlöse in marktbezogene Maßnahmen wie Countertrading oder Redispatching zu investieren, anstatt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten auszubauen. Diese Maßnahmen tragen nämlich zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität bei, wie dies im Art. 16 Abs. 6 lit a EG-Verordnung 714/2009 gefordert wird. Darüber hinaus dürfen die Übertragungsnetzbetreiber die Engpasserlöse dazu verwenden, neue Mitarbeiter zu finanzieren, die die Funktion der von Engpässen betroffenen Leitung überwachen. Auch diese Verwendung der Engpasserlöse führen nicht zur Erweiterung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität. Ferner darf der Übertragungsnetzbetreiber die Engpasserlöse für den Ausbau des nationalen Netzes verwenden, solange er nachweisen kann, dass die Investition der Erhaltung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität diene, wie es in Art. 16 Abs. 6 lit b der EG-Verordnung 714/2009 gefordert ist. Dies ist in einem vermaschten Stromnetz wie dem deutschen nicht allzu schwer. Zu einer Erweiterung der Verbindungsleitungskapazität führt eine solche Investition jedoch nicht.²⁸⁰ Ein weiteres Problem ist dadurch begründet, dass der Gesetzgeber die Entscheidung darüber, an welcher Landesgrenze die Engpasserlöse zwecks Erhalt und Ausbau der

²⁷⁹ Vgl. Art. 16 Abs. 6 EG-Verordnung 714/2009.

²⁸⁰ Vgl. Barchewitz, P, (2011), S. 290f.

grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten einzusetzen sind, den Übertragungsnetzbetreibern überlässt. Vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber haben deshalb auch weiterhin die Möglichkeit, die Erweiterung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zu Ländern mit einem tendenziell niedrigeren Strompreisniveau hinauszuzögern bzw. gänzlich zu unterlassen.

Durch das Hinauszögern von Investitionen in grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten wird die hohe Konzentration im Bereich der Stromerzeugung aufrecht erhalten, wodurch der Marktmachtmissbrauch durch die marktbeherrschenden Erzeugungsunternehmen begünstigt wird. So haben Borenstein, S./Bushnell, J./Stoft, S. (2000) im Rahmen einer modelltheoretischen Analyse gezeigt, dass durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ein Wohlfahrtsgewinn generiert wird, da hierdurch die Bestreitbarkeit des Strommarktes erhöht wird. Allein die durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten geschaffene Möglichkeit eines weiteren Marktzutritts von einem potenziellen Konkurrenten aus dem Ausland, zwingt die etablierten marktmächtigen Anbieter näher am Wettbewerbsgleichgewicht zu produzieren.²⁸¹ Auch Ellersdorfer, I. (2007) kommt im Rahmen seiner modelltheoretischen Analyse zu dem Ergebnis, dass der Ausbau der Grenzkuppelkapazität eine signifikante Senkung der Strompreise in Deutschland bewirken könnte. Darüber hinaus kann durch die Unterlassung notwendiger Investitionen in die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten keine vollständige Ausnutzung der Arbitrage erfolgen, was ebenfalls mit Wohlfahrtsverlusten verbunden ist. Eine weitere Konsequenz ist die technische Ineffizienz, da aufgrund der Engpässe keine überregionale bzw. internationale Merit Order zur Minimierung der Stromerzeugungskosten gebildet werden kann.

4.3 Margin Squeeze Strategien

Eine weitere in der ökonomischen Theorie diskutierte Möglichkeit des vertikal integrierten Betreibers eines monopolistischen Bottlenecks, aktuelle Wettbewerber von den vor- und nachgelagerten Märkten zu verdrängen und potenzielle Wettbewerber vom

²⁸¹ Vgl. Borenstein, S./Bushnell, J./Stoft, S. (2000).

Marktzutritt abzuhalten, ist die Margin Squeeze Strategie.²⁸² Hierbei lassen sich die folgenden drei Möglichkeiten unterscheiden:

1. Der vertikal integrierte Betreiber eines monopolistischen Bottlenecks gewährt seinen Konkurrenten zwar den Zugang zum monopolistischen Bottleneck, jedoch zu einem Preis, der höher ist als der, den seine eigenen auf den vor- und nachgelagerten Märkten tätigen Unternehmensteile dafür bezahlen müssen.²⁸³ Die Konkurrenten des vertikal integrierten Betreibers eines monopolistischen Bottlenecks haben infolge dessen einen Kostennachteil und müssen – sofern sie nicht in der Lage sind, diesen durch Kosteneinsparungen zu kompensieren – einen höheren Endkundenpreis verlangen. Liegt ihr neuer Endkundenpreis oberhalb des Endkundenpreises des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks, müssen sie mit einem Rückgang der Nachfrage rechnen. Das vertikal integrierte Unternehmen kann hingegen Marktanteilszuwächse auf den dem monopolistischen Bottleneck vor- und nachgelagerten Märkten generieren.²⁸⁴ Sind die angebotenen Güter aus Kundensicht vollständig substituierbar, kann der vertikal integrierte Betreiber des monopolistischen Bottlenecks seine aktuellen Konkurrenten sogar vollständig vom Markt verdrängen. Darüber hinaus kann der Preis für die Nutzung des monopolistischen Bottlenecks so hoch sein, dass selbst technisch effiziente Wettbewerber vom Marktzutritt absehen. Folglich wirkt die Strategie als eine Markteintrittsbarriere für Marktneulinge.

2. Der vertikal integrierte Betreiber des monopolistischen Bottlenecks hebt sowohl für die Konkurrenten als auch für seine eigenen auf den vor- und nachgelagerten Märkten tätigen Unternehmensteile das Zugangsentgelt auf ein Niveau an, das oberhalb des Preises liegt, der sich bei vollständigem Wettbewerb einstellen würde. Dadurch steigen sowohl die Kosten der Konkurrenten als auch seiner eigenen auf den vor- und nachgelagerten Märkten tätigen Gesellschaften. Der Kostenanstieg ist jedoch lediglich für die Konkurrenten ein Problem. Sie müssen – sofern sie nicht in der Lage sind, diesen durch Kosteneinsparungen zu kompensieren – den Endkundenpreis anheben, um weiterhin Deckungsbeiträge realisieren zu können. Liegt der Endkundenpreis der Wettbewerber infolge dessen oberhalb des Endkundenpreises des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens, erleiden sie einen Wettbewerbsnachteil, der umso größer ist, je homogener das Handelsgut Elektrizität aus Sicht der Nachfrager ist.

²⁸² Vgl. Rottenbiller, S. (2002), S. 61.

²⁸³ Vgl. Crocioni, P./Veljanovski, C. (2003), S. 32.

²⁸⁴ Vgl. Salop, S. /Scheffman, D. (1983), S. 267f, Crocioni, P./Veljanovski, C. (2003), S. 32.

Die über die Wertschöpfungsstufen aggregierte Gewinnmarge des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks bleibt c.p. hingegen unverändert. Um den Effekt zu veranschaulichen, wird aus Vereinfachungsgründen ein in den Downstream-Markt vertikal integrierter Upstream-Monopolist unterstellt. Ferner werden folgende Annahmen getroffen. P_u sei der Preis, den der vertikal integrierte Betreiber des monopolistischen Bottlenecks sowohl seinen Konkurrenten als auch den eigenen auf dem Downstream Markt tätigen Unternehmensteilen für die Vorleistung berechnet. Er liegt oberhalb der kurzfristigen Durchschnittskosten der Vorleistung (KDK_u). Die Gewinnmarge des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks auf dem Vorleistungsmarkt ist somit $(P_u - KDK_u)$. Auf dem Downstream Markt beträgt die Gewinnmarge des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks $(P_d - KDK_d - P_u)$. Dabei steht P_d für den Endkundenpreis und KDK_d für die kurzfristigen Durchschnittskosten des auf dem Downstream Markt gehandelten Endproduktes (exklusive der Vorleistungskosten). Somit beträgt die über die beiden Märkte (Upstream- und Downstream-Markt) aggregierte Gewinnmarge des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks $[(P_u - KDK_u) + (P_d - KDK_d - P_u)] = [P_d - KDK_d - KDK_u]$. Daran ist zu erkennen, dass der Vorleistungspreis P_u keinen Einfluss auf die über die beiden Märkte aggregierte Gewinnmarge des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks hat.²⁸⁵

Um den Druck auf seine Konkurrenten zu verschärfen, kann der vertikal integrierte Betreiber des monopolistischen Bottlenecks seinen Preis auf den vor- und nachgelagerten Märkten senken. Die Preissenkung kann er über das Vorleistungsentgelt finanzieren. Die Reduktion des Preises seitens des vertikal integrierten Betreibers des monopolistischen Bottlenecks erhöht die Wohlfahrt (Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente), jedoch nur kurzfristig. Denn durch die Senkung des Endkundenpreises besteht die Gefahr, dass die Konkurrenten vom Markt gedrängt werden bzw. die potentiellen Konkurrenten am Markteintritt gehindert werden. Im Extremfall kann es sogar zur Monopolisierung des Endproduktmarktes und zur Reduzierung der Wohlfahrt führen.²⁸⁶

In Deutschland kann die hier beschriebene Margin-Squeeze-Strategie (in Kombination mit der Preissenkung auf den Wettbewerbsmärkten) innerhalb eines vertikal integrierten

²⁸⁵ Vgl. Crocioni, P./Valjanovski, C. (2003), S. 32.

²⁸⁶ Vgl. Fehr, A. (2005), S. 137.

Elektrizitätsversorgungsunternehmens trotz der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) auftreten, und zwar dann, wenn der Regulierer, also die Bundesnetzagentur, dem vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Erlösobergrenzregulierung z. B. eine zu hohe Eigenkapitalverzinsung zugesteht.²⁸⁷ Eine Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung ist nämlich mit einem Anstieg der zulässigen Erlösobergrenze verbunden, was wiederum eine Anhebung der Netznutzungsentgelte ermöglicht.

3. Eine weitere Diskriminierungsmöglichkeit bietet die Quersubventionierungsstrategie. Unter Quersubventionierung ist im Rahmen der Arbeit die Verlagerung von Kosten eines Marktes oder Teilbereiches eines Unternehmens hin zu einem anderen Markt oder Unternehmensteil zu verstehen.²⁸⁸ Entscheidend für das Vorliegen von Quersubventionierungspotenzialen sind die in einem vertikal integrierten Unternehmen anfallenden Gemeinkosten. Gemeinkosten können in echte und unechte unterteilt werden. Unter echten Gemeinkosten sind solche Kosten zu verstehen, die für die Herstellung mehrerer Produkte oder die Erbringung mehrerer Dienstleistungen gemeinsam anfallen. Ihre Allokation erfolgt über einen Gemeinkostenschlüssel, weil sie per Definition keinem Bezugsobjekt direkt zugeordnet werden können.²⁸⁹ Bei den unechten Gemeinkosten handelt es sich eigentlich um Einzelkosten, d. h. sie könnten theoretisch den Bezugsobjekten direkt zugeordnet werden. Da der damit verbundene Aufwand jedoch sehr hoch ist, wird darauf verzichtet. Stattdessen werden sie wie echte Gemeinkosten behandelt und mit Hilfe von Schlüsseln auf die Bezugsobjekte verteilt.²⁹⁰ Aus wettbewerbspolitischer Sicht ist Quersubventionierung besonders dann problematisch, wenn sie zur Kostenentlastungen eines Produktes verwendet wird, das auf den dem monopolistischen Bottleneck vor- und nachgelagerten Märkten im Wettbewerb angeboten wird.²⁹¹

In der Elektrizitätswirtschaft könnten vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Gemeinkosten z. B. vollständig dem Elektrizitätsnetz zuschlüsseln, was mit einem Anstieg der Netznutzungsentgelte für alle Netznutzer verbunden wäre. Während hierdurch die unternehmenseigenen Erzeugungs-

²⁸⁷ Vgl. Baarsma B. et al. (2007), S. 1787, Holznagel, B. et al. (2008), S. 36.

²⁸⁸ Vgl. Nolte, S. (1998), S. 43, Führmeyer, B. (2004), S. 19.

²⁸⁹ Vgl. Freidank, C.-Ch./Fischbach, S. (2002), S. 122, Friedl, B. (2010), S. 450-453.

²⁹⁰ Vgl. Freidank, C.-Ch./Fischbach, S. (2002), S. 122, Friedl, B. (2010), S. 450-453.

²⁹¹ Vgl. Führmeyer, B. (2004), S. 97.

Stromgroß- und -einzelhandelssparten entlastet werden, müssen unabhängige Dritte ihre Strompreise erhöhen, um Eigenwirtschaftlichkeit zu erreichen. Laut Kruse, J. (1997, S. 257) gilt, je höher der Anteil an Gemeinkosten, desto größer sind die Spielräume, die das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen bei der Allokation dieser hat. Solange die auf dem Erzeugungs-, Stromgroß- und -einzelhandelsmarkt tätigen nicht vertikal integrierten Unternehmen keine vergleichbare Einnahmequelle haben, müssen sie, um weiterhin Deckungsbeiträge erwirtschaften zu können, ihren Strom zu höheren Preisen anbieten als das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Dadurch erleiden sie einen Wettbewerbsnachteil, der im Extremfall den Marktaustritt zur Konsequenz haben kann.²⁹²

Quersubventionen sind jedoch nicht durch die Schlüsselung von Gemeinkosten möglich. Sie können z. B. auch durch den Transfer von Sachressourcen²⁹³ oder Überlassung von Personal erfolgen. Ferner ist Quersubventionierung nicht nur innerhalb eines Unternehmens, sondern auch binnen eines Konzernverbundes z. B. zwischen Mutter- und Tochterunternehmen möglich.²⁹⁴

In der Elektrizitätswirtschaft benötigen sowohl Stromerzeuger, Stromgroß- und Einzelhändler sowie Endkunden Zugang zum Elektrizitätsnetz. Somit bestehen für das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen Preisdiskriminierungsmöglichkeiten auf der Seite der Erzeuger, der Stromgroß- und Einzelhändler sowie der Endkunden.

Die Implementierung der Erlösobergrenzregulierung, die zurzeit Gegenstand der Anreizregulierungsverordnung ist, würde es nicht vermögen, dem Problem der Quersubventionierung wirkungsvoll zu begegnen, solange die Netzbetreiber vertikal integriert sind. Begründung: Im Rahmen der Erlösobergrenzregulierung müssen die Netzbetreiber die Effizienzvorgaben der Regulierungsbehörde erreichen bzw. übertreffen, um einen Gewinn zu erwirtschaften. Eine Anhebung der Netzkosten zwecks Quersubventionierung der verbundenen Wettbewerbsbereiche würde somit nur den Effizienzdruck erhöhen, die Netznutzungsentgelte würden davon jedoch nicht

²⁹² Vgl. Kruse, J. (1997), S. 257.

²⁹³ Vgl. Platt, D. (2005), S. 42. Unter Sachressourcen sind Betriebsmittel und Werkstoffe zu verstehen. Betriebsmittel werden in der Regel lange im Unternehmen genutzt. Sie verursachen überwiegend Fixkosten. Beispiele für Betriebsmittel sind Grundstücke, Gebäude, Maschinen, Werkzeuge, Rechte wie z. B. Konzessionen, Patente, Lizenzen. Werkstoffe werden beim Produktionsprozess be- und verarbeitet und treten vornehmlich als variable Kosten auf (vgl. Wegmann, J, 2006, S. 164f.).

²⁹⁴ Vgl. Platt, D. (2005), S. 22.

tangiert – so erscheint es zumindest auf den ersten Blick. Beim genaueren Hinsehen lässt sich jedoch feststellen, dass das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. der vertikal integrierte Konzern seinen über die Wertschöpfungsstufen aggregierten Gewinn trotz Nichterreichung oder Missachtung der Effizienzvorgaben maximieren kann, wenn es die auf der Ebene des Übertragungsnetzes entgangenen Gewinne durch die Generierung von Mehrüberschüssen auf der Ebene der Wettbewerbsbereiche in Folge der Quersubventionierungsstrategie mehr als nur kompensieren kann.²⁹⁵ Somit ist die Prüfung der Netzkosten durch die Regulierungsbehörde auch bei der Erlösobergrenzregulierung unerlässlich. Dem trägt das Gesetz Rechnung. Die Prüfung und die Genehmigung der Netzkosten durch die Bundesnetzagentur bilden nämlich den Ausgangspunkt jeder Regulierungsperiode.

4.4 Diskriminierung auf dem Regelleistungsmarkt

Diskriminierungsmöglichkeiten haben vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. vertikal integrierte Konzerne auch auf dem Markt für Regelleistung. Bevor diese jedoch näher erläutert werden, ist es erforderlich, den Aufbau des Regelleistungsmarktes zumindest in seinen Grundzügen zu skizzieren.

4.4.1 Der Regelleistungsmarkt

Elektrizitätsangebot und -nachfrage müssen sich zu jedem Zeitpunkt genau entsprechen. Treten Differenzen zwischen der in das Elektrizitätsnetz eingespeisten und der aus dem Elektrizitätsnetz entnommenen elektrischen Leistung auf, müssen diese ausgeglichen werden, da sie Auswirkungen auf die Netzfrequenz haben.²⁹⁶ Die Beseitigung von Leistungs-Ungleichgewichten im Elektrizitätsnetz zur Haltung der Sollfrequenz von 50 Hertz ist Teil der Systemsteuerungsfunktion und fällt deshalb in den Kompetenzbereich der vier Übertragungsnetzbetreiber. Hierzu müssen sie genügend Regelleistung reservieren und – wenn nötig – aktivieren.²⁹⁷ Diese kann sowohl positiv als auch negativ sein. Zudem wird bei der Regelleistung zwischen der Primärregelung, der Sekundärregelung und der Tertiärregelung (Minutenreserve) unterschieden. Elektrische

²⁹⁵ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 408.

²⁹⁶ Vgl. Stoff, S. (2002), S. 41, Ströbele W. et al. (2010), S. 232, Kamper, A. (2010), S. 11-16.

²⁹⁷ Vgl. §22 Abs. 1 EnWG, Erdmann, G./Zweifel, P. (2008), S. 332, Kamper, A. (2010), S. 11-16.

Leistung zur Primärregelung muss spätestens 30 Sekunden nach Auftreten der Störung bereitgestellt und bis zu 15 Minuten gehalten werden. Die Sekundärregelung löst die Primärregelung sukzessiv ab. Sie muss innerhalb von 5 Minuten in vollem Umfang abrufbar sein. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten vollständig verfügbar sein. Sie wird bei länger andauernden Störungen hinzugeschaltet und ersetzt die Sekundärregelleistung. Der von der Minutenreserve abzudeckende Zeitraum beträgt pro Störung mindestens 15 Minuten und maximal 1 Stunde. Während die Aktivierung der Primär- und Sekundärregelung automatisch erfolgt, wird die Minutenreserve vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber telefonisch abgerufen.²⁹⁸

Die Übertragungsnetzbetreiber sind (zurzeit)²⁹⁹ verpflichtet, die benötigte Regelleistung über ein Ausschreibungsverfahren regelzonenübergreifend auf der Internetplattform <https://www.regelleistung.net/ip/> diskriminierungsfrei zu beschaffen.³⁰⁰ An der Ausschreibung teilnehmen dürfen sowohl Energieerzeugungsanlagen als auch regelfähige industrielle Verbraucher. Letztere können z. B. bei Bedarf Teile ihrer Produktion stilllegen und ihren Stromverbrauch auf diese Weise drosseln.³⁰¹ Folglich können Leistungsungleichgewichte entweder durch die Angebots- oder Nachfrageveränderung ausgeglichen werden.

Der Preis für die Sekundär- und die Tertiärregelleistung (Minutenreserve) besteht aus einem Leistungspreis [€/MW] und einem Arbeitspreis [€/MWh]. Der Leistungspreis ist für die Reservierung der Erzeugungskapazität zu entrichten. Er ist fällig, sobald ein Kraftwerk im Rahmen der Ausschreibung den Zuschlag für die Erbringung von Regelleistung bekommen hat. Ob die vorgehaltene Regelleistung auch tatsächlich abgerufen wird, ist hierbei nicht entscheidend. Mit dem Arbeitspreis wird hingegen die tatsächlich erbrachte elektrische Arbeit vergütet. Bei der Primärregelung wird gegenwärtig nur der Leistungspreis entlohnt. Eine Vergütung der tatsächlich abgerufenen elektrischen Arbeit erfolgt nicht.³⁰²

Wie zuvor erwähnt erhalten beim Ausschreibungsverfahren der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung diejenigen Bieter einen Zuschlag, die den geringsten Leistungspreis

²⁹⁸ Vgl. Ströbele W. et al. (2010), S. 257f, Kamper, A. (2010), S. 11-16.

²⁹⁹ Gemäß § 22 Abs. 2 EnWG kann die Regulierungsbehörde auch andere geeignete Verfahren zur Beschaffung von Regelenergie vorsehen.

³⁰⁰ Vgl. § 22 Abs. 2 EnWG, § 6 Abs. 1 StromNZV.

³⁰¹ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 218, 196.

³⁰² Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 232.

[€/MW] fordern. Im Falle von identischen Leistungspreisen entscheidet der Zeitpunkt des Angebotseingangs über die Vergabe.³⁰³ Bei der Sekundär- und Tertiärregelleistung werden die bezuschlagten Gebote anschließend aufsteigend nach ihren Arbeitspreisen geordnet. Denn für den Fall, dass tatsächlich Sekundär- und Tertiärregelleistung aktiviert werden muss, sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, diese Regelenergiearten beginnend mit dem günstigsten Arbeitspreisgebot abzurufen.³⁰⁴

Eng mit dem Markt für Regelleistung ist der Markt für Ausgleichsenergie verbunden. Die Beziehung zwischen den beiden Märkten sowie den beiden Energiearten wird im Folgenden näher erläutert.

In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber und damit vier Regelzonen. Jede Regelzone ist in ca. 100-200 Bilanzkreise unterteilt. Ein Bilanzkreis besteht aus einem oder mehreren Stromhändlern und Erzeugungsunternehmen. Jedes Unternehmen, das in Deutschland Strom erzeugen und/oder handeln möchte, muss einen Bilanzkreis führen bzw. mindestens einem Bilanzkreis angehören, der sich in der Regelzone desjenigen Übertragungsnetzbetreibers befindet, in der er operiert.³⁰⁵ Wird Strom über die Grenze einer Regelzone hinweg gehandelt oder geliefert, ist das Unternehmen verpflichtet, in allen durch die Transaktion betroffenen Regelzonen einen Bilanzkreis zu führen bzw. sich einem Bilanzkreis anzuschließen.³⁰⁶ Jeder Bilanzkreis verfügt über einen Bilanzkreisverantwortlichen. Dieser meldet dem Übertragungsnetzbetreiber täglich bis 14:30 Uhr die prognostizierten Fahrpläne über Entnahmen und Einspeisungen in dessen Netz je Viertelstunde für den folgenden Tag. Die Fahrpläne müssen stets ausgeglichen sein.³⁰⁷ Tritt in einem Bilanzkreis eine Abweichung von den durch den Bilanzkreisverantwortlichen gemeldeten Mengen auf, muss der Bilanzkreis – je nachdem ob eine Unterspeisung oder Überspeisung mit elektrischer Energie vorliegt – Ausgleichsenergie vom für die Regelzone zuständigen Übertragungsnetzbetreiber beziehen (bzw. bereitstellen), um das Leistungsungleichgewicht zu egalisieren. Die Beziehung zwischen Regel- und Ausgleichsenergie stellt sich wie folgt dar: Die von den

³⁰³ Vgl. Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-098 vom 12.04.2011, Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-097 vom 12.04.2011, Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-099 vom 12.04.2011.

³⁰⁴ Vgl. § 7 StromNZV, Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-098 vom 12.04.2011, Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-097 vom 12.04.2011, Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-099 vom 12.04.2011.

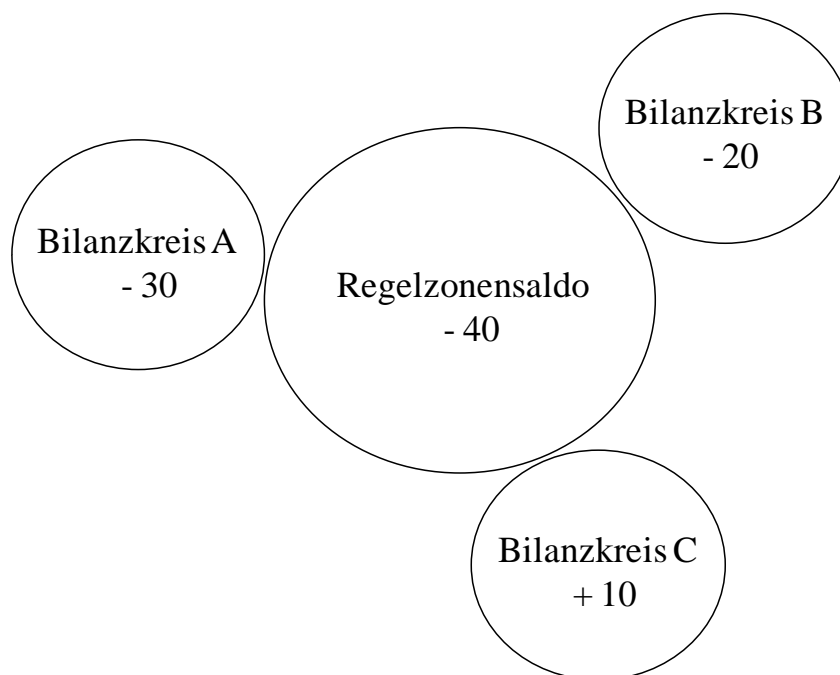
³⁰⁵ Vgl. Kamper, A. (2010), S. 16-20, Ströbele, W. et al. (2010), S. 232, § 4 StromNZV.

³⁰⁶ Vgl. Wawer, T. (2005), S. 4, Kamper, A. (2010), S. 16-20.

³⁰⁷ Vgl. Wawer, T. (2005), S. 4, Kamper, A. (2010), S. 16-20, Ströbele, W. et al. (2010), S. 232.

Bilanzkreisen angeforderte bzw. bereitgestellte Ausgleichsenergie wird auf der Regelzonenebene zum Regelzonensaldo saldiert. Dieses Regelzonensaldo muss vom Übertragungsnetzbetreiber durch die Aktivierung von Regelleistungsarbeit (MWh) ausgeglichen werden. Die Bildung des Regelzonensaldos und Abrechnung der vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufenen Regelleistung wird im Folgenden anhand eines Zahlenbeispiels und unter Zuhilfenahme der Abb. 4-1 näher verdeutlicht.

Abbildung 4-1: Beziehung zwischen Regelzonensaldo und Bilanzkreissaldo



Quelle: Ströbele, W. et al. (2010), S. 234.

Angenommen, die Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers besteht aus drei Bilanzkreisen: dem Bilanzkreis A, dem Bilanzkreis B und dem Bilanzkreis C. Werden z. B. im Bilanzkreis A 30 MWh und im Bilanzkreis C 20 MWh zu wenig, aber im Bilanzkreis C 10 MWh zu viel eingespeist, ergibt sich ein Regelzonensaldo von 40 MWh $[-30 \text{ MWh} - 20 \text{ MWh} + 10 \text{ MWh} = -40 \text{ MWh}]$. Dieses Regelzonensaldo muss der Übertragungsnetzbetreiber durch das Abrufen der positiven Regelleistung ausgleichen. Grundsätzlich wird der Preis für Ausgleichsenergie vom Übertragungsnetzbetreiber ermittelt. Für das folgende Zahlenbeispiel wird aus Vereinfachungsgründen unterstellt, dass sich der Preis für die Ausgleichsenergie aus dem mittleren gewichteten Arbeitspreis der abgerufenen Regelleistung ergibt. Wird z. B. angenommen, dass der Übertragungsnetzbetreiber für den Ausgleich des Regelzonensaldos 30 MWh zum Arbeitspreis von 1 €/MWh und 10 MWh zu 2,75 €/MWh abrufen, beträgt der Preis für

die Ausgleichsenergie $1,4375\text{€/MWh}$ $\left[\frac{1\text{€/MWh} \cdot 30\text{ MWh} + 10\text{ MWh} \cdot 2,75\text{ €/MWh}}{40\text{MWh}} = 1,4375\text{€} \right]$. Für das angeführte Beispiel bedeutet dies, dass der Bilanzkreis A $40,425$ Euro [$30\text{MWh} \times 1,4375\text{€} = 40,425\text{€}$] und der Bilanzkreis B $28,75$ Euro an den Übertragungsnetzbetreiber für den Bezug von Ausgleichsenergie entrichten müssen, während der Bilanzkreis C $14,375$ Euro vom Übertragungsnetzbetreiber für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie erhält.³⁰⁸

4.4.2 Diskriminierung auf dem Regelleistungsmarkt

1. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegenwärtig die Möglichkeit, die Kosten für die Regelleistung vollständig zu sozialisieren: Die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung werden über die Netznutzungsentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt. Die Kosten für die abgerufene Regelleistung werden hingegen über die Stromlieferanten und damit den Strompreis den Letztverbrauchern in Rechnung gestellt. Aufgrund der Möglichkeit der Übertragungsnetzbetreiber, die Kosten für die Regelleistung vollständig zu sozialisieren, haben vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber den Anreiz, diese – wenn möglich – ausschließlich bei den eigenen oder verbundenen, auf den Regelenergiemärkten tätigen Erzeugungsgesellschaften zu Monopolpreisen einzukaufen. Das hat Folgen: Erstens wird der Zugang für Dritte zum Regelleistungsmarkt blockiert. Zweitens steigen c. p. die Kosten aller Stromerzeugungs- und -handelsgesellschaften in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers. Allerdings ist die Verteuerung der Regelenergie lediglich für Independent Power Producer, die keine eigenen Regelleistungskraftwerke besitzen oder deren Regelleistungskraftwerke nicht zum Einsatz kamen, sowie reine Stromhandelsgesellschaften ein Problem. Solange sie nicht in der Lage sind, den Anstieg der Regelenergiekosten durch einen Effizienzvorsprung zu kompensieren, müssen sie ihren Strompreis anheben. Das Vorgehen der vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber ist vor allem für kleine Stromerzeugungs- und -handelsgesellschaften sowie Newcomer problematisch. Im Gegensatz zu großen Stromerzeugungs- und -handelsgesellschaften profitieren sie aufgrund einer niedrigeren Anzahl an Letztverbrauchern im geringeren Maße von den Durchmischungseffekten. Daher können sie ungeplante Strommehr- und Stromminderentnahmen weniger gut egalalisieren und haben einen höheren Bedarf an Ausgleichsenergie. Folglich werden sie

³⁰⁸ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 234, Kamper, A. (2010), S. 16-20.

durch überhöhte Preise am meisten belastet.³⁰⁹ Drittens können die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber den Druck auf die Wettbewerber weiter verschärfen, indem sie die Gewinne aus der Vermarktung von Regelenergie dazu verwenden, eine Strompreissenkung auf dem Stromgroß- und -einzelhandelsmarkt zu finanzieren mit dem Ziel, den Konkurrenten Marktanteile streitig zu machen oder sie gar vom Markt zu drängen. So ermittelte im Jahr 2008 die Europäische Kommission gegen E.ON, da sie den Verdacht hegte, dass das Unternehmen (trotz) Regulierung seine Stellung als Übertragungsnetzbetreiber auf dem deutschen Markt für Sekundärregelenergie missbraucht haben könnte, indem es u. a. seine auf dem Regelenergiemarkt tätigen Regelenergiekraftwerke begünstigte und Stromerzeuger anderer Mitgliedsstaaten daran hinderte, Regelenergie auf dem von ihnen beherrschten Markt anzubieten. Das Verfahren wurde eingestellt, nachdem E.ON sich verpflichtete, einige Kraftwerke und sein Höchstspannungsnetz (380/220 kV) zu veräußern.³¹⁰

2. Um Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten zu etablieren, hat die Bundesnetzagentur das Recht, die Modalitäten für die Ausschreibung von Regelenergie festzulegen. Dies betrifft insbesondere die Mindestangebotsgrößen, die Ausschreibungszeiträume und die Ausschreibungszeitscheiben.³¹¹ Dadurch sollen die Teilnahmebedingungen erleichtert bzw. die Markteintrittsbarrieren abgebaut und die Anzahl der Regelenergieanbieter erhöht und diversifiziert werden. Hätten die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, darüber selbst zu entscheiden, würden sie mit hoher Wahrscheinlichkeit versuchen, über die Festlegung der Ausschreibungsmodalitäten, Markteintrittsbarrieren für Konkurrenten zu errichten und so den Anbieterkreis auf die eigenen Energieerzeugungsanlagen zu beschränken. Als Beispiel kann hierfür der Ausschreibungszeitraum genannt werden. Je länger der Ausschreibungszeitraum, desto größer sind in der Regel die Markteintrittsbarrieren für kleinere Anbieter von Regelleistung. Ein Anbieter für Regelleistung muss sich nämlich verpflichten, über die Dauer des gesamten Ausschreibungszeitraums Regelleistung vorzuhalten und sie im Bedarfsfall zu erbringen. Die Regelleistungsanbieter müssen jedoch bei ihrer Kraftwerkseinsatzplanung und der Angebotsabgabe berücksichtigen, dass z. B. aufgrund von regelmäßig durchzuführenden Wartungsarbeiten oder unvorhersehbaren Störungen das Kraftwerk nicht zur Stromerzeugung eingesetzt

³⁰⁹ Vgl. Bundeskartellamt (2003), S. 169.

³¹⁰ Vgl. Europäische Kommission (2008), S. 1-2.

³¹¹ Vgl. § 27 Abs. 1 Nr. 1 StromNZV.

werden kann. Bei längeren Ausschreibungszeiträumen ist somit zu erwarten, dass die mit dem Angebot einhergehenden Verpflichtungen nur noch von solchen Unternehmen erbracht werden können, die über mehrere Regelkraftwerke verfügen, so dass der vorübergehende Ausfall eines Regelleistungskraftwerks durch ein anderes kompensiert werden kann.³¹²

3. Nicht jedes Kraftwerk ist gleichermaßen für die Bereitstellung von Regelenergie und jeder Regelenergieart geeignet. Daher müssen potenzielle Regelenergieanbieter sich für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren bei ihrem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber präqualifizieren.³¹³ Im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens wird vom Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber überprüft, ob der potenzielle Regelenergieanbieter die erforderlichen technischen, betrieblichen, informationstechnischen und organisatorischen Anforderungen für die Bereitstellung einer oder mehrerer Regelenergiearten erfüllt.³¹⁴ Ein vertikal integrierter Übertragungsnetzbetreiber hat grundsätzlich den Anreiz, durch überzogene insbesondere technische Anforderungen, den Zutritt von Wettbewerbern zum Regelenergiemarkt zu behindern. Um diesen Anforderungen zu genügen, müssten die Regelenergieanbieter in entsprechende Regeltechnik investieren, was mit hohen (markt-irreversiblen) Kosten verbunden ist. So ist gemäß der Monopolkommission (2009, Nummer 405) die Ursache für die geringe Teilnehmeranzahl auf dem Primär- und Sekundärregelleistungsmarkt auch in den geforderten technischen Voraussetzungen für eine Präqualifikation zu sehen, die dort am anspruchsvollsten sind. Im Jahr 2008 gab es nämlich bundesweit nur fünf Anbieter für Primär- und Sekundärregelleistung.³¹⁵ Ende 2009 stieg ihre Anzahl geringfügig, und zwar auf sieben Anbieter für die Primärregelleistung und neun Anbieter für die Sekundärregelleistung.³¹⁶

4. Vor der Veräußerung der Übertragungsnetze durch Vattenfall und E.ON war die Anbieterzahl für Primär- und Sekundärregelenergie eher gering. Verschärfend kam hinzu, dass es sich bei den Anbietern überwiegend um Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber handelte. All das hatte zur Folge, dass auf den Märkten für Primär- und Sekundärregelleistung faktisch kein Wettbewerb stattfand und die

³¹² Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 402, Monopolkommission (2011), Nummer 225.

³¹³ Vgl. § 6 Abs. 5 StromNZV.

³¹⁴ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 218.

³¹⁵ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 307

³¹⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2010b), S. 202, Monopolkommission (2011), Nummer 307.

Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber die Regelenergiepreise frei diktieren konnten.³¹⁷ Der Markt für Tertiärregelung bzw. Minutenreserve war hingegen durch vergleichsweise hohe Wettbewerbsintensität und niedrigere Preise gekennzeichnet. Da die Regelenergie der Tertiärregelung durch die Regelenergie der Sekundärregelung substituiert werden kann, hatten die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber den Anreiz, mehr Sekundärregelung als Tertiärregelung auszuschreiben und zur Beseitigung der Leistungsungleichgewichte zu aktivieren. Verstärkt wurde der Anreiz, Tertiärregelung/Minutenreserve durch Sekundärregelenergie zu substituieren durch den Umstand, dass die Regelenergiekosten vollständig sozialisiert werden konnten.

Neben technischer Ineffizienz ist die Reduzierung des Bedarfs an Tertiärregelung zu Gunsten eines höheren Bedarfs an Sekundärregelung mit einer Diskriminierung der Konkurrenten verbunden, die lediglich Tertiärregelung anbieten können. Sie kommen seltener oder gar nicht mehr zum Zuge. Darüber hinaus ist die Verteuerung der Regelenergie – wie zu Beginn des Kapitels bereits erläutert wurde – für Erzeugungsgesellschaften, die keine eigene Regelkraftwerke besitzen oder deren Regelkraftwerke nicht zum Einsatz kommen, sowie für reine Stromhandelsgesellschaften problematisch, da die Regelenergiekosten für sie echte Kosten darstellen, die sie bei der Kalkulation ihrer Endkundenpreise berücksichtigen müssen. Schließlich ist auch in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass durch die Verteuerung der Regelenergie insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit von Newcomern und kleinen Stromerzeugungs- und -handelsgesellschaften eingeschränkt wird, da sie im Gegensatz zu den großen Unternehmen nur über eine geringe Anzahl an Kunden verfügen, wodurch sie unvorhergesehene Strommehr- und Stromminderentnahmen nur bedingt mittels der Durchmischungseffekte ausgleichen können, was dazu führt, dass sie einen insgesamt höheren Bedarf an Ausgleichsenergie haben. Somit werden sie durch höhere Preise am stärksten belastet.³¹⁸

Abschließend bleibt zu erwähnen, dass eine derartige Diskriminierungsmöglichkeit grundsätzlich beseitigt werden kann, wenn neben der Primär- und Sekundärregelung auch die Tertiärregelung/Minutenreserve automatisiert (und nicht mehr manuell per Telefon) abgerufen wird.³¹⁹ Der Anreiz, Minutenreserve durch die

³¹⁷ Vgl. Monopolkommission (2007), Nummer 339-343.

³¹⁸ Vgl. Bundeskartellamt (2003), S. 169.

³¹⁹ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 412.

Sekundärregelleistung zu substituieren, wird zudem relativiert, wenn auf dem Markt für Sekundärregelleistung eine Intensivierung des Wettbewerbs erreicht wird.

Wird der Markt für Regelenergie z. B. trotz umfassender Regulierung von den Konzernschwestern des vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibers dominiert, hat dieser einen Anreiz, auf das regelzonenübergreifende Saldieren beim Einsatz von Regelenergie bewusst zu verzichten und seine Regelzone unabhängig von den benachbarten Regelzonen auszuregeln.³²⁰ Durch das separate Ausregeln der Regelzonen kommt es nämlich zum sogenannten Gegeneinanderregeln.³²¹ Darunter ist der gleichzeitige, entgegengerichtete Regelenergieeinsatz in benachbarten Regelzonen zu verstehen.³²² Während also in einer Regelzone eine Überspeisung des Versorgungsnetzes durch die Aktivierung negative Regelenergie ausgeglichen wird, wird in einer anderen Regelzone zeitgleich positive Regelenergie zum Ausgleich einer Unterspeisung des Versorgungsnetzes aktiviert.³²³ Dadurch müssen die Übertragungsnetzbetreiber insgesamt mehr Regelleistung vorhalten und abrufen, wovon ihre Konzernschwestern auf dem Regelleistungsmarkt profitieren. An dieser Stelle sei angemerkt, dass es auch zu einem übermäßig hohen Regelenergieeinsatz kommen kann, wenn der Übertragungsnetzbetreiber auf das Saldieren der Bilanzkreise innerhalb der eigenen Regelzone teilweise verzichtet, indem er nicht alle Bilanzkreise bei der Saldierung berücksichtigt. Der Anreiz zum Gegeneinanderregeln wird durch die Möglichkeit der Übertragungsnetzbetreiber verstärkt, die Regelenergiekosten als Netz- und Ausgleichsenergiekosten vollständig auf Netznutzer überwälzen zu können, so dass die Vorhaltung und die Aktivierung der Regelenergie für sie quasi kostenlos ist.³²⁴

Neben der technischen Ineffizienz kann das Gegeneinanderregeln die Ausübung von Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt für Strom unterstützen und damit allokativen Ineffizienz begründen. Wie zuvor erläutert, hat der Verzicht auf das regelzonenübergreifende Saldieren zur Konsequenz, dass die Netzbetreiber insgesamt mehr Erzeugungskapazitäten für die Bereitstellung der Regelenergie vorhalten und aktivieren müssen. Kraftwerkskapazitäten, die für die Bereitstellung von Regelenergie

³²⁰ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 34.

³²¹ Das Gegeneinanderregeln betrifft vor allem die Sekundärregelleistung und im geringeren Umfang die Tertiärregelleistung. Bei der Primärregelung ist das Gegeneinanderregeln hingegen nicht möglich (vgl. Monopolkommission, 2009, Nummer 416).

³²² Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 415.

³²³ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 232.

³²⁴ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 417.

reserviert sind, stehen nämlich für die reguläre Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität nicht mehr zur Verfügung, wodurch c. p. höhere Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom realisiert werden können.³²⁵ Folglich besteht bei vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibern die Gefahr, dass sie das Gegeneinanderregeln auch praktizieren, um ihren Erzeugungsgesellschaften die Möglichkeit einzuräumen, die Kraftwerkskapazitäten auf dem Markt für Regelenenergie zu parken. Dies ist attraktiver als z. B. die Zurückhaltung der Erzeugungskapazitäten durch vorgetäuschte Wartungsarbeiten zu begründen, da die vertikal integrierten Unternehmen nicht nur auf dem Großhandelsmarkt von tendenziell höheren Preisen profitieren, sondern auch Einnahmen auf dem Regelenenergiemarkt generieren.

Das Gegeneinanderregeln kann ebenfalls zur Diskriminierung Dritter führen. Der Verzicht der Übertragungsnetzbetreiber auf die regelzonenübergreifende Saldierung hat nämlich – wie zuvor erläutert wurde – einen Anstieg der Regelenenergiekosten zur Folge. Die Erhöhung dieser ist jedoch nur für Independent Power Producer, die keine eigenen Regelleistungskraftwerke besitzen oder deren Regelleistungskraftwerke nicht zum Einsatz kamen, sowie reine Stromhandelsgesellschaften ein Problem. Solange sie nicht in der Lage sind, den Anstieg der Regelenenergiekosten durch einen Effizienzvorsprung zu kompensieren, müssen sie ihren Strompreis anheben.³²⁶ Für die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind die steigenden Regelenenergiekosten jedoch ohne Bedeutung, solange die Mehreinnahmen auf dem Regelenenergiemarkt die Zusatzkosten mehr als nur kompensieren.

So leitete z. B. Bundesnetzagentur im April 2008 ein Missbrauchsverfahren gegen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW ein. Darin wurde ihnen vorgeworfen, gegen die in § 22 Abs. 2 S. 4 EnWG niedergeschriebene Verpflichtung zur Zusammenarbeit zwecks Senkung des Regelenenergieaufwandes verstoßen zu haben, indem sie auf die regelzonenübergreifende Saldierung der benötigten Ausgleichsenergie verzichteten und ihre Regelzonen separat ausregelten. Das Missbrauchsverfahren wurde vom Unternehmen Lichtblick und dem Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE) beantragt. Sie hatten zuvor ein Gutachten in Auftrag gegeben, aus dem hervorging, dass für das Jahr 2006 in 74,8% aller Viertelstunden und im Jahr 2007 in 74,1% aller Viertelstunden zeitgleich in den Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber

³²⁵ Vgl. Richman, A./Loske, A. (2006), S. 11.

³²⁶ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 408.

Ausgleichsenergie mit unterschiedlichen Vorzeichen auftrat.³²⁷ Durch eine Saldierung hätte 2006 der Bedarf an positiver Ausgleichsenergie um 30% und der Bedarf an negativer Ausgleichsenergie um 31% gesenkt werden können. Im Jahr 2007 wäre das Einsparpotenzial ähnlich hoch gewesen. Dadurch hätten die Regelenergiekosten im Jahr 2006 um 314 Millionen Euro und im Jahr 2007 um rund 494 Millionen Euro reduziert werden können.³²⁸ Als Reaktion darauf hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 die TU Dortmund und das Beratungsunternehmen E-Bridge beauftragt, zwei Konzepte zur Senkung des Regelenergieaufwandes – den Netzregelverbund und den Zentralregler – u. a. bezüglich ihres gesamtwirtschaftlichen Nutzens zu untersuchen. Die Gutachter schätzen, dass bei einer deutschlandweiten Umsetzung der beiden Konzepte ein ähnlich großes Einsparpotential bei der Regelenergiearbeit durch das Wegfallen des Gegeneinanderregelns und durch die Reduzierung der vorzuhaltenden Regelleistung besteht. Beim Konzept des Zentralreglers existieren zusätzliche Kostenvorteile, da dessen Einführung mit einer Zentralisierung von Aufgaben (wie z. B. des Fahrplanmanagements, der Bilanzkreisabrechnung sowie der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung von Regelenergie) sowie einer Reduzierung von Transaktionskosten bei den Marktteilnehmern verbunden ist.³²⁹

Am 16. März 2010 ordnete die Bundesnetzagentur an, spätestens bis zum 31. Mai 2010 einen Netzregelverbund einzuführen, was auch geschehen ist. Ausschlaggebend für die Entscheidung der Bundesnetzagentur gegen das Konzept des Zentralreglers und für das Konzept des Netzregelverbundes war, dass seine deutschlandweite Implementierung schneller umgesetzt werden konnte als das Konzept des Zentralreglers. Vor dem Hintergrund der enormen Höhe der kurzfristig zu erzielenden Einsparungen, war für die Bundesnetzagentur ein Aufschub bei der Hebung dieser Potenziale nicht vertretbar. Die Bundesnetzagentur schließt jedoch nicht aus, dass in Zukunft weitere Maßnahmen zur Integration der Netze, wie z. B. die Einführung eines unabhängigen Zentralreglers, zur Intensivierung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber zwecks weiterer Einsparung der Regelenergiekosten von ihr angeordnet werden.³³⁰

³²⁷ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 419.

³²⁸ Vgl. Ströbele, W. et al. (2010), S. 232f.

³²⁹ Vgl. TU Dortmund/E-Bridge (2009), S. 55-69.

³³⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2010), Pressemeldung: Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an, vom 16. März 2010. Online: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2010/100316NetzregelverbundStromId18377pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, S. 1-2.

Die Monopolkommission begrüßt zwar die Einführung des Netzregelverbundes, da hierdurch der Bedarf an Regelenergie insgesamt reduziert werden kann. Sie favorisiert jedoch das Konzept des unabhängigen Zentralreglers. Laut Monopolkommission ist die Bundesnetzagentur nämlich nicht in der Lage, die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber zur Senkung der Regelenergiekosten angemessen zu überwachen. Dies ist problematisch, da beim Netzregelverbund die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber weiterhin die Möglichkeit haben, bewusst gegeneinanderzuregeln, um ihre auf dem Regelenergiemarkt operierenden Konzernschwestern zu bevorteilen.³³¹

Auch die 2009 implementierte Anreizregulierung, die eine Erlösbergrenzregulierung zum Gegenstand hat, vermag es nicht, das Gegeneinanderregeln und das übermäßige Vorhalten von Regelenergie zu unterbinden. Zwar erscheint es durch die Erlösbergrenzregulierung für den Übertragungsnetzbetreiber auf den ersten Blick vorteilhaft, die Kosten für die Vorhaltung und Aktivierung der Regelenergie zu reduzieren, da ihre Gewinne auf der Ebene der Übertragungs- und Verteilungsnetze grundsätzlich nur in dem Umfang steigen, wie es ihnen gelingt, die im Rahmen der Regulierung von der Bundesnetzagentur genehmigte Kosten zu unterschreiten. Auf den zweiten Blick wird jedoch deutlich, dass für den Fall, dass auf den Märkten für Sekundär- und Tertiärregelenergie überwiegend Erzeugungsgesellschaften agieren, die mit dem Übertragungsnetzbetreiber verbunden sind, die Erlösbergrenzregulierung keinen Anreiz für ihn schafft, die Regelenergiekosten zu reduzieren, solange die Gewinne seiner auf dem Regelenergie- und Stromgroßhandelsmarkt operierenden Konzernschwestern die Verluste auf der Netzebene mehr als nur egalisieren.³³²

5. Ein vertikal integrierter Übertragungsnetzbetreiber hat des Weiteren einen Anreiz, seine Wettbewerber bei der Abrechnung von Ausgleichsenergie zu benachteiligen. Das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann Bilanzkreisen, denen ausschließlich Wettbewerber angehören, höhere Preise für bezogene Ausgleichsenergie in Rechnung stellen und/oder die von ihnen bereitgestellte Ausgleichsenergie mit einem niedrigeren Preis vergüten. Aus der Differenz zwischen den hohen Preisen für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und der geringen Vergütung für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie können die

³³¹ Vgl. Monopolkommission (2011), Nummer 34.

³³² Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 408.

Übertragungsnetzbetreiber erhebliche Mehrerlöse generieren, die sie dazu verwenden können, ihren auf dem Stromgroß- und -einzelhandelsmarkt tätigen Gesellschaften einen Wettbewerbsvorteil zu verschaffen.³³³

6. Eine etwas weniger offensichtlichere Diskriminierung der Wettbewerber liegt vor, wenn der vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber nicht nur den Konkurrenten, sondern auch den eigenen Konzernschwestern überhöhte Preise für Ausgleichsenergie abverlangt. Die wettbewerblichen Risiken dieser Strategie wurden in Kapitel 4.3 skizziert.

So hat z. B. das Bundeskartellamt im Jahr 2001 ein Missbrauchsverfahren gegen mehrere Netzbetreiber eingeleitet, weil der Verdacht bestand, dass sie ihren Wettbewerbern unangemessene und zum Teil fiktive Kosten für Ausgleichsenergie in Rechnung stellten. Das Verfahren wurde eingestellt, nachdem die Übertragungsnetzbetreiber sich dazu verpflichteten, die Regelenergie im Rahmen einer Ausschreibung zu beschaffen.³³⁴

4.5 Diskriminierung auf dem Verlustenergiemarkt

Wie bereits hingewiesen wurde, treten bei der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie Leitungsverluste auf.³³⁵ Unter Leitungsverlusten sind diejenigen Energiemengen zu verstehen, die bei der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie für die Nutzung durch Letztverbraucher verloren gehen.³³⁶ Die Leitungsverluste bewirken Leistungsungleichgewichte und gefährden die Systemstabilität. Aus diesem Grund müssen die mit dem Stromtransport verbundenen Energieverluste durch Mehreinspeisungen ausgeglichen werden.³³⁷ Die Beschaffung der benötigten Verlustenergie obliegt den Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern. Neben den Regelenergiekosten können die Netzbetreiber auch die Kosten für Verlustenergie vollständig sozialisieren. Deshalb haben vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber den Anreiz, auch die Verlustenergie ausschließlich bei den unternehmenseigenen oder verbundenen Stromerzeugungsgesellschaften, und zwar zu überhöhten Preisen zu

³³³ Vgl. Bundeskartellamt (2003), S. 169.

³³⁴ Vgl. Bundeskartellamt (2003), S. 169.

³³⁵ Vgl. Lunze, K. (1978), S. 7.

³³⁶ Vgl. § 2 Nr. 12 StromNZV.

³³⁷ Vgl. Lunze, K. (1978), S. 30.

beschaffen. Die damit verbundenen Wettbewerbsrisiken ähneln denen, die im Zusammenhang mit der Beschaffung von Regelleistung durch die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber entstehen können. Um den damit einhergehenden wettbewerbsverzerrenden Effekten entgegenzuwirken und sicherzustellen, dass die Verlustenergie zu effizienten Preisen eingekauft wird, sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Verlustenergie – ähnlich wie die Regelleistung – nach einem transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu organisieren.³³⁸

Die Regulierung der Verlustenergiebeschaffung allein reicht jedoch nicht aus, um Diskriminierung unabhängiger Dritter zu verhindern. Neben der Beschaffung der Regelleistung sind die Netzbetreiber auch für die Schätzung bzw. die Prognose der benötigten Verlustenergie verantwortlich. Treten Differenzen zwischen dem durch den Netzbetreiber prognostizierten und dem tatsächlich ermittelten Verlustenergiebedarf auf, müssen diese durch die Einspeisung von Regelleistung ausgeglichen werden. Solange auf dem Markt für Verlustenergie Wettbewerb herrscht, der Markt für Primär- und Sekundärregelleistung jedoch von den Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber dominiert wird, haben die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber einen Anreiz, die benötigte Verlustenergie zu unterschätzen und stattdessen mehr Primär- und Sekundärregelleistung zu reservieren und zu aktivieren. Folglich kann der vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber auch durch die Unterschätzung des Verlustenergiebedarfes, Drittanbieter von Verlustenergie diskriminieren bzw. unternehmenseigene Regelkraftwerke durch die Erhöhung des Regelleistungbedarfes bevorteilen und seinen Konzerngewinn maximieren. Durch dieses Vorgehen werden jedoch nicht nur Drittanbieter von Verlustenergie diskriminiert. Auch Stromversorgungsunternehmen ohne eigene Regelkraftwerke oder deren Regelkraftwerke nicht zum Einsatz kamen sowie reine Stromhandelsgesellschaften werden benachteiligt. Grund: Die Differenz zwischen der prognostizierten und der tatsächlich ermittelten Verlustenergie wird durch die Aktivierung der vergleichsweise teuren Regelleistung egalisiert. Diese wird allen Bilanzkreisen innerhalb der Regelzone in Rechnung gestellt. Für Stromversorgungsunternehmen ohne eigene Regelkraftwerke oder deren Regelkraftwerke im Rahmen der Auktion keinen Zuschlag bekamen sowie reine Stromhandelsgesellschaften sind die höheren Regelleistungskosten jedoch mit

³³⁸ Vgl. § 22 EnWG.

einem Wettbewerbsnachteil verbunden, der sich in höheren Strompreisen manifestiert. Auch durch diese Diskriminierungsstrategie werden insbesondere kleine Stromhändler und Newcomer belastet, da sie aufgrund einer niedrigen Kundenzahl mehr Ausgleichsenergie benötigen als Stromhändler mit einer großen Kundenzahl.

Neben der Diskriminierung Dritter hat die Substituierung der vergleichsweise günstigen Verlustenergie durch die teurere Primär- und Sekundärenergie auch technische Ineffizienz auf der Netzbetriebsebene zur Folge.

4.6 Diskriminierung beim kostenbasierten Redispatch

Damit die Übertragungsnetzbetreiber überprüfen können, ob die Lieferverpflichtungen der Erzeuger zum Lieferzeitpunkt technisch realisierbar sind, müssen die Erzeuger die Einspeisungen in das Netz und Entnahmen aus dem Netz, die aus ihren Geschäften an und außerhalb der Börse resultieren, dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bis 14:30 Uhr des Vortages der Lieferung mitteilen.³³⁹ Identifiziert der Übertragungsnetzbetreiber nach Erhalt dieser Informationen im Rahmen seiner kurzfristigen Netzbetriebsplanung aufgrund der berechneten Lastflüsse Netzengpässe³⁴⁰ für den Tag der Lieferung innerhalb des nationalen Elektrizitätsnetzes, führt er in der Regel ein kostenbasiertes Redispatch durch, um die Netzengpässe zu vermeiden.³⁴¹

Beim kostenbasierten Redispatch greift der Übertragungsnetzbetreiber direkt in die Steuerung der physikalischen Lastflüsse ein. Dazu gehört vor allem eine Korrektur der Kraftwerkseinsatzfahrpläne. Zur Vermeidung des Engpasses muss der Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke, deren Einspeisungen den Engpass verstärken, herunterregeln. Gleichzeitig muss der Übertragungsnetzbetreiber die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, deren Einspeisungen den Engpass entlasten, im selben Umfang erhöhen.³⁴² Die kommerziellen Transaktionen an und außerhalb der Börse werden dadurch nicht beeinflusst. Kraftwerke, deren Einspeisungen zur Entlastung des Engpasses reduziert werden, sind verpflichtet, an den

³³⁹ Vgl. § 5 Abs. 1 StromNZV.

³⁴⁰ Ein Engpass liegt vor, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrachteten Netz das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann (vgl. TransmissionCode, 2007, S. 48). Das (n-1)-Kriterium besagt, dass bei einem störungsbedingtem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (z. B. einer Leitung, eines Transformator) es nicht zu einer Überlastung eines anderen Betriebsmittels und einer Unterbrechung der Energieversorgung kommen darf (VDE, 2007, S. 20).

³⁴¹ Vgl. Bartsch, M. et al. (2008), S. 14f, FrontierEconomics/ CONSENTEC Consulting (2008), S. 5.

³⁴² Vgl. Inders, R./Wambach, A. (2007), S. 4, Bartsch, M. et al. (2008), S. 14f.

Übertragungsnetzbetreiber die eingesparten kurzfristigen Grenzkosten der Mindererzeugung (K_A) zu zahlen. In der Regel handelt es sich hierbei um Kraftwerke mit den höchsten kurzfristigen Grenzkosten in der Überschussregion vor dem Engpass. Kraftwerke, deren Einspeisungen zur Entlastung des Engpasses erhöht werden, bekommen die kurzfristigen Grenzkosten der Mehrerzeugung (K_B) vom Übertragungsnetzbetreiber erstattet. Hierbei handelt es sich grundsätzlich um Kraftwerke mit den niedrigsten kurzfristigen Grenzkosten, die sich in der Defizitregion nach dem Engpass befinden. Die zur Entlastung des Engpasses zugeschalteten Kraftwerke würden ohne den Engpass jedoch nicht operieren, weil sie höhere Erlöse als den Marktpreis benötigen, um ihre Stromerzeugungskosten decken zu können. Folglich gilt, dass $K_A < K_B$ ist. Die Kostendifferenz $K_B - K_A$ fällt zunächst beim Übertragungsnetzbetreiber an, in dessen Regelzone der Engpass entstanden ist, und wird anschließend über die Netznutzungsentgelte auf die Netznutzer bzw. Letztverbraucher gewälzt.³⁴³

Die Möglichkeit der Netzbetreiber, die Redispatchkosten zu sozialisieren, birgt jedoch für vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber den Anreiz, die Redispatchleistung bei konzernzugehörigen Erzeugungsgesellschaften zu überhöhten Preisen einzukaufen, wenn diese zu einer Gruppe von Kraftwerken gehören, die zur Engpassentlastung herangezogen werden können.³⁴⁴

Ähnlich wie bei der Quersubventionierungsproblematik kann die Implementierung der Anreizregulierungsverordnung, die eine Erlösobergrenzregulierung zum Gegenstand hat, die Netzbetreiber nicht dazu bringen, technisch effizient zu arbeiten, solange diese vertikal integriert sind. Das vertikal integrierte Unternehmen bzw. der vertikal integrierte Konzern kann nämlich seinen über die Wertschöpfungsstufen aggregierten Gewinn trotz Nichterreichung der Effizienzvorgaben für den Netzbetrieb maximieren, sofern die Mehrüberschüsse der Kraftwerke, die Redispatchleistung bereitstellen, die Verluste auf der Netzebene mehr als kompensieren.

³⁴³ Vgl. Vries, L./Hakvoort, R. A. (2002), S. 439, Inders, R./Wambach, A. (2007), S. 335.

³⁴⁴ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer 347.

4.7 Diskriminierung beim Zugang zu wettbewerbsrelevanten Informationen

Ein Nachteil, den Energiehändler und Erzeugungsunternehmen ohne ein eigenes Übertragungsnetz gegenüber vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben, besteht darin, dass sie keinen Zugang zu wettbewerbsrelevanten Informationen besitzen, über die vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch die Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis erlangt haben.³⁴⁵ Vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen können hingegen aus dem Betrieb des Übertragungsnetzes resultierende Informationsvorsprünge an die unternehmenseigenen/konzerneigenen Erzeugungs- und Vertriebsparten weiterreichen, so dass diese die Chance bekommen, gegenüber den nicht vertikal integrierten Konkurrenten auf den vor- und nachgelagerten Märkten einen Wettbewerbsvorteil zu realisieren. Relevant sind z. B. Informationen bezüglich des Lastgangs eines an das Elektrizitätsnetz angeschlossenen Verbrauchers, Netzkundendaten wie Bonität, Zahlungsmoral, Zählerstände, die Höhe der von einem Netznutzer angefragten Kapazitätsleistung sowie Zeitpunkt der angefragten Kapazitätsleistung.³⁴⁶ Diese Informationen können z. B. die Handelsgesellschaften des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens dazu benutzen, die Kunden der Wettbewerber gezielt durch geeignete Tarifstrukturen anzusprechen und abzuwerben.³⁴⁷ Vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen können auch durch die Zurückhaltung von Informationen den Wettbewerb behindern. Kraftwerksbetreiber benötigen z. B. Informationen über mögliche Netzanschlusspunkte, zukünftige Verfügbarkeit von Leitungskapazitäten, Neubaumaßnahmen sowie drohende Netzengpässe, wenn es darum geht, die Netzsituation und damit die Rentabilität von zukünftigen Kraftwerksinvestitionen zu beurteilen. Folglich würden sie ohne derartige Informationen vom Marktzutritt absehen. Neben dem indiskreten Umgang mit wettbewerbsrelevanten Informationen und der vollständigen Vorenthaltung von wettbewerbsrelevanten Informationen kann der Wettbewerb auch durch eine diskriminierende Offenlegung dieser behindert werden.

³⁴⁵ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 50.

³⁴⁶ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 120.

³⁴⁷ Vgl. European Commission (2006), S. 147.

Auch bei den in diesem Kapitel dargestellten Diskriminierungsanreizen handelt es sich nicht lediglich um Theorie. Im Rahmen der Energy Sector Inquiry der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2006 wird von Fällen berichtet, in denen die Wettbewerber erst sehr viel später oder gar nicht über die Änderung der Netznutzungsentgelte informiert wurden.³⁴⁸ Stromlieferanten benötigen jedoch die Informationen, um z. B. Tarifierpassungen durchführen zu können.

4.8 Sabotage

Sabotage ist insbesondere dann wahrscheinlich, wenn vertikal integrierte Betreiber des monopolistischen Bottlenecks per Gesetz umfassend reguliert sind, so dass die Verweigerung des Anschlusses an den monopolistischen Bottleneck und des Zugangs zum monopolistischen Bottleneck, Margin Squeeze- sowie Quersubventionierungsstrategien etc. zur Diskriminierung der Wettbewerber nicht mehr eingesetzt werden können bzw. sofort entdeckt wird.³⁴⁹ Durch Sabotage kann der vertikal integrierte Betreiber des monopolistischen Bottlenecks z. B. die Qualität der Produkte von Konkurrenten und die Präferenzen der Kunden und damit schlussendlich die Nachfrage nach den Produkten dieser beeinflussen.³⁵⁰ Durch den Wettbewerbsnachteil sinkt die Ausbringungsmenge der Konkurrenten. Im Extremfall besteht sogar die Gefahr, dass sie vom Markt gedrängt werden.³⁵¹ Für potenzielle Konkurrenten stellt Sabotage eine strategische Markteintrittsbarriere dar.

In der Elektrizitätswirtschaft hat das vertikal integrierte Unternehmen zwar die Möglichkeit, aber keinen Anreiz, die Qualität des von den Konkurrenten erzeugten und gehandelten Stroms zu manipulieren. Grund: Der von den Stromabnehmern aus dem Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung bezogene Strom kann keinem bestimmten Erzeuger oder Stromhändler zugeordnet werden, da er von den Kraftwerken in das Netz wie in einen Pool eingespeist wird. Das bedeutet, dass eine typische güterwirtschaftliche Lieferbeziehung nicht realisierbar ist.³⁵² Ferner wird die Qualität des Stroms primär durch die Netzfrequenz und die Netzspannung determiniert. Der vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber hat die Pflicht, diese stets innerhalb der zulässigen

³⁴⁸ Vgl. European Commission (2006), S. 147.

³⁴⁹ Vgl. Reiffen, D. (1998), Holznagel, B. et al. (2008), S. 13, Reiffen, D./Schumann, L./Ward, M. R. (2000), S. 254.

³⁵⁰ Vgl. Vickers, J. (1995), S. 14.

³⁵¹ Vgl. Holznagel, B. et al. (2008), S. 14.

³⁵² Vgl. Holznagel, B. et al. (2008), S. 7.

Toleranzbereiche konstant zu halten. All das hat zur Konsequenz, dass es in der Elektrizitätswirtschaft dem vertikal integrierten Netzbetreiber nicht möglich ist, die Qualität des Konkurrenzproduktes zu manipulieren, ohne zugleich Qualitätseinbußen bei seinem eigenen Produkt hinnehmen zu müssen und die Stabilität des Energieversorgungssystem insgesamt zu riskieren. Daher stellt Sabotage in Form der Manipulation von Produktqualität in der Elektrizitätswirtschaft auf der Ebene der Übertragungsnetze keine Option für die Behinderung des Wettbewerbs dar.

4.9 Zwischenfazit

Im Rahmen des Kapitels wurde verdeutlicht, dass ein vertikal integrierter Übertragungsnetzbetreiber mit und ohne Verhaltensregulierung zahlreiche Möglichkeiten hat, den Wettbewerb auf den dem Übertragungsnetz vor- und nachgelagerten Märkten zu beschränken bzw. zu eigenen Gunsten zu beeinflussen. Gleichzeitig ist zu erwähnen, dass einem Teil der Diskriminierungsanreize und -möglichkeiten durch eine Verschärfung der Verhaltensregulierung begegnet werden kann. Die Unterbindung sämtlicher Diskriminierungsanreize und -möglichkeiten ist für die Regulierungsbehörde allein durch Verhaltensregulierung jedoch nur bedingt möglich, da die Verstöße gegen das geltende Recht insbesondere bei Netzengpässen und auf dem Regelleistungsmarkt nur schwer beobachtbar und nachweisbar sind. Ferner ist deutlich geworden, dass der Anreiz der Erlösobergrenzregulierung, technisch effizient zu produzieren, durch vertikale Integration des Übertragungsnetzbetreibers konterkariert wird.

5 Entflechtungsoptionen

Wie in den Kapiteln 3.3.3 und 3.3.4 bereits dargelegt wurde, handelt es sich bei dem Übertragungs- und Verteilungsnetz um einen monopolistischen Bottleneck. Das hat zur Konsequenz, dass Betreiber von Übertragungs- und Verteilungsnetzen bei der Erbringung der Übertragungs- und Verteilungsleistung eine marktbeherrschende Stellung innehaben. Bei vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen besteht deshalb die Gefahr, dass sie ihre Marktmacht auf die der Übertragungs- und Verteilungsfunktion vor- und nachgelagerten Märkte durch Diskriminierung von aktuellen und potenziellen Wettbewerbern übertragen (vgl. Kap. 4). Um dem

entgegenzuwirken, kann die Etablierung unabhängiger Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber sinnvoll sein.

Dem theoretischen Ansatz folgend, wurde im Jahr 2009 das dritte Energiebinnenmarktpaket zur Liberalisierung vom Strom- und Erdgasmarkt vom Rat der Europäischen Union und dem Europäischen Parlament verabschiedet, das 2011 Eingang in das nationale Recht fand. Das Binnenmarktpaket enthielt u. a. die Richtlinie 2009/72/EG. Sie bietet den EU-Mitgliedsstaaten drei Möglichkeiten zur Entflechtung der Übertragungsnetze von den Wettbewerbsbereichen: Independent Transmission Operator (ITO), Ownership Unbundling (OU), Independent System Operator (ISO). Die bereits in der EU-Stromrichtlinie 2003/54/EG formulierten Anforderungen an die Entflechtung der Verteilungsnetze berührt das dritte Energiebinnenmarktpaket hingegen nicht.

Adressaten der Entflechtungsvorschriften sind vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Gemäß § 3 Nr. 38 EnWG ist ein Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft vertikal integriert, wenn es mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität wahrnimmt. Die Entflechtungsvorschriften gelten jedoch nicht nur, wenn die genannten Funktionen von einer juristischen Person wahrgenommen werden. Auch eine Unternehmensgruppe im Sinne des Art. 3 Abs. 2 der Fusionskontrollverordnung³⁵³, welche die genannten Tätigkeiten unter sich vereint, gilt gemäß § 3 Nr. 38 EnWG als vertikal integriert und muss die Entflechtungsvorschriften beachten. Von einer Unternehmensgruppe ist die Rede, wenn ein Unternehmen der Gruppe in der Lage ist, Kontrolle über mindestens ein anderes auszuüben.³⁵⁴ Eine derartige Kontrolle erwächst aus Rechten, Verträgen oder anderen Mitteln, die entweder einzeln oder zusammen ein Unternehmen berechtigen, bestimmenden Einfluss auf die Tätigkeiten eines anderen Unternehmens auszuüben. Dies kann durch Eigentums- oder Nutzungsrechte an der Gesamtheit oder an Teilen des Vermögens des Unternehmens sowie durch Rechte oder Verträge, die einen bestimmenden Einfluss auf die Zusammensetzung, Beratung oder Beschlüsse der Organe des Unternehmens

³⁵³ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1).

³⁵⁴ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2008), S. 11, Koenig, Ch. et al. (2013), S. 147.

verschaffen, erfolgen.³⁵⁵ In der Regel übt ein Unternehmen Kontrolle über ein anderes, verbundenes Unternehmen aus, wenn es über die Mehrheit der Stimmrechte des anderen Unternehmens verfügt (50 % plus eine Aktie). Ein Unternehmen kann jedoch auch im Falle einer Minderheitsbeteiligung Kontrolle über ein anderes Unternehmen ausüben, sofern die Minderheitsbeteiligung mit besonderen Rechten verbunden ist, die es dem Minderheitsgesellschafter ermöglichen, die Strategie des Unternehmens (z. B. über das Recht, die Hälfte der Vorstandsmitglieder zu bestellen) maßgeblich zu bestimmen.³⁵⁶ „Damit zählt auch jede Konzerngesellschaft, die erst unter Hinzurechnung aller Gesellschaften, über die sie nach den oben genannten Maßstäben Kontrolle ausübt und sowohl Netz- als auch Tätigkeiten auf den vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungsstufen vereint, zu den Adressaten der Entflechtungsvorschriften.“³⁵⁷

Ziel der folgenden Kapitel wird es sein, zu untersuchen, ob die Entflechtungsvorschriften beim ITO, ISO und OU ausreichen, die Unabhängigkeit der Übertragungsnetzbetreiber zu gewährleisten und damit die Diskriminierung unabhängiger Dritter auf der Erzeugung- und Vertriebsstufe zu verhindern und eine Ausweitung der Monopolmacht zu unterbinden. Besondere Aufmerksamkeit gilt hierbei den Investitionsanreizen in die Übertragungsinfrastruktur. Denn wie in Kap. 4.2 bereits dargelegt wurde, kann aus der vertikalen Integration der Anreiz erwachsen, die Kapazität der grenzüberschreitenden Leitungen knapp zu halten, um zum einen den Strommarkt gegenüber der Konkurrenz aus Ländern mit einem tendenziell niedrigeren Strompreisniveau abzuschotten. Zum anderen können vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen Investitionen in das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Absicht hinauszuzögern, Wettbewerber vom Marktzutritt abzuschrecken oder ihren Marktzutritt aufzuschieben. Unzureichende Investitionen in die Übertragungs-, aber auch in die Verteilungsinfrastruktur behindern jedoch nicht nur die Entfaltung des Wettbewerbs, sondern können sich auch negativ auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken.

Als unabhängig gilt der Übertragungsnetzbetreiber im Folgenden dann, wenn er in der Lage ist, die den täglichen Betriebsablauf kennzeichnenden Entscheidungen vollständig

³⁵⁵ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 139/2004, Art. 3 Abs. 2, Koenig, Ch. et al. (2013), S. 147, Pisal, R. (2010), S. 163.

³⁵⁶ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2008), S. 11, Koenig, Ch. et al. (2013), S. 146f.

³⁵⁷ Koenig, Ch. et al. (2013), S. 147.

alleine zu treffen.³⁵⁸ So darf es weder direkt noch indirekt dazu angehalten werden, bei seinen Entscheidungen die Interessen von Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen zu berücksichtigen, wenn dies zu Lasten des Wettbewerbs gehen würde. Ferner muss der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf längerfristige Maßnahmen wie z. B. Investitionen und Finanzierung über einen eigenen Entscheidungsspielraum verfügen, der nur durch die Gesetzgebung beeinflusst werden darf.³⁵⁹

5.1 Independent Transmission Operator (ITO)

Das Modell des Independent Transmission Operator (ITO) ist in der Literatur auch unter der Bezeichnung Effective and Efficient Unbundling (EEU) bekannt.³⁶⁰ Im Gegensatz zum Modell des Ownership Unbundling und des Independent System Operator wird beim Modell des Independent Transmission Operator versucht, durch rechtliche, operationelle, informatorische und buchhalterische Entflechtung die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers von den Wertschöpfungsbereichen Erzeugung und Versorgung (Stromgroß- und Einzelhandelsunternehmen) zu gewährleisten. Das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur und der Betrieb dieser dürfen hingegen beim vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen verbleiben. Wie die Anforderungen der Richtlinie 2009/72/EG im Hinblick auf die rechtliche, operationelle, informatorische und buchhalterische Entflechtung für Übertragungsnetzbetreiber konkret aussehen, wird im Folgenden näher erläutert und kritisch gewürdigt.

5.1.1 Rechtliche Entflechtung

Beim ITO-Modell muss der Übertragungsnetzbetrieb zusammen mit allen Vermögenswerten, die für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung notwendig sind, in ein Unternehmen ausgegliedert werden, das hinsichtlich seiner Rechtsform von den übrigen Tätigkeitsbereichen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens unabhängig ist.³⁶¹ Zu den Vermögenswerten zählt das Übertragungsnetz (Höchst- und Hochspannungsleitungen) inklusive aller

³⁵⁸ Vgl. Salje, P. (2006), §8 Rn. 6.

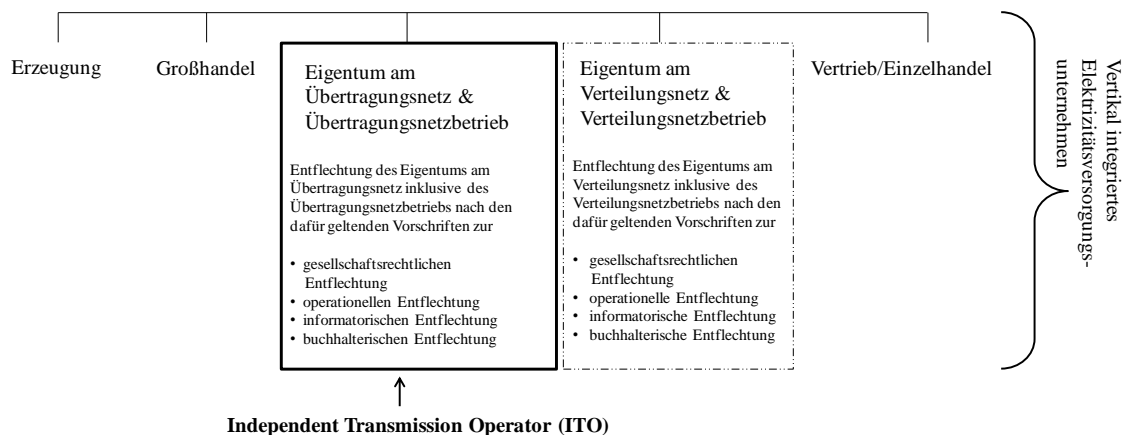
³⁵⁹ Vgl. Salje, P. (2006), §8 Rn. 6.

³⁶⁰ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 157f.

³⁶¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 1a, Möllinger, C. (2009), S. 200, Pisal, R. (2011), S. 235f, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 307.

Anlagen, wie z. B. der Schaltanlagen und Umspannwerke, die für den Übertragungsnetzbetrieb erforderlich sind.³⁶² Somit ist der Übertragungsnetzbetreiber auch Eigentümer aller Vermögenswerte, die für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung benötigt werden. Dieser Übertragungsnetzbetreiber wird als Independent Transmission Operator (ITO) bezeichnet. Als Rechtsform stehen für den ITO die Aktiengesellschaft, Gesellschaft mit beschränkter Haftung oder die Kommanditgesellschaft auf Aktien zur Verfügung.³⁶³ Die Abbildung 5-1 veranschaulicht die Unternehmensstruktur eines über alle Wertschöpfungsstufen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens bei Umsetzung des ITO-Modells und Berücksichtigung der Entflechtungsvorschriften für Verteilungsgesellschaften, die Teil des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens sind. Zur Erinnerung: Die Entflechtungsvorschriften für Verteilungsnetzbetreiber waren Teil der EU-Stromrichtlinie 2003/54/EG und mussten bis 2007 von den Unternehmen umgesetzt werden.

Abbildung 5-1: Independent Transmission Operator



Quelle: Eigene Darstellung

Um die Handlungsunabhängigkeit des ITO zu gewährleisten, ist es den Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die auf der Wertschöpfungsstufe Erzeugung und Versorgung tätig sind, untersagt, direkt oder indirekt Anteile am ITO zu halten. Auch der ITO darf weder direkt noch indirekt über Anteile an Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens verfügen, die in

³⁶² Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 1a, Möllinger, C. (2009), S. 200, Pisal, R. (2011), S. 235f.

³⁶³ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 85.

den Wettbewerbsbereichen tätig sind.³⁶⁴ Dadurch wird vermieden, dass direkte gegenseitige Abhängigkeit zwischen dem ITO und den Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften entsteht, wodurch die Unabhängigkeit des ITO gefährdet wäre.³⁶⁵ Laut Schmidt-Preuß, M. (2009, S. 85) ist es jedoch zulässig, wenn die Muttergesellschaft des Energiekonzerns am ITO-Unternehmen Anteile (bis zu 100%) hält und es auf diese Weise Teil des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens bleibt. Andernfalls kämen die Vorschriften dem Ownership Unbundling, das in Kapitel 5.2 erläutert wird, gleich. Folglich bleiben im Gegensatz zum Modell des Independent System Operator und des Ownership Unbundling beim Modell des Independent Transmission Operator sowohl das Eigentum an den Vermögenswerten, die für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung erforderlich sind, als auch der Übertragungsnetzbetrieb Teil des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens.

Außenauftritt des ITO: Die rechtliche Ausgründung des ITO muss sich auch im Außenauftritt des Unternehmens widerspiegeln. Der ITO ist also verpflichtet, insbesondere durch die Kommunikations- und Markenpolitik sowie den Sitz der Geschäftsräume sicherzustellen, dass eine Verwechslung des Unternehmens mit dem vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder irgend einem Teil davon unmöglich ist.³⁶⁶ Das bedeutet, dass ein Gebäude nicht zugleich vom ITO und anderen Teilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens genutzt werden darf.³⁶⁷ Derartige Maßnahmen sollen eine eigene Unternehmensidentität stiften. Ziel dieser ist in der Regel der Aufbau eines fachlich und emotional begründeten Wir-Gefühls beim Personal durch die Identifikation mit dem Unternehmen, seiner Grundphilosophie, seinen Zielen, Produkten und Leistungen.³⁶⁸ Durch die so herbeigeführte Abgrenzung des ITOs zu den übrigen Konzernbereichen soll seine Handlungsunabhängigkeit gestärkt werden.

Aufgaben des ITO: Der ITO ist für den Netzanschluss sowie die Gewährung und Regelung des Zugangs Dritter zum Übertragungsnetz verantwortlich.³⁶⁹ Der ITO erhebt

³⁶⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 18 Abs. 3.

³⁶⁵ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2012), S. 307.

³⁶⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 4, Möllinger, C. (2009), S. 195.

³⁶⁷ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 263, European Commission (2010), S. 16.

³⁶⁸ Vgl. Birkigt, K. et al. (2002), S. 34.

³⁶⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 2c.

die Netzanschluss- sowie die Netznutzungsentgelte.³⁷⁰ Auch der Betrieb, die Wartung und der Ausbau des Übertragungsnetzes fallen in den Zuständigkeitsbereich des ITO.³⁷¹ Zudem ist er für die Planung von Investitionen in das Übertragungsnetz verantwortlich.³⁷²

5.1.2 Operationelle Entflechtung

Während die rechtliche Entflechtung im Wesentlichen nur die formale Eigenständigkeit des Übertragungsnetzbetreibers, d. h. des ITO sicherstellen soll, ist das Ziel der operationellen Entflechtung die personelle und finanzielle Eigenständigkeit sowie die Entscheidungsunabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers, d. h. des ITO.³⁷³ Hierdurch soll eine Interessenstrennung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber, also dem ITO, und den anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens, insbesondere der Wettbewerbsbereiche, erreicht werden, um die Diskriminierungsmöglichkeiten gegenüber Dritten zu unterbinden und damit die Unabhängigkeit des ITO sicherzustellen.

5.1.2.1 Personelle Eigenständigkeit – Vorgaben in Bezug auf das ITO-Aufsichtsorgan

Der ITO muss über ein besonderes Aufsichtsorgan verfügen.³⁷⁴ Das Aufsichtsorgan besteht zum einen aus Vertretern der Anteilseigner des ITO. Zu den Anteilseignern können sowohl das vertikal integrierte Unternehmen, genauer gesagt die Muttergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens, als auch Dritte gehören. Ferner können auch Vertreter anderer Interessengruppen – wie beispielsweise der Industrie, der Energieverbraucher oder der Umweltverbände – in das Aufsichtsorgan berufen werden, wenn es das nationale Recht vorsieht.³⁷⁵ Dies ist in Deutschland der Fall.³⁷⁶

Die Namen der Mitglieder des ITO-Aufsichtsorgans müssen der Regulierungsbehörde übermittelt werden, und zwar bevor die Auserwählten dorthin von den ITO-Mehrheitsanteilseignern entsandt werden. Darüber hinaus muss die

³⁷⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 2d.

³⁷¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 2e.

³⁷² Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 2f.

³⁷³ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2013), S. 145, Pisal, R. (2011), S. 69f.

³⁷⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 20, Abs. 1, PricewaterhouseCoopers, (2012) S. 308.

³⁷⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 20, Abs. 2, Möllinger, C. (2009), S. 196f.

³⁷⁶ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86.

Regulierungsbehörde auch über ihre Vertragslaufzeiten und Vertragsbedingungen (u. a. Dauer der Entsendung in das Aufsichtsorgan, Gründe der Abberufung) informiert werden. Die Bestellung dieser Mitglieder in das Aufsichtsorgan, ihre Abberufung sowie die getroffenen Entscheidungen bezüglich der Vertragsbedingungen werden erst verbindlich, wenn die Regulierungsbehörde keine Einwände erhebt. Das bedeutet, dass die nationale Regulierungsbehörde ein Vetorecht hat, wenn sie Zweifel an der beruflichen Unabhängigkeit des Kandidaten hegt. Allerdings gilt dieses nur für die Hälfte abzüglich eines Mitglieds des ITO-Aufsichtsorgans. Das bedeutet wiederum, dass mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder von den Anteilseignern ohne die Zustimmung der nationalen Regulierungsbehörde bestellt werden kann.³⁷⁷

Im Gegensatz dazu darf kein Mitglied des ITO-Aufsichtsorgans vorzeitig ohne die Zustimmung der nationalen Regulierungsbehörde abberufen werden. Das Ziel dieser Regelung ist es zu verhindern, dass ein Mitglied des Aufsichtsorgans vorzeitig entlassen wird, weil es z. B. eine Entscheidung trifft, die zur Intensivierung des Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft führt und den Wettbewerbsdruck auf die verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen erhöht.³⁷⁸

Der Hälfte der Mitglieder des Aufsichtsorgans abzüglich eines Mitglieds ist es untersagt, in den letzten drei Jahren vor ihrer Entsendung in das ITO-Aufsichtsorgan beim vertikal integrierten Unternehmen, einem seiner Unternehmensteile oder bei anderen Mehrheitsanteilseignern berufliche Positionen zu bekleiden, berufliche Aufgaben wahrzunehmen oder Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen zu unterhalten.³⁷⁹ Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Mehrzahl der ITO-Aufsichtsorganmitglieder unmittelbar aus den Reihen der Anteilseigner kommen darf.³⁸⁰

Die Hälfte der Mitglieder des ITO-Aufsichtsorgans abzüglich eines Mitglieds darf nicht neben ihrer Tätigkeit in dem Aufsichtsorgan bei Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens oder deren Mehrheitsanteilseignern berufliche Positionen bekleiden, berufliche Aufgaben wahrnehmen oder Interessens- oder

³⁷⁷ Vgl. Möllinger C. (2009), S. 197, Pisal, R. (2010), S. 278.

³⁷⁸ Vgl. Möllinger C. (2009), S. 197, Pisal, R. (2010), S. 278f.

³⁷⁹ Vgl. Möllinger C. (2009), S. 197, Richtlinie 2009/72/EG, Art. 20 Abs. 3.

³⁸⁰ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 275.

Geschäftsbeziehungen zu ihnen aufweisen.³⁸¹ Das heißt wiederum, dass für mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder diese Einschränkung nicht gilt.³⁸²

Zudem ist es der Hälfte der Mitglieder des ITO-Aufsichtsorgans abzüglich eines Mitglieds nicht gestattet, Beteiligungen an anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens zu halten oder finanzielle Zuwendungen von diesen zu empfangen. Die Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsorgans, die der ITO zahlt, darf nicht an das Betriebsergebnis des vertikal integrierten Unternehmens insgesamt gebunden sein.³⁸³ Im Umkehrschluss bedeutet die Regelung, dass die Mehrzahl der ITO-Aufsichtsorganmitglieder sowohl direkt als auch indirekt Beteiligungen an anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens halten darf oder finanzielle Zuwendungen von diesen erhalten kann. Auch die vom ITO an die Mehrheit der Aufsichtsorganmitglieder gezahlte Vergütung darf sich an dem Betriebsergebnis des vertikal integrierten Unternehmens insgesamt orientieren.³⁸⁴

Nach Beendigung der Tätigkeit im ITO-Aufsichtsorgan ist es der Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder abzüglich eines Mitglieds für mindestens vier Jahre untersagt, bei anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Unternehmens oder deren Mehrheitsanteilseignern berufliche Position zu bekleiden, berufliche Aufgaben wahrzunehmen oder Interessen- bzw. Geschäftsbeziehungen zu unterhalten.³⁸⁵ Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass über die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder nach Beendigung ihres Mandates direkt bei anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens, also auch bei konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften sowie bei anderen Mehrheitsanteilseignern beschäftigt werden kann. Mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder darf zudem unmittelbar nach Vertragsende Interessens- und Geschäftsbeziehungen zu den selbigen aufbauen.

Zu den Aufgaben des Aufsichtsorgans gehört es, Entscheidungen zu treffen, die von erheblichem Einfluss auf die Vermögenswerte der Anteilseigner des ITO sind. Hierzu gehören vor allem Entscheidungen im Zusammenhang mit der Genehmigung der jährlichen und der langfristigen Finanzpläne, der Höhe der Verschuldung des ITO und

³⁸¹ Vgl. Möllinger C. (2009), S. 197f, Pisal, R. (2010), S. 277, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 309.

³⁸² Vgl. Pisal, R. (2011), S. 277f.

³⁸³ Vgl. Möllinger C. (2009), S. 197f, Pisal, R. (2010), S. 277.

³⁸⁴ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 277f, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 309.

³⁸⁵ Vgl. Möllinger C. (2009), S. 197f, Pisal, R. (2011), S. 276f.

der Höhe der an die Anteilseigner zu zahlenden Dividenden.³⁸⁶ Das Aufsichtsorgan hat zudem die Kompetenz, die Führungskräfte und Mitglieder der Verwaltungsorgane (z. B. Vorstandsmitglieder) des ITO auszuwählen sowie über deren Beschäftigungsbedingungen einschließlich der Vergütung und Vertragsbeendigungen zu entscheiden.³⁸⁷ Unter Führungskräften sind alle Personen zu verstehen, „die im Hinblick auf unternehmerische Verantwortung, Planung und operative Gestaltung Einfluss auf die Unternehmenspolitik haben“.³⁸⁸ Dazu gehören insbesondere der Geschäftsführer, der Vorstand und der Prokurist des ITO. Zu den Verwaltungsorganen gehören Aufsichtsräte des ITO.³⁸⁹ Je nach Größe der Netzgesellschaft können auch Personen der zweiten Führungsebene, also z. B. Abteilungs- oder Bereichsleiter dazu gezählt werden, sofern sie eigenverantwortlich Einfluss auf die Planung und operative Gestaltung des Netzbetriebs nehmen können.³⁹⁰ Das Aufsichtsorgan hat keine Entscheidungsbefugnisse hinsichtlich des laufenden Geschäfts des ITO und der Netzverwaltung.³⁹¹ Dem Aufsichtsorgan ist es auch untersagt, an der Erstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans³⁹² mitzuwirken, zu der der ITO verpflichtet ist.³⁹³

³⁸⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 20, Abs. 1, Möllinger, C. (2009), S. 196.

³⁸⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 1, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86.

³⁸⁸ Möllinger, C. (2009), S. 218.

³⁸⁹ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 218.

³⁹⁰ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 136, Rasbach, W. (2009), S. 246.

³⁹¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 20 Abs. 1, Möllinger, C. (2009), S. 196, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86. PricewaterhouseCoopers (2012), S. 308.

³⁹² Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, gemeinsam jedes Jahr einen nationalen Netzentwicklungsplan auf der Basis eines von der Regulierungsbehörde genehmigten Szenariorahmens zu erarbeiten (vgl. Art. 22, Abs. 1 Richtlinie 2009/72/EG, §12a EnWG, §12b, Abs. 1. EnWG). Weder Teile des vertikal integrierten Unternehmens noch das ITO-Aufsichtsorgan dürfen Einfluss auf die Erstellung des Netzentwicklungsplans nehmen. Dieser Netzentwicklungsplan muss Angaben über alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes enthalten, die laut der Szenarien des Szenariorahmens in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Übertragungsnetzbetrieb notwendig sind. Die nationale Regulierungsbehörde ist verpflichtet, den Netzentwicklungsplan einer inhaltlichen Prüfung zu unterziehen (vgl. §12c, Abs. 3. EnWG). Die Regulierungsbehörde stellt zudem die Realsierung des Netzentwicklungsplans sicher (vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 22, Abs. 6, Schmidt-Preuß, M., 2009, S. 87). Verweigert der ITO die Durchführung einer Investition, müssen die Mitgliedsstaaten gewährleisten, dass die nationale Regulierungsbehörde mindestens eine der drei folgenden Maßnahmen ergreifen darf, damit die Investition durchgeführt wird. Erstens, sie fordert den ITO auf, die Investition vorzunehmen. Zweitens, sie leitet ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition ein, das allen Investoren offen steht. Drittens, sie verpflichtet den ITO, der Kapitalaufstockung zur Finanzierung der Investition zuzustimmen und unabhängigen Investoren eine Kapitalbeteiligung zu ermöglichen (vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 22, Abs. 7, Schmidt-Preuß, M., 2009, S. 87).

³⁹³ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 196, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86.

5.1.2.2 Kritische Würdigung der Vorgaben in Bezug auf die ITO-Aufsichtsorganmitglieder

Die Vorgaben der Richtlinie 2009/72/EG, die Mitglieder des ITO-Aufsichtsorgans betreffend, legen die Schlussfolgerung nahe, dass das Aufsichtsorgan primär dem Interessenschutz der Anteilseigner des ITO dient. Ursächlich hierfür ist erstens das Recht des Anteilseigners, mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder ohne das Einverständnis der nationalen Regulierungsbehörde zu bestimmen. Ferner darf der Anteilseigner mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder unmittelbar aus den eigenen Reihen rekrutieren. Es ist davon auszugehen, dass der Anteilseigner diese Möglichkeit nutzen wird, um das ITO-Aufsichtsorgan mit Personen zu besetzen, die sich in der Vergangenheit nicht nur durch Fachkompetenz sondern auch durch Loyalität ausgezeichnet haben und im Anschluss an ihre Tätigkeit im ITO-Aufsichtsorgan gegebenenfalls eine Karriere im Konzern anstreben. Nach Vertragsbeendigung darf nämlich mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder im Konzern verbleiben. Es besteht daher die Gefahr, dass die vom Anteilseigner bestellten ITO-Aufsichtsorganmitglieder während ihres Mandates zu Gunsten des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens agieren, um sich für eine andere hochdotierte Position im Konzern zu qualifizieren. Das schränkt die Handlungsunabhängigkeit des ITO-Aufsichtsorgans ein.

Problematisch ist zudem, dass die Vergütung der Mehrheit der ITO-Aufsichtsorganmitglieder an das Betriebsergebnis des vertikal integrierten Unternehmens insgesamt gekoppelt werden darf. Das kann wiederum zur Folge haben, dass die ITO-Aufsichtsorganmitglieder vorrangig das Ziel verfolgen, das Konzernergebnis zu maximieren, indem sie primär im Interesse der konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen handeln. Unnötig zu erwähnen, dass hierdurch die Unabhängigkeit des ITO-Aufsichtsorgans eingeschränkt wird. Verschärfend kommt hinzu, dass der Mehrheit der ITO-Aufsichtsorganmitglieder auch gestattet ist, Beteiligungen an anderen Gesellschaften des vertikal integrierten Energiekonzerns (wie z. B. den Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften) zu halten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder den Anreiz haben kann, das ihnen übertragene Mandat stets im Interesse des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens auszuüben. Dies ist nicht unproblematisch. Das ITO-Aufsichtsorgan hat zwar keine im Gesetz

verankerten Entscheidungsbefugnisse hinsichtlich des laufenden Geschäfts des ITO, der Ausarbeitung des Netzentwicklungsplans sowie der Realisierung von Investitionen. Allerdings hat es z. B. das Recht, Entscheidungen zu treffen, die von beträchtlichem Einfluss auf die Vermögenswerte der Anteilseigner des ITO sind. Hierzu gehören insbesondere Entscheidungen im Zusammenhang mit der Genehmigung der jährlichen und der langfristigen Finanzpläne und der Höhe der Verschuldung des ITO. Durch eng gefasste Finanzpläne und niedrige Verschuldungsobergrenzen können die ITO-Aufsichtsorganmitglieder die finanzielle Unabhängigkeit des ITO und damit dessen Investitionsmöglichkeiten in die Übertragungsinfrastruktur beschränken, so dass für jedes neue Vorhaben die Genehmigung des Anteilseigners (hier der Muttergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens) erforderlich wird.³⁹⁴ Dadurch kann der Ausbau der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (Grenzkuppelstellen) und des Übertragungsnetzes zwar nicht aufgehalten, jedoch verzögert werden. Das kann wiederum zu Verzögerungen bei Netzanschlüssen und Netzzugängen für Wettbewerber führen und die internationalen Stromhandelsaktivitäten beschränken.³⁹⁵ Des Weiteren ist das Recht der ITO-Aufsichtsorganmitglieder, Verwaltungsorganmitglieder (z. B. Vorstände) und Führungskräfte auszuwählen, problematisch, da es die Gefahr birgt, dass hierfür Personen bestimmt werden, die z. B. gute persönliche Beziehungen zu den von der Muttergesellschaft des Konzerns bestellten ITO-Aufsichtsorganmitgliedern unterhalten und/oder direkt aus dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen kommen. Auf diese Weise wird den ITO-Aufsichtsorganmitgliedern die Möglichkeit eröffnet, indirekt Einfluss auf das laufende Geschäft des ITO, die Netzverwaltung und den Netzentwicklungsplan zu nehmen.

Darüber hinaus wird durch einige in der Richtlinie 2009/72/EG niedergeschriebene Vorschriften die Verpflichtung zur informatorischen Entflechtung unterwandert. Besonders problematisch sind in diesem Zusammenhang zwei Zugeständnisse an die ITO-Aufsichtsorganmitglieder. Wie bereits erläutert wurde, darf die Mehrheit der ITO-Aufsichtsorganmitglieder während ihres Mandates auch bei einer Gesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns (d. h. auch bei konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen) beschäftigt sein. Dies ist kritisch zu sehen, da die ITO-Aufsichtsorganmitglieder Zugang zu wirtschaftlich sensiblen Informationen

³⁹⁴ Vgl. Growitsch, Ch. et al. (2008), S. 19, Stamati, M. (2008), 73ff.

³⁹⁵ Vgl. Growitsch, Ch. et al. (2008), S. 19.

besitzen³⁹⁶, über die der ITO als Übertragungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzeigentümer verfügt. Es ist unwahrscheinlich, dass die ITO-Aufsichtsorganmitglieder das Wissen darum vollkommen ignorieren, wenn sie ihrer Tätigkeit bei Erzeugungs- oder Versorgungsgesellschaft nachgehen und den Erfolg dieser verantworten. Zur Untergrabung der informatorischen Entflechtung führt auch die Regelung, dass mehr als die Hälfte der ITO-Aufsichtsorganmitglieder nach Vertragsbeendigung ohne Karenzzeiten zu anderen Gesellschaften des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns, also auch zu konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften wechseln darf. Auf diese Weise findet ein Informationstransfer vom ITO zu verbundenen Erzeugungs- und Vertriebsgesellschaften statt, der diesen einen Wettbewerbsvorteil verschaffen kann.

5.1.2.3 Personelle Eigenständigkeit – Vorgaben in Bezug auf Führungskräfte, Mitglieder der Verwaltungsorgane und sonstiges Personal des ITO

Personal, das der ITO für die Bewältigung seiner Aufgaben benötigt, muss auch bei ihm angestellt sein.³⁹⁷ Durch diese Vorgabe wird sichergestellt, dass das Direktions- und Weisungsrecht, welches es dem Arbeitgeber erlaubt, das Verhalten der Mitarbeiter durch die Aussprache verhaltenslenkender Anordnungen, die sich auf die Tätigkeit selbst oder die damit verbundenen Verhaltensweisen beziehen, zu beeinflussen bzw. zu steuern³⁹⁸, beim ITO liegt und nicht z. B. bei den Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften des Konzerns.³⁹⁹ Hätten die anderen Teile des vertikal integrierten Energiekonzerns nämlich die Möglichkeit, dem ITO ihr Personal zu überlassen, bestünde die Gefahr, dass dieses stets zu Gunsten seiner Arbeitgeber, der verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften agiert, da ihm sonst arbeitsrechtliche Sanktionen drohen. Es muss dabei nicht einmal eine explizite Ankündigung der arbeitsrechtlichen Sanktion seitens des Arbeitgebers vorliegen. Es genügt, wenn diejenigen Beschäftigten, die nicht beim ITO selbst unter Vertrag sind, sich angehalten fühlen, zu Gunsten ihres Arbeitgebers zu handeln, auch wenn sie damit gegen geltendes Recht verstoßen.⁴⁰⁰

³⁹⁶ Was unter wirtschaftlich sensiblen Informationen zu verstehen ist, wird in Kapitel 5.1.5 näher erläutert.

³⁹⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 1b, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 84.

³⁹⁸ Vgl. Wichmann, M./Langer, K.-U, 2007, S. 822.

³⁹⁹ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 84, Pisal, R. (2011), S. 240.

⁴⁰⁰ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 240.

Die Unabhängigkeit von Führungskräften des ITO wird ferner durch Karenzzeiten sichergestellt. Das bedeutet, dass nur diejenigen Personen zu Führungskräften des ITO ernannt werden dürfen, die in den letzten drei Jahren vor ihrer Ernennung bei dem vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen, einem seiner Unternehmensteile oder bei einem seiner Mehrheitsanteilseignern weder direkt noch indirekt berufliche Positionen bekleidet oder berufliche Aufgaben wahrgenommen und Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen unterhalten haben.⁴⁰¹ Diese Regelung gilt jedoch nicht für alle Führungskräfte des ITO. Sie ist nur für die Mehrheit, d. h. die Hälfte der Mitglieder plus ein Mitglied verpflichtend. Gehören lediglich eine oder zwei Personen zu Geschäftsführung, ist die Vorschrift auf alle Mitglieder anzuwenden. All dies gilt sinngemäß auch für die Mitglieder der Verwaltungsorgane.⁴⁰² Die Verpflichtung zur Einhaltung der Karenzzeit von drei Jahren betrifft jedoch nicht nur das Geschäftsführungspersonal und die Mitglieder der Verwaltungsorgane, sondern auch die Mehrheit der Personen, die diesen direkt unterstellt sind und für den Betrieb, der Instandhaltung sowie für die Entwicklung des Übertragungsnetzes verantwortlich sind.⁴⁰³ Für alle anderen Führungskräfte, Mitgliedern der Verwaltungsorgane des ITO oder Personen, die solchen direkt untergeordnet sind und den Betrieb, die Instandhaltung sowie den Ausbau des Übertragungsnetzes verantworten, gilt eine Karenzzeit von sechs Monaten.⁴⁰⁴

Die Beschlüsse der ITO-Aufsichtsorganmitglieder bezüglich der einzustellenden Führungskräfte und der Verwaltungsorganmitglieder sind nur wirksam, wenn die Regulierungsbehörde keine Einwände erhebt.⁴⁰⁵ Das Einspruchsrecht der Regulierungsbehörde erstreckt sich auch auf Personen, die dem ITO-Management direkt unterstellt sind und mit dem Betrieb, der Instandhaltung sowie der Entwicklung des Übertragungsnetzes betraut sind.⁴⁰⁶ Somit ist die Gefahr, dass vakante Stellen durch Personen besetzt werden, an deren Unabhängigkeit große Zweifel bestehen, eher gering. Ferner bedürfen auch die Arbeitsverträge der Führungskräfte sowie der Verwaltungsorganmitglieder einer Zustimmung durch die nationale

⁴⁰¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 3, Möllinger, C. (2009), 219f, Pisal, R. (2011), S. 288.

⁴⁰² Vgl. European Commission (2010), S. 19, Pisal, R. (2011), S. 288.

⁴⁰³ Vgl. European Commission (2010), S. 18, Pisal, R. (2011), S.289.

⁴⁰⁴ Vgl. European Commission (2010), S. 19.

⁴⁰⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG Art. 19, Abs. 2a, European Commission (2010), S. 18, Möllinger, C. (2009), S. 218f. Pisal, R. (2011), S. 287.

⁴⁰⁶ Vgl. European Commission (2010), S. 18.

Regulierungsbehörde.⁴⁰⁷ Dadurch soll verhindert werden, dass diese Klauseln enthalten, die Anreize setzen, zu Gunsten der konzernverbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen zu agieren.

Die Vertragsbeendigung mit einer ITO-Führungskraft oder einem Mitglied des Verwaltungsorgans des ITO ist der Regulierungsbehörde samt der Gründe, die zu dieser Entscheidung geführt haben, mitzuteilen.⁴⁰⁸ Darüber hinaus kann die nationale Regulierungsbehörde Einwände gegen vorzeitige Vertragsbeendigungen erheben, wenn sie an deren Berechtigung zweifelt.⁴⁰⁹ Dieses Recht kann die nationale Regulierungsbehörde nicht nur bei Führungskräften und Mitgliedern der Verwaltungsorgane des ITO ausüben, sondern auch bei Personen, die diesen unmittelbar unterstellt sind und mit den Aufgaben des Betriebs, der Wartung oder der Entwicklung des Übertragungsnetzes befasst sind.⁴¹⁰ Durch diese Regelungen wird verhindert, dass Arbeitsverträge nicht verlängert oder vorzeitig aufgekündigt werden, weil die Beschäftigten sich weigern, gegen die im Gesetz postulierte Gleichbehandlungsverpflichtung des ITO zu verstoßen.⁴¹¹

Nach Beendigung des Vertragsverhältnisses beim ITO ist es allen Führungskräften und Mitgliedern der Verwaltungsorgane des ITO untersagt, für mindestens vier Jahre bei anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens und dessen Mehrheitsanteilseignern berufliche Positionen zu bekleiden, berufliche Aufgaben wahrzunehmen und Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen zu unterhalten.⁴¹² Neben den Führungskräften und Mitgliedern der Verwaltungsorgane des ITO müssen auch Personen, die diesen unmittelbar unterstellt sind und mit den Aufgaben des Betriebs, der Wartung oder dem Ausbau des Übertragungsnetzes befasst sind, die Karenzzeit von vier Jahren einhalten.⁴¹³ Hierdurch soll der unerwünschte Transfer von wirtschaftlich sensiblen Informationen vom ITO zu anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens

⁴⁰⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG Art. 19, Abs. 2a, European Commission (2010), S. 18, Möllinger, C. (2009), S. 218f, Pisal, R. (2011), S. 287.

⁴⁰⁸ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG Art. 19, Abs. 2, European Commission (2010), S. 18, Pisal, R. (2011), S. 287.

⁴⁰⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG Art. 19, Abs. 2b, European Commission (2010), S. 18, Möllinger, C. (2009), S. 219.

⁴¹⁰ Vgl. European Commission (2010), S. 18.

⁴¹¹ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 288.

⁴¹² Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 7, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86.

⁴¹³ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 8, Unterabsatz 2, European Commission (2010), S. 19, Pisal, R. (2011), S. 289.

verhindert werden. Zweck dieser Regelungen ist somit die Durchsetzung der informatorischen Entflechtung und Verhinderung der Verzerrung des Wettbewerbs zu Gunsten der konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften.

Um die Unabhängigkeit des Personals des ITO insgesamt sicherzustellen, sind Mehrfachbeschäftigungen untersagt. Führungskräfte, Mitglieder der Verwaltungsorgane sowie die übrigen ITO-Beschäftigten dürfen nicht zeitgleich bei anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens oder bei deren Mehrheitsanteilseignern direkt noch indirekt berufliche Positionen bekleiden, berufliche Aufgaben wahrnehmen und Interessens- sowie Geschäftsbeziehungen zu ihnen unterhalten, die zur Abhängigkeit führen bzw. Interessenskonflikte generieren.⁴¹⁴ Durch das Verbot der Mehrfachbeschäftigung soll verhindert werden, dass die Mitarbeiter des ITO Interessenskonflikten ausgesetzt werden oder es zu einem unerwünschten Transfer von wirtschaftlich sensiblen Informationen vom ITO zu anderen Teilen des vertikal integrierten Unternehmens kommt, der ihnen zu einem Wettbewerbsvorteil verhilft.

Des Weiteren dürfen Führungskräfte, Mitglieder der Verwaltungsorgane sowie die anderen Beschäftigten des ITO weder direkt noch indirekt Beteiligungen an Unternehmensteilen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens halten.⁴¹⁵ Zur Durchsetzung der Vorgabe ist es erforderlich, das Kapitalanlageverhalten sämtlicher Arbeitnehmer, die beim ITO beschäftigt sind, zu überprüfen. Bestehende Arbeitsverträge müssten aufgekündigt werden, wenn der Arbeitnehmer es ablehnt, seine Beteiligung an anderen vertikal integrierten Unternehmensteilen zu veräußern.⁴¹⁶

Es ist den Führungskräften, Mitgliedern der Verwaltungsorgane sowie den anderen Beschäftigten des ITO des Weiteren untersagt, finanzielle Zuwendungen von anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens zu empfangen. Die Vergütung der Unternehmensleitung und der Mitglieder der Verwaltungsorgane sowie der Beschäftigten (damit sind alle Beschäftigten des ITO gemeint) dürfen nicht an die Tätigkeiten oder Betriebsergebnisse des vertikal integrierten Unternehmens insgesamt gebunden sein.⁴¹⁷ Durch diese Vorschrift wird sichergestellt, dass die Führungskräfte, Mitglieder der Verwaltungsorgane sowie die

⁴¹⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 4, European Commission (2010), S. 18f.

⁴¹⁵ Vgl. European Commission (2010), S. 19, Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 5, Pisal, R. (2011), S. 290f.

⁴¹⁶ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 290f.

⁴¹⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 5.

anderen Beschäftigten des ITO, ihre Arbeit frei von Interessen der konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften verrichten. Andernfalls wären sie u. a. an dem Gesamtergebnis des Konzerns oder der konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften interessiert, was wiederum Anreize hervorrufen würde, die Schwesterunternehmen in den Wettbewerbsbereichen der Elektrizitätswirtschaft zu bevorzugen.⁴¹⁸ Die Entlohnung von Führungskräften, Mitgliedern der Verwaltungsorgane sowie allen anderen Beschäftigten des ITO darf jedoch an das Betriebsergebnis des ITO geknüpft sein.⁴¹⁹ Ist dies der Fall, haben die Beschäftigten des ITO unter der Erlösobergrenzregulierung einen Anreiz, die Effizienzvorgaben zu erreichen bzw. zu übertreffen. Das bedeutet, dass sie an einem kosteneffizienten Übertragungsnetzbetrieb interessiert sind. Konkret bedeutet dies, dass die ITO-Beschäftigten bestrebt sein dürften, die Ausgaben für Hilfsdienstleistungen wie Regel-, Ausgleichs- und Verlustenergie insgesamt zu minimieren. Das heißt wiederum, dass der Anreiz der ITO-Beschäftigten, Dritte auf den Regelenenergie- und Verlustenergiemärkten zu diskriminieren bzw. die Konzernschwestern zu bevorteilen, sinkt.

Wie an der Begründung des Mehrfachbeschäftigungsverbots für das ITO-Personal im Laufe des Kapitels bereits angedeutet wurde, dient die operationelle Entflechtung nicht nur dem Zweck der personellen und finanziellen Unabhängigkeit des ITO, sondern auch der Vervollständigung der informatorischen Entflechtung, zu der das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen des Modells verpflichtet ist. Aus diesem Grund ist neben der Mitarbeiterüberlassung auch die Erbringung von Dienstleistungen durch andere Teile des vertikal integrierten Unternehmens für den ITO sowie shared services untersagt.⁴²⁰ Unter shared services sind Querschnittsabteilungen zu verstehen, die sowohl vom ITO als auch von anderen Bereichen des vertikal integrierten Unternehmens – so auch von Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften – genutzt werden. Dazu zählen Dienstleistungsabteilungen wie z. B. Personal, Recht, Finanzen/Rechnungswesen, Materialwirtschaft, IT-Dienstleistungen, Call Center, Immobilien etc.⁴²¹ Durch die Regelungen wird verhindert, dass wirtschaftlich sensible Informationen, von denen der ITO im Rahmen seiner Tätigkeit als Übertragungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzeigentümer Kenntnis erlangt hat, zu

⁴¹⁸ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 221f, Pisal, R. (2011), S. 293.

⁴¹⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 19, Abs. 5.

⁴²⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 1b und 1c, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 84.

⁴²¹ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2013), S. 162.

Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen transferiert werden.⁴²² Auch die Möglichkeit der Quersubventionierung wird reduziert, da der Anteil der Gemeinkosten dadurch gesenkt wird.

Der ITO darf jedoch für das vertikal integrierte Unternehmen Dienstleistungen erbringen, sofern sie allen Netznutzern zu gleichen Vertragsbedingungen zur Verfügung stehen und der Wettbewerb im Bereich der Erzeugung und des Vertriebs nicht beschränkt wird.⁴²³ Die dafür geltenden Vertragsbedingungen müssen außerdem von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.⁴²⁴ Durch die Verpflichtung des ITO, seine Dienste allen Netznutzern zu gleichen Bedingungen anzubieten, und durch die Pflicht, die Vertragsbedingungen von der Regulierungsbehörde genehmigen zu lassen, wird die Gefahr einer Diskriminierung unabhängiger Dritter z. B. durch Margin Squeeze reduziert.⁴²⁵

5.1.2.4 Kritische Würdigung der Vorgaben in Bezug auf Führungskräfte, Verwaltungsorganmitglieder und sonstiges Personal

Die Vorschriften für Mitglieder der Verwaltungsorgane, der Geschäftsführung sowie das sonstige Personal sind deutlich strenger als für die ITO-Aufsichtsorganmitglieder. Dies ist wichtig, da sie aufgrund ihrer Position die meisten Möglichkeiten haben, unabhängige Dritte beim laufenden Geschäft des ITO zu diskriminieren bzw. die konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen zu bevorteilen und damit den Wettbewerb im Bereich Erzeugung und Vertrieb zu behindern. Ob die Vorschriften jedoch ausreichend sind, die absolute Neutralität der ITO-Führungskräfte und des ihm unterstellten Personals zu gewährleisten, ist fraglich. Grund: Wie bereits erwähnt wurde, haben die ITO-Aufsichtsorganmitglieder das Recht, über die Vertragsbedingungen der ITO-Führungskräfte und der ITO-Verwaltungsorganmitglieder zu entscheiden. Dies ist nicht unproblematisch. Das ITO-Aufsichtsorgan dient primär dem Interessenschutz der Anteilseigner und könnte daher versucht sein, über die Ausgestaltung der Vertragskonditionen Einfluss auf die berufliche Handlungsunabhängigkeit der ITO-Führungskräfte und ITO-Verwaltungsorganmitglieder zu nehmen. Eine Möglichkeit wäre z. B. über die Befristung der Arbeitsverträge. Durch die Angst, den Arbeitsplatz zu verlieren, könnten

⁴²² Vgl. Pisal, R. (2011), S. 252.

⁴²³ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 1c.

⁴²⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 1cii.

⁴²⁵ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 252.

die ITO-Führungskräfte und ITO-Verwaltungsorganmitglieder sich angehalten fühlen, konzernverbundene Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen bevorzugt zu behandeln bzw. deren Interessen bei strategisch wichtigen Entscheidungen zu berücksichtigen. Des Weiteren könnten sich die ITO-Aufsichtsorganmitglieder der Unterstützung der Führungskräfte versichern, indem sie ihnen Insiderrenten z. B. in Form von Firmenwagen, Urlaubsgeld, Privatsekretär etc. vertraglich garantieren und/oder ihnen im Rahmen eines informellen Gesprächs versprechen, sie zu protegieren. Ferner haben die ITO-Aufsichtsorganmitglieder die Möglichkeit, über Beförderungen oder bei jährlichen Gehaltsverhandlungen ihre Wertschätzung bzw. Missachtung gegenüber den ITO-Führungskräften oder ITO-Verwaltungsorganmitgliedern zum Ausdruck zu bringen. Darüber hinaus kann der Konzern Führungskräften und ITO-Verwaltungsorganmitgliedern, die in Folge der Umstrukturierung beim ITO unter Vertrag sind, ein mehrjähriges Rückkehrrecht zum Mutterunternehmen einräumen. Dies ist laut PricewaterhouseCoopers (2012, S. 149) zulässig, sofern die Rückkehrzusage nicht an konzernloyales Verhalten der ITO-Führungskräfte bzw. der ITO-Verwaltungsorganmitglieder geknüpft ist, sondern primär der sozialen Absicherung des jeweiligen Arbeitnehmers dient. Durch eine derartige Zusage könnten sich die Arbeitnehmer, insbesondere dann, wenn sie eine Karriere im Konzern anvisieren, jedoch indirekt angehalten fühlen, im Rahmen ihrer Tätigkeit beim ITO die konzernverbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen bevorzugt zu behandeln. Für die Regulierungsbehörde, die angewiesen ist, die Verträge der ITO-Führungskräfte und der ITO-Verwaltungsorganmitglieder zu prüfen, wird es schwer sein, herauszufinden, welche Absicht sich tatsächlich hinter der vertraglich geregelten Rückkehrzusage verbirgt, sofern dies nicht explizit im Vertrag festgehalten wird. Ähnlich verhält es sich mit den vertraglich geregelten Insiderrenten.

Wie im vorangegangenen Kapitel bereits erwähnt wurde, ist es Führungskräften, Mitgliedern der Verwaltungsorgane sowie den anderen Beschäftigten des ITO untersagt, weder direkt noch indirekt Beteiligungen an Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens zu halten. Zur Durchsetzung der Vorgabe ist es jedoch erforderlich, das Kapitalanlageverhalten sämtlicher Arbeitnehmer, die beim ITO beschäftigt sind, zu überprüfen. Bestehende Arbeitsverträge müssten aufgekündigt werden, wenn der Arbeitnehmer ablehnt, seine Beteiligung an anderen vertikal integrierten Unternehmensteilen zu veräußern. Eine

kontinuierliche Überprüfung der Beteiligungsverhältnisse der von den Mitarbeitern gehaltenen Anteile und Wertpapiere, würde jedoch sowohl die Regulierungsbehörde als auch die Personalabteilung des ITO vor eine kaum zu bewältigende Aufgabe stellen. Auch aus juristischer Sicht ist es nicht ohne Weiteres möglich.⁴²⁶ Dies birgt wiederum die Gefahr, dass das ITO-Personal den Anreiz hat, Anteile am vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und/oder seinen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften zu halten und die Wettbewerber dieser zu diskriminieren, um den an sie auszuschüttenden Betrag positiv zu beeinflussen. Dieses Risiko ist jedoch nicht nur auf das Modell des Independent Transmission Operator (ITO) beschränkt. Auch das Modell des Ownership Unbundling und des Independent System Operator sind davon betroffen.

5.1.2.5 Finanzielle Unabhängigkeit

Der ITO soll vom vertikal integrierten Unternehmen finanziell unabhängig sein. Zu diesem Zweck wird er berechtigt, Netznutzungsentgelte, Engpasserlöse, aber auch Ausgleichsentgelte für Hilfsdienste (wie z. B. die Verlustenergie- sowie Regelenergiebeschaffung) zu erheben.⁴²⁷ Zudem muss der ITO eigene Anstrengungen unternehmen, um sicherzustellen, dass er über genügend Mittel verfügt, um seine Aufgaben zu erfüllen.⁴²⁸ Laut Möllinger, C. (2009, S. 208f.) wird der ITO hierdurch zur wirtschaftlich effizienten Führung des Unternehmens verpflichtet. Darüber hinaus wird dem ITO das Recht eingeräumt, sich auf den Kapitalmärkten Eigenkapital durch Kapitalerhöhungen und Fremdkapital durch Aufnahme von Krediten zu beschaffen.⁴²⁹ Bei Bedarf ist jedoch das vertikal integrierte Unternehmen, genauer gesagt die Muttergesellschaft des vertikal integrierten Unternehmens, angehalten, dem ITO zusätzliche finanzielle Ressourcen für bevorstehende Investitionsprojekte sowie Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen rechtzeitig zur Verfügung zu stellen, sofern der ITO diese anfordert. Der ITO ist jedoch verpflichtet, die Regulierungsbehörde über die Finanzmittel, die ihm das vertikal integrierte Unternehmen bereit stellt, zu informieren.⁴³⁰ Die Überwachung durch die Regulierungsbehörde ist insofern wichtig, als dass finanzielle Verflechtungen zwischen dem vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem ITO ein hohes Missbrauchspotenzial

⁴²⁶ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 290f.

⁴²⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 2d, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 85.

⁴²⁸ Vgl. Möllinger, C. (2009) S. 208.

⁴²⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 18, Abs.1b., Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 85.

⁴³⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 18, Abs. 8.

aufweisen. Aus demselben Grund müssen die finanziellen Beziehungen zwischen der Muttergesellschaft des vertikal integrierten Unternehmens und dem ITO nach den marktüblichen Bedingungen abgewickelt werden.⁴³¹ Durch diese Vorschriften soll verhindert werden, dass die Muttergesellschaft z. B. für einen Kredit einen überhöhten Zinssatz verlangt und die Zinserträge dazu verwendet, Preissenkungen bei Tochterunternehmen zu finanzieren, die in den Wettbewerbsbereichen der Elektrizitätswirtschaft operieren. Auch ein zu niedriger Zinssatz könnte ein Problem darstellen, und zwar dann, wenn der ITO sich dadurch angehalten fühlt, die in den Wettbewerbsbereichen tätigen Konzernschwestern zu bevorzugen, vielleicht auch in der Hoffnung auf weitere günstige Kredite von der Muttergesellschaft. Ferner könnte die Muttergesellschaft als Gegenleistung für die Gewährung von Krediten Zustimmungsvorbehalte, Vetorechte oder ähnliche Rechte für sich einfordern, die das Selbstbestimmungsrecht des ITO flankieren bzw. ihr z. B. das Recht einräumen, Einfluss auf das operative Geschäft des ITO zu nehmen, mit der Absicht, den Erzeugungs- und/oder Versorgungstöchtern eine Vorzugsbehandlung zu ermöglichen.

Finanzbeziehungen zwischen Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die die Funktion Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, sind hingegen untersagt. Das bedeutet, dass es dem ITO verboten ist, von den konzernverbundenen Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen, Dividenden, Kredite oder sonstige finanzielle Zuwendungen zu empfangen. Da auch Kapitalbeteiligungen zwischen dem ITO und den konzernverbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen verboten sind, liegt die Finanzverantwortung für den ITO allein bei der Muttergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens.⁴³² Durch diese Regelung soll insbesondere die Handlungsunabhängigkeit des ITO sichergestellt werden. Ein weiteres Ziel dieser Regelung ist die Wahrung der informatorischen Entflechtung.

Trotz der vielen Regelungen ist die finanzielle Unabhängigkeit des ITO als eingeschränkt zu beurteilen. Zur Erinnerung: Das dem Interessenschutz der ITO-Anteilseigner dienende ITO-Aufsichtsorgan darf z. B. die Verschuldungsgrenzen des ITO festlegen (vgl. Kap. 5.1.2.2).

⁴³¹ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2012), S. 311.

⁴³² Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 85.

5.1.2.6 Gleichbehandlungsprogramm/Gleichbehandlungsbeauftragter

Ergänzt wird die operationelle Entflechtung durch die Verpflichtung des ITO, ein Gleichbehandlungsprogramm zu erarbeiten und einen Gleichbehandlungsbeauftragten einzuführen.

Gleichbehandlungsprogramm: Im Gleichbehandlungsprogramm sind Maßnahmen aufzuführen, die zur Vermeidung der Diskriminierung von Marktteilnehmern beitragen, die im Bereich Erzeugung oder Versorgung tätig sind und nicht zum selben Konzern gehören.⁴³³ Welche Maßnahmen zur Vermeidung von Diskriminierung bei der Ausübung des Netzgeschäfts konkret zu ergreifen sind, kann dem Gesetz nicht explizit entnommen werden. Koenig, Ch. et al. (2013, S. 164f) sind z. B. der Auffassung, dass in dem Gleichbehandlungsprogramm alle Maßnahmen zur Umsetzung der rechtlichen, operationellen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung, die das vertikale Elektrizitätsversorgungsunternehmen getroffen hat, aufzuführen sind. Das Gleichbehandlungsprogramm muss von der nationalen Regulierungsbehörde genehmigt werden. Des Weiteren muss die Einhaltung des Programms durch einen sogenannten Gleichbehandlungsbeauftragten überwacht werden.⁴³⁴

Gleichbehandlungsbeauftragter: Der Gleichbehandlungsbeauftragte kann sowohl eine natürliche als auch eine juristische Person sein.⁴³⁵ Angesichts der Fülle an Aufgaben, die der Gleichbehandlungsbeauftragte zu bewältigen hat, kann es laut Möllinger, C. (2009, S. 224) sinnvoll sein, Anwaltskanzleien oder Wirtschaftsprüfungsgesellschaften damit zu beauftragen. Sie verfügen sowohl über die erforderlichen Sachkenntnisse als auch über das notwendige Personal. Der Gleichbehandlungsbeauftragte wird vom ITO-Aufsichtsorgan ernannt. Die Ernennung muss jedoch durch die Regulierungsbehörde bestätigt werden, genauso wie der Vertrag, den der ITO mit dem Gleichbehandlungsbeauftragten abschließt.⁴³⁶ Hat die Regulierungsbehörde Zweifel an der fachlichen Qualifikation des Kandidaten oder seiner Unabhängigkeit, kann sie einen Einwand gegen seine Ernennung zum Gleichstellungsbeauftragten erheben. Durch die Einbeziehung der Regulierungsbehörde soll verhindert werden, dass das Amt des Gleichstellungsbeauftragten mit Kandidaten besetzt wird, die gegenüber dem vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen opportun sind bzw. durch die

⁴³³ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 1.

⁴³⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 1.

⁴³⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 2.

⁴³⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 2, Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 6.

Vertragsausgestaltung die Unabhängigkeit des Gleichstellungsbeauftragten ausgehebelt wird. Neben der Ernennung bedarf auch die Abberufung des Gleichbehandlungsbeauftragten der Zustimmung seitens der nationalen Regulierungsbehörde.⁴³⁷ Hiermit soll verhindert werden, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte seines Amtes enthoben wird, weil er durch die ordnungsgemäße Erfüllung seiner Aufgaben unvorteilhaft für das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen wird.⁴³⁸

Auch der Gleichbehandlungsbeauftragte muss wie die Führungskräfte und Mitglieder der Verwaltungsorgane des ITO Karenzzeiten von drei bzw. vier Jahren einhalten.⁴³⁹ Zudem ist es dem Gleichbehandlungsbeauftragten untersagt, während der Laufzeit seines Mandats bei Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns oder deren Mehrheitsanteileignern direkt oder indirekt berufliche Positionen zu bekleiden, berufliche Aufgaben wahrzunehmen oder Interessensbeziehungen zu ihnen zu unterhalten.⁴⁴⁰ Dem Gleichbehandlungsbeauftragten ist es zudem verboten, direkt oder indirekt Beteiligungen an Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns zu halten und finanzielle Zuwendungen von diesen zu erhalten. Eine Ausnahme bilden die Beteiligung und Zuwendungen vom ITO. Des Weiteren darf die Vergütung des Gleichbehandlungsbeauftragten nicht an das Betriebsergebnis des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens gebunden sein. Eine Bindung der Vergütung an das Betriebsergebnis des ITO ist jedoch zulässig.⁴⁴¹

Zu den Aufgaben des Gleichbehandlungsbeauftragten gehört die Kontrolle der Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms. Darüber hinaus ist der Gleichbehandlungsbeauftragte verpflichtet, jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen zur diskriminierungsfreien Ausübung des Netzgeschäfts zu erarbeiten und ihn an die nationale Regulierungsbehörde zu übermitteln. Der Gleichbehandlungsbeauftragte muss auch dem Aufsichtsorgan Bericht erstatten und wenn nötig Empfehlungen zur Änderung des Gleichbehandlungsprogramms

⁴³⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 2, Möllinger, C. (2009), S. 224.

⁴³⁸ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 224.

⁴³⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 2.

⁴⁴⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 6.

⁴⁴¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 2.

unterbreiten. Der Gleichbehandlungsbeauftragte hat außerdem die Pflicht, die nationale Regulierungsbehörde über erhebliche Verstöße bei der Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms zu unterrichten.⁴⁴²

Der Gleichbehandlungsbeauftragte muss die nationale Regulierungsbehörde hinsichtlich der Entscheidungen des ITO zum Investitionsplan oder zu Einzelinvestitionen in das Übertragungsnetz informieren. Dies hat spätestens bis zu dem Zeitpunkt zu erfolgen, an dem die Geschäftsleitung des ITO seine Entscheidungen an das Aufsichtsorgan übermittelt.⁴⁴³ Erfährt der Gleichbehandlungsbeauftragte, dass das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Hauptversammlung oder ein von ihm ernanntes ITO-Aufsichtsorganmitglied durch ein Votum die Annahme eines Beschlusses verhindert hat, wodurch Investitionen in das Übertragungsnetz unterbunden oder hinausgezögert werden, so ist er verpflichtet, dies der Regulierungsbehörde zu melden.⁴⁴⁴

Damit der Gleichbehandlungsbeauftragte seine Aufgaben wahrnehmen kann, werden ihm weitreichende Befugnisse zur Informationsgewinnung eingeräumt.⁴⁴⁵ So ist der Gleichbehandlungsbeauftragte ohne Vorankündigung befugt, sich Zugang zu den Geschäftsräumen des ITO zu verschaffen.⁴⁴⁶ Der Gleichbehandlungsbeauftragte ist zudem berechtigt, an allen Sitzungen der Unternehmensleitung, der Verwaltungsorgane des ITO, des Aufsichtsorgans und der Hauptversammlung teilzunehmen. Seine Teilnahme ist verpflichtend, wenn im Rahmen der Sitzungen, Fragen bezüglich der Netzzugangsbedingungen sowie des Betriebs, der Wartung und des Ausbaus des Übertragungsnetzes behandelt werden. Pflicht zur Anwesenheit besteht für den Gleichbehandlungsbeauftragten auch dann, wenn der Erwerb oder Verkauf von Elektrizität für den Betrieb des Übertragungsnetzes Gegenstand der Sitzung sind.⁴⁴⁷ Der ITO muss darüber hinaus dem Gleichbehandlungsbeauftragten alle einschlägigen Daten, die er zur Erfüllung seiner Aufgaben benötigt, zur Verfügung stellen.⁴⁴⁸ Ziel dieser Regelungen ist es zu vermeiden, dass dem Gleichbehandlungsbeauftragten Informationen vorenthalten werden, die auf Verstöße des geltenden Rechts hinweisen.

⁴⁴² Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 3.

⁴⁴³ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 4.

⁴⁴⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 5.

⁴⁴⁵ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 226.

⁴⁴⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 12, Möllinger, C. (2009), S. 226.

⁴⁴⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 8, Möllinger, C. (2009), S. 226f.

⁴⁴⁸ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 21, Abs. 10.

5.1.2.7 Kritische Würdigung des Gleichbehandlungsbeauftragten

Ob in der Praxis trotz der Entflechtungsvorschriften Möglichkeiten zur Diskriminierung gegeben sind, hängt maßgeblich davon ab, in welchem Umfang der ITO die Entflechtungsvorschriften umsetzt. Grundsätzlich kann die Regulierungsbehörde aufgrund von Informationsasymmetrien zu Gunsten des ITO und des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns, aber auch aufgrund begrenzter Ressourcen nicht alle Zuwiderhandlungen bzw. Versäumnisse in Bezug auf die Entflechtungsvorschriften identifizieren und ahnden. Die Verpflichtung des ITO, einen Gleichbehandlungsbeauftragten zu benennen, der mit umfangreichen Rechten und Pflichten ausgestattet ist, soll dem Problem Rechnung tragen und bei der Durchsetzung der Entflechtungsvorschriften helfen.

Problematisch an der zugrundegelegten Konzeption ist jedoch, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte vom ITO, also einer Tochtergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns, zu entlohnen ist. Hieraus erwächst ein Interessenkonflikt, der an der Unabhängigkeit der Institution des Gleichbehandlungsbeauftragten Zweifel aufkommen lässt. Handelt es sich bei dem Gleichbehandlungsbeauftragten z. B. um eine Anwaltskanzlei oder eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die auf Honorarbasis arbeitet, wird diese bestrebt sein, den ITO als Auftraggeber nicht zu verlieren. Folglich hat sie kein Interesse an einer besonders kritischen Berichterstattung der Regulierungsbehörde gegenüber. Darüber hinaus kann der ITO sich die Loyalität des Gleichstellungsbeauftragten z. B. durch großzügige Honorare erkaufen. Eine Möglichkeit das Problem zu begrenzen, wäre die Zusammenarbeit der beiden Parteien von Anfang an z. B. auf zwei Jahre zu begrenzen. Dies sieht das Gesetz jedoch nicht vor.

Darüber hinaus kritisieren die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt im Monitoringbericht (2012, S. 287), dass der Gleichbehandlungsbeauftragte in der Praxis oft bei der Konzernmutter und nicht beim gesellschaftsrechtlich und funktional entflochtenen Netzbetreiber, also dem ITO selbst angesiedelt ist. Dadurch besteht die Gefahr, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte z. B. aus Angst vor arbeitsrechtlichen Sanktionen, die Verstöße gegen die Entflechtungsvorschriften oder Diskriminierung unabhängiger Dritter unbeanstandet lässt. Problematisch ist aus der Sicht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes auch, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte mehrere Aufgaben innerhalb des Unternehmens

wahrnimmt. Durch die Zusatzaufgabe kann zum einen die Unabhängigkeit des Gleichbehandlungsbeauftragten eingeschränkt werden. Zum anderen kann die Arbeitsbelastung so hoch sein, dass die mit dem Mandat des Gleichbehandlungsbeauftragten verbundenen Aufgaben nicht im angemessenen Umfang und der erforderlichen Genauigkeit wahrgenommen werden können.⁴⁴⁹

5.1.3 Buchhalterische Entflechtung

Die Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung ist in §6b Abs. 3 EnWG verankert. Dem Gesetzestext nach müssen vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen in ihrer internen Rechnungslegung getrennte Konten für die verschiedenen Geschäftsbereiche, also auch für die Übertragung- und Verteilung von Strom, führen. Darüber hinaus sind auch für Tätigkeiten außerhalb der Elektrizitätswirtschaft gesonderte Konten anzulegen. Die Führung eines separaten Kontos hat so zu erfolgen, wie dies bei rechtlich selbständigen Unternehmen erforderlich wäre. Zudem ist für die Geschäftsbereiche mit der Erstellung des Jahresabschlusses eine eigenständige Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung anzufertigen.⁴⁵⁰ Mit der Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung wird das Ziel verfolgt, die Kosten für das Übertragungsnetz und seinen Betrieb von den Kosten der anderen Wertschöpfungsbereiche eines vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibers zu trennen, so dass die Regulierungsbehörde in die Lage versetzt wird, die Kosten der Übertragungsinfrastruktur sowie deren Betrieb im Hinblick auf ihre Effizienz zu überprüfen und die Höhe der Netzentgelte bezüglich ihrer Rechtmäßigkeit zu kontrollieren.

Zudem darf die Rechnungslegung des ITO nur von Wirtschaftsprüfern geprüft werden, die nicht beim vertikal integrierten Unternehmen oder bei dessen Unternehmensteilen die Rechnungsprüfung vornehmen.⁴⁵¹ Hierdurch soll der Transfer von wirtschaftlich sensiblen Informationen⁴⁵² über den Wirtschaftsprüfer an die in den Bereichen Erzeugung und Versorgung tätigen Unternehmen vermieden werden.⁴⁵³ Folglich trägt diese Regelung zur informatorischen Entflechtung bei.

⁴⁴⁹ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2012), S. 287.

⁴⁵⁰ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2013), S. 144.

⁴⁵¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 6.

⁴⁵² Was unter wirtschaftlich sensiblen Informationen zu verstehen ist, wird in Kap. 5.1.5 erläutert.

⁴⁵³ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 206, Pisal, R. (2011), S. 256.

5.1.4 Kritische Würdigung der buchhalterischen Entflechtung

Die buchhalterische Entflechtung kann weder Quersubventionierung noch die Diskriminierung Dritter durch Margin Squeeze per se ausschließen. Die buchhalterische Entflechtung stellt jedoch die Voraussetzung für eine effektive Netzkosten- und damit Netznutzungsentgeltkontrolle dar, weil durch sie die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen gezwungen werden, die Netzkosten transparent und unterscheidbar von den Kosten anderer Bereiche abzubilden.⁴⁵⁴ Die durch die buchhalterische Entflechtung generierte Datenbasis erleichtert wiederum der Regulierungsbehörde die Überprüfung der Netzkosten und Netznutzungsentgelte bzw. die Aufdeckung von Quersubventionierung und Margin Squeeze.⁴⁵⁵ Dadurch werden die Anreize hierzu reduziert.

Die Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung allein reicht jedoch nicht aus, um Quersubventionierung durch Gemeinkostenschlüsselung zu verhindern. Die buchhalterische Entflechtung muss stets um Vorgaben bezüglich der zu verwendenden Gemeinkostenschlüssel ergänzt werden, da ansonsten über die Wahl der Schlüssel Quersubventionierung und damit Diskriminierung möglich ist. So ist der Übertragungsnetzbetreiber im ITO-Modell verpflichtet, die Netzkosten, die sich nicht oder nur mit hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zuordnen lassen, als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Elektrizitätsnetz zuzuordnen.⁴⁵⁶ Alle angewandten Schlüssel müssen auf Verlangen der Regulierungsbehörde schriftlich mitgeteilt werden.⁴⁵⁷ Die für die Gemeinkostenallokation zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten.⁴⁵⁸ Das Kriterium der Sachgerechtigkeit bedeutet, dass die angewandten Gemeinkostenschlüssel in der Lage sein müssen, eine verursachungsgerechte Verteilung der Gemeinkosten zu gewährleisten. Dem Stetigkeitsgebot liegt die Erkenntnis zu Grunde, dass Kostenauswertungen, die auf einem Vergleich der Kosteninformationen basieren, nur dann zu richtigen Erkenntnissen führen, wenn die Gemeinkostenschlüssel über die zu vergleichenden Perioden unverändert bleiben. Mangelnde Stetigkeit der Schlüssel schränkt die

⁴⁵⁴ Vgl. Rasbach, W. (2009), S. 42f.

⁴⁵⁵ Vgl. Rogler, S. (2009), S. 6, Koenig, Ch. et al. (2013), S. 144, Rasbach, W. (2009), S. 42f.

⁴⁵⁶ Vgl. § 4 Abs. 4 StromNEV.

⁴⁵⁷ Vgl. § 26 Abs. 1, Satz 1 StromNEV.

⁴⁵⁸ Vgl. § 4 Abs. 4 StromNEV.

Vergleichbarkeit von Kosten nämlich ein bzw. macht sie unmöglich.⁴⁵⁹ Dadurch wird die Überprüfbarkeit der Netznutzungsentgelte hinsichtlich des Vorliegens von Quersubventionierung durch die Regulierungsbehörde erschwert. Aus diesem Grund sind Änderungen der Gemeinkostenschlüssel nur zulässig, sofern diese sachlich gerechtfertigt sind. Die für die Änderung maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Grundsätzlich müssen alle Gemeinkostenschlüssel für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig von den Netzbetreibern dokumentiert werden.⁴⁶⁰ Die Regulierungsbehörde hat zudem zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs das Recht, Einfluss auf die Schlüsselung der Gemeinkosten zu nehmen.⁴⁶¹

Allerdings vermag auch die Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung in Kombination mit Vorgaben im Hinblick auf die Gemeinkostenschlüssel es nicht, Quersubventionierung gänzlich zu verhindern. Die Unternehmen verfügen nämlich bei der Auswahl der Gemeinkostenschlüssel über einen gewissen Ermessensspielraum.⁴⁶² Dies birgt wiederum die Gefahr, dass aus dem Anreiz, den Konzerngewinn zu maximieren, Gemeinkostenschlüssel von den vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen präferiert werden, die primär dem Zweck dienen, dem Netz einen besonders hohen Anteil an Gemeinkosten anzulasten.⁴⁶³ Die Manipulationsmöglichkeiten sind vielfältig.⁴⁶⁴ Beispiele hierfür veranschaulicht u. a. Loos, J.- H. (2004, S. 109f.). Verschärfend kommt hinzu, dass die Bestätigungsvermerke zum Jahresabschluss oft nicht erkennen lassen, ob die ordnungsgemäße Zuordnung zu den Konten von den Abschlussprüfern kontrolliert wurde oder nicht.⁴⁶⁵ Fehlende Kontrollen erhöhen jedoch den Anreiz vertikal integrierter Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Gemeinkosten primär dem Elektrizitätsnetz zuzuschlüsseln.

⁴⁵⁹ Vgl. Krieger, R. (1995), S. 84.

⁴⁶⁰ Vgl. § 4 Abs. 4 StromNEV, § 12 StromNEV.

⁴⁶¹ Vgl. §30 Abs. 1, Satz 1 StromNEV.

⁴⁶² Vgl. Büdenbender, U. (2003), S. 355f.

⁴⁶³ Vgl. Beispiele für Manipulationsmöglichkeiten finden sich in Loos, J.- H. (2004), S. 109, Haucap, J./Rötzel, P. (2007), S. 56.

⁴⁶⁴ Vgl. Loos, J.- H. (2004), S. 109.

⁴⁶⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 224.

5.1.5 Informatorische Entflechtung

Ein Nachteil, den Energiehändler und Erzeugungsunternehmen ohne ein eigenes Übertragungsnetz und/oder Verteilungsnetz gegenüber vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben, besteht darin, dass sie keinen Zugang zu wettbewerbsrelevanten Informationen besitzen, über die vertikal integrierte Unternehmen durch die Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Übertragungsnetzbetreiber und/oder Verteilungsnetzbetreiber Kenntnis erlangt haben.⁴⁶⁶ Das Ziel der informatorischen Entflechtung ist es zu verhindern, dass vertikal integrierte Unternehmen aus dem Betrieb des Übertragungsnetzes und/oder des Verteilungsnetzes resultierende Informationsvorsprünge nutzen, um gegenüber den nicht vertikal integrierten Konkurrenten auf den vor- und nachgelagerten Märkten einen Wettbewerbsvorteil zu realisieren.⁴⁶⁷

Die Verpflichtung zur informatorischen Entflechtung findet sich in §6 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG.⁴⁶⁸ Durch §6 Abs. 1 EnWG werden vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzeigentümer und Netzbetreiber, also auch der ITO, verpflichtet, wirtschaftlich sensible Informationen, von denen sie durch die Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Netzeigentümer oder Netzbetreiber Kenntnis erlangt haben, vertraulich zu behandeln. Welche Informationen als wirtschaftlich sensibel einzustufen sind, geht aus dem Gesetzestext nicht hervor und muss grundsätzlich von Fall zu Fall entschieden werden. Gemäß Koenig, Ch. et al. (2008, S. 45ff.), PricewaterhouseCoopers (2007, S. 120) und Appel, M. et al. (2006, S. 135f, 139f.) sind insbesondere alle Informationen über Netznutzer – das sind natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitätsnetz einspeisen oder daraus beziehen – und potenzielle Netznutzer wirtschaftlich sensibel, die einem vom Netzbetrieb unabhängigen Energiehändler oder Erzeugungsunternehmen nicht zur Verfügung stehen und deren Kenntnis auf vor- und nachgelagerten Wettbewerbsmärkten wettbewerbsrelevant ist.⁴⁶⁹ Hierzu zählen z. B. Informationen bezüglich des Lastgangs eines an das Elektrizitätsnetz angeschlossenen Verbrauchers, Netzkundendaten wie Bonität, Zahlungsmoral, Zählerstände, die Höhe der von einem Netznutzer angefragten Kapazitätsleistung, Zeitpunkt der angefragten

⁴⁶⁶ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 50.

⁴⁶⁷ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 45f.

⁴⁶⁸ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 45f, Appel, M. et al. (2006), S. 135f, 139f.

⁴⁶⁹ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 45f, PricewaterhouseCoopers (2007), S. 120.

Kapazitätsleistung, Lieferanteninformationen sowie Informationen über potentielle Projekte von Netznutzern und Projektinformationen potentieller Netznutzer.⁴⁷⁰ Das Verbot der Weitergabe von wirtschaftlich sensiblen Informationen besteht nicht nur gegenüber Dritten Energiehändlern und Erzeugern, sondern auch und insbesondere gegenüber der eigenen bzw. verbundenen Erzeugungs- und Vertriebsparte.⁴⁷¹

Durch §6 Abs. 2 EnWG müssen vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzeigentümer oder Netzbetreiber, d. h. auch der ITO, zudem sicherstellen, dass die Veröffentlichung von Informationen, die aus ihrer Tätigkeit als Netzeigentümer oder Netzbetreiber resultieren und wirtschaftliche Vorteile bringen können, in nicht diskriminierender Weise geschieht. Laut Appel, M. et al. (2006, S. 139f.) bedeutet es, dass die Weitergabe von Informationen nicht selektiv an nur bestimmte Adressaten erfolgen darf. Die Informationen müssen allen Netznutzern (auch potentiellen Netznutzern) zur selben Zeit zur Verfügung gestellt werden. Welche Informationen wirtschaftliche Vorteile bringen können, geht aus dem Gesetzestext ebenfalls nicht hervor und muss individuell entschieden werden. Koenig, Ch. et al. (2008, 45f.) und Appel, M. et al. (2006, S. 139f.) nach sind darunter Netzinformationen zu verstehen, die einem unabhängigen Energiehändler oder Erzeugungsunternehmen nicht zur Verfügung stehen und deren Kenntnis auf dem vor- und nachgelagerten Wettbewerbsmarkt wettbewerbsrelevant ist. Dazu zählen z. B. Informationen über die Netzlast, Engpässe im Elektrizitätsnetz, Netzausbauvorhaben etc.

Dem ITO ist die gemeinsame Nutzung von IT-Systemen oder -Ausrüstungen mit jeglichen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens untersagt.⁴⁷² Primär soll hierdurch verhindert werden, dass der ITO und andere Teile des vertikal integrierten Unternehmens die gleichen Datensätze nutzen bzw. auf die Datensätze des jeweils anderen Unternehmens zugreifen können.⁴⁷³ Der ITO darf zudem in Bezug auf IT-Systeme und -Ausrüstungen nicht mit denselben Beratern und externen Auftragnehmern arbeiten, wie jedwede Teile des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens.⁴⁷⁴ Auch dieses Verbot soll verhindern, dass unerwünschte Informationsflüsse über Dritte vom ITO zu den

⁴⁷⁰ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 45f, PricewaterhouseCoopers (2007), S. 120.

⁴⁷¹ Vgl. Koenig, Ch. et al. (2008), S. 45f.

⁴⁷² Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 5.

⁴⁷³ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 257f.

⁴⁷⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 5.

verbundenen Wettbewerbsbereichen erfolgen.⁴⁷⁵ Darüber hinaus darf ein Gebäude nicht zugleich vom ITO und anderen Teilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens genutzt werden.⁴⁷⁶ Durch dieses Verbot soll vor allem der unerwünschte Informationstransfer z. B. über die Beschäftigten des ITO und der anderen Teile des vertikal integrierten Unternehmens unterbunden werden. Der ITO hat auch die gemeinsame Nutzung von Zugangskontrollsystemen mit jeglichen Unternehmensteilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens zu unterlassen.⁴⁷⁷ Das Ziel dieser Verbote ist es vor allem zu verhindern, dass Mitarbeiter anderer Teile des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens unreglementierten Zugang zu Liegenschaften (Gebäuden) bzw. Geschäftsräumen des ITO erhalten, wo sie sich unter Umständen wettbewerbslich sensible Informationen verschaffen können.⁴⁷⁸ Zur Wahrung der informatorischen Entflechtung dienen des Weiteren viele Vorschriften zur operationellen Entflechtung, die in Kapitel 5.1.2 erläutert wurden.

5.1.6 Kritische Würdigung der informatorischen Entflechtung

Durch informatorische Entflechtung kann Diskriminierung beim Zugang zu wettbewerbsrelevanten Informationen innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens zwar eingeschränkt, jedoch nicht vollends unterbunden werden. Die Mitarbeiter/das Management der verschiedenen Sparten des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens können/kann sich z. B. zum Mittagessen in der Kantine oder in einer Gastwirtschaft treffen, um Informationen auszutauschen. Betriebsfeiern oder auch Aktivitäten außerhalb der Arbeitszeit können ebenfalls dem Informationstransfer dienen. Ferner können laut Holznagel, B. et al. (2008) ITO-Vorstände an Sitzungen der Muttergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens teilnehmen, die strategisch relevante Fragestellungen auf der Agenda haben. Derartige Aktivitäten zu kontrollieren oder gar zu verbieten, ist aus verschiedenen Gründen unmöglich.

⁴⁷⁵ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 258.

⁴⁷⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 4, Pisal, R. (2011), S. 263, Möllinger, C. (2009), S. 195, European Commission (2010), S. 16.

⁴⁷⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 5.

⁴⁷⁸ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 264.

5.1.7 Zwischenfazit

Durch die Implementierung des ITO-Modells wird die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers gegenüber einem vollständig vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreibers gestärkt. Eine vollständige Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers wird jedoch trotz der zahlreichen Vorschriften nicht erreicht. Das bedeutet, dass durch die Umsetzung des ITO-Modells lediglich eine Reduzierung der Diskriminierungsanreize erfolgt. Eine vollständige Beseitigung dieser vermag das ITO-Modell folglich nicht zu leisten, was nicht zuletzt darauf zurückzuführen ist, dass die vertikale Unternehmensstruktur beibehalten wird. Dies verdeutlichen auch die in Kap. 4 skizzierten Missbrauchsverfahren. Sie wurden eingeleitet, obwohl die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber bereits durch die EU-Richtlinie 2003/54/EG zur buchhalterischen, informatorischen, operationellen und gesellschaftsrechtlichen Entflechtung verpflichtet waren. Die dortigen Entflechtungsvorgaben entsprechen – mit wenigen Ausnahmen – denen, die beim ITO-Modell in der Richtlinie 2009/72/EG niedergeschrieben sind. Verschärft wird die Diskriminierungsproblematik im ITO-Modell durch die Tatsache, dass in der Praxis die Möglichkeiten der Bundesnetzagentur, die Umsetzung der zahlreichen Entflechtungsvorschriften zu überwachen und Verstöße zu identifizieren, begrenzt sind. Das wird der vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungskonzern voraussichtlich antizipieren. Folglich ist anzunehmen, dass die Diskriminierungsanreize- und -möglichkeiten weitaus höher sind, als vermutet. Eine Reduzierung der Regulierungsvorschriften im Zusammenhang mit dem Netzanschluss, dem Netzzugang, dem Zugang zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, dem Zugang zum Regelleistungs- und Verlustenergiemarkt etc. (vgl. Kap. 4.2, 4.4, 4.5) ist beim ITO-Modell daher nicht empfehlenswert. Auch die Anreizregulierung vermag in Kombination mit dem ITO-Modell nicht, z. B. den Anreiz zur Quersubventionierung oder zur Diskriminierung auf dem Regel- oder Verlustenergiemarkt zu beseitigen. Die Beibehaltung der vertikalen Unternehmensstruktur konterkariert nämlich weiterhin den Anreiz der Erlösbergrenzregulierung, technisch effizient das Übertragungsnetz zu betreiben. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass der vertikal integrierte Konzern seinen über die Wertschöpfungsstufen aggregierten Gewinn trotz Nichterreicherung der durch die Regulierungsbehörde festgesetzten Effizienzziele maximieren kann, solange

die Zusatzgewinne auf den durch Wettbewerb geprägten Wertschöpfungsstufen die Verluste bzw. entgangenen Gewinne auf der Netzebene mehr als nur kompensieren.

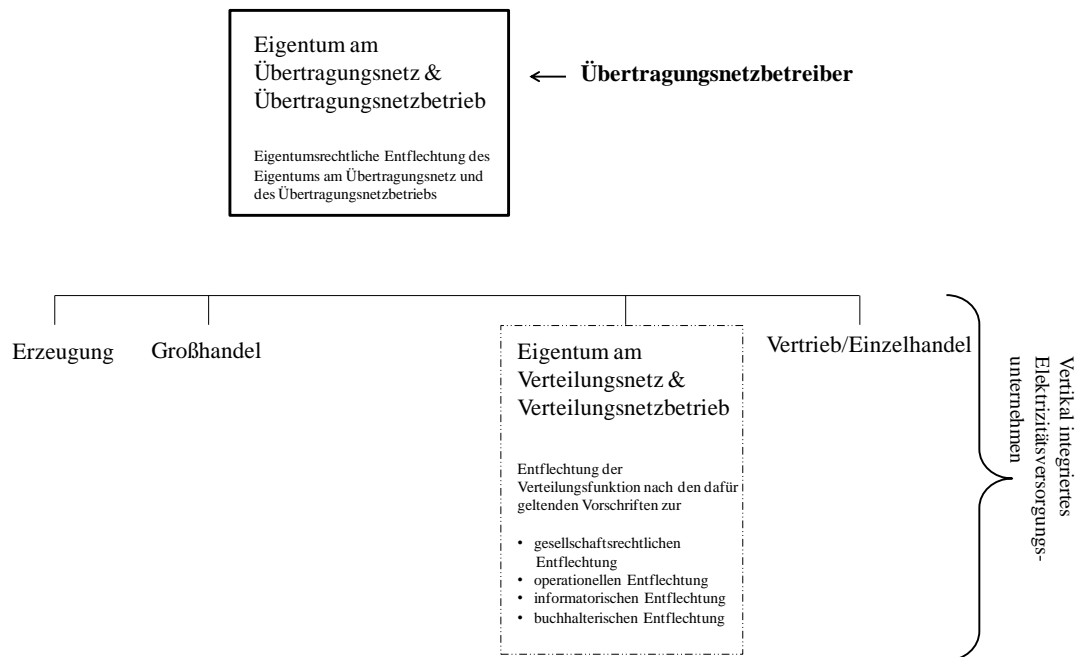
5.2 Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling)

Bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung gemäß der Richtlinie 2009/72/EG werden sowohl der Betrieb des Übertragungsnetzes als auch das Eigentum an allen Vermögenswerten, die für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung notwendig sind, aus dem Konzernverbund des vertikal integrierten Unternehmens herausgelöst.⁴⁷⁹ Unter Vermögenswerten ist das Übertragungsnetz (Höchst- und Hochspannungsleitungen) inklusive aller Anlagen, wie z. B. der Schaltanlagen und Umspannwerke, die für den Übertragungsnetzbetrieb erforderlich sind, zu verstehen. Der Übertragungsnetzbetreiber muss beim Ownership Unbundling auch Eigentümer der Übertragungsinfrastruktur sein.⁴⁸⁰ Die neu entstandene Gesellschaft kann dabei in Privat- oder Staatseigentum sein. Die Entflechtungsvorschriften unterscheiden sich in Abhängigkeit davon. Im Rahmen der Arbeit ist die Analyse auf den Fall beschränkt, bei dem der Übertragungsnetzbetreiber der Privatwirtschaft angehört. Folglich werden nur diejenigen Entflechtungsvorschriften erläutert, die diesen Fall betreffen. Abb. 5-2 veranschaulicht die Unternehmensstruktur eines vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach Umsetzung des OU-Modells und vor dem Hintergrund der Entflechtungsvorgaben für Verteilungsgesellschaften, die Teil eines vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens sind.

⁴⁷⁹ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 82.

⁴⁸⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 1a, Stegner, U. et al. (2008), S. 186.

Abbildung 5-2: Ownership Unbundling



Quelle: Eigene Darstellung

Um die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers sicherzustellen, untersagt Art. 9, Abs. 1 b der Richtlinie 2009/72/EG, dass (juristische oder natürliche) Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über ein Unternehmen ausüben, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, direkt oder indirekt Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber ausüben sowie sonstige Rechte an ihm besitzen. Ferner ist es laut Art. 9, Abs. 1 b der Richtlinie 2009/72/EG auch Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber ausüben, verboten direkt oder indirekt Kontrolle über ein Unternehmen auszuüben, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, oder Rechte an einem solchen Unternehmen zu besitzen.⁴⁸¹

Woraus „Kontrolle“ resultiert, regelt Art. 2 Nr. 34 der Richtlinie 2009/72/EG. Was unter einem „Recht“ zu verstehen ist, findet sich in Art. 9 Abs. 2 der Richtlinie 2009/72/EG.

Gemäß Art. 2 Nr. 34 der Richtlinie 2009/72/EG ergibt sich „Kontrolle“ aus Rechten, Verträgen oder anderen Mitteln, die einzeln oder zusammen einem Unternehmen die Möglichkeit einräumen, einen bestimmenden Einfluss auf die Tätigkeiten eines anderen Unternehmens auszuüben. Dies kann vor allem durch Eigentums- oder Nutzungsrechte

⁴⁸¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 1 b.

an der Gesamtheit oder an Teilen des Vermögens des Unternehmens, aber auch durch Rechte oder Verträge, die einen bestimmenden Einfluss auf die Zusammensetzung, Beratung oder Beschlüsse der Organe des Unternehmens gewähren, geschehen.⁴⁸²

Nach Art. 9 Abs. 2 der Richtlinie 2009/72/EG beinhaltet ein „Recht“ die Befugnis zur Ausübung von Stimmrechten oder zur Bestellung von Mitgliedern für den Aufsichtsrat, den Verwaltungsrat oder zur gesetzlichen Vertretung berufener Organe. Auch das Halten von Mehrheitsbeteiligungen fällt darunter.⁴⁸³ Minderheitsbeteiligungen mit bis zu 49,99% sind hingegen zulässig.⁴⁸⁴ Die Beteiligung ist jedoch auf Anteile beschränkt, die nicht zur Ausübung von Stimmrechten berechtigen. Die zulässige Beteiligung darf somit nicht über eine reine Kapitalbeteiligung hinausgehen.⁴⁸⁵ Dem Wortlaut des Gesetzestextes ist jedoch zu entnehmen, dass die dort enthaltene und hier vollständig wiedergegebene Aufzählung der Rechte keinesfalls abschließend ist. Folglich müssen Rechte, die dort nicht explizit genannt sind, in ihrer Wirkungsweise mit den explizit erwähnten vergleichbar sein. Somit fallen auch Zustimmungsvorbehalte oder Vetorechte, die auf der Basis einer vertraglichen Vereinbarung (z. B. als Gegenleistung für die Gewährung eines Kredits) eingeräumt werden, und nicht auf einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung beruhen, unter derartige Rechte, da sie auch zur Beeinflussung des Übertragungsnetzbetreibers zugunsten eines Erzeugungs- bzw. Versorgungsunternehmens geeignet sind.⁴⁸⁶ Es ist fraglich, ob die Regulierungsbehörde in der Lage ist, derartige Absprachen zu verhindern, da es ihr aufgrund von Informationsasymmetrien zu Gunsten des Netzbetreibers nur unter einem sehr hohen Aufwand möglich sein wird, diese zu identifizieren.

Die Regelungen in Art. 9 Abs. 1 b der Richtlinie 2009/72/EG implizieren zum einen, dass es Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über ein Unternehmen ausüben, dass eine Funktion Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, untersagt ist Mehrheitsbeteiligungen am Übertragungsnetzbetreiber zu halten. Umgekehrt ist es Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber ausüben, verboten, Mehrheitsbeteiligungen an einem Unternehmen zu besitzen, dass

⁴⁸² Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 2 Abs. 34, Koenig, Ch. et al. (2008), S. 144f, Möllinger, C. (2009), S. 170f, Pisal, R. (2010), S. 163f.

⁴⁸³ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 2, Möllinger, C. (2009), S. 170f, Pisal, R. (2010), S. 164.

⁴⁸⁴ Vgl. Koenig, Chr. et al. (2008), S. 166, Möllinger, C. (2009), S. 171, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83.

⁴⁸⁵ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 175-177, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 299.

⁴⁸⁶ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 164.

eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt.⁴⁸⁷ Minderheitsbeteiligungen, die mit bis zu 49,99% sind jedoch in beiden Fällen zulässig, sofern sie nicht zur Ausübung von Stimmrechten berechtigen bzw. nicht über reine Kapitalbeteiligungen hinausgehen.⁴⁸⁸ Zum anderen inkludieren sie, dass es Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über ein Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen ausüben, untersagt ist, Mitglieder in den Aufsichtsrat, den Verwaltungsrat oder in die zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organe (Management) eines Übertragungsnetzbetreibers zu bestellen. Das gilt auch für Personen, die Rechte an einem solchen Unternehmen besitzen.⁴⁸⁹ Umgekehrt gilt, dass Personen, welche die Kontrolle über oder Rechte an einem Übertragungsnetzbetreiber ausüben, untersagt ist, Mitglieder des Aufsichtsrates, des Verwaltungsrates oder eines zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organs eines Unternehmens zu bestellen, das im Bereich Erzeugung oder Versorgung operiert.⁴⁹⁰

Wie beim Independent Transmission Operator sind Doppelmandate auch beim Ownership Unbundling verboten. So darf niemand Mitglied des Aufsichtsrates, des Verwaltungsrates oder der zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organe eines Übertragungsnetzbetreibers und eines Unternehmens, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, zugleich sein.⁴⁹¹ Das bedeutet, dass Personalunion auf der Ebene des Aufsichts- bzw. Verwaltungsrates oder des Managements im Bereich des Übertragungsnetzes, der Erzeugung und der Versorgung untersagt ist.⁴⁹² Das Verbot der Doppelmandate auf der Ebene der Verwaltungsorgane, des Managements und des Aufsichtsrates zielt darauf ab, die Einflussmöglichkeiten von Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen auf den Übertragungsnetzbetreiber trotz bestehender Beteiligungen zu beschränken.⁴⁹³ Personen, die keine Mitglieder der genannten Gesellschaftsorgane sind, dürfen Doppelzuständigkeiten wahrnehmen.⁴⁹⁴

⁴⁸⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 1b i.V.m. Abs. 2c, Möllinger, C. (2009), S. 170f, Pisal, R. (2010), S. 160ff.

⁴⁸⁸ Vgl. Koenig, Chr. et al. (2008), S. 166, Möllinger, C. (2009), S. 171-177, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 299.

⁴⁸⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 2b, Koenig, Chr. et al. (2008), S. 166, Möllinger, C. (2009), S. 171, Pisal, R. (2010), S. 161f.

⁴⁹⁰ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 162.

⁴⁹¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 1d, Möllinger, C. (2009), S. 178f.

⁴⁹² Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83, Möllinger, C. (2009), S. 178f.

⁴⁹³ Vgl. § 8 Abs. 2 EnWG.

⁴⁹⁴ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 163.

Die Entflechtung des internen Rechnungswesens bzw. der Buchhaltung sowie der Rechtsform ergeben sich bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung von selbst.⁴⁹⁵ Durch die eigentumsrechtliche Entflechtung wird jedoch nicht automatisch gewährleistet, dass wirtschaftlich sensible Informationen, die durch den Betrieb des Übertragungsnetzes erlangt werden, nicht an Energieerzeugungs- und -vertriebsunternehmen z. B. gegen Entgelt weitergereicht werden.⁴⁹⁶ Ferner hat der Übertragungsnetzbetreiber einen Anreiz, Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen, an denen er stimmrechtslose Minderheitsbeteiligungen z. B. in Form von Vorzugsaktien hält, wettbewerbsrelevante Informationen zukommen zu lassen, über die er in seiner Funktion als Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis erlangt hat. Aus diesem Grund muss auch der eigentumsrechtlich entflochtene Übertragungsnetzbetreiber die Vorschriften zur informatorischen Entflechtung beachten.⁴⁹⁷ Der Übertragungsnetzbetreiber muss also den vertraulichen und diskriminierungsfreien Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen pflegen.⁴⁹⁸

Zur Gewährleistung der vollständigen Einhaltung der Vorschriften zur informatorischen Entflechtung bzw. zur Verhinderung der Unterwanderung dieser, dürfen Übertragungsnetzbetreiber und andere Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft keine gemeinsamen Einrichtungen (Querschnittsabteilungen) in Anspruch nehmen. Explizit ist die Nutzung derselben Rechtsabteilung untersagt. Eine Ausnahme bilden gemeinsame Einrichtungen, die rein administrativer Natur sind, und IT-Dienste.⁴⁹⁹ Eine Definition für Einrichtungen mit administrativer Natur findet sich weder in der Richtlinie 2009/72/EG noch im Auslegungsvermerk zu den Beschleunigungsrichtlinien Elektrizität und Gas.⁵⁰⁰ Aus diesem Grund ist es erforderlich, jede Querschnittsabteilung einzeln einer Prüfung hinsichtlich ihrer Zulässigkeit zu unterziehen. Einrichtungen mit administrativer Natur sind laut Ruben, P. (2011, 212f.) zweifellos die gemeinsame Verwaltung des Immobilienanlagevermögens oder die gemeinsame Nutzung des Fuhrparks. Die Gefahr, dass die Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen durch die gemeinsame Nutzung dieser, in den Besitz von wirtschaftlich sensible Informationen gelangen, über die der Übertragungsnetzbetreiber

⁴⁹⁵ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 179.

⁴⁹⁶ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 180.

⁴⁹⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9 Abs. 7, §8 Abs. 3 EnWG.

⁴⁹⁸ Vgl. §8 Abs. 3 EnWG.

⁴⁹⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 16, Abs. 1, Möllinger, C. (2009), S. 180.

⁵⁰⁰ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 211.

durch die Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt hat, ist nämlich eher gering.⁵⁰¹

Dem Übertragungsnetzbetreiber obliegen alle Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers. Er ist somit für den Netzanschluss, den Netzzugang, die Bewirtschaftung der Engpässe, die Beschaffung der Verlust-, Regel- und Ausgleichsenergie sowie die Erhebung der Netznutzungsentgelte zuständig. Ferner ist er für die Planung und Realisierung von Investitionen sowie die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen auf der Ebene der Übertragungsinfrastruktur verantwortlich.⁵⁰² Die Implementierung des OU-Modells muss nicht zwangsläufig mit einer Zentralisierung des Übertragungsnetzbetriebs einhergehen, da theoretisch jedes vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Übertragungsnetz einschließlich des Übertragungsnetzbetriebes an ein anderes Unternehmen verkaufen darf.

Bevor der Übertragungsnetzbetreiber tätig werden kann, muss er durch die Mitgliedsstaaten zugelassen und benannt werden. Die Benennung und Zulassung des Übertragungsnetzbetreibers setzt jedoch seine Zertifizierung durch die nationale Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) voraus.⁵⁰³ Im Rahmen des Zertifizierungsverfahrens muss die nationale Regulierungsbehörde im Wesentlichen prüfen, ob die Entflechtungsvorschriften vom Übertragungsnetzbetreiber eingehalten werden. Der Übertragungsnetzbetreiber muss im Zertifizierungsverfahren die nationale Regulierungsbehörde über alle geplanten Transaktionen informieren, die eine Neubewertung der Entflechtungserfordernisse notwendig machen können. Darüber hinaus ist der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, der Regulierungsbehörde oder der EG-Kommission sämtliche Informationen bereitzustellen, die sie für die Durchführung des Zertifizierungsverfahrens benötigen.⁵⁰⁴

5.2.1 Kritische Würdigung des Modells des Ownership Unbundling gemäß der Richtlinie 2009/72/EG

Die von der Europäischen Kommission formulierten Entflechtungsvorschriften beim Ownership Unbundling schränken zwar die Beeinflussung des

⁵⁰¹ Vgl. Ruben, P. (2011), S. 212f.

⁵⁰² Vgl. PricewaterhouseCoopers (2012), S. 300.

⁵⁰³ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 10, Abs. 1.

⁵⁰⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 10 Abs. 7.

Übertragungsnetzbetreibers durch Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen ein, gewährleisten jedoch keine vollständige Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers und damit Diskriminierungsfreiheit:

1. Die Tatsache, dass es dem Übertragungsnetzbetreiber gestattet ist, stimmrechtslose Minderheitsbeteiligungen (z. B. in Form von Vorzugsaktien) an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen zu halten, ist problematisch. Schließlich wird der Übertragungsnetzbetreiber dadurch am Gewinn dieser Unternehmen beteiligt. Daraus erwächst die Gefahr, dass es auch beim von der EU vorgeschlagenen Modell des Ownership Unbundling zur Diskriminierung von Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen kommt, an denen der Übertragungsnetzbetreiber nicht beteiligt ist bzw. zur Bevorteilung von Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen, an denen der Übertragungsnetzbetreiber beteiligt ist.

2. Das Verbot der Doppel- bzw. Mehrfachzuständigkeiten beschränkt sich nur auf die Mitglieder des Aufsichtsrates, den Vorstand und des Managements des Übertragungsnetzbetreibers. Demnach dürfen Personen, die keine Mitglieder der genannten Gesellschaftsorgane sind, zugleich Funktionen beim Übertragungsnetzbetreiber und Erzeugungs- sowie Versorgungsgesellschaften wahrnehmen.⁵⁰⁵ Daraus entwickeln sich Interessenskonflikte und Diskriminierungsanreize. Ferner wird der eigentlich unerwünschte Transfer von wirtschaftlich sensiblen Informationen begünstigt.

3. Die Entflechtungsvorschriften gemäß der Richtlinie 2009/72/EG für das Modell des Ownership Unbundling sehen keine Karenzzeiten für die Aufsichtsratsmitglieder, den Vorstand, das Management sowie das sonstige Personal des Übertragungsnetzbetreibers vor. Wechselt z. B. ein Manager nach dem Auslaufen seines Arbeitsvertrages direkt zu einem Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen, besteht die Gefahr, dass es zu einem unerwünschten Transfer von wirtschaftlich sensiblen Informationen und damit zu Wettbewerbsverzerrungen kommt. Die Verpflichtung zum Stillschweigen gegenüber dem neuen Arbeitgeber allein würde nicht ausreichen, um dem entgegenzuwirken, da es in der Regel für ein Individuum nicht möglich ist, sein Wissen, das es während seiner Tätigkeit beim Übertragungsnetzbetreiber erworben hat, völlig zu ignorieren, wenn es im Rahmen seiner neuen Anstellung eine strategisch wichtige Entscheidung treffen

⁵⁰⁵ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 163.

muss. Wissend darum könnten Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen versucht sein, gezielt Personal vom Übertragungsnetzbetreiber abzuwerben, um einen Informationsvorsprung gegenüber den Wettbewerbern zu generieren.

Somit bewirkt das in der Richtlinie 2009/72/EG niedergeschriebene OU-Modell gegenüber dem ITO-Modell lediglich eine weitere Reduzierung der Diskriminierungsanreize. Eine vollständige Beseitigung dieser kann jedoch durch die geforderten Entflechtungsvorschriften nicht sichergestellt werden. Die Folgen der Diskriminierung sind allokativen und technische Ineffizienz.

5.2.2 Beurteilung der Diskriminierungsanreize im idealisierten OU-Modell

Die Richtlinie 2009/72/EG schreibt lediglich Mindestanforderungen vor. Den EU-Mitgliedsstaaten steht es frei, die Entflechtungsvorschriften im Zusammenhang mit dem OU-Modell zu verschärfen und z. B. das Halten von Minderheitsbeteiligungen zu verbieten. Auch wenn die Bundesregierung durch die Anpassung der Entflechtungsvorschriften beim Ownership Unbundling die vollständige Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers und damit absolute Diskriminierungsfreiheit gewährleisten könnte, würde es ohne Regulierung des Übertragungsnetzbetreibers weiterhin Ineffizienzen geben: Das Übertragungsnetz ist aufgrund der Subadditivität in Kombination mit hohen Markteintrittsbarrieren in Form von markt-irreversiblen Investitionen ein resistentes Monopol. Folglich verfügt der Übertragungsnetzbetreiber über Marktmacht. Das bedeutet, dass er nicht nur einen Anreiz, sondern auch die Möglichkeit hat, zwecks Gewinnmaximierung z. B. überhöhte Entgelte für den Netzanschluss einer Erzeugungsanlage, die Netznutzung oder die Ausgleichsenergie zu verlangen sowie die bestehenden Grenzkuppelkapazitäten zu begrenzen, um höhere Auktionserlöse zu generieren. Folglich müssen im OU-Modell die Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen, die Preise für die Ausgleichsenergie, die Methoden zur Ermittlung verfügbarer Übertragungskapazitäten genauso wie die Verwendung der Engpasserlöse reguliert werden.

Gilt für den Übertragungsnetzbetreiber nach der Separierung die Anreizregulierungsverordnung wird er im Gegensatz zu dem Übertragungsnetzbetreiber im ITO-Modell bestrebt sein, seine Betriebskosten zu minimieren. Mangels verbundener Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen muss er die von der

Regulierungsbehörde gesetzten Effizienzziele erreichen bzw. übertreffen, um einen Gewinn zu erwirtschaften. Er hat folglich ein Interesse an einem kosteneffizienten Netzbetrieb und damit an niedrigen Regel- und Verlustenergiekosten. Somit ist nicht damit zu rechnen, dass der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell versucht sein wird, z. B. Kraftwerksbetreiber durch überzogene technische Anforderungen oder die Ausgestaltung der Ausschreibungsmodalitäten vom Eintritt in den Verlust- und Regelenergiemarkt abzuhalten oder die vergleichsweise günstigere Minutenreserve durch die relativ teurere Sekundärregelleistung zu substituieren. Auch das Gegeneinanderregeln und der Verzicht auf die Saldierung der Bilanzkreise innerhalb der eigenen Regelzone verlieren für ihn an Attraktivität. Die Gewinnmaximierungsbestrebungen sind es auch, die bewirken, dass der Übertragungsnetzbetreiber einen Anreiz hat, die Redispatchkosten zu minimieren. Abschließend ist zu erwähnen, dass Quersubventionierung jeglicher Art, ob durch die Schlüsselung von Gemeinkosten oder durch Personal- und Sachmittelüberlassung, eher unwahrscheinlich ist, da der Übertragungsnetzbetreiber im idealisierten OU-Modell weder direkt noch indirekt Anteile an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen halten darf.

Ebenfalls in Ermangelung an verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen hat der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell keinen Grund, sich gegen Wettbewerber aus Ländern mit einem tendenziell niedrigeren Strompreisniveau als in Deutschland abzuschotten, indem er Investitionen in den Erhalt und/oder Erweiterung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zu diesen Ländern aufschiebt oder gänzlich unterlässt. Dies ist für die Intensivierung des Wettbewerbs in Deutschland von großer Bedeutung. Denn wie in Kap. 4.2 bereits erläutert wurde, können die Stromerzeuger in Deutschland nur durch den Ausbau von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu Ländern mit einem tendenziell niedrigerem Strompreisniveau in ihrem Preissetzungsverhalten diszipliniert werden. Die Erweiterung der grenzüberschreitenden Kapazitäten zu Ländern mit einem tendenziell höheren Strompreisniveau führt hingegen zur Intensivierung des Wettbewerbs im Ausland.

Abschließend bleibt zu ergänzen, dass der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell zwar keinen Anreiz hat, Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungsleitungen zu Ländern mit einem tendenziell niedrigeren Strompreisniveau als in Deutschland

hinauszuzögern, um die Intensivierung des Wettbewerbs in Deutschland zu verhindern. Dass er einen Anreiz hat, in die Erweiterung dieser in einem aus volkswirtschaftlicher Sicht effizienten Maße zu investieren, steht damit jedoch noch nicht fest. Die Problematik der Investitionsanreize im OU-Modell ist Thema des folgenden Kapitels.

5.2.3 Diskussion der Investitionsanreize in die Übertragungsinfrastruktur im OU-Modell

Wie bereits dargelegt wurde, haben vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber einen Anreiz, die Leitungskapazitäten durch das Hinauszögern von Investitionen knapp zu halten, wenn sie dadurch die Möglichkeit haben, den Netzzugang der Wettbewerber zu verzögern oder zumindest temporär einzuschränken. Ein Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell hat diesen Anreiz nicht, da er weder Erzeugungs- noch Versorgungsunternehmen hat. Ob ein vollständig unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber jedoch grundsätzlich mehr investiert als ein vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen, ist schwer zu beurteilen. Im Gegensatz zu einem vertikal integrierten Unternehmen hängt der Investitionsanreiz des Übertragungsnetzbetreibers im OU-Modell ausschließlich von der regulierten Netzrendite ab.⁵⁰⁶ Für den Fall, dass die Netzrendite sinkt oder die Rendite alternativer Anlagen am Finanzmarkt steigt, nimmt der Investitionsanreiz in das Netz ab.⁵⁰⁷ Ob in Ermangelung an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell die Netzrendite zu Lasten der Versorgungszuverlässigkeit maximiert, ist jedoch unklar. Zum einen kann der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell durch die Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit die Nachfrage nach Strom und damit nach Transportdienstleistungen erhöhen.⁵⁰⁸ Zum anderen muss der Übertragungsnetzbetreiber befürchten, dass er bei unzuverlässiger Stromversorgung einen Teil seiner markt-irreversiblen Investitionen nicht amortisieren kann, weil langfristig energieintensive Unternehmen entweder abwandern oder eigene Erzeugungskapazitäten und Netze (Objektnetze) z. B. auf dem Firmengelände errichten und somit in Bezug auf die Stromversorgung autark werden. Verschärfend kommt hinzu, dass die

⁵⁰⁶ Vgl. Haucap, J. (2007), S. 304, Mulder, M. V. et al. (2007), S. 307f, Nooij, M. /Barsma, B. (2007), S. 18f.

⁵⁰⁷ Vgl. Haucap, J. (2007), S. 304.

⁵⁰⁸ Vgl. Vogelsang, I. (2010), S. 2.

Netznutzungsentgelte die einzige Einnahmequelle des Übertragungsnetzbetreibers sind, da er weder über Erzeugungs- noch Versorgungsunternehmen verfügen darf.

Hingegen hat ein vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen zwar den Anreiz, die Übertragungskapazitäten knapp zu halten, um den Marktzutritt von Wettbewerbern zu verzögern oder den Netzzugang zu beschränken, gleichzeitig hat es ein vielfaches Interesse an zuverlässiger Stromversorgung. Zum einen entgehen ihm im Falle eines Black Outs nicht nur Erlöse in Form der Netznutzungsentgelte aus der Übertragung (und unter Umständen auch aus der Verteilung), sondern auch aus dem Absatz von Strom.⁵⁰⁹ Zum anderen verursachen das Abschalten und das Hochfahren von Kraftwerken bei Black Outs zusätzliche Kosten. Langfristig muss das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen zudem damit rechnen, seine Renditeziele zu verfehlen oder gar einen Teil seiner markt-irreversiblen Investitionen nicht nur auf der Ebene der Übertragung und Verteilung, sondern auch auf der Ebene der Erzeugung nicht amortisieren zu können, wenn energieintensive Unternehmen bzw. Industrieparks in Folge unzuverlässiger Stromversorgung abwandern bzw. ihre eigenen Kraftwerke und Netze errichten. All das deutet darauf hin, dass ein vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen höhere Investitionsanreize im Hinblick auf das Übertragungsnetz hat als ein Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell.

Für weniger Investitionen im OU-Modell spricht auch der Umstand, dass dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit genommen wurde, Einfluss auf die Gestaltung des Endkundenpreises für Strom zu nehmen. Dies ist für ihn insofern problematisch, als dass die Nachfrage nach der Transportdienstleistung und damit seine Erlöse u. a. vom Endkundenpreis für Strom determiniert werden.⁵¹⁰ Das kann dazu führen, dass der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell geringere Investitionsanreize hat als der Übertragungsnetzbetreiber im vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Schließlich muss er befürchten, dass aufgrund der Preispolitik der Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen auf dem Groß- und Einzelhandelsmarkt zu wenig Strom nachgefragt wird, um eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital zu erwirtschaften.

Ferner schmälern doppelte Gewinnaufschläge die Investitionsanreize in die Übertragungsinfrastruktur im OU-Modell, da hierdurch die Gewinne zusätzlicher

⁵⁰⁹ Vgl. Säcker, F. J. (2007), S. 39f, Haucap, J. (2008), S. 33.

⁵¹⁰ Vgl. Haucap, J. (2008), S. 19.

Investitionen reduziert werden.⁵¹¹ Das Problem der doppelten Gewinnaufschläge wird näher in Kap. 6 erörtert. Um größere Wiederholungen zu vermeiden, wird dieses Thema an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

Ein weiteres in der Literatur genanntes Argument für unzureichende Investitionstätigkeit des Übertragungsnetzbetreibers im OU-Modell hat seinen Ursprung in der Transaktionskostentheorie, deren Hauptvertreter O. E. Williamson ist.⁵¹² Wie bereits erläutert wurde, sind Investitionen in Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur aufgrund ihrer Spezifität mit hohen markt-irreversiblen Kosten bzw. sunk costs verbunden. Das bedeutet, dass einmal getätigte Investitionen im Prinzip unumkehrbar sind. Wissend darum, könnten Netznutzer die vom Netzbetreiber (aufgrund von Unsicherheit im Hinblick auf die Entwicklung der Umwelt und das Verhalten der Transaktionspartner) ex ante unvorhergesehenen diskretionären Vertragsspielräume durch opportunistisches Verhalten ausnutzen und z. B. die Zahlung kostendeckender Netznutzungsentgelte verweigern.⁵¹³ Antizipiert der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell dieses Risiko, wird er Investitionen in den Ausbau oder die Erhaltung der Infrastruktur in nur unzureichendem Maße oder überhaupt nicht mehr tätigen – so z. B. Haucap, J. (2007, S. 19). Dem ist jedoch entgegenzusetzen, dass in der Elektrizitätswirtschaft ein gegenseitiges Abhängigkeitsverhältnis zwischen den Marktakteuren besteht, da z. B. nicht nur der Bau von Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur, sondern auch die Errichtung von Kraftwerken mit hohen markt-irreversiblen Investitionen bzw. sunk costs verbunden ist. Ohne den Zugang zum Netz wären die Kraftwerke nicht in der Lage, den Strom abzusetzen und die Investition zu amortisieren. Reine Stromgroß- und -einzelhändler müssen zwar keine spezifischen Investitionen tätigen, sie sind jedoch ebenfalls auf den Zugang zum Netz angewiesen, um mit ihrem Geschäftsmodell Geld verdienen zu können. Da es sich bei der Übertragungsinfrastruktur um einen monopolistischen Bottleneck handelt, auf der Ebene der Erzeugung sowie des Groß- und Einzelhandels jedoch Wettbewerb herrscht, steht der Netzbetreiber vielen verschiedenen Netznutzern gegenüber, während die Netznutzer sich nur einem einzigen Anbieter für Stromtransportdienstleistung gegenübersehen. Folglich ist die Abhängigkeit der Netznutzer vom Elektrizitätsnetz schwerwiegender zu beurteilen als die Abhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers

⁵¹¹ Vgl. Haucap, J. (2007), 304.

⁵¹² Auf eine Erläuterung der Transaktionskostentheorie wird im Rahmen der Arbeit verzichtet. Eine Darstellung dieser findet sich in z. B. Williamson, O. E. (1975, 1985, 1991).

⁵¹³ Vgl. Ebers, M./Gotsch, W. (1995), S. 212f, Picot, A./Dietl, H. (1990), S. 179f.

von den Netznutzern. Opportunistisches Verhalten einzelner Netznutzer dürfte dem Netzbetreiber weniger schaden als eine mögliche Vergeltungsaktion des Netzbetreibers den Netznutzern. Da laut Ott, N. (2001, S. 89) die Verträge durch die Marktteilnehmer nur dann eingehalten werden, wenn die Kosten des Regelverstößes größer sind als die Kosten der Vertragseinhaltung, ist opportunistisches Verhalten seitens der Netznutzer mit großer Wahrscheinlichkeit eher selten zu erwarten. Antizipieren dies die Netzbetreiber im OU-Modell, werden sie der Möglichkeit des opportunistischen Verhaltens weniger Bedeutung beimessen, so dass voraussichtlich die Investitionsanreize nur marginal davon betroffen sein dürften.

Die genannten Argumente deuten darauf hin, dass die Investitionsanreize beim vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen tendenziell höher sind als im OU-Modell. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen Arbeiten, die mit Hilfe eines modelltheoretischen Ansatzes die Investitionsanreize unter verschiedenen Entflechtungsmodellen verglichen haben. Diese werden im Folgenden näher vorgestellt.

Bühler, S. et al. (2004) zeigen im Rahmen eines modelltheoretischen Ansatzes, dass die Investitionsanreize eines vertikal separierten Netzbetreibers bei linearen Tarifen geringer sind als die eines vertikal integrierten Netzbetreibers. Die Autoren begründen das Ergebnis mit vertikaler Externalität: Der vertikal separierte Netzbetreiber ignoriert, dass er durch seine Investitionsentscheidung die Gewinne der Stromerzeuger und Stromversorger determiniert. Wird der vertikal integrierte Netzbetreiber an den Gewinnen dieser mit Hilfe zweiteiliger Tarife beteiligt, steigen seine Investitionsanreize. Ist er in der Lage, den gesamten Gewinn dieser abzuschöpfen, entsprechen seine Investitionsanreize dem eines vertikal integrierten Netzbetreibers. Dies setzt allerdings voraus, dass der Netzbetreiber vollständig über die Kosten der Stromerzeuger und Stromversorger sowie die Marktgegebenheiten informiert ist. Hierbei handelt es sich um eine sehr restriktive Annahme, die in der Realität kaum vorzufinden sein wird. Somit weist die Arbeit von Bühler, S. et al. (2004) auf ein mögliches Unterinvestitionsrisiko im Falle der Implementierung des OU-Modells hin.

Cremer, H. et al. (2006) vergleichen die Investitionsanreize eines gesellschaftsrechtlich entflochtenen Netzbetreibers (die Modellierung ähnelt den Entflechtungsvorgaben im ITO-Modell) mit denen eines eigentumsrechtlich entflochtenen Netzbetreibers. Dabei stellen sie fest, dass (bei linearen Tarifen) die Investitionsanreize des eigentumsrechtlich

entflochtenen Netzbetreibers niedriger sind als die des gesellschaftsrechtlich entflochtenen Netzbetreibers. Die Autoren begründen das Ergebnis – ähnlich wie Bühler, S. et al. (2004) – mit vertikaler Externalität. Somit weist auch das Modell von Cremer, H. et al. (2006) auf die Gefahr einer Unterinvestition im OU-Modell hin.

Höffler, F./Kranz, S. (2011a) vergleichen die Investitionsanreize der vertikal integrierten Betreiber monopolistischer Bottlenecks mit den Investitionsanreizen der vertikal desintegrierten Betreibern monopolistischer Bottlenecks. Bei den letzteren unterscheiden sie zwischen der eigentumsrechtlichen Entflechtung und der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung. Des Weiteren nehmen die Autoren an, dass der gesellschaftsrechtlich entflochtene Betreiber des monopolistischen Bottlenecks seinen Gewinn unabhängig von den verbundenen auf den Wettbewerbsmärkten tätigen Unternehmen maximiert. Unter der Annahme, dass die Netznutzungsentgelte reguliert sind, sind Investitionsanreize im Falle der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung am höchsten – so das Ergebnis der Untersuchung.

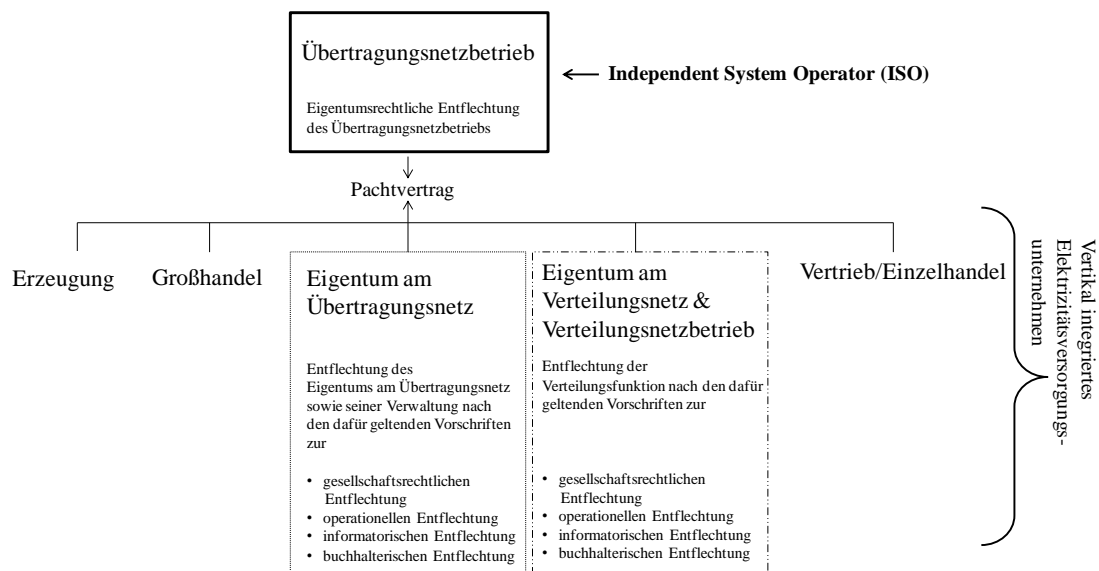
Wie vorab bereits angedeutet wurde, untermauern die modelltheoretischen Ansätze die ihnen vorangegangenen Überlegungen zur Abschätzung der Investitionsanreize, die auf ein Unterinvestitionsrisiko im OU-Modell deuten. Lediglich die EU-Kommission (2007) geht davon aus, dass die Investitionsanreize im OU-Modell höher sind als bei vertikal integrierten Unternehmen oder im ITO-Modell. Ihre Position stützen sie auf die von ihnen erhobenen empirischen Daten. Diese würden belegen, dass die Investitionen in das Elektrizitätsnetz nach Implementierung des Ownership Unbundling sich mehr als verdoppelt hätten. In Ländern wie Deutschland, Frankreich und Italien, in denen vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Markt dominieren, wird zwar auch in das Elektrizitätsnetz investiert, jedoch weniger stark. Die Aussage der EU-Kommission (2007) in Bezug auf die Investitionsanreize ist jedoch kritisch zu sehen, da sie selbst einen Absatz später eingesteht, dass die Investitionstätigkeit von vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur unzureichend beurteilt werden konnte, da kaum öffentlich zugängliche Daten darüber verfügbar sind. Ferner lässt sie außer Acht, dass bei der Beurteilung der Investitionstätigkeit auch der Zustand des bestehenden Elektrizitätsnetzes zum Zeitpunkt der Investition berücksichtigt werden muss. So zeichnet sich die deutsche Stromversorgung im internationalen Vergleich seit Jahren durch sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit aus – und das anscheinend trotz

(oder vielleicht doch wegen) der vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen.⁵¹⁴

5.3 Independent System Operator (ISO)

Anders als beim Ownership Unbundling – Modell muss im Modell des Independent System Operator nur der Betrieb des Übertragungsnetzes an ein Unternehmen übertragen werden, das vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen eigentumsrechtlich unabhängig ist. Dieses Unternehmen wird als Independent System Operator bezeichnet. Das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur darf hingegen – unter bestimmten Bedingungen, die später im Kapitel dargelegt werden – beim vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen verbleiben.⁵¹⁵ Die Übertragungsinfrastruktur wird dem ISO auf der Basis eines Betriebspachtvertrages überlassen.⁵¹⁶ In Abbildung 5-3 wird die Unternehmensstruktur des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens bei Umsetzung des ISO-Modells veranschaulicht.

Abbildung 5-3: Independent System Operator



Quelle: Eigene Darstellung

Operationelle Entflechtung: Um die Handlungsunabhängigkeit des ISO zu gewährleisten, sind (juristische oder natürliche) Personen, die direkt oder indirekt

⁵¹⁴ Vgl. Bothe, D./Riechmann, Ch. (2008), S. 31f, Bundesnetzagentur (2012), VDE/FNN (2013).

⁵¹⁵ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 184, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 302.

⁵¹⁶ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 215ff.

Kontrolle über ein Unternehmen ausüben, das eine der Funktionen Erzeugung und/oder Versorgung wahrnimmt und direkt oder indirekt Kontrolle über das Übertragungsnetz, nicht befugt, direkt oder indirekte Kontrolle über den ISO auszuüben und sonstige Rechte an ihm zu besitzen und umgekehrt.⁵¹⁷

Auch beim ISO-Modell ergibt sich „Kontrolle“ gemäß Art. 2 Nr. 34 der Richtlinie 2009/72/EG aus Rechten, Verträgen oder anderen Mitteln, die einzeln oder zusammen einem Unternehmen die Möglichkeit eröffnen, bestimmenden Einfluss auf die Aktivitäten eines anderen Unternehmens auszuüben.⁵¹⁸ Dies kann vor allem durch Eigentums- oder Nutzungsrechte an der Gesamtheit oder an Teilen des Vermögens des Unternehmens, aber auch durch Rechte oder Verträge, die einen bestimmenden Einfluss auf die Zusammensetzung, Beratung oder Beschlüsse der Organe des Unternehmens gewähren, geschehen.⁵¹⁹ Ein Recht beinhaltet hingegen laut Art. 9 Abs. 2 der Richtlinie 2009/72/EG die Befugnis zur Ausübung von Stimmrechten oder zur Bestellung von Mitgliedern für den Aufsichtsrat, den Verwaltungsrat oder zur gesetzlichen Vertretung berufener Organe (z. B. Vorstände). Auch das Halten von Mehrheitsbeteiligungen fällt darunter.⁵²⁰

Den Begriffsdefinitionen zufolge, ist es Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über ein Unternehmen ausüben, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt, verboten, Mehrheitsbeteiligungen am ISO zu halten. Umgekehrt dürfen Personen, die direkt oder indirekt den ISO kontrollieren, keine Mehrheitsbeteiligungen an einem Unternehmen halten, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt. Minderheitsbeteiligungen mit bis zu 49,99% sowohl an dem ISO (im Falle der Kontrolle über ein Unternehmen, das eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnimmt) als auch an Stromerzeugungs- oder -versorgungsunternehmen (im umgekehrten Fall der Kontrolle über einen Independent System Operator) sind jedoch zulässig. Die Beteiligung ist allerdings auf Anteile beschränkt, die nicht zur Ausübung von Stimmrechten berechtigen. Die zulässige Beteiligung am ISO darf somit

⁵¹⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9 Abs. 1b, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83, Möllinger, C. (2009), S. 186.

⁵¹⁸ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 2 Nr. 34a, Koenig, Ch. et al. (2008), S. 144f, Möllinger, C. (2009), S. 170f, Pisal, R. (2010), S. 163f.

⁵¹⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 2 Nr. 34b, Koenig, Ch. et al. (2008), S. 144f, Möllinger, C. (2009), S. 170f, Pisal, R. (2010), S. 163f, §3 Nr. 38 EnWG.

⁵²⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9 Abs. 2, Möllinger, C. (2009), S. 170f, Pisal, R. (2010), S. 164.

nicht über eine reine Kapitalbeteiligung hinausgehen.⁵²¹ Ferner inkludieren die Begriffsdefinitionen, dass Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über das Übertragungsnetz oder ein Unternehmen ausüben, das im Bereich der Erzeugung oder Versorgung tätig ist, nicht berechtigt sind, Mitglieder des Aufsichtsrates, des Verwaltungsrates oder der zur gesetzlichen Vertretung berufenen Organe (Management) des ISO zu bestellen. Das gilt auch für Personen mit Rechten an einem solchen Unternehmen. Die Vorschrift gilt auch umgekehrt.⁵²² Ziel der Vorgaben ist es, jegliche personelle Einflussnahme seitens der Stromerzeuger und Stromversorger auf die Zusammensetzung der Aufsichtsorgane bzw. der Leitungsorgane bzw. das Management des ISO auszuschließen.⁵²³

Der Wortlaut des Gesetzestextes in Art. 9 Abs. 2 der Richtlinie 2009/72/EG macht zudem deutlich, dass die dort enthaltene und hier vollständig wiedergegebene Aufzählung der Rechte keinesfalls abschließend ist. Folglich müssen Rechte, die nicht explizit genannt sind, in ihrer Wirkungsweise mit den explizit aufgezählten vergleichbar sein. Damit fallen Zustimmungsvorbehalte oder Vetorechte, die nicht aufgrund einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung, sondern auf der Basis einer vertraglichen Absprache zustande gekommen sind, ebenfalls unter derartige Rechte, da sie auch zur Beeinflussung des ISO zugunsten eines Erzeugungs- bzw. Versorgungsunternehmens geeignet sind.⁵²⁴ Ob die Regulierungsbehörde jedoch in der Lage sein wird, derartige Agreements vollends zu verhindern, ist fraglich, da grundsätzlich von Informationsasymmetrie zu Gunsten der Unternehmen auszugehen ist.

Abschließend bleibt zu ergänzen, dass zwecks operationeller Entflechtung auch beim ISO-Modell Doppelzuständigkeiten untersagt sind. So dürfen dieselben Personen nicht zugleich Mitglieder des Aufsichts-, Verwaltungsrates oder der Vertretungsorgane (Management) des ISO und eines Unternehmens sein, das die Funktionen Stromerzeugung oder Versorgung ausübt.⁵²⁵

Informatorische Entflechtung: Der ISO ist dazu verpflichtet, vertraulich mit wirtschaftlich sensiblen Informationen umzugehen, von denen er in Ausübung seiner

⁵²¹ Vgl. Koenig, Chr. et al. (2008), S. 166, Möllinger, C. (2009), S. 187f, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83.

⁵²² Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 187f, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83.

⁵²³ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83.

⁵²⁴ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 164.

⁵²⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 1d, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 83.

Geschäftstätigkeit als Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis erlangt hat. Zudem muss er Informationen, die der Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen wirtschaftliche Vorteile bringen können, in nichtdiskriminierender Weise offen legen.⁵²⁶ Die Regelungen in Bezug auf den Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen sind auch beim ISO-Modell erforderlich, da durch die eigentumsrechtliche Entflechtung des Übertragungsnetzbetriebs nicht automatisch sicher gestellt wird, dass wirtschaftlich sensible Informationen, über die der ISO als Übertragungsnetzbetreiber verfügt, nicht an Stromerzeugungs- und -versorgungsunternehmen z. B. gegen ein Entgelt überlassen werden.

Um den Transfer von wettbewerbsrelevanten Informationen weiter zu verhindern, ist auch die gemeinsame Nutzung von Querschnittsabteilungen verboten. Ausdrücklich untersagt ist die Nutzung derselben Rechtsabteilung. Das Gesetz räumt lediglich die gemeinsame Nutzung von Einrichtungen administrativer Natur oder von IT-Diensten ein.⁵²⁷

Benennung des ISO: Der Übertragungsnetzeigentümer darf den neuen ISO lediglich vorschlagen. Die Benennung des ISO erfolgt jedoch durch die Mitgliedsstaaten und bedarf der Zustimmung der EU-Kommission.⁵²⁸ Die Ernennung zum ISO setzt erstens voraus, dass der Bewerber einen Nachweis erbracht hat, dass er über die erforderlichen finanziellen, technischen, personellen und materiellen Ressourcen verfügt, um die Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers selbständig wahrnehmen zu können.⁵²⁹ Zweitens muss er belegen, dass er in der Lage ist, seinen Verpflichtungen gemäß der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und bezüglich der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber auf europäischer und regionaler Ebene nachzukommen.⁵³⁰ Der ISO darf zwar mehrere Übertragungsnetze betreiben.⁵³¹ Die Implementierung des ISO-Modells muss dennoch nicht zwangsläufig mit einer Zentralisierung des Übertragungsnetzbetriebs einhergehen, da theoretisch jedes vertikal integrierte

⁵²⁶ Vgl. § 6 EnWG, Richtlinie 2009/72/EG, Art 16 Abs. 1.

⁵²⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 16, Abs. 1, Pisal, R. (2010), S. 212.

⁵²⁸ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 1.

⁵²⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 2b, c.

⁵³⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 2b, c.

⁵³¹ Vgl. §9 Abs. 6 EnWG.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Übertragungsnetzeigentümer und Übertragungsnetzbetreiber zugleich ist, einen eigenen ISO benennen darf.⁵³²

Aufgaben des ISO: Die Kompetenzen zwischen dem ISO und dem Eigentümer des Übertragungsnetzes sind wie folgt aufgeteilt: Der ISO erhält alle Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers. Er ist auch für den Betrieb und die Wartung des Übertragungsnetzes zuständig. Ferner ist der ISO für den Netzanschluss- und die Netzzugangsgewährung sowie die Festlegung der Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen verantwortlich. Dem ISO obliegt auch die Bewirtschaftung der Netzzugänge einschließlich der Vereinnahmung der Engpasserlöse. Darüber hinaus ist der ISO nicht nur zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte, sondern auch zur Erhebung bzw. Abrechnung dieser verpflichtet.⁵³³ Die Verortung der Netzentgeltabrechnung beim ISO soll verhindern, dass wettbewerbsrelevante Daten des Netzbetriebs in das vertikal integrierte Unternehmen gelangen.⁵³⁴ Die Übertragung sämtlicher Kompetenzen im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb auf den ISO soll des Weiteren Diskriminierungsfreiheit beim laufenden Geschäft des ISO gewährleisten.

Der ISO hat zudem das Recht, über den Ausbau des Netzes zu entscheiden. Allerdings muss der Ausbau des Übertragungsnetzes dem zehnjährigen Netzentwicklungsplan folgen, zu dessen Erarbeitung der ISO auf der Basis eines von der Regulierungsbehörde genehmigten Szenariorahmens verpflichtet ist. Bevor der Netzentwicklungsplan Verbindlichkeit erreicht, muss er von der nationalen Regulierungsbehörde bestätigt werden.⁵³⁵ Beim Ausbau des Übertragungsnetzes ist der ISO für die Projektplanung (einschließlich Genehmigungsverfahren), Bau und Inbetriebnahme der neuen Infrastruktur verantwortlich.⁵³⁶ Der Übertragungsnetzeigentümer darf keinen Einfluss auf die Investitionsplanung- und -durchführung nehmen.⁵³⁷

Vergütung des ISO: Weder die Richtlinie 2009/72/EG noch das EnWG enthalten Vorgaben hinsichtlich der Vergütung des ISO. Somit ist es auch offen, ob er als gewinnorientiertes Unternehmen oder als eine gemeinnützige Organisation einzurichten

⁵³² Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 186.

⁵³³ Vgl. §9 Abs. 2 und 3 EnWG.

⁵³⁴ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2012), S. 304.

⁵³⁵ Vgl. §9 Abs. 2 EnWG.

⁵³⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 4.

⁵³⁷ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 84.

ist.⁵³⁸ Ist der ISO ein gewinnorientiertes Unternehmen, so ist es z. B. denkbar, dass das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Eigentümer der Übertragungsinfrastruktur ist, vom ISO eine Pacht erhält, die sich an marktüblichen Renditen für alternative Kapitalanlagen mit identischem Risiko orientiert. Andernfalls ist die Wahrscheinlichkeit für die Finanzierung zukünftig erforderlicher Netzinvestitionen, die laut Art. 13. Abs. 45b Richtlinie 2009/72/EG vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder alternativen Investoren zu übernehmen ist, eher unwahrscheinlich. Alle verbliebenen Einnahmen darf der ISO einbehalten. Ist der ISO dagegen ein Non-Profit-Unternehmen, so muss er alle Einnahmen aus dem Netzbetrieb, mit Ausnahme der ihm entstandenen Kosten, abführen.⁵³⁹

Entflechtung des Eigentums am Übertragungsnetz: Das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur und seine Verwaltung sind in einer Gesellschaft zusammenzuführen (Übertragungsnetzeigentümergeellschaft), die zumindest hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den anderen Teilen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist.⁵⁴⁰ Konkretisiert werden die Entflechtungsvorgaben in Art. 14 Abs. 2 der Richtlinie 2009/72/EG. Demnach dürfen die für die Leitung der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Elektrizitätserzeugung und -versorgung zuständig sind. Zudem müssen Maßnahmen ergriffen werden, die gewährleisten, dass für die Leitung zuständigen Personen unabhängig von den Interessen der verbundenen Teile des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens handeln können.⁵⁴¹ Das bedeutet, dass das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Verträge so ausgestalten muss, dass das Leitungspersonal der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft keine Nachteile erwarten muss, wenn es ausschließlich im Sinne der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft handelt. Darüber hinaus dürfen für das Leitungspersonal der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft keine Anreize geschaffen werden, die das Verhalten nicht auf den Erfolg der

⁵³⁸ Vgl. Büdenbender, U./Rosin, P. (2007), S. 49, Möllinger, C. (2009), S. 187.

⁵³⁹ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 187.

⁵⁴⁰ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 14 Abs. 1.

⁵⁴¹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 14 Abs. 2b und 2c.

Übertragungsnetzeigentümergeellschaft fokussieren. Außerdem hat die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft ein Gleichbehandlungsprogramm aufzustellen, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zum Ausschluss des diskriminierenden Verhaltens getroffen wurden. Auch die Etablierung eines Gleichbehandlungsbeauftragten, der die Einhaltung der Maßnahmen überwacht und der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht erstattet, ist für die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft verpflichtend.⁵⁴² Ausführliche Erläuterungen der Vorschriften zum Gleichbehandlungsprogramm und dem Gleichbehandlungsbeauftragten finden sich in Kapitel 5.1.2.6.

Neben der operationellen Entflechtung besteht auch die Verpflichtung zur informatorischen Entflechtung der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft. Die Notwendigkeit der informatorischen Entflechtung ist darin begründet, dass die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft weiterhin über wirtschaftlich sensible Informationen verfügt, über die sie in ihrer Eigenschaft als Netzeigentümerin oder im Rahmen der gesetzlich verankerten Kooperationsverpflichtung mit dem ISO Kenntnis erlangt.⁵⁴³ Diese Schlussfolgerung wird durch die gesetzlich verankerte Verpflichtung der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft zum vertraulichen und diskriminierungsfreien Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen gestützt.⁵⁴⁴ Der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft ist es somit untersagt, wirtschaftlich sensible Informationen an die anderen Teile des Konzerns weiterzureichen. Ferner sind wirtschaftlich sensible Informationen in nichtdiskriminierender Weise zu veröffentlichen.⁵⁴⁵ Zuletzt bleibt zu ergänzen, dass Querschnittsabteilungen ähnlich wie beim ITO-Modell nur zulässig sind, wenn sie rein administrativer Natur sind oder IT-Dienste betreffen. Das Verbot dient ebenfalls der Durchsetzung der informatorischen Entflechtung.⁵⁴⁶ Ferner besteht auch für die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft die Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung.⁵⁴⁷

Aufgaben des Übertragungsnetzeigentümers: Wie zuvor erläutert wurde, trägt der ISO zusammen mit der Regulierungsbehörde die Verantwortung für den Ausbau der Übertragungsinfrastruktur. Weder der Übertragungsnetzeigentümer noch das vertikal

⁵⁴² Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 190f.

⁵⁴³ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 210.

⁵⁴⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 16 Abs. 1, Pisal, R. (2011), S. 210.

⁵⁴⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 16 Abs. 1.

⁵⁴⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 16 Abs. 1, Möllinger, C. (2009), S. 191.

⁵⁴⁷ Vgl. PricewaterhouseCoopers (2012), S. 303ff.

integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben Entscheidungsbefugnisse diesbezüglich. Sie dürfen die vom ISO beschlossenen und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionen jedoch finanzieren.⁵⁴⁸ Eine Investitionspflicht besteht für sie beim beschriebenen ISO-Modell laut Balmert, D. et al. (2008) aber nicht. Dieser Auffassung sind auch Koenig, Ch. et al. (2008, S. 166) Schmidt-Preuß, M. (2009, S. 83) sowie Storr, S. (2011, S. 1391). Der Übertragungsnetzeigentümer und das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Eigentümer der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft ist, dürfen somit die vom ISO angeordnete Investition ablehnen. Allerdings sind sie dann verpflichtet, der Investition durch Dritte (den ISO einschließend) zuzustimmen.⁵⁴⁹ Denkbar wäre, dass z. B. die nationale Regulierungsbehörde ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition einleitet, das allen Investoren offen steht.⁵⁵⁰ Gibt es niemanden, der bereit wäre, die Investition zu finanzieren, trifft laut Bauer, J./Pritsche, K. U./Pooschke, S./Fischer, F. (2008, S. 41) die Finanzierungspflicht in letzter Instanz doch den Übertragungsnetzeigentümer sowie das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen.⁵⁵¹ Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Aufgabe des Übertragungsinfrastruktureigentümers und des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens im ISO-Modell auf die Wahrnehmung der Finanzierungsverantwortung reduziert ist. Die Kontrolle über die Zweckmäßigkeit einer Investition wird durch den ISO und die nationale Regulierungsbehörde ausgeübt.⁵⁵² Da die Finanzierungsvereinbarungen u. a. diskriminierende Bedingungen zum Gegenstand haben können (vgl. Kap. 5.1.2.5), müssen sie grundsätzlich von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.⁵⁵³

Die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft sowie das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben zudem die Pflicht, mit dem ISO zu kooperieren. Damit ist vor allem gemeint, dass sie dem ISO alle Informationen bereitstellen, über die sie als Netzeigentümer verfügen und die der ISO für einen störungsfreien Netzbetrieb benötigt. Die Regulierungsbehörde ist verpflichtet zu überwachen, dass der Übertragungsnetzeigentümer und das vertikal integrierte

⁵⁴⁸ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 4, 5b.

⁵⁴⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 5b,c, Balmert, D. et al. (2008), S. 21, Koenig, Ch. et al. (2008), S. 166.

⁵⁵⁰ Vgl. Balmert, D. et al. (2008), S. 19ff.

⁵⁵¹ Vgl. Pisal, R. (2010), S. 205.

⁵⁵² Vgl. Pisal, R. (2011), S. 206, Baur, J. et al. (2008), S. 39.

⁵⁵³ Vgl. § 9 Abs. 4 EnWG.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrer Kooperationspflicht nachkommen.⁵⁵⁴ Verstoßen sie dagegen, hat die Regulierungsbehörde das Recht, sie zu sanktionieren.⁵⁵⁵

Die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft und das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben die Haftungsrisiken im Zusammenhang mit den Netzvermögenswerten abzusichern. Eine Ausnahme bilden diejenigen Haftungsrisiken, die die Aufgaben des ISO betreffen.⁵⁵⁶ Der Eigentümer des Übertragungsnetzes und das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen zudem Garantien stellen, die zur Erleichterung der Finanzierung des Übertragungsnetzes erforderlich sind. Dies gilt jedoch nicht für Investitionen, die durch Dritte einschließlich des ISO finanziert werden.⁵⁵⁷

5.4 Kritische Würdigung des ISO-Modells gemäß der Richtlinie 2009/72/EG

Wie in Kap. 5.3 erläutert wurde, wird im ISO-Modell nur der Betrieb des Übertragungsnetzes an ein Unternehmen übertragen, das vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen eigentumsrechtlich unabhängig ist. Das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur sowie deren Verwaltung sind zwar in eine Gesellschaft auszugliedern, die gesellschaftsrechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch unabhängig vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist. Da eine Verpflichtung zur eigentumsrechtlichen Entflechtung für das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur vom Gesetzgeber jedoch nicht vorgesehen ist, kann die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft als ein Teil des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens operieren. Somit erhält der ISO nur auf der Basis eines Betriebspachtvertrages Zugang zur Übertragungsinfrastruktur. Dies ist problematisch. Bei einem Pachtvertrag besteht nämlich die Gefahr, dass über die Ausgestaltung der Modalitäten, zu denen die Überlassung erfolgt, das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen sich eine Möglichkeit sichert, Einfluss auf die Geschäftspolitik des Übertragungsnetzbetreibers auszuüben.⁵⁵⁸ Darf der

⁵⁵⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 37 Abs. 3, Pisal, R. (2010), S. 205.

⁵⁵⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art 37, Abs. 3a

⁵⁵⁶ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 5c.

⁵⁵⁷ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 5d.

⁵⁵⁸ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer: 225.

Pachtvertrag z. B. jederzeit durch den Verpächter gekündigt werden, so kann die Kündigungsmöglichkeit als Druckmittel gegen den Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt werden. Das birgt die Gefahr, dass der Übertragungsnetzbetreiber seine Handlungsunabhängigkeit verliert und zu Gunsten der verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens agiert.⁵⁵⁹ Kurze Vertragslaufzeiten sind ebenfalls problematisch. Sie begrenzen die Planungssicherheit und führen dadurch zum Verlust der Handlungsunabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers.⁵⁶⁰ Die Praxis der letzten Jahre hatte zudem gezeigt, dass derartige Pachtverträge nicht selten von vertraglichen Vereinbarungen flankiert werden, die das Selbstbestimmungsrecht der Netzbetreiber beschneiden. Dies geschieht u. a. im Rahmen dienstvertraglicher Vereinbarungen, die z. B. vorsehen können, dass der Verpächter für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten sowie die Netzkundenabrechnung zuständig ist.⁵⁶¹ Dadurch hätte z. B. das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, dem die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft zu 100% gehören darf, die Möglichkeit, unabhängigen Dritten zu hohe Netznutzungsentgelte zu berechnen. Zudem hätte es Zugang zu wirtschaftlich sensiblen Informationen wie z. B. den Lastgängen von Stromabnehmer, die mit der Konkurrenz einen Liefervertrag haben.

Ferner kann auch über das zu zahlende Pachtentgelt die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers beeinflusst werden. So kann z. B. über die Vereinbarung eines relativ niedrigen Pachtentgeltes die Gunst des Übertragungsnetzbetreibers erkaufte werden. Darüber hinaus können auch zu hohe Pachtentgelte vereinbart werden. Die Überschüsse daraus kann das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen verwenden, um eine Preissenkung auf den Wettbewerbsmärkten zu finanzieren.

Da die Überprüfung von Pachtverträgen gemäß der Monopolkommission (2009, Nummer 225) sich in der Praxis als schwierig erweist, wird das Ziel, einen unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (ISO) zu etablieren, durch die Pachtverträge konterkariert.

Die Unabhängigkeit des ISO gefährdend ist auch die Regelung, dass Personen, die direkt oder indirekt Kontrolle über den ISO ausüben, stimmrechtslose

⁵⁵⁹ Vgl. Pisal, R. (2011), S. 144.

⁵⁶⁰ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer: 225.

⁵⁶¹ Vgl. Monopolkommission (2009), Nummer: 225.

Minderheitsbeteiligungen (mit bis zu 49,99%) z. B. in Form von Vorzugsaktien an Stromerzeugungs- und Versorgungsunternehmen halten dürfen. Dadurch wird der ISO nämlich am Gewinn dieser Unternehmen beteiligt, woraus wiederum ein Interessenskonflikt entsteht. So besteht z. B. die Gefahr, dass der ISO den Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen, an denen er Beteiligungen hält, wettbewerbsrelevante Informationen zukommen lässt, wenn dadurch die Möglichkeit besteht, den an ihn auszuschüttenden Betrag positiv zu beeinflussen.

Weder in der Richtlinie 2009/72/EG noch im EnWG finden sich Regelungen in Bezug auf Karenzzeiten, die von den ISO- Aufsichtsräten, ISO-Vorständen, ISO-Führungskräften oder sonstigem ISO-Personal einzuhalten sind, bevor sie nach Beendigung ihres Arbeitsvertrages zu einem Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen wechseln dürfen. Dadurch wird die informatorische Entflechtung unterwandert. Ob die üblichen Klauseln im Arbeitsvertrag, die nach Beendigung des Beschäftigungsverhältnisses zum Stillschweigen gegenüber dem neuen Arbeitgeber verpflichten, den unerwünschten Transfer von wirtschaftlich sensiblen Informationen zu verhindern, ist fraglich. ISO-Führungskräfte, die z. B. für die Abrechnung von Netznutzungsentgelten oder die Beschaffung von Regelenergie verantwortlich waren, haben sich im Rahmen ihrer Tätigkeit Informationen hinsichtlich der Lastgänge verschiedener Stromgroßabnehmer oder Angebotspreise diverser Regelenergieanbieter angeeignet, die sie schwerlich ignorieren können, wenn sie bei einem Versorgungsunternehmen für die Akquise zuständig sind oder bei einem Erzeugungsunternehmen arbeiten, das Regelenergie anbietet.

5.5 Beurteilung der Diskriminierungsanreize im idealisierten ISO-Modell

Auch die für das ISO-Modell in der Richtlinie 2009/72/EG niedergeschriebenen Entflechtungsvorschriften stellen lediglich Mindestanforderungen dar, die von den EU-Mitgliedsstaaten verschärft werden dürfen. Für die folgende Analyse wird deshalb ein ISO-Modell unterstellt, bei dem weder Interessenskonflikte existieren noch eine (direkte oder indirekte) Einflussnahme durch Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen auf den ISO, z. B. via Betriebspachtvertrag, möglich ist, da perfekte Regulierung vorliegt.

Ferner wird angenommen, dass es sich bei dem ISO um ein gewinnorientiertes Unternehmen handelt.

Mangels verbundener Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen hat der Übertragungsnetzbetreiber im ISO-Modell ähnlich wie der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell keine Diskriminierungsanreize, was die Entfaltung von Wettbewerb und eine Annäherung an ein allokativ und technisch effizientes Marktergebnis begünstigt. Dennoch kann es zu Ineffizienzen kommen, da der ISO als Übertragungsnetzbetreiber (ähnlich wie die Institution der Flugsicherung) ein resistentes Monopol ist und somit über Marktmacht verfügt. Somit hat der Übertragungsnetzbetreiber im ISO-Modell genauso wie der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell nicht nur einen Anreiz, sondern auch die Möglichkeit, zwecks Gewinnmaximierung überhöhte Entgelte für den Netzanschluss einer Erzeugungsanlage, die Netznutzung oder die Ausgleichsenergie zu verlangen sowie die bestehenden Grenzkuppelkapazitäten zu begrenzen, um höhere Auktionserlöse zu generieren. Folglich müssen im ISO-Modell die Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen sowie das Entgelt für die Ausgleichsenergie genauso reguliert werden wie die Methoden zur Bestimmung verfügbarer Übertragungskapazitäten und die Verwendung von Engpasserlösen.

5.6 Diskussion der Investitionsanreize im idealisierten ISO-Modell

Da der ISO Investitionen in das Übertragungsnetz beschließen darf, das finanzielle Risiko der hohen markt-irreversiblen Investition jedoch nur von der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft und dem vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen getragen werden muss, mit dem sie verbunden ist, besteht ein Überinvestitionsrisiko und damit die Gefahr der technischen Ineffizienz. Das Risiko der Überinvestition ist c. p. weder im ITO-Modell noch dem OU-Modell gegeben, da dort die Investitionsentscheidung von demjenigen Unternehmen getroffen wird, das auch das finanzielle Risiko trägt. Es ist davon auszugehen, dass solche Unternehmen die Investitionen insgesamt kritischer prüfen als der ISO. Schließlich binden sie sich aufgrund der hohen Marktirreversibilität der Investition langfristig an den Markt und müssen damit rechnen, dass sie im Falle eines Marktaustrittes eine sofortige Abschreibung der noch nicht erwirtschafteten Investition vornehmen müssen, während für den ISO die Pachtgebühr mit der Einstellung der Tätigkeit entfällt. Relativiert wird das Überinvestitionsrisiko durch die Tatsache, dass die

Übertragungsinfrastruktur dem ISO nicht kostenlos zur Verfügung gestellt wird. Er ist verpflichtet an die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft eine Pachtgebühr zu entrichten, die optimalerweise den marktüblichen Renditen für alternative Kapitalanlagen mit identischem Risiko entsprechen sollte. Da der ISO diese erwirtschaften muss, wird er die Rentabilität der Projekte bei seiner Investitionsplanung kritisch prüfen und entsprechend berücksichtigen. Auch die Einbindung der Regulierungsbehörde bei der Investitionsplanung kann das Überinvestitionsrisiko reduzieren, sofern diese über entsprechende Kompetenzen verfügt bzw. über ein ausreichend hohes Budget, das ihr erlaubt Expertise einzukaufen.

Wie bereits erläutert wurde, hat der ISO das Recht (zusammen mit der Regulierungsbehörde), über die Investitionen zu entscheiden. Weder die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft noch das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind jedoch verpflichtet, die Investition zu finanzieren. Sie dürfen also eine vom ISO geplante Investition ablehnen. Allerdings sind sie dann verpflichtet, der Investition durch Dritte einschließlich des ISO zuzustimmen. In diesem Fall könnte die durch den ISO beschlossene Investition z. B. ausgeschrieben werden. Die Suche nach Investoren kann jedoch zu Verzögerungen bei der Realisierung von Investitionsprojekten führen. Wissend darum können die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft und das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Eigentümer der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft ist, die Finanzierung der Investitionen ausschlagen.⁵⁶²

Ob die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft sowie das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die an der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft beteiligt ist, jedoch grundsätzlich an der Verzögerung von Investitionen interessiert sind, ist nicht eindeutig zu beantworten. Um den Marktzutritt von Wettbewerbern auf der Ebene der Erzeugung und Versorgung zumindest temporär hinauszuzögern, haben sie den Anreiz, durch das Hinauszögern von Investitionen die Übertragungskapazitäten knapp zu halten. Gleichzeitig ist der Elektrizitätsversorgungskonzern aus mehreren Gründen an zuverlässiger Stromversorgung interessiert. Zum einen ist ihm bewusst, dass dem ISO bei Versorgungsunterbrechungen Einnahmen in Form der Netznutzungsentgelte entgehen,

⁵⁶² Vgl. Holznagel, B. et al. (2008), S. 26.

auf die es angewiesen ist, um die Pachtgebühr zu erwirtschaften. Zusätzlich könnte der ISO bei Versorgungsunterbrechungen zur Zahlung von Pönälen z. B. an die Netznutzer verpflichtet werden. Auch das kann die Solvenz des ISO gefährden.

Das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist jedoch nicht nur an der Pachtgebühr interessiert. Bei Versorgungsunterbrechungen ist es nicht in der Lage, seine Stromlieferverträge zu erfüllen, weshalb ihm Erlöse aus dem Vertrieb von Strom entstehen. Ferner verliert es auch die Erlöse in Form der Netznutzungsentgelte auf der Ebene der Stromverteilung. Langfristig bestünde auch die Gefahr, dass in Folge der Unterinvestitionen die Versorgungszuverlässigkeit dermaßen leidet, dass die energieintensiven Unternehmen beschließen könnten, ihre Standorte z. B. ins Ausland zu verlagern bzw. ihre eigenen Kraftwerke und Netze zu errichten. Eine Verfehlung der Renditeziele wäre eine mögliche Konsequenz. Eine andere ist die Gefährdung der Amortisation der markt-irreversiblen Investitionen auf der Ebene der Übertragung, Verteilung sowie Erzeugung.

Es ist jedoch zu erwarten, dass die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft sowie das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen Investitionen in Grenzkuppelkapazitäten zu Ländern mit einem tendenziell niedrigerem Strompreisniveau ablehnen werden, um die Realisierung der Investitionsprojekte zu verzögern und den für die konzerneigenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen relevanten Wettbewerbsmarkt vor zusätzlicher Konkurrenz abzuschotten.

Für höhere Investitionsanreize als im OU-Modell spricht die Tatsache, dass das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das an der Übertragungseigentümergeellschaft beteiligt ist, die Möglichkeit hat, die Tarifhöhe, aber auch die Tarifstruktur der Endkundenpreise für Strom zu beeinflussen, was das Risiko einer irreversiblen Investition abmildert. Ferner kann es gegebenenfalls durch den Ausbau des Übertragungsnetzes auch seine Gewinne auf der Ebene der Erzeugung- und Versorgung maximieren.

6 Das Problem der doppelten Gewinnaufschläge in der Elektrizitätswirtschaft

Das Problem der doppelten bzw. mehrfachen Gewinnaufschläge (Synonym: Doppelte Marginalisierung) wurde von Spengler, J. (1950) sowie Machlup, F./Taber, M. (1960, S. 102) erstmals genauer dargelegt. Für diese Autoren tritt das Problem der doppelten Gewinnaufschläge auf, wenn auf zwei hintereinander geschalteten vertikal vollständig desintegrierten Märkten ein Preis erhoben wird, der jeweils über den kurzfristigen Gesamtkosten des Zwischen- und des Endproduktes pro Stück liegt. Die Gewinnaufschläge sind umso höher, je geringer die Wettbewerbsintensität auf der jeweiligen Wertschöpfungsstufe ist.⁵⁶³ Folglich ist die Voraussetzung für doppelte Gewinnaufschläge die Existenz und der Missbrauch von Marktmacht. Spätere Abhandlungen zum Problem der doppelten Gewinnaufschläge, wie z. B. die von Tirole, J. (1988, S. 174) sowie Kaserman, D. J./Mayo, J. W. (1995, S. 302-307) vertreten hingegen die Ansicht, dass es zum Problem der doppelten Gewinnaufschläge kommt, wenn auf zwei hintereinander geschalteten vertikal desintegrierten Märkten ein Preis erhoben wird, der jeweils über den Grenzkosten des Zwischen- und Endproduktes liegt, wobei unklar ist, ob kurz- oder langfristigen Grenzkosten von den Autoren unterstellt werden.

Kritisch anzumerken bleibt, dass weder Preise oberhalb der i) kurzfristigen Grenzkosten noch der ii) langfristigen Grenzkosten zwangsläufig Ausdruck von Marktmacht sein müssen.

i) Für den Fall, dass die Produktion mit Fixkosten verbunden ist, sind Grenzkostenaufschläge erforderlich, um Eigenwirtschaftlichkeit zu erzielen. Andernfalls blieben die Fixkosten ungedeckt, was wiederum langfristig den Marktaustritt des Unternehmens nach sich ziehen würde.

ii) Ist der relevante Nachfragebereich durch Economies of Scale gekennzeichnet – wie dies bei der Übertragung und Verteilung von Strom ist – verlaufen die langfristigen Grenzkosten unterhalb der langfristigen Durchschnittskosten. Somit wären Preise in Höhe der langfristigen Grenzkosten mit Verlusten für die Unternehmen verbunden. Um Eigenwirtschaftlichkeit zu gewährleisten, benötigen die Unternehmen deshalb einen

⁵⁶³Vgl. Spengler, J. (1950), S. 347ff.

Preis in Höhe der langfristigen Durchschnittskosten, was wiederum Grenzkostenaufschläge impliziert.

Bleiben diese beiden Aspekte im Rahmen einer Analyse ohne Berücksichtigung, werden die Höhe der tatsächlichen Gewinnaufschläge und der damit verbundene Wohlfahrtsverlust überschätzt.

Das Ziel des Kapitels ist es zu überprüfen, bei welchem von der EU-Kommission geforderten Entflechtungsmodell die Möglichkeit des Problems der Doppelten Gewinnaufschläge theoretisch auftreten könnte. Um das Problem der Doppelten Gewinnaufschläge besser verstehen zu können, wird dieses zunächst allgemein betrachtet. Darauf aufbauend wird untersucht, ob das Problem der Doppelten Gewinnaufschläge bei den von der EU-Kommission geforderten Entflechtungsmodellen theoretisch auftreten kann. Anschließend wird diskutiert, wie praxisrelevant dieses Problem ist bzw. welche Möglichkeiten bestehen, das Problem zu beheben und wo die Grenzen dieser sind.

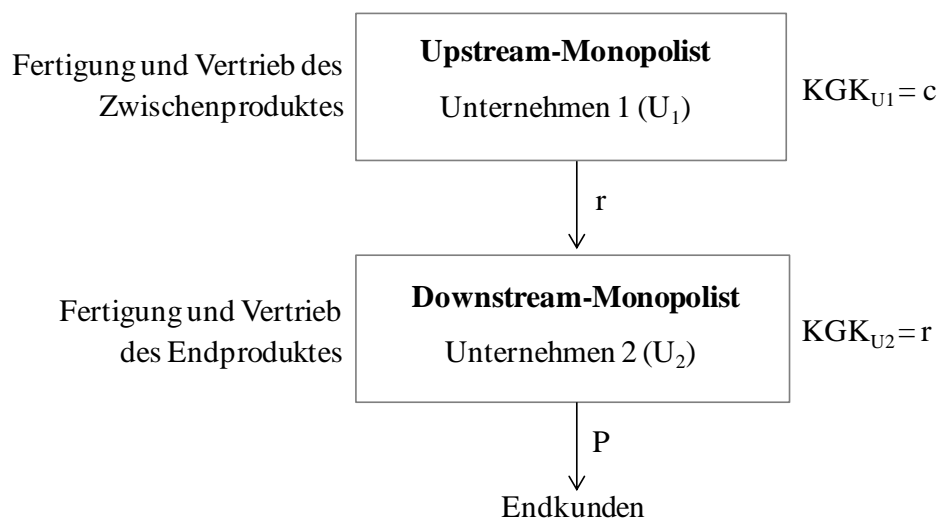
6.1 Illustration des Problems der doppelten Gewinnaufschläge

Um das Problem der doppelten Gewinnaufschläge zu illustrieren, wird unterstellt, dass auf zwei hintereinander geschalteten vertikal komplementären Märkten jeweils ein Monopolist agiert (vgl. Abb. 6-1). Die beiden Monopolisten sind annahmegemäß vollständig unabhängig voneinander, d. h. jeder maximiert ausschließlich seinen Gewinn. Des Weiteren wird aus Vereinfachungsgründen unterstellt, dass sowohl auf dem Upstream-Markt als auch auf dem Downstream-Markt konstante Economies of Scale innerhalb des relevanten Nachfragebereiches vorliegen. Der Upstream-Monopolist (U_1 in Abb. 6-1) produziert das Zwischenprodukt und veräußert es an den Downstream-Monopolisten (U_2 in Abb. 6-1) zum Preis r . Die kurzfristigen Grenzkosten des Upstream-Monopolisten werden durch c abgebildet. Fixkosten fallen nicht an.⁵⁶⁴ Der Downstream-Monopolist stellt aus dem Zwischenprodukt das Endprodukt her. Hierbei wird angenommen, dass für die Produktion einer Einheit des Downstream-Produktes Q_{U_2} eine Einheit des Zwischenproduktes Q_{U_1} benötigt wird. Da aus Vereinfachungsgründen angenommen wird, dass der Downstream-Monopolist bis auf r

⁵⁶⁴ Die zur Vereinfachung der Darstellung getroffenen Annahmen würden zwar beim Versuch, den Wohlfahrtsverlust zu quantifizieren, dazu führen, dass dieser überschätzt wird. Der Wirkungsmechanismus der doppelten Gewinnaufschläge bleibt davon jedoch unberührt.

keine weiteren Kosten hat, werden seine kurzfristigen Grenzkosten durch r symbolisiert. Das Endprodukt bietet das Downstream-Unternehmen zum Preis P an. Die Preisabsatzfunktion auf dem Endkundenmarkt sei $P(Q_{U2})=1-Q_{U2}$. Darüber hinaus wird zunächst unterstellt, dass beide Märkte unreguliert sind und die Monopolisten über Marktmacht verfügen. Unter Marktmacht wird im vorliegenden Modell die Fähigkeit verstanden, den jeweiligen Preis gewinnbringend auf ein Preisniveau zu heben, das über den kurzfristigen Grenzkosten der Produktion liegt. Zudem wird angenommen, dass der Downstream-Monopolist keinerlei monopsonistische Nachfragemacht gegenüber dem Upstream-Monopolisten besitzt. Daher muss er den Zwischenproduktpreis r als Datum akzeptieren.⁵⁶⁵

Abbildung 6-1: Unternehmensstruktur bei vertikaler Separierung/Desintegration



Quelle: Tirole, J. (1988), S. 174.

Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten bei vertikaler Desintegration: Das Problem der doppelten Gewinnaufschläge lässt sich mittels einer Rückwärtsinduktion veranschaulichen. Aus diesem Grund wird zuerst das Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten auf dem Endkundenmarkt betrachtet. Seine Gewinnfunktion lautet

$$1) \quad G_{U2} = P(Q_{U2}) - r]Q_{U2} = (1 - Q_{U2})Q_{U2} - rQ_{U2}.$$

⁵⁶⁵ Vgl. Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Er maximiert seinen Gewinn durch die Wahl derjenigen Ausbringungsmenge, bei der die Grenzkosten r dem Grenzerlös $GE_{U2}=1-2Q_{U2}$ entsprechen. Die gewinnmaximale Ausbringungsmenge entspricht

$$2) \quad Q^*_{U2}=(1-r)/2.$$

Der gewinnmaximale Endkundenpreis beträgt

$$3) \quad P^*_{U2}=(1+r)/2.$$

Somit beläuft sich der Gewinn im Optimum auf

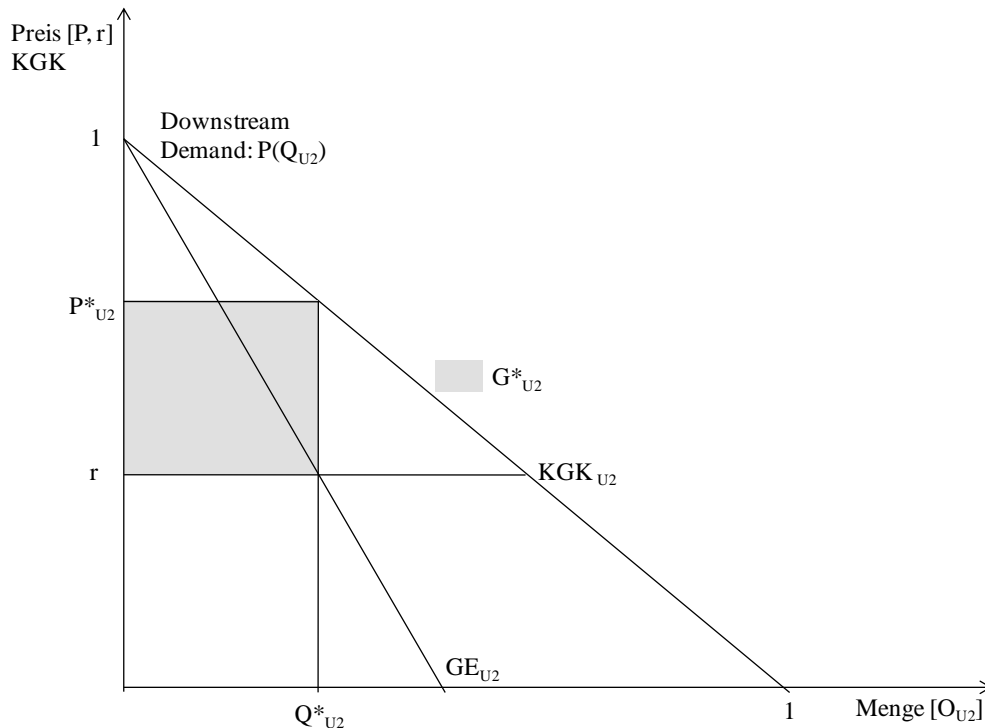
$$4) \quad G^*_{U2}=(1-r)^2/4.$$

Wie anhand der Formeln 2), 3) und 4) im vorliegenden Kapitel zu erkennen ist, sind der gewinnmaximale Preis, die gewinnmaximale Ausbringungsmenge und der Gewinn des Downstream-Monopolisten eine Funktion von r , dem Zwischenproduktpreis. Der Zwischenproduktpreis wird annahmegemäß vom Upstream-Monopolisten festgelegt und ist deshalb an dieser Stelle noch unbestimmt.⁵⁶⁶

⁵⁶⁶ Vgl. Pepall, L. et al. (1999), S. 436ff, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Abb. 6-2 veranschaulicht das Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten auf dem Endkundenmarkt.

Abbildung 6-2: Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten



Quelle: Pepall, L. et al. (1999), S. 435.

Optimierungsproblem des Upstream-Monopolisten bei vertikaler Desintegration: Die gewinnmaximale Ausbringungsmenge $Q^*_{U2}=(1-r)/2$ des Downstream-Monopolisten ist zugleich die Zwischenproduktmenge, die der Downstream-Monopolist für die Herstellung des Endproduktes beim Upstream-Monopolisten einkauft. Folglich beschreibt $Q_{U1}=(1-r)/2$ die Preisabsatzfunktion des Upstream-Monopolisten. Damit ist $r(Q_{U1})=1-2Q_{U1}$ die inverse Preisabsatzfunktion des Upstream-Monopolisten. Sie entspricht zugleich der Grenzerlösfunktion des Downstream-Monopolisten.⁵⁶⁷

Da nun die inverse Preisabsatzfunktion des Upstream-Monopolisten bekannt ist, lassen sich auch der Preis, die Ausbringungsmenge sowie der Gewinn des Upstream-Monopolisten im Gewinnoptimum bestimmen. Zu diesem Zweck wird zunächst die Gewinnfunktion des Upstream-Monopolisten aufgestellt. Sie lautet

$$5) \quad G_{U1}=[r(Q_{U1})-c]Q_{U1}=(1-2Q_{U1})Q_{U1}-cQ_{U1}.$$

⁵⁶⁷ Vgl. Pepall, L. et al. (1999), S. 436ff, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Genauso wie der Downstream-Monopolist wählt auch der Upstream-Monopolist diejenige Ausbringungsmenge, bei der die Grenzkosten c dem Grenzerlös $GE_{U1}=1-4Q_{U1}$ entsprechen. Diese lautet

$$6) \quad Q^*_{U1}=(1-c)/4.$$

Der gewinnmaximale Preis beträgt

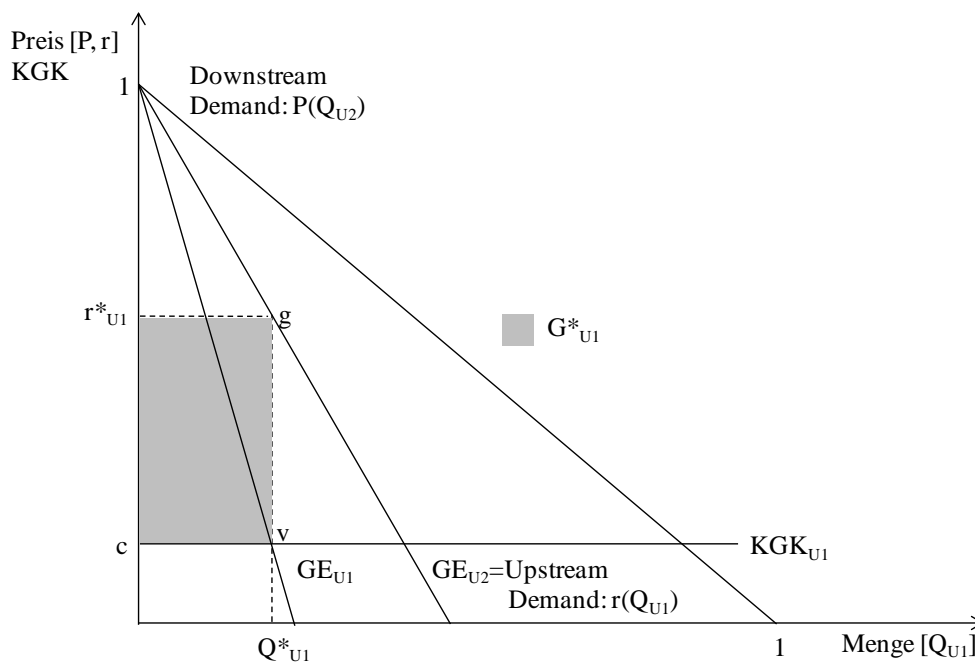
$$7) \quad r^*_{U1}=(1+c)/2.$$

Der Gewinn des Upstream-Monopolisten beläuft sich auf

$$8) \quad G^*_{U1}=(1-c)^2/8.$$

Abb. 6-3 veranschaulicht das Optimierungsproblem des Upstream-Monopolisten auf dem Zwischenproduktmarkt. ⁵⁶⁸

Abbildung 6-3: Optimierungsproblem des Upstream-Monopolisten



Quelle: Pepall, L. et al. (1999), S. 437, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Marktergebnis bei vertikaler Desintegration: Da nun der gewinnmaximale Zwischenproduktpreis r^*_{U1} ermittelt ist, können auch der gewinnmaximale Preis, die gewinnmaximale Ausbringungsmenge sowie der Gewinn des Downstream-

⁵⁶⁸ Vgl. Pepall, L. et al. (1999), S. 436ff, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Unternehmens auf dem Endkundenmarkt konkretisiert werden. Zu diesem Zweck wird r^*_{U1} in die Gleichungen 2), 3) und 4) des vorliegenden Kapitels eingesetzt. Daraus ergibt sich ein gewinnmaximaler Preis des Downstream-Monopolisten in Höhe von

$$9) \quad P^*_{U2} = (3+c)/4.$$

Die gewinnmaximale Ausbringungsmenge des Downstream-Monopolisten beträgt

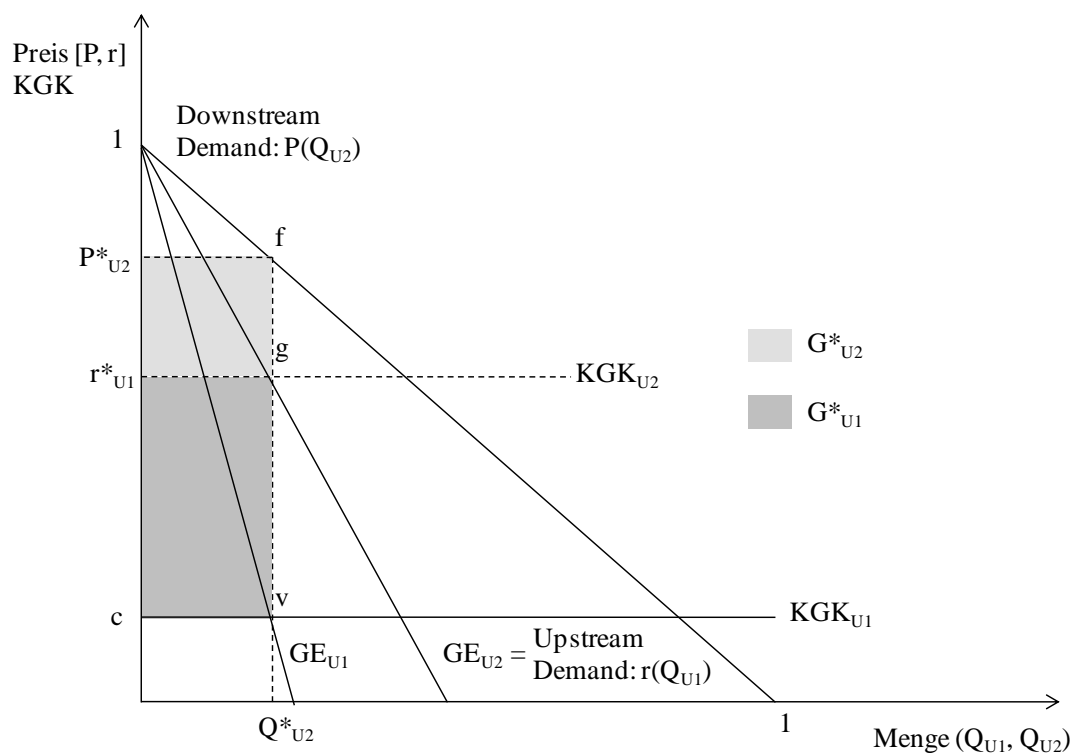
$$10) \quad Q^*_{U2} = (1-c)/4.$$

Der Gewinn des Downstream-Monopolisten beläuft sich auf

$$11) \quad G^*_{U2} = (1-c)^2/16.^{569}$$

In der Abb. 6-4 wird das Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten und des Upstream-Monopolisten veranschaulicht.

Abbildung 6-4: Marktergebnis bei vertikaler Desintegration

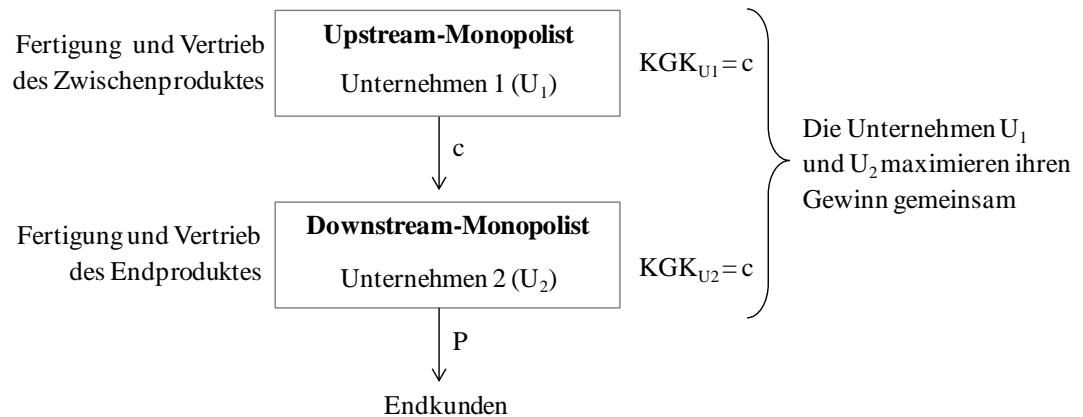


Quelle: Pepall, L. et al. (1999), S. 437, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

⁵⁶⁹Vgl. Pepall, L. et al. (1999), S. 436ff, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Optimierungsproblem eines vertikal integrierten Monopolisten: Als nächstes wird ein Szenario betrachtet, bei dem die beiden Monopolisten fusionieren und der Upstream-Monopolist dem Downstream-Monopolisten das Zwischenprodukt zum Preis seiner kurzfristigen Grenzkosten c anstatt zum gewinnmaximalen Zwischenprodukt Preis r^*_{U1} zur Verfügung stellt. Vergleiche hierzu die Abb. 6-5.

Abb. 6-5: Situation bei vertikale Integration



Quelle: Tirole, J. (1988), S. 174.

Die Gewinnfunktion des vertikal integrierten Unternehmens lautet somit

$$12) \quad G_{\text{Fusion}}(Q) = (P(Q) - c)Q = (1 - Q)Q - cQ.$$

Das Monopol maximiert seinen Gewinn durch die Wahl derjenigen Ausbringungsmenge, bei der die Grenzkosten der Produktion c dem Grenzerlös $GE_{\text{Fusion}} = 1 - 2Q$ des vertikal integrierten Unternehmens entsprechen. Der Grenzerlös des vertikal integrierten Unternehmens entspricht dabei dem Grenzerlös des Downstream-Monopolisten bei vertikaler Desintegration. Der gewinnmaximale Output des vertikal integrierten Unternehmens beträgt

$$13) \quad Q^*_{\text{Fusion}} = (1 - c)/2.$$

Der gewinnmaximale Preis ist

$$14) \quad P^*_{\text{Fusion}} = (1 + c)/2.$$

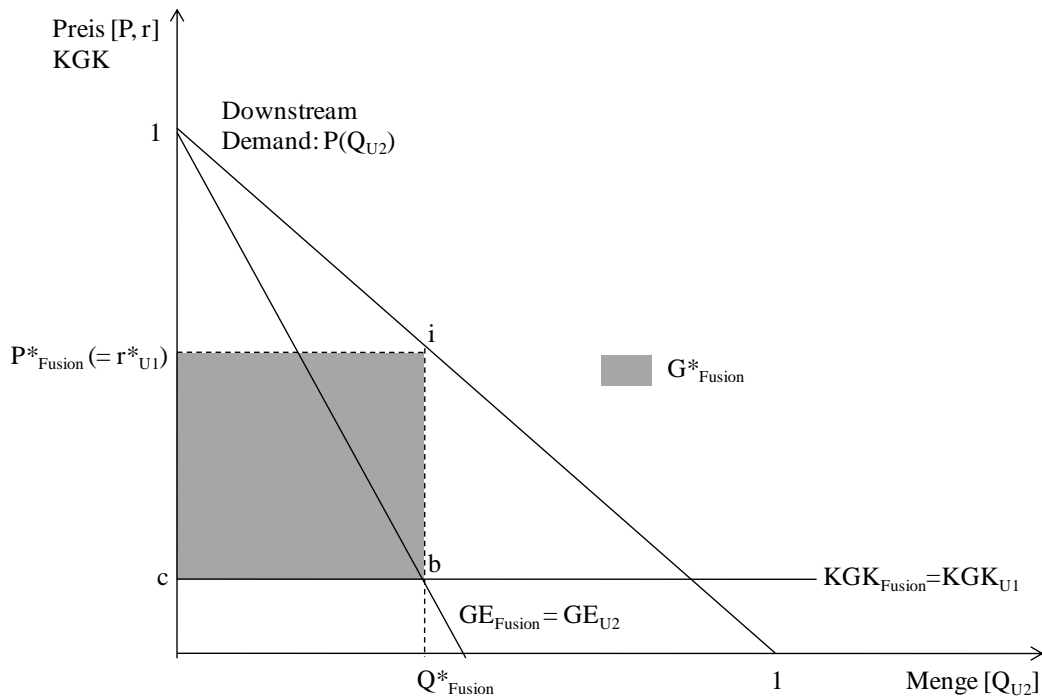
Damit entspricht er r^*_{U1} , also dem gewinnmaximalen Preis des Upstream-Monopolisten bei vertikaler Desintegration in Abb. 6-4.

Der Gewinn des Unternehmens beläuft sich auf

$$15) \quad G^*_{\text{Fusion}} = (1-c)^2/4.$$

Abb. 6-6 veranschaulicht das Marktergebnis bei vertikaler Integration der beiden Unternehmen.

Abbildung 6-6: Optimierungsproblem eines vertikal integrierten Monopolisten



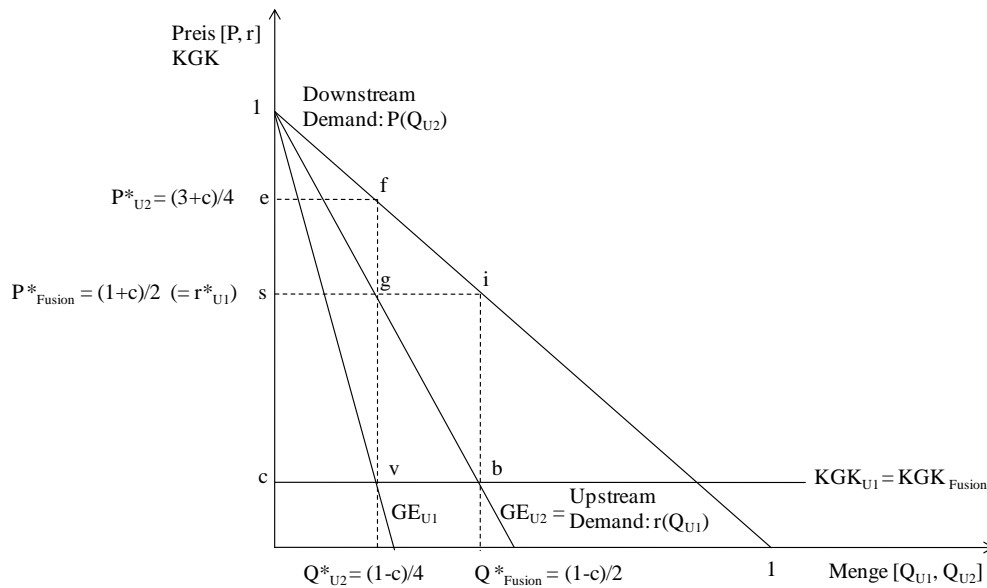
Quelle: Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Vertikale Integration vs. vertikale Desintegration: Zum Ende der Illustration des Problems der doppelten Gewinnaufschläge wird das Marktergebnis bei vertikaler Desintegration dem Marktergebnis bei vertikaler Integration zum Zwecke eines Vergleichs gegenübergestellt.

Wie der Abb. 6-7 zu entnehmen ist, steigt auf dem Downstream-Markt der Preis bei vertikaler Desintegration [P^*_{U2}] auf ein Niveau an, das über dem Preisniveau bei vertikaler Integration [P^*_{Fusion}] liegt. Die Angebotsmenge auf dem Downstream-Markt bei vertikaler Desintegration [Q^*_{U1}] ist hingegen geringer als die Angebotsmenge bei vertikaler Integration [Q^*_{Fusion}]. Dadurch bewirkt die vertikale Desintegration einen Rückgang der Konsumentenrente (KR) von $KR^*_{\text{Fusion}} = 2(1-c)^2/8$ (Fläche 1*si*1 in Abb. 6-7) auf $KR = (1-c)^2/8$ (Fläche 1*ef*1 in Abb. 6-7). Neben der Konsumentenrente (KR) geht

auch die Produzentenrente (PR) in Folge der vertikalen Desintegration von $G^*_{\text{Fusion}}=4(1-c)^2/16$ (Fläche scbis in Abb. 6-7) auf $G^*_{U2}+ G^*_{U1}=3(1-c)^2/16$ (Fläche escvge in Abb. 6-7) zurück. Zusammengenommen bedeutet dies, dass die Wohlfahrt, also die Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente, bei vertikaler Desintegration ($WF = (1-c)^2/32$) niedriger als bei vertikaler Integration ($WF^*_{\text{Fusion}} = 4(1-c)^2/32$) ist.⁵⁷⁰

Abbildung 6-7: Vertikale Integration vs. vertikale Desintegration



Quelle: Pepall, L. et al. (1999), S. 437.

Die Ursache für den Wohlfahrtsverlust bei vertikaler Desintegration ist, dass die beiden Monopolisten unabhängig voneinander ihre Gewinne maximieren und dabei nicht berücksichtigen, dass sie durch ihre Mengen- bzw. Preisentscheidung den Gewinn des jeweils anderen negativ beeinflussen. Durch die vertikale Integration kann dieser negative externe Effekt hingegen internalisiert werden. Hierbei stellt der Upstream-Monopolist dem Downstream-Monopolisten das Zwischenprodukt zum Preis von c , den kurzfristigen Grenzkosten der Produktion, und nicht zum Monopolpreis r^* zur Verfügung. Dadurch wird nur ein Gewinnaufschlag, und zwar auf dem Downstream-Markt, realisiert. Die Folgen sind ein niedrigerer Preis und eine höhere Ausbringungsmenge und damit eine höhere Wohlfahrt.⁵⁷¹

⁵⁷⁰ Vgl. Pepall, L. et al. (1999), S. 436ff, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

⁵⁷¹ Vgl. Tirole, J. (1988), S. 174, Carlton, D. W./Perloff, J. M. (2000), S. 398ff.

Solange jedoch die Unternehmen vertikal desintegriert sind, der Zwischenproduktpreis linear ist und auf dem Upstream- und Downstream-Markt Marktmacht vorliegt, ist es für die beiden Monopolisten rational, ihre Gewinne unabhängig voneinander zu maximieren. Wie anhand der Tabelle 6-1 zu sehen ist, realisiert der Upstream-Monopolist nämlich einen Gewinn von Null, wenn er das Zwischenprodukt zum Grenzkostenpreis anbietet. Der Downstream-Monopolist hat in diesem Fall jedoch den Anreiz, auf dem Endkundenmarkt einen Monopolpreis zu verlangen. Auf diese Weise hat er die Möglichkeit, sich den gesamten Gewinn der Branche anzueignen. Dieser entspricht dem Gewinn bei vertikaler Integration. Setzt der Downstream-Monopolist auf dem Endkundenmarkt einen Grenzkostenpreis, hat wiederum der Upstream-Monopolist einen Anreiz, einen Monopolpreis für das Zwischenprodukt zu verlangen. Auf diese Weise hat er die Möglichkeit, sich den gesamten Gewinn der Branche anzueignen. Folglich ist die dominante Strategie für beide Monopolisten, den Gewinn unabhängig voneinander zu maximieren. Das bedeutet, dass jeder Monopolist für sein Produkt einen Monopolpreis verlangt. Nur so können sie unter den gegebenen Bedingungen den für sich größtmöglichen Gewinn erzielen. Damit stellt das Feld D in Tab. 6-1 – also das Marktergebnis bei vertikaler Desintegration – ein Nash-Gleichgewicht dar.⁵⁷²

Tabelle 6-1: Gefangenendilemma

<u>Downstream-Monopolist</u>	LGK_{U2}	P* (= Monopolpreis auf dem Downstream-Markt)
<u>Upstream-Monopolist</u>	A	B
LGK_{U1}	$G_{U1} = 0 / G_{U2} = 0$	$G_{U1} = 0 / G_{U2} = 4(1-c)^2/16$
r* (= Monopolpreis auf dem Upstream-Markt)	C	D
	$G_{U1} = 4(1-c)^2/16 / G_{U2} = 0$	$G_{U1} = 2(1-c)^2 / G_{U2} = (1-c)^2/16$

Quelle: Vgl. Wied-Nebbeling, S. (2004), S. 85-95.

⁵⁷² Vgl. Wied-Nebbeling, S. (2004), S. 85-95.

6.2 Doppelte Gewinnaufschläge im ITO-Modell, OU-Modell und ISO-Modell

Das Ziel des vorliegenden Kapitels ist es zu analysieren, ob im ITO-Modell, OU-Modell oder ISO-Modell, das Problem der doppelten Gewinnaufschläge bzw. der doppelten Marginalisierung theoretisch auftreten kann, wenn von der Netzentgeltregulierung⁵⁷³ abgesehen wird und ein linearer Tarif (€/kWh) zugrunde gelegt wird. Im Folgenden wird vom Problem der doppelten Gewinnaufschläge bzw. der doppelten Marginalisierung gesprochen, wenn ein Preis oberhalb der kurzfristigen Durchschnittskosten auf zwei Komplementärmärkten gewinnbringend erhoben werden kann.

ITO-Modell: Wie bereits dargelegt, muss im ITO-Modell sowohl der Übertragungsnetzbetrieb einschließlich der Übertragungsinfrastruktur als auch der Verteilungsnetzbetrieb einschließlich der Verteilungsinfrastruktur in jeweils eine Gesellschaft ausgegliedert werden, die gesellschaftsrechtlich, operationell, informatorisch sowie buchhalterisch von allen anderen Tätigkeitsbereichen des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns entflochten ist (vgl. Abb. 5-1). Obwohl beide Netzgesellschaften weiterhin zum Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens gehören, sieht das Gesetz vor, dass die Gesellschaft, die das Übertragungsnetz betreibt, ihren Gewinn unabhängig von der Gesellschaft maximiert, die für den Betrieb des Verteilungsnetzes im Konzern zuständig ist. Gleichzeitig muss die Gesellschaft, die im vertikal integrierten Konzern für den Betrieb des Verteilungsnetzes zuständig ist, ihren Gewinn unabhängig von der Gesellschaft optimieren, die das Übertragungsnetz betreibt. Dies ist daran zu erkennen, dass die Kompetenz, Netznutzungsentgelte für das Übertragungsnetz zu bestimmen, ausschließlich beim Übertragungsnetzbetreiber, also dem ITO, liegt⁵⁷⁴ und das ITO-Aufsichtsorgan als Interessensvertretung der Anteilseigner keine Entscheidungsbefugnisse in diesem Zusammenhang hat.⁵⁷⁵ Die Festlegung der Netznutzungsentgelte für das Verteilungsnetz obliegt hingegen ausschließlich der Verteilungsgesellschaft. Dies ist wiederum dem Umstand zu entnehmen, dass der

⁵⁷³ Die Wirkung der Netzentgeltregulierung auf das Problem der doppelten Marginalisierung wird in Kap. 6.3 betrachtet.

⁵⁷⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17 Abs. 2d.

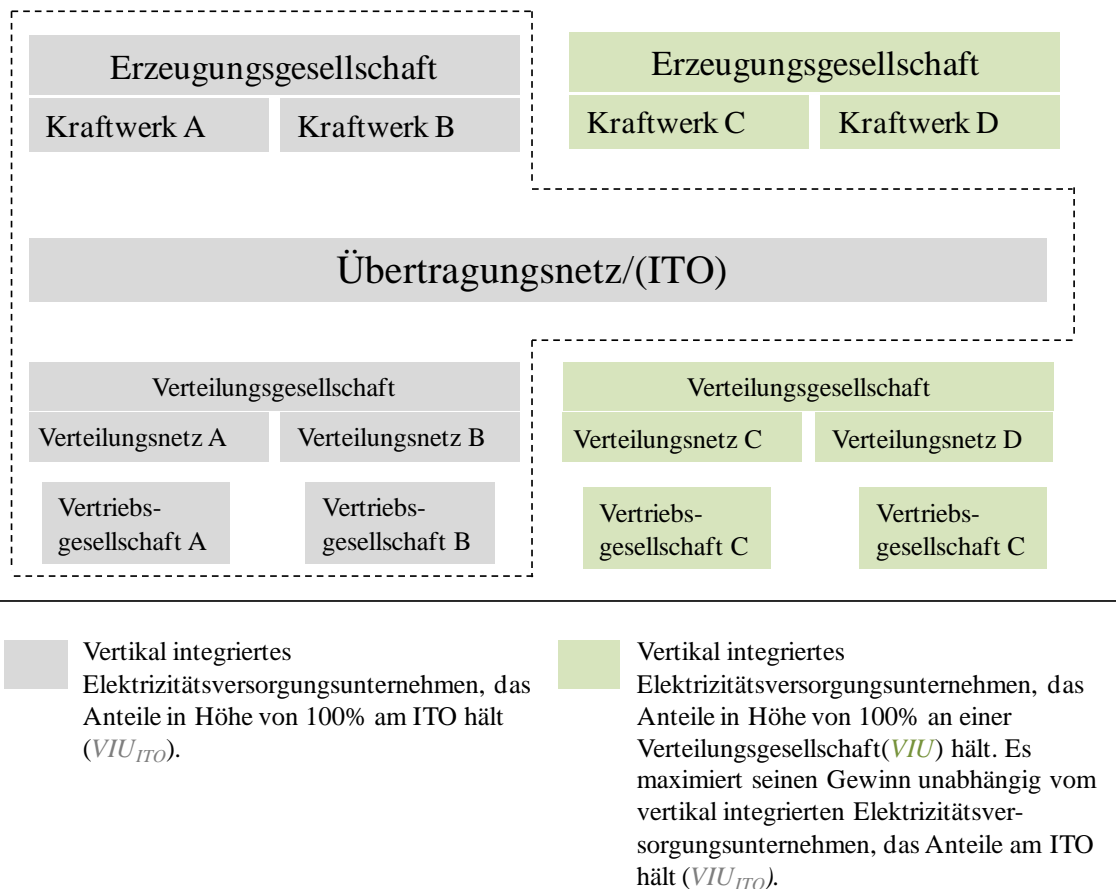
⁵⁷⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 20 Abs. 1, Möllinger, C. (2009), S. 196, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86, PricewaterhouseCoopers (2012), S. 308.

Muttergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns das Weisungsrecht im Hinblick auf den laufenden Verteilungsnetzbetrieb per Gesetz entzogen wurde.⁵⁷⁶ Da das Übertragungsnetz und das Verteilungsnetz monopolistische Bottlenecks sind, verfügen ihre Betreiber über Marktmacht, die sie theoretisch verwenden könnten, um jeweils einen Monopolpreis durchzusetzen. Folglich kann das Problem der doppelten Gewinnaufschläge theoretisch unter der Zugrundelegung der obigen Prämissen auch innerhalb eines Konzerns auftreten, der seine vertikale Struktur beibehalten darf.

Des Weiteren kann es zum Problem der doppelten Gewinnaufschläge im ITO-Modell kommen, wenn innerhalb der Regelzone des ITO neben der Verteilungsgesellschaft, die zum Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens gehört, auch solche Verteilungsgesellschaften agieren, die ihre Gewinne unabhängig vom vertikal integrierten Konzern maximieren, da sie von unabhängigen Dritten (wie z. B. dem VIU in Abb. 6-8) betrieben werden.

⁵⁷⁶ § 7a Abs. 4 EnWG.

Abbildung 6-8: Doppelte Marginalisierung bewirkende Marktstruktur im ITO-Modell



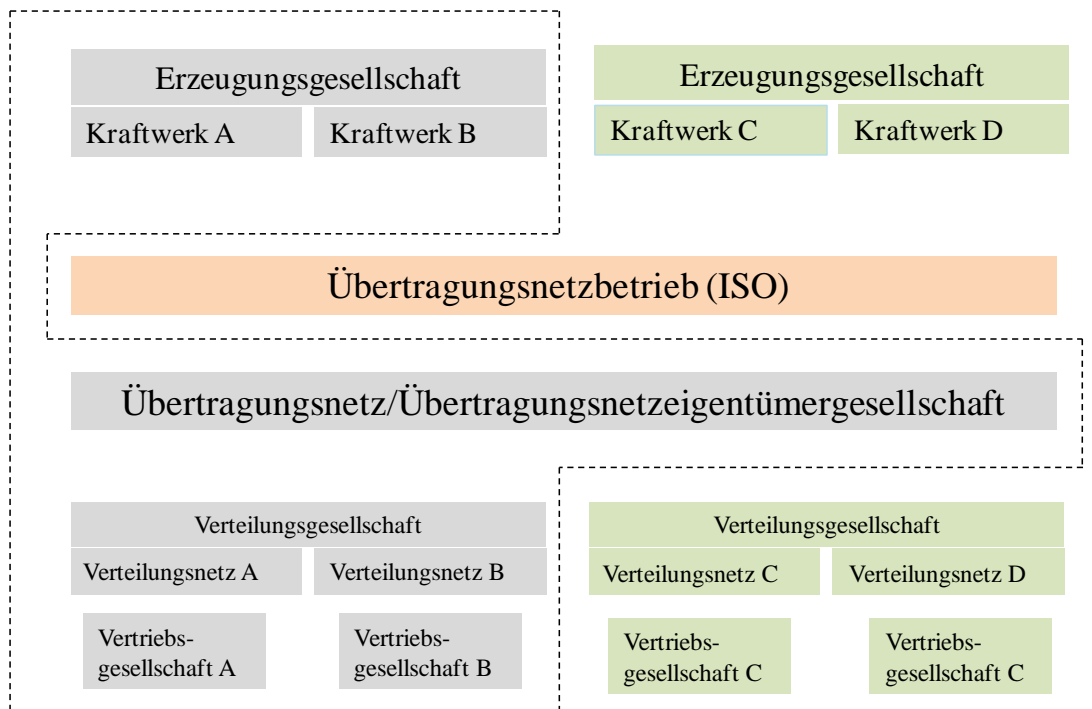
Quelle: Eigene Darstellung

OU-Modell: Beim Ownership Unbundling wird der Übertragungsnetzbetrieb als auch das Eigentum an allen Vermögenswerten, die für die Geschäftstätigkeit der Elektrizitätsübertragung notwendig sind, aus dem Konzernverbund des vertikal integrierten Unternehmens herausgelöst.⁵⁷⁷ Es entsteht somit ein von den Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber, der zugleich Eigentümer des Übertragungsnetzes ist (vgl. Abb. 5-2). Neben dem Übertragungsnetz ist zur Erreichung der Letztverbraucher jedoch auch das Verteilungsnetz von Nöten. Da dieses weiterhin im Konzernverbund des vertikal integrierten Unternehmens verbleibt, kann es zum Problem der doppelten Gewinnaufschläge kommen. Denn sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilungsnetz sind monopolistische Bottlenecks. Ihre Betreiber verfügen somit über Marktmacht.

⁵⁷⁷ Vgl. Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 82.

ISO-Modell: Beim Independent System Operator gemäß der Richtlinie 2009/72/EG muss der Betrieb des Übertragungsnetzes an ein Unternehmen übertragen werden, das vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzern eigentumsrechtlich unabhängig ist. Das Eigentum an der Übertragungsinfrastruktur darf hingegen im Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns verbleiben. Die Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass es in eine Gesellschaft ausgegliedert wird, die gesellschaftsrechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch unabhängig von diesem ist. Das Unternehmen, das den Betrieb des Übertragungsnetzes übernimmt, wird als Independent System Operator (ISO) bezeichnet (vgl. Abb. 6-9). Es muss das Übertragungsnetz von der Übertragungsnetzeigentümergeinschaft, die zum Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns gehört, pachten. Zur Erinnerung: Die Kompetenz, Netznutzungsentgelte zu erheben, liegt beim ISO. Die Übertragungsnetzeigentümergeinschaft (VIU_{EÜ} in Abb. 6-9) bestimmt hingegen die Pacht, die der ISO für die Nutzung des Übertragungsnetzes aufbringen muss. Da sowohl der Independent System Operator als auch die Übertragungsnetzeigentümergeinschaft, monopolistische Bottlenecks sind, kann auch im ISO-Modell das Problem der doppelten Gewinnaufschläge auftreten. Ferner werden für den Stromtransport neben dem Übertragungsnetz auch Verteilungsnetze zur Belieferung der Letztverbraucher benötigt. In Versorgungsgebieten mit Verteilungsgesellschaften, die von unabhängigen Dritten betrieben werden (VIV in Abb. 6-9), besteht sogar die Gefahr, dass auf drei hintereinander geschalteten Märkten Gewinnaufschläge erhoben werden. Schließlich sind auch Verteilungsnetze monopolistische Bottlenecks, die ihren Betreibern Marktmacht verleihen. Ähnlich wie im ITO-Modell tritt das Problem umso häufiger auf, je höher die Anzahl der Verteilungsgesellschaften ist, die von unabhängigen Dritten betrieben wird. Der Wohlfahrtsverlust hängt zudem positiv von der Größe des Versorgungsgebietes solcher Verteilungsgesellschaften ab. Die doppelte bzw. dreifache Marginalisierung bewirkende Marktstruktur in Folge der Umsetzung des ISO-Modells ist in Abb. 6-9 veranschaulicht.

Abbildung 6-9: Doppelte bzw. dreifache Marginalisierung bewirkende Marktstruktur im ISO-Modell



Vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Anteile in Höhe von 100% an der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft hält, die dem ISO das Übertragungsnetz verpachtet [VIU_{EU}].

ISO – Independent System Operator

Vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Anteile in Höhe von 100% an einer Verteilungsgesellschaft (VIU) hält. Es maximiert seinen Gewinn unabhängig vom vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Anteile an der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft hält (VIU_{ITO}) und dem ISO.

Quelle: Eigene Darstellung

Vom Problem der dreifachen Marginalisierung können unter den oben genannten Bedingungen theoretisch auch solche Versorgungsgebiete betroffen sein, in denen das Verteilungsnetz zum Konzernverbund des vertikal integrierten Unternehmens gehört, das Eigentümer der Übertragungsnetzeigentümergeellschaft ist, die dem ISO das Übertragungsnetz verpachtet (VIU_{EU} in Abb. 6-9). Auch im ISO-Modell muss nämlich das Verteilungsnetz gesellschaftsrechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch entflochten sein, sofern es Teil eines vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist. Die Kompetenz, Netznutzungsentgelte für die Verteilung von Strom festzulegen, hat der Gesetzgeber bei der Verteilungsgesellschaft verortet und gleichzeitig der Muttergesellschaft des vertikal integrierten

Elektrizitätsversorgungsunternehmens das Weisungsrecht im Hinblick auf den laufenden Verteilungsnetzbetrieb per Gesetz entzogen.⁵⁷⁸ Somit muss die Verteilungsgesellschaft ihren Gewinn unabhängig von den anderen Gesellschaften des vertikal integrierten Konzerns maximieren.

Literaturüberblick: Dem Problem der Doppelten Gewinnaufschläge in Folge der vertikalen Entflechtung haben sich nur wenige Autoren versucht zu nähern. Ihr präferiertes Analyseinstrument ist die Modelltheorie. Die ausgereiftesten Arbeiten zu dem Thema sind die von Buehler, S. (2005) und Höffler, F./Kranz, S. (2011a). Sie untermauern die Ergebnisse der vorangegangenen Analyse.

So deutet die modelltheoretische Analyse von Buehler, S. (2005) darauf hin, dass die vertikale Separierung (die z. B. im OU-Modell angestrebt wird) ehemals vertikal integrierter Netzindustrien einen Anstieg der Einzelhandelspreise für Strom zur Konsequenz hat. Dieser ist seiner Meinung nach vor allem dem Problem der doppelten Marginalisierung geschuldet. Die modelltheoretischen Arbeiten von Höffler, F./Kranz, S. (2011a) zeigen, dass im Falle einer gesellschaftsrechtlichen Entflechtung des monopolistischen Bottlenecks (z. B. wie es im ITO-Modell der Fall ist) der Output größer als bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung ist. Als Begründung führen die Autoren u. a. die Möglichkeit der gesellschaftsrechtlich entflochtenen Unternehmen an, das Problem der doppelten Gewinnaufschläge internalisieren zu können.

6.3 Preisregulierung – Eine Lösung des Problems der doppelten Gewinnaufschläge?

Im Rahmen der vorangegangenen Analyse wurde von der Möglichkeit der Netzentgeltregulierung Abstand genommen. Diese ist jedoch gängige Praxis in der Elektrizitätswirtschaft. Ziel des folgenden Kapitels ist es daher, die Wirkung der Netzentgeltregulierung auf das Problem der doppelten Gewinnaufschläge näher zu untersuchen.

Regulierung des Zwischenproduktpreises r des Upstream-Monopolisten: Ist das Upstream-Unternehmen ein resistentes Monopol, muss es aus ordnungspolitischer Sicht reguliert werden, da weder die disziplinierende Wirkung der aktuellen noch der

⁵⁷⁸ § 7a Abs. 4 EnWG.

potenziellen Konkurrenz existiert. Im Folgenden wird die Auswirkung der Regulierung des (linearen) Zwischenproduktpreises r des Upstream-Monopolisten auf das Marktergebnis (mittels der Rückwärtsinduktion) analysiert. Hierbei wird angenommen, dass die Regulierungsinstanz vollständig über die Kosten des Upstream-Monopolisten informiert ist und ihm vorschreibt, das Zwischenprodukt zum Preis der kurzfristigen Grenzkosten an den Downstream-Monopolisten zu vertreiben. Das bedeutet, dass $r = c$ ist. Ferner wird unterstellt, dass der Downstream-Monopolist in seiner Preissetzung frei ist. Seine Gewinnfunktion lautet

$$16) \quad G_{U2}^R = [P(Q_{U2}) - c]Q_{U2} = (1 - Q_{U2})Q_{U2} - cQ_{U2}.$$

Um seinen Gewinn zu maximieren, wählt er diejenige Ausbringungsmenge, bei der seine Grenzkosten dem Grenzerlös entsprechen. Folglich beträgt seine gewinnmaximale Ausbringungsmenge

$$17) \quad Q_{U2}^{R*} = (1 - c)/2.$$

Diese entspricht der gewinnmaximalen Ausbringungsmenge auf dem Endkundenmarkt bei vertikaler Integration (vgl. Abb. 6-6). Der gewinnmaximale Endkundenpreis ist

$$18) \quad P_{U2}^{R*} = (1 + c)/2.$$

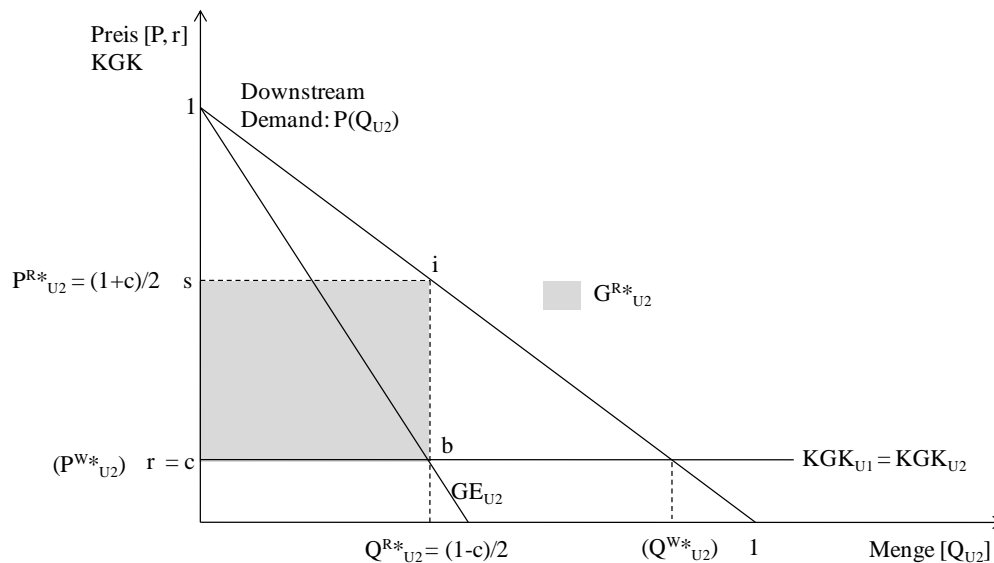
Auch er stimmt mit dem Endkundenpreis bei vertikaler Integration überein. Somit beläuft sich der Gewinn des Downstream-Unternehmens auf

$$19) \quad G_{U2}^{R*} = (1 - c)^2/4.$$

Die gewinnmaximale Ausbringungsmenge des Downstream-Monopolisten auf dem Endkundenmarkt ist zugleich diejenige Zwischenproduktmenge, die der Downstream-Monopolist beim Upstream-Monopolisten zum regulierten Zwischenproduktpreis r in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten nachfragt. Es gilt also $Q_{U2}^{R*} = (1 - c)/2 = Q_{U1}^R$. Grund: Für die Herstellung einer Einheit des Endproduktes wird annahmegemäß eine Einheit des Zwischenproduktes benötigt. Da der Upstream-Monopolist das Zwischenprodukt zum Preis der kurzfristigen Grenzkosten an den Downstream-Monopolisten veräußern muss, erzielt er einen Gewinn G_{U1}^R von Null. Damit beträgt der über beide Wertschöpfungsstufen aggregierte Gewinn, der bei Abwesenheit von Fixkosten der aggregierten Produzentenrente entspricht, $G_{U2}^{R*} + G_{U1}^R = (1 - c)^2/4$ (Fläche scbis in Abb. 6-

9). Das ist auch der Gewinn, der bei vertikaler Integration erzielt wird. Da die Konsumentenrente $KR^R = (1-c)^2/8$ (Fläche 1si1 in Abb. 6-9) ist, beläuft sich die Wohlfahrt auf $WF^R = 3(1-c)^2/8$ (Fläche 1cbi1 in Abb. 6-9). Folglich führt die Regulierung des Zwischenproduktpreises zu einem Marktergebnis wie bei vertikaler Integration. Die Abb.6- 9 veranschaulicht den dargestellten Sachverhalt.

Abbildung 6-10: Regulierung des Zwischenproduktpreises



Quelle: Eigene Darstellung

Regulierung des Upstream- und des Downstream-Marktes: In der Elektrizitätswirtschaft werden sowohl die Netznutzungsentgelte für das Übertragungsnetz als auch die Netznutzungsentgelte für das Verteilungsnetz reguliert. Um dem im Rahmen der modelltheoretischen Analyse Rechnung zu tragen, wird im Folgenden (der Vollständigkeit wegen) unterstellt, dass sowohl der Zwischenproduktpreis des Upstream-Monopolisten r als auch der Endproduktpreis des Downstream-Monopolisten P entsprechend den kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Wertschöpfungsstufe reguliert sind. Da beim Downstream-Monopolisten annahmegemäß bis auf r keine weiteren Kosten anfallen, wird ein Endkundenpreis (P^W_{U2} in Abb. 6-9) realisiert, der den kurzfristigen Grenzkosten (KGK_{U1}) des Upstream-Monopolisten entspricht. Zu diesem Preis wird auf dem Downstream-Markt die Menge (Q^W_{U2}) nachgefragt (vgl. Abb. 6-9). Da das Ziel der Regulierung in der Regel darin besteht, ein effizientes Marktergebnis herbeizuführen, entsprechen der Preis (P^W_{U2}) und die Menge (Q^W_{U2}) im betrachteten Szenario dem Preis bzw. der Menge bei vollständigem Wettbewerb.

Kritische Würdigung: Die vorangestellte Analyse zeigt, dass bei vollständiger Information auch bei vertikaler Separierung ein Marktergebnis wie bei vertikaler Integration realisiert werden kann, wenn der Upstream-Monopolist reguliert wird. Der Grund hierfür ist, dass durch die Regulierung des Zwischenpreises entsprechend den kurzfristigen Grenzkosten der Produktion des Upstream-Monopolisten, wie bei vertikaler Integration, nur ein Gewinnaufschlag realisiert wird. Werden sowohl der Zwischenproduktpreis des Upstream-Monopolisten r als auch der Endproduktpreis des Downstream-Monopolisten P reguliert, kann sogar ein Marktergebnis erzielt werden, das dem bei vollständigem Wettbewerb gleicht.

Sind die Unternehmen hingegen besser über ihre Kosten informiert als die Regulierungsinstanz, und sind sie sich sicher, dass falsche Angaben bezüglich der Kosten nicht als solche erkannt werden, weil z. B. die gesetzliche Informationspflicht gegenüber der Regulierungsbehörde unvollständig ist, so besteht für die regulierten Unternehmen ein Anreiz, ihre Kosten gegenüber der Regulierungsbehörde überhöht auszuweisen.⁵⁷⁹ Durch die falsche Angabe der Kosten können die regulierten Unternehmen einen Preis durchsetzen, der über ihren wahren kurzfristigen Grenzkosten der Produktion liegt, und einen positiven Gewinn realisieren. Infolge dessen wird auf beiden Wertschöpfungsstufen ein Gewinnaufschlag realisiert. Wohlfahrtsverlust ist die Folge.

6.4 Zweiteiliger Tarif – Eine Lösung des Problems der doppelten Gewinnaufschläge?

Ein zentraler Kritikpunkt von Pollit, M. J. (2007, S. 14) an den Arbeiten von Buehler, S. (2005) und damit auch an der von Höffler, F./Kranz, S. (2011a) ist die Annahme linearer Tarife, da sie die Gefahr der Überschätzung des Wohlfahrtsverlustes in Folge der doppelten Gewinnaufschläge bergen. Das Ziel des folgenden Kapitels ist es daher zu untersuchen, inwieweit zweiteilige Tarife geeignet sind, dem Problem der doppelten Gewinnaufschläge entgegenzuwirken.

Sind sowohl der Upstream-Monopolist als auch der Downstream-Monopolist risikoneutral und/oder besteht Sicherheit bezüglich der Nachfrage- und Kostenentwicklung auf dem Downstream-Markt, so kann durch die Einführung eines

⁵⁷⁹ Vgl. Borrmann, J./Finsinger, J. (1999), S. 391-396.

zweiteiligen Tarifes bzw. eines zweiteiligen Faktorpreises zwischen dem Upstream- und dem Downstream-Monopolisten das Problem der doppelten Gewinnaufschläge eliminiert und die Wohlfahrt trotz vertikaler Desintegration insgesamt erhöht werden.

Für die Illustration des Sachverhaltes wird angenommen, dass der Downstream-Monopolist dem Upstream-Monopolisten ein Fixum A für einen bestimmten Zeitraum bezahlen muss, das unabhängig von der Ausbringungsmenge des Zwischenproduktes ist. Dadurch erklärt sich der Upstream-Monopolist bereit, dem Downstream-Monopolisten jede Einheit des Zwischenproduktes innerhalb dieses Zeitraumes zum Preis seiner kurzfristigen Grenzkosten c zur Verfügung zu stellen. Folglich beträgt die Gesamtzahlung T des Downstream-Monopolisten an den Upstream-Monopolisten für das Zwischenprodukt bzw. den Produktionsfaktor Q_{U1} $T = A + cQ_{U1}$. Da der Downstream-Monopolist für die Herstellung des Endproduktes eine Einheit des Zwischenproduktes vom Upstream-Monopolisten benötigt, kann die Gesamtzahlung auch wie folgt formuliert werden: $T = A + cQ_{U2}$.⁵⁸⁰

Optimierungsproblem des Downstream-Monopolisten: Da der Downstream-Monopolist annahmegemäß bis auf T keine zusätzlichen Kosten hat, lautet seine Gewinnfunktion

$$20) \quad G_{U2}^{ZT} = P(Q_{U2})Q_{U2} - T = P(Q_{U2})Q_{U2} - cQ_{U2} - A = [P(Q_{U2}) - c]Q_{U2} - A.$$

Der Downstream-Monopolist maximiert seinen Gewinn, indem er diejenige Ausbringungsmenge wählt, bei der seine kurzfristigen Grenzkosten dem Grenzerlös entsprechen. Die gewinnmaximale Ausbringungsmenge auf dem Endkundenmarkt ist folglich

$$21) \quad Q_{U2}^{ZT*} = (1-c)/2.$$

Der gewinnmaximale Endkundenpreis beträgt

$$22) \quad P_{U2}^{ZT*} = (1+c)/2.$$

Der Gewinn des Downstream-Monopolisten im Optimum entspricht

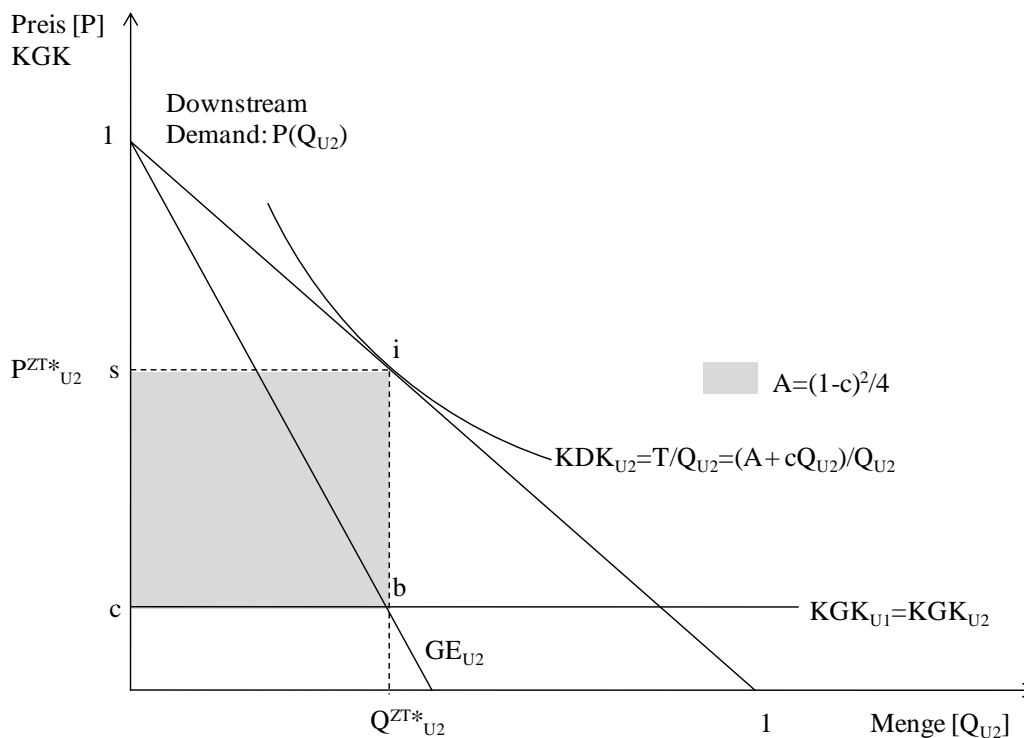
$$23) \quad G_{U2}^{ZT*} = (1-c)^2/4 - A. \quad ^{581}$$

⁵⁸⁰ Vgl. Blair, R./Kaserman, D. L. (1980), S. 1124, Carlton, D. W./Carlton, J. M. (2000), S. 400f.

⁵⁸¹ Vgl. Blair, R. D./Kaserman, D. L. (1980), 1124, Carlton, D. W./Carlton, J. M. (2000), S. 400f.

Die Gleichung 19 (in Kap. 6.3) zeigt, dass der Gewinn des Downstream-Monopolisten von der Höhe des Fixum A abhängig ist, das er an den Upstream-Monopolisten entrichten muss. Der Gewinn des Downstream-Monopolisten G^{*ZT}_{U2} ist demnach am höchsten, wenn das Fixum A Null ist. Der Gewinn des Downstream-Monopolisten G^{ZT*}_{U2} ist am niedrigsten und beträgt Null, wenn $A=(1-c)^2/4$ ist.⁵⁸² Grafisch entspricht das Fixum A in diesem Fall der Fläche *scbis* in der Abb. 6-10

Abbildung 6-11: Marktergebnis bei vertikaler Desintegration und zweiteiligem Tarif



Quelle: Blair, R./Kaserman, D. L. (1980), S. 1124.

Optimierungsproblem des Upstream-Monopolisten: Da der Upstream-Monopolist das Zwischenprodukt zum Grenzkostenpreis an den Downstream-Monopolisten veräußert, entspricht sein Gewinn dem Fixum A, das er vom Downstream-Monopolist erhält.

24) $G^{ZT}_{U1}=A.$

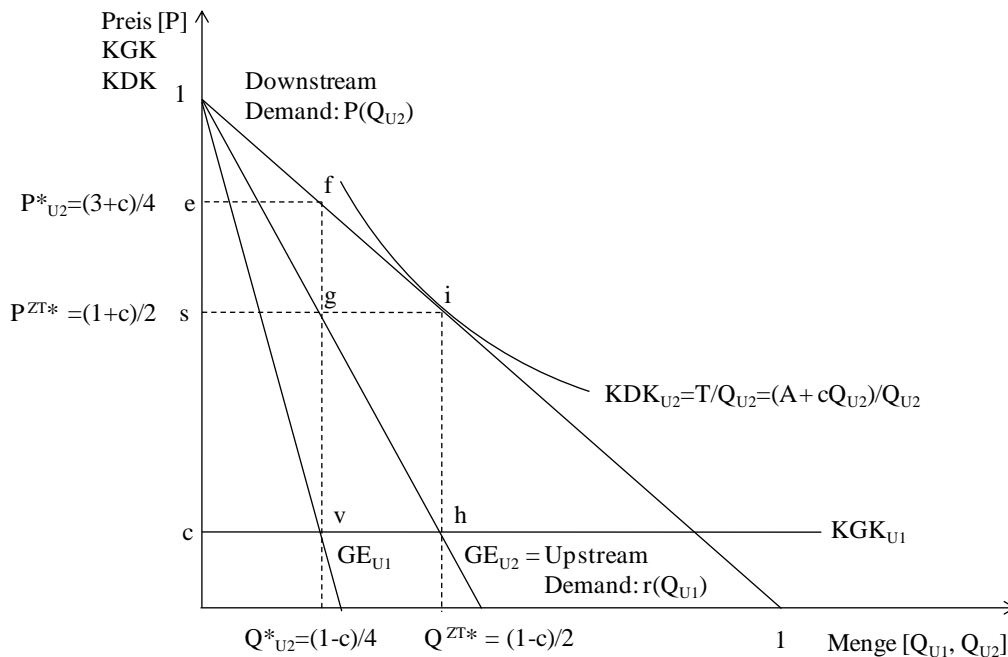
Der Gewinn des Upstream-Monopolisten ist am niedrigsten und beträgt Null, wenn das Fixum A Null ist. Der Gewinn des Upstream-Monopolist ist am höchsten, wenn $A=(1-c)^2/4$ ist bzw. wenn A der Fläche *scbi* in der Abb. 6-10 entspricht.⁵⁸³

⁵⁸² Vgl. Blair, R./Kaserman, D. L. (1980), S. 1124.

⁵⁸³ Vgl. Hüscherlath, K. (2009), S. 379.

Vertikale Desintegration mit linearem Tarif vs. Vertikale Desintegration mit zweiteiligem Tarif – ein Vergleich: Ein Vergleich der Szenarien zeigt zunächst auf, dass die Implementierung eines zweiteiligen Tarifes trotz vertikaler Desintegration ein Marktergebnis generiert, das dem Marktergebnis bei vertikaler Integration entspricht. Das bedeutet, dass durch die Einführung eines zweiteiligen Tarifes bei Beibehaltung der vertikalen Desintegration eine Reduktion des Endkundenpreises von $P^*_{U2}=(3+c)/4$ auf $P^{ZT*}_{U2}=(1+c)/2$ zur Konsequenz hat (vgl. Abb. 6-11). Die gewinnmaximale Ausbringungsmenge steigt von $Q^*_{U2} = (1-c)/4$ auf $Q^{ZT*}_{U2} = (1-c)/2$ an. Die Konsumentenrente erhöht sich von $KR=(1-c)^2/8$ (Fläche *Iefl* in Abb. 6-11) auf $KR^{ZT} = (1-c)^2/4$ (Fläche *Isil* in Abb. 6-11). Auch die aggregierte Produzentenrente, die bei Abwesenheit von Fixkosten dem aggregierten Gewinn der beiden Monopolisten entspricht, wird größer. Sie steigt von $G^*_{U2} + G^*_{U1} = 3(1-c)^2/16$ (Fläche *ecyfe* in Abb. 6-11) auf $G^{ZT*}_{U2} + G^{ZT*}_{U1} = 4(1-c)^2/16$ (Fläche *scbis* in Abb. 6-11). In Folge der höheren Konsumenten- und aggregierten Produzentenrente nimmt auch die Wohlfahrt unter Anwendung des zweiteiligen Tarifs von $WF = 7(1-c)^2/32$ (Fläche *Icvfl* in Abb. 6-11) auf $WF^{ZT} = 12(1-c)^2/32$ (Fläche *IchiI* in Abb. 6-11) zu. Grund: Durch die Bereitschaft des Upstream-Monopolisten, das Zwischenprodukt zum Preis seiner kurzfristigen Grenzkosten an den Downstream-Monopolisten zu veräußern, wird, wie bei vertikaler Integration, nur ein Gewinnaufschlag, und zwar auf dem Endkundenmarkt, realisiert.

Abbildung 6-12: Marktergebnis bei vertikaler Desintegration und linearem Tarif vs. Marktergebnis bei vertikaler Desintegration und zweiteiligem Tarif



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Pepall, L. et al. (1999), S. 437, Blair, R./Kaserman D. L. (1980), S. 1124.

Kritische Würdigung: Wie die Analyse in Kapitel 2.2 gezeigt hat, kann durch die Implementierung eines zweiteiligen Tarifs mit der Form $T = A + cQ_{U1}$ die vertikale Externalität, die zur doppelten Marginalisierung führt, internalisiert und die Wohlfahrt auf das Niveau bei vertikaler Integration erhöht werden. Die Voraussetzung für dieses Marktergebnis ist, dass sowohl der Upstream- als auch der Downstream-Monopolist völlig risikoavers oder die Nachfrage und Kostenentwicklung auf dem Downstream-Markt gut prognostizierbar sind.⁵⁸⁴

Wird jedoch unterstellt, dass der Upstream-Monopolist risikoneutral, aber der Downstream-Monopolist risikoavers ist und die Nachfrage- und/oder der Produktionskostenentwicklung auf dem Downstream-Markt nicht mit Sicherheit vorhergesehen werden können, also stochastisch sind, kommt es gemäß der modelltheoretischen Analyse von Rey, P./Tirole, J. (1986) trotz Anwendung des zweiteiligen Tarifes zum doppelten Gewinnaufschlag und damit zum Wohlfahrtsverlust gegenüber der vertikalen Integration.⁵⁸⁵ Ist der risikoaverse Downstream-Monopolist

⁵⁸⁴ Vgl. Sherman, R. (2008), S. 136-141, Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1995), S. 301-362, Blair, R./Kaserman D. L. (2001), S. 1118-1128.

⁵⁸⁵ Vgl. Rey, P./Tirole, J. (1986), S. 925f.

nämlich einem Nachfrage- und/oder Produktionskostenrisiko ausgesetzt, können die tatsächliche Nachfrage und die tatsächlichen Produktionskosten des Downstream-Monopolisten von der erwarteten Nachfrage und den erwarteten Produktionskosten abweichen. Folglich besteht beim Downstream-Monopolisten Unsicherheit⁵⁸⁶ bezüglich des zukünftigen Brutto-⁵⁸⁷ und damit auch des Nettogewinns.⁵⁸⁸ Ein risikoaverser Downstream-Monopolist wird deshalb bestrebt sein, mit dem Upstream-Monopolisten einen zweiteiligen Tarif auszuhandeln, bei dem er selbst im ungünstigsten anzunehmenden Fall keinen Verlust erzielt. Um das Verlustrisiko zu reduzieren, wird der Downstream-Monopolist deshalb versuchen, eine Senkung des Fixums A durch eine Anhebung des Zwischenprodukt-Stückpreises c beim Upstream-Monopolisten zu erkaufen. Je geringer nämlich der fixe Bestandteil des zweiteiligen Tarifs, desto geringer ist das Risiko des Downstream-Monopolisten, einen Verlust (bzw. negativen Residualgewinn) infolge eines kontraktiven Nachfrageschocks und/oder einer Kostenexpansion zu realisieren.⁵⁸⁹

Die Anhebung des Zwischenprodukt-Stückpreises c ($=KGK_{U2}$) impliziert einen Grenzkostenaufschlag, der umso höher ist, je risikoaverser der Downstream-Monopolist ist bzw. je niedriger das Fixum A ausfällt. Im Extremfall ist sogar die Rückkehr zum einteiligen Tarif denkbar. Durch die Erhöhung des Zwischenproduktpreises realisiert nun auch der Upstream-Monopolist einen Gewinnaufschlag auf dem Zwischenproduktmarkt. Folglich kommt es trotz des zweiteiligen Tarifes zum doppelten Gewinnaufschlag und damit zu einem Wohlfahrtsverlust gegenüber der vertikalen Integration. Der Wohlfahrtsverlust ist umso größer, je höher der Grenzkostenaufschlag des Upstream-Monopolisten auf dem Zwischenproduktmarkt ist.⁵⁹⁰ Somit liegen die möglichen Marktergebnisse bei vertikaler Desintegration in Kombination mit zweiteiligen Tarifen auf dem Streckenabschnitt zwischen f und i in Abb. 6-12.

⁵⁸⁶ „Der Begriff der Unsicherheit (=Risiko) bezeichnet solche Konstellationen, in denen die zukünftige Entwicklung auch unter sehr großem Aufwand nicht mit vollkommener Gewissheit prognostiziert werden kann“ (Fritsch, M. et al., 2003, S. 279).

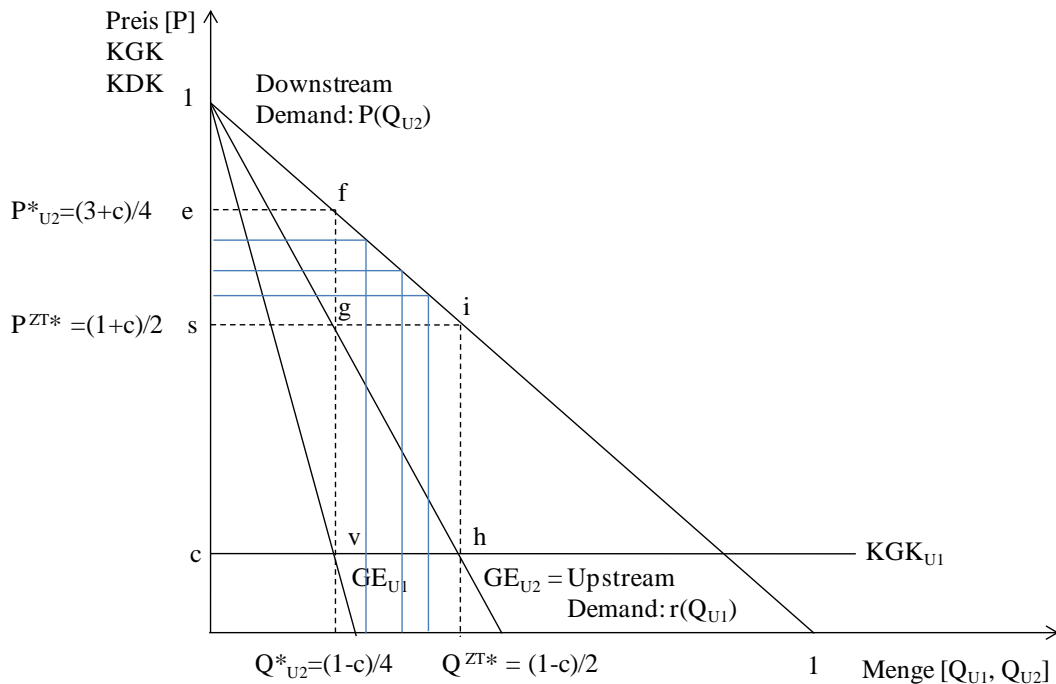
⁵⁸⁷ Unter Bruttoeinkommen des Downstream-Monopolisten wird der Gewinn vor Subtraktion des Fixums A verstanden.

⁵⁸⁸ Der Nettogewinn des Downstream-Monopolisten ist die Differenz zwischen dem Bruttogewinn des Downstream-Monopolisten und dem Fixum A.

⁵⁸⁹ Vgl. Rey, P./Tirole, J. (1986), 925f.

⁵⁹⁰ Vgl. Rey, P./Tirole, J. (1986), 925f.

Abbildung 6-13: Doppelte Gewinnaufschläge trotz zweiteiliger Tarife



Quelle: In Anlehnung an Wied-Nebbeling, S. (2004), S. 85-92.

Da in der Realität weder vollständige Risikoaversion gegeben ist noch die Unternehmen in der Lage sind, die Entwicklung der Nachfrage und der Produktionskosten mit 100%iger Sicherheit vorherzusagen, ist davon auszugehen, dass bei vertikaler Desintegration auch dann mit dem Problem der doppelten Gewinnaufschläge zu rechnen ist, wenn einteilige Tarife zu Gunsten zweiteiliger Tarife aufgegeben werden.

6.5 Zwischenfazit

Unter der Annahme, dass von der Regulierung der Netznutzungsentgelte abgesehen wird und lineare Tarife zugrunde gelegt werden, kann das Problem der doppelten Gewinnaufschläge weder im ITO-Modell, dem OU-Modell noch dem ISO-Modell grundsätzlich ausgeschlossen werden. Praktisch ist das Problem jedoch eher von untergeordneter Bedeutung. Die Unternehmen haben aus Gewinnmaximierungsgründen einen Anreiz, durch die Implementierung zweiteiliger Tarife das Problem der doppelten Gewinnaufschläge zu relativieren, im Optimalfall gänzlich zu beseitigen. Hierzu wird der mengenabhängige Tarifbestandteil den kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Netzebene angeglichen, während der mengenunabhängige Tarifbestandteil zur Verteilung der Renten zwischen den Unternehmen benutzt wird. Inwieweit das Problem

der doppelten Gewinnaufschläge jedoch durch zweiteilige Tarife behoben werden kann, hängt von der Risikoaversion der Netzgesellschaften ab. Grundsätzlich gilt, je risikoaverser die Unternehmen, desto größer ist der zu erwartende Wohlfahrtsverlust.

Die Relevanz des Aspekts der Risikoaversion variiert zwischen den verschiedenen Entflechtungsoptionen. Im ITO-Modell ist er lediglich dann von Bedeutung, wenn in der Regelzone des ITO Verteilungsgesellschaften operieren, die von unabhängigen Dritten betrieben werden. Gehört die Verteilungsgesellschaft hingegen zum Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens, ist der Aspekt der Risikoaversion eher ohne Bedeutung.

Auch durch Regulierung der Netznutzungsentgelte kann dem Problem der doppelten Gewinnaufschläge entgegengewirkt werden. Im ISO-Modell ist jedoch neben dem Entgelt für das Übertragungs- und Verteilungsnetz auch die Pachtgebühr, die der ISO an die Übertragungseigentümergeellschaft entrichten muss, zu regulieren. An dieser Stelle ist zu ergänzen, dass die Regulierung der Netznutzungsentgelte auch dann erforderlich ist, wenn zweiteilige Tarife vorliegen. Ursächlich hierfür ist der Umstand, dass sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilungsnetz monopolistische Bottlenecks sind, die ihren Betreibern Marktmacht verleihen. Solange von der Regulierung der Netznutzungsentgelte abgesehen wird, haben diese einen Anreiz, über den mengenunabhängigen Tarifbestandteil die Monopolrente abzuschöpfen. Folglich können die zweiteiligen Tarife zwar das Problem der doppelten Gewinnaufschläge beseitigen, jedoch nicht die allokativen Effizienz auf der Ebene des Übertragungs- und Verteilungsnetzes gewährleisten.

Die Reduzierung des Wohlfahrtsverlustes in Folge des Problems der doppelten Gewinnaufschläge durch die Regulierung der Übertragungs- und Verteilungsnetznutzungsentgelte hängt maßgeblich davon ab, inwieweit es der Regulierungsbehörde gelingt, das Problem der Informationsasymmetrie zu Gunsten der Unternehmen zu überwinden. Die Unternehmen haben nämlich keinen Anreiz, von sich aus der Regulierungsbehörde ihre wahren Kosten zu offenbaren. Die Anwendung der Erlösobergrenzregulierung gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist zwar grundsätzlich geeignet, das Problem der Informationsasymmetrie (zumindest teilweise) zu überwinden, jedoch nur im OU-Modell und dem ISO-Modell. Ob bzw. in welchem Umfang die Erlösobergrenzregulierung im ITO-Modell dazu beiträgt, den

Wohlfahrtsverlust in Folge des Problems der doppelten Gewinnaufschläge zu reduzieren, ist hingegen fraglich bzw. unklar. Wie bereits in Kap. 4.4.2 in Kombination mit Kap. 5.1.7 erwähnt wurde, hat der Übertragungsnetzbetreiber im ITO-Modell einen Anreiz zwecks Maximierung des Konzerngewinns, z. B. Regelenergieleistung sowie die Redispatch-Leistung bei verbundenen Erzeugungsgesellschaften zu überhöhten Preisen zu beschaffen, und zwar so lange, wie die dort erzielten Zusatzgewinne die Verluste bzw. die entgangenen Gewinne auf der Netzebene mehr als nur kompensieren.

7 Kosten der vertikalen Desintegration

Die vertikale Desintegration der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist mit zusätzlichen Kosten für die Unternehmen verbunden, die zur Erhöhung der Stromversorgungskosten insgesamt führen können. Diese werden im Folgenden näher erläutert.

7.1 Einmalige Restrukturierungskosten

Die vertikale Separierung ist mit einmaligen Restrukturierungskosten verbunden, die aus der physischen Trennung und Reorganisation der ehemals verbundenen Unternehmenssparten resultieren.⁵⁹¹ In diesem Zusammenhang werden in der Literatur vor allem Kosten, die durch die Zahlung von Abfindungen im Zusammenhang mit Kündigungen entstehen, Kosten der Anpassung und Neuverhandlung von Verträgen mit anderen Unternehmen, Kosten der Neuregelungen der Kundenbeziehungen, Kosten für neue Informations- und Kommunikationssysteme sowie Umzugskosten genannt.⁵⁹² Es existiert eine Reihe von Studien, deren Ziel es war, die Restrukturierungskosten zu quantifizieren. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die Entflechtung des Übertragungsnetzes in Deutschland entsprechend den Vorgaben der Richtlinie 2009/72/EG ist jedoch problematisch. Erstens beziehen sich die Untersuchungen ausschließlich auf die eigentumsrechtliche Entflechtung des Verteilungsnetzes. Zweitens werden stets andere Länder als Deutschland betrachtet, d. h. die Ausgangssituation (Marktdesign, Gesetzgebung) unterscheidet sich von der im

⁵⁹¹ Vgl. Brunekreeft, G./Meyer, R. (2009), S. 185, Nooij, M. de/Baarsma, B. (2007), S. 11, Pollit, M. (2007), S. 11, Growitsch, Ch. (2008), S. 27.

⁵⁹² Vgl. Mulder, M. et al. (2007), S. 310, Nooij, M. de/Baarsma, B. (2007), S. 11, Growitsch, Ch. (2008), S. 27, Brunekreeft, G. (2000), S. 185.

Bundesgebiet. Die Arbeiten zeigen jedoch, dass die Restrukturierungskosten beachtlich sein können. Beispielsweise wurden die einmaligen Restrukturierungskosten der eigentumsrechtlichen Entflechtung der Verteilungsnetze in Neuseeland, die 1998 von der Regierung beschlossen wurde, auf rund 100 Millionen Euro geschätzt. Das sind ca. 20% der Erlöse der Verteilungsnetzbetreiber im Jahre 1998.⁵⁹³

7.2 Zusatzkosten durch Verlust pekunärer Economis of Scale

Ferner können pekunäre Economies of Scale durch die vertikale Desintegration verloren gehen. Hierbei handelt es sich um die Einsparung der Gesamtkosten pro Stück, die realisiert werden kann, sofern z. B. durch die Abnahme größerer Mengen an Produktionsfaktoren niedrigere Produktionsfaktorpreise erzielt werden. Pekunäre Economies of Scale beruhen somit nicht auf realen Produktionsfaktoreinsparungen.⁵⁹⁴ In diesem Zusammenhang ist insbesondere der Einfluss der vertikalen Desintegration auf die Fremdkapitalzinsen für Übertragungsnetzbetreiber und die Stromversorgungsunternehmen, die vor der Entflechtung Eigentümer dieser waren, von Bedeutung. Einen Versuch, die Entwicklung der Fremdkapitalzinsen für Übertragungsnetzbetreiber zu beurteilen, unternehmen Hammerstein, Ch. et al. (2009, S. 79f.). Hammerstein, Ch. et al. (2009, S. 79f.) gehen davon aus, dass durch die Ausgliederung des Übertragungsnetzes, wie es z. B. im OU-Modell vorgesehen ist, die Fremdkapitalkosten des Übertragungsnetzbetreibers steigen werden. Sie begründen dies vor allem mit dem Finanzkraftverlust⁵⁹⁵, der im Wesentlichen der Reduzierung der Geschäftsfelddiversifizierung geschuldet ist.⁵⁹⁶

Ob das Argument stets greift, ist fraglich, da hierbei die Finanzkraft⁵⁹⁷ der Investoren nur unzureichend berücksichtigt wird. So kann die Eingliederung des Übertragungsnetzbetriebs nach Umsetzung des Ownership Unbundling in einen finanzstarken Konzern oder ein Konsortium bestehend aus potenten Konsorten

⁵⁹³ Vgl. Zitiert nach Nooij, M. de/Baarsma, B. (2007), S. 4.

⁵⁹⁴ Vgl. Grimm, A. (1987), S. 39f.

⁵⁹⁵ Eine exakte Definition des Begriffs „Finanzkraft“ ist der Studie nicht zu entnehmen. Auch Kenngrößen/Indikatoren, die zur Messung dieser in der Regel herangezogen werden, bleiben größtenteils unerwähnt.

⁵⁹⁶ Vgl. Hammerstein, Ch. et al. (2009), S. 18.

⁵⁹⁷ Die Finanzkraft eines Unternehmens wird im Rahmen der Arbeit definiert als „[...] die Gesamtheit der Finanzmittel und Möglichkeiten eines Unternehmens, insbesondere der Finanzierungsmöglichkeiten nach Eigen- und Fremdfinanzierung sowie Zugang zum Kapitalmarkt [...]“ (Wirtschaftsausschuss des Bundestages, 1973, S. 6, zitiert nach Grimm, A. (1987), S. 67.)

theoretisch dazu beitragen, dass die Finanzkraft des Übertragungsnetzbetreibers gleich bleibt bzw. steigt. Entscheidend hierfür ist auch, ob die Übertragungsnetzgesellschaft auf die Ressourcen des Investors/der Investoren zurückgreifen kann.⁵⁹⁸

Auch wenn im ITO-Modell das vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, genauer gesagt die Muttergesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens, verpflichtet ist, dem ITO bei Bedarf zusätzliche finanzielle Ressourcen für bevorstehende Investitionsprojekte sowie Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen rechtzeitig zur Verfügung zu stellen⁵⁹⁹, ist der Verbleib des Eigentums am Übertragungsnetz einschließlich des Übertragungsnetzbetriebes in Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens keine Garantie für hohe Finanzkraft bzw. niedrige Fremdkapitalzinsen, da sich die Rahmenbedingungen für die verschiedenen Geschäftsbereiche verändern können. So wurde z. B. im Jahr 2000 von der rot-grünen Bundesregierung der schrittweise Ausstieg aus der Atomenergie beschlossen. Nach der Atomkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 mussten 8 Kernkraftwerke ihren Betrieb umgehend einstellen. Die übriggebliebenen 9 sollen schrittweise bis 2022 stillgelegt werden. Die veränderten Rahmenbedingungen stellen für vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungskonzerne (wie z. B. E.ON, EnBW, Vattenfall, aber auch RWE), die Kernkraftwerke betreiben, vor enorme Herausforderungen. Sie müssen zum einen Gewinneinbußen aufgrund verminderter Handelsaktivitäten hinnehmen. Zum anderen sind sie gezwungen, Sonderabschreibungen in Milliardenhöhe vorzunehmen. Verschärft wird die wirtschaftliche Situation der Betreiber von konventionellen Kraftwerken durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, dass die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, den Strom aus EEG-Anlagen vorrangig in das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen. Dadurch ist nicht nur die Nachfrage nach Strom aus konventionellen Kraftwerken gesunken, sondern auch der Börsenpreis für Strom⁶⁰⁰. All das kann nicht nur die Finanzkraft der Independent Power Producer, sondern auch des über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns insgesamt schmälern.

Der Frage, ob die Fremdkapitalkosten für vertikal desintegrierte Erzeugungsunternehmen steigen werden, ist die EU-Kommission (2007) nachgegangen.

⁵⁹⁸ Vgl. Albach, H. (1981), S. 5-19.

⁵⁹⁹ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 18, Abs. 8.

⁶⁰⁰ Vgl. Sensfuß, F. (2011).

Hierzu hat sie die Bonitätsnoten (von Standard & Poor's) von vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Stromversorgungsunternehmen ohne eigene Netze verglichen. Einen signifikanten Unterschied konnte sie jedoch nicht identifizieren. Darin sieht sie einen Anhaltspunkt dafür, dass Faktoren wie die Finanzlage des einzelnen Unternehmens, deren Expansion auf internationaler Ebene, Eigentümerstruktur (im privatem Eigentum oder in staatlichen Eigentum) und die länderspezifischen Gegebenheiten bei der Bonitätsbeurteilung grundsätzlich eine größere Bedeutung beigemessen werden als dem Grad der vertikalen Integration.

Abschließend ist festzuhalten, dass, um die Entwicklung der Fremdkapitalkosten der Übertragungsnetzbetreiber beurteilen zu können, es stets einer Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen bedarf. Allgemeingültige bzw. pauschale Aussagen über die Entwicklung der Finanzkraft der Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell, ITO-Modell oder dem ISO-Modell sind eher kritisch zu sehen.

7.3 Zusatzkosten durch Dopplung der Aufgabenbereiche

Im Zuge der vertikalen Desintegration wurde den Übertragungsnetzbetreibern im ITO-Modell, OU-Modell und dem ISO-Modell die gemeinsame Nutzung von Querschnittsabteilungen mit Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens untersagt. Dazu zählen u. a. Dienstleistungsabteilungen wie z. B. Personalabteilung, Rechtsabteilung, Abteilung für Finanzen/Rechnungswesen, IT-Dienstleistungen etc. Folglich führt die vertikale Desintegration bei allen Entflechtungskonzepten gleichermaßen zur Duplizierung von Aufgabenbereichen und damit zum Anstieg der Stromversorgungskosten. Im Gegensatz zu den Restrukturierungskosten ist davon auszugehen, dass die Dopplung der Aufgabenbereiche dauerhafte Mehraufwendungen für die Unternehmen bedeuten.

7.4 Zusatzkosten durch Verlust von Economies of Scope

Neben den Zusatzkosten durch Dopplung der Aufgabenbereiche sind auch diejenigen Kosten von dauerhafter Natur, die durch den Verlust der Verbundvorteile im Zuge der vertikalen Desintegration entsprechend den Vorgaben der Richtlinie 2009/72/EG entstehen können. Ursächlich für Verbundvorteile ist vor allem die

Leitungsgebundenheit des Stromtransportes. Sie begründet die Interdependenz der Kosten der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Das bedeutet, dass Investitionen in die Erzeugungs-, Übertragungs- sowie Verteilungsinfrastruktur i) terminlich und ii) räumlich koordiniert werden müssen, um die Stromversorgungskosten zu minimieren. Da die Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten unter bestimmten Bedingungen in einer substitutiven Beziehung zueinander stehen, ist zudem eine iii) Koordinierung der verschiedenen Investitionsalternativen erforderlich. Die Koordinierungsproblematik wird im Folgenden lediglich für die Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Übertragung näher verdeutlicht, da diese von insgesamt größerer Bedeutung zu sein scheint als die zwischen dem Übertragungs- und Verteilungsnetz.

7.4.1 Räumliche Koordinierung der Erzeugungs- und Netzinfrastruktur

Aufgrund der Leitungsgebundenheit der Elektrizität beeinflusst die Standortwahl eines Kraftwerks die Kosten der Netzbetreiber. Darunter sind z. B. die Kosten für Verlustenergie, Redispatchkosten, Wartungs- und Instandsetzungskosten sowie Investitionskosten zu verstehen.⁶⁰¹ Die geographische Lage der Netzanschlusspunkte determinieren wiederum die Kosten (z. B. Primärenergietransportkosten) der Kraftwerksbetreiber. Die Optimierung der Gesamtkosten der Elektrizitätsbereitstellung erfordert deshalb die Koordinierung der Standorte neuer Kraftwerke und der Transportinfrastruktur, genauergesagt der Netzanschlusspunkte, die der Netzbetreiber zur Verfügung stellen muss.⁶⁰²

Das Koordinierungsdefizit kann sowohl im OU-Modell als auch im ISO-Modell auftreten. Hier treffen alle Kraftwerksbetreiber ihre Standortentscheidung autark. Da sie nach der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft im Wettbewerb zueinander stehen und die Netzkosten in Deutschland ausschließlich von den Stromverbraucher zu tragen sind, werden sie bestrebt sein, einen Standort zu wählen, der dazu beiträgt, die Gesamtkosten der Anlage zu minimieren. Dies muss jedoch nicht zwangsläufig derjenige Standort sein, der aus Sicht der Netzbetreiber oder der Volkswirtschaft

⁶⁰¹ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 139, Lienert, M. (2008), S. 9.

⁶⁰² Vgl. Green, R. (1997), S. 178, Steger, U. et al. (2008), S. 136.

optimal ist. Die Koordination von Kraftwerksstandorten und Netzanschlusspunkten⁶⁰³ kann theoretisch auch im ITO-Modell ein Problem darstellen. Verantwortlich hierfür ist der Umstand, dass der ITO Investitionen in das Übertragungsnetz unabhängig von den Interessen verbundener Erzeugungsgesellschaften planen muss.⁶⁰⁴ Schließlich ist es dem ITO-Aufsichtsorgan, das die Interessen der Anteilseigner, also des vertikal integrierten Konzerns vertritt, untersagt, zwecks Vermeidung von Diskriminierung Einfluss auf die Investitionsplanung bzw. die Entwicklung des Übertragungsnetzes zu nehmen.⁶⁰⁵ Ein Koordinierungsdefizit im ITO-Modell kann ferner auftreten, wenn neue Kraftwerke von unabhängigen Dritten (Independent Power Producer) errichtet werden. Darüber hinaus kann das Koordinierungsdefizit zum Vorschein kommen, wenn in der Regelzone des ITO ein anderer über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierter Konzern ein Kraftwerke baut. Damit ist ein Szenario gemeint, bei dem z. B. EnBW ein Kraftwerk in der Regelzone von RWE errichteten lässt.⁶⁰⁶ Die beste Koordination der Investitionen in die Netzinfrastruktur und die Erzeugungskapazitäten erfolgt somit in einem vollständig vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen in einem nicht-liberalisierten Elektrizitätsmarkt. An dieser Stelle bleibt zu ergänzen, dass auch im ITO-Modell die Koordinierungsproblematik aus der Verpflichtung der Stromabnehmer zur Übernahme der gesamten Netzkosten resultiert.

Ob und in welchem Ausmaß das Koordinierungsproblem in Folge der Entflechtung auftritt, hängt jedoch – wie in den vorangegangenen Ausführungen bereits angedeutet – maßgeblich vom Ordnungsrahmen ab. Um das Koordinierungsdefizit beurteilen zu können, ist es daher erforderlich, den Regulierungsrahmen im Status quo dahingehend näher zu analysieren, wer über den Standort der Energieerzeugungsanlagen entscheidet und wer die zusätzlichen Netzkosten trägt, die mit der Errichtung eines neuen Kraftwerks verbunden sein können.

7.4.1.1 Verortung der Standortentscheidungskompetenz

Die Entscheidungsbefugnis hinsichtlich des Standortes neuer Energieerzeugungsanlagen ist gesetzlich weder dem Energieerzeugungsanlagen- noch

⁶⁰³ Als Netzanschlusspunkt wird diejenige Stelle des Netzes bezeichnet, an der das Kraftwerk den Strom in das Netz einspeist. Hierbei handelt es sich in der Praxis in der Regel um eine Schaltanlage (vgl. Steger, U. et al., 2008, S. 139).

⁶⁰⁴ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 2f.

⁶⁰⁵ Vgl. Möllinger, C. (2009), S. 196, Schmidt-Preuß, M. (2009), S. 86.

⁶⁰⁶ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 136f, Büdenbender, U. (2007), S. 170.

dem Netzbetreiber ausdrücklich zugewiesen. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind jedoch grundsätzlich verpflichtet, Energieerzeugungsanlagen diskriminierungsfrei an ihr Netz anzuschließen (§ 17 Abs. 1 EnWG) und Netzzugang zu gewähren (§ 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Um die Übertragung und Verteilung des Stroms angeschlossener Kraftwerke zu gewährleisten, ist der Netzbetreiber zudem verpflichtet, das Netz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen (§ 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Eine Verweigerung des Netzanschlusses und des Netzzuganges mit dem Hinweis darauf, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe auftreten oder auftreten werden, ist hingegen untersagt (§ 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG, § 6 Abs. 2 KraftNAV). Die Ansprüche der Betreiber von Energieerzeugungsanlagen auf Netzanschluss, Netzzugang, die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Netzes sind laut Steger, U. et al. (2008, S. 143) ein Indiz dafür, dass der Betreiber von Energieerzeugungsanlagen grundsätzlich den Standort dieser selbst bestimmen kann.

Der Standortentscheidungskompetenz der Kraftwerksbetreiber sind jedoch Grenzen gesetzt. Den Übertragungsnetzbetreibern ist es nämlich gestattet, das Netzanschlussbegehren abzulehnen, wenn der vom Kraftwerksbetreiber begehrte Netzanschlusspunkt technisch nicht zur Aufnahme des erzeugten Stroms geeignet ist und die Eignung nicht durch die dem Netzbetreiber möglichen und zumutbaren Maßnahmen herbeigeführt werden kann.⁶⁰⁷ An dieser Stelle sei erwähnt, dass eine Maßnahme nicht bereits als unzumutbar gilt, wenn der Anschluss des Kraftwerks an einer anderen Stelle, die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Elektrizitätsnetzes überflüssig werden lassen würde, sondern erst dann, wenn durch die Standortentscheidung des Kraftwerks das in § 1 EnWG formulierte Ziel einer preisgünstigen und effizienten Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität unterlaufen wird.⁶⁰⁸ Wann dies laut Steger, U. et al. (2008) der Fall ist, verdeutlicht das folgende Zahlenbeispiel. Angenommen, ein Drei-Personenhaushalt habe einen Jahresverbrauch von 3500 Kilowattstunden und zahle **40** Euro pro Monat. Das Entgelt setze sich wie folgt zusammen: Stromerzeugung: **17,8** Euro, Übertragungs- und Verteilungsentgelt: **18,9** Euro, Vertrieb: **3,3** Euro. Von Steuern und Abgaben wird zur Vereinfachung abgesehen. Führt der Zubau eines Kraftwerkes am Standort X zu einer Senkung des Stromerzeugungspreises um 20% auf **14,24** Euro, die netzwirtschaftliche

⁶⁰⁷ Vgl. § 6 Abs. 1, Abs. 3 KraftNAV.

⁶⁰⁸ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 144.

Anbindung dieses Standortes zu einer Erhöhung der Stromübertragungs- und Verteilungsentgelte um 70% auf **31,45** Euro, würde das zu zahlende Entgelt pro Monat für die Stromversorgung insgesamt auf **48,99** Euro steigen. Die Anbindung des Kraftwerkes am Standort X konterkariert somit das Ziel der preisgünstigen und effizienten Energieversorgung und darf theoretisch vom Netzbetreiber abgelehnt werden.⁶⁰⁹

Eine derartige Gegenüberstellung der Kosten für einen Standort garantiert jedoch keine aus volkswirtschaftlicher Sicht optimale Allokation der Kraftwerke. Dies wird im Folgenden anhand der beiden Zahlenbeispiele verdeutlicht. Angenommen, ein Independent Power Producer beabsichtigt ein Kraftwerk zu errichten. Er kann zwischen zwei Netzanschlusspunkten, dem Netzanschlusspunkt A und dem Netzanschlusspunkt B wählen. Durch die Errichtung des **Kraftwerks am Standort A** würde der Strompreis um 20% sinken. Die Netzkosten steigen hingegen um 15%. Das bedeutet, dass der Strompreis von 17,8 Euro auf 14,24 Euro sinkt, während das korrespondierende Netzentgelt von 18,9 auf 21,74 Euro steigt. Einschließlich des Entgeltes für den Vertrieb muss der Haushalt nun 39,28 statt 40 Euro pro Monat für den Verbrauch von 3500 Kilowattstunden entrichten. Die Errichtung des **Kraftwerks am Standort B** würde hingegen zur Reduzierung des Strompreises um nur 17% führen. Allerdings beschränkt sich hier der Anstieg der Netzkosten auf lediglich 5%. Das bedeutet, dass der Strompreis von 17,8 Euro auf 14,77 Euro sinkt, während das korrespondierende Netzentgelt von 18,9 Euro auf 19,85 Euro steigt. Der Haushalt zahlt somit nur 37,92 Euro für den Verbrauch von 3500 Kilowattstunden inklusive des Entgeltes für den Vertrieb.

Obwohl der Anschluss des Kraftwerks am Standort B aus volkswirtschaftlicher Sicht kostengünstiger ist, wird (ohne weitere Allokationsinstrumente) sowohl im OU-Modell als auch dem ISO-Modell das Kraftwerk am Standort A errichtet. Im ITO-Modell wird der Standort A vor allem dann favorisiert, wenn das Kraftwerk von Independent Power Producern betrieben wird, also solchen Erzeugungsgesellschaften, die nicht zum Konzernverbund des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens gehören, das Anteile am ITO hält. Begründung: Da die Kraftwerksbetreiber dem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, werden sie sich für einen Standort entscheiden, der die Gesamtkosten ihrer Erzeugungsanlage minimiert. Der Netzbetreiber dürfte den

⁶⁰⁹ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 144.

Kraftwerksbetreibern den Anschluss des Kraftwerks am Standort A nicht verweigern, da das Entgelt für die Stromversorgung insgesamt gegenüber der Ausgangssituation geringer sein wird, wodurch das in § 1 EnWG formulierte Ziel der preisgünstigen Stromversorgung als erfüllt betrachtet werden kann. An dieser Stelle ist es wichtig zu ergänzen, dass der Standort A dem Standort B selbst von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die vollständig (z. B. über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb) vertikal integriert sind, vorgezogen werden kann. Ursächlich hierfür ist die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft. Dadurch müssen die Erzeugungskapazitäten des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns mit Erzeugungskapazitäten der Wettbewerber konkurrieren. Um den Konzerngewinn zu maximieren, sind die vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen gezwungen auf die Wettbewerbsfähigkeit ihrer Kraftwerke zu achten, die maßgeblich von den kurzfristigen Grenzkosten determiniert wird. Ein Standort, der zur Minimierung der kurzfristigen Grenzkosten eines Kraftwerks beiträgt, erhöht dessen Einsatzwahrscheinlichkeit und damit dessen Auslastung. Ist am Standort A der erwartete Mehrgewinn des neu zu errichtenden Kraftwerks (= Gewinn des Kraftwerks am Standort A pro kWh – Gewinn des Kraftwerks am Standort B pro kWh) höher als die zusätzlichen Netzkosten (= Netzkosten am Standort A pro kWh – Netzkosten am Standort B pro kWh), ist es aus der Sicht des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns rational, den Standort A zu favorisieren, selbst wenn dieser aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient ist.

Ergänzend bleibt zu erwähnen, dass durch die Verortung der Standortentscheidungskompetenz beim Kraftwerksbetreiber das Ziel verfolgt wird, Diskriminierungsmöglichkeiten zu unterbinden und den Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung zu fördern. Hätte ein vertikal integrierter Netzbetreiber die Möglichkeit, z. B. den Independent Power Producern einen Standort zuzuweisen oder den Netzzugang mit dem Hinweis auf Kapazitätsengpässe im Netz zu verweigern,⁶¹⁰ könnte der Netzbetreiber die Wettbewerbsfähigkeit durch einen nicht optimalen

⁶¹⁰ In § 6 Abs. 2 KraftNAV wird explizit darauf hingewiesen, dass ein Netzanschluss nicht mit dem Hinweis darauf verweigert werden kann, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe auftreten oder auftreten werden.

Standort negativ beeinflussen und die Errichtung neuer Energieerzeugungsanlagen verhindern.⁶¹¹

7.4.1.2 Verteilung der Kosten auf die Marktteilnehmer

Neben der Verortung der Standortkompetenz spielt auch die Verteilung der Netzkosten auf die Marktteilnehmer eine Rolle bei der Beurteilung des Ausmaßes des räumlichen Koordinierungsdefizits. Die Betreiber von Energieerzeugungsanlagen tragen zum einen die Kosten für den Netzanschluss.⁶¹² Zum anderen muss der Anschlussnehmer auch die Kosten für die Aufrüstung des Netzanschlusspunktes übernehmen, die aus seinem Netzanschlussbegehren resultieren. Die Kosten für die Optimierung, Verstärkung sowie den Ausbau des Übertragungs- und Verteilungsnetzes nach dem Netzanschlusspunkt (Fixkosten des Netzbetreibers) werden genauso wie z. B. die zusätzlichen Verlustenergie- sowie Redispatchkosten (variable Kosten des Netzbetreibers) vom Netzbetreiber übernommen und anschließend über die Netznutzungsentgelte sozialisiert.⁶¹³

Die Sozialisierung der Kosten ist insofern gerechtfertigt, als dass verursachungsgerechte Kostenzuordnung bei der Optimierung, Verstärkung und dem Ausbau des Netzes aufgrund zahlreicher Kostenverursacher mit großen Schwierigkeiten verbunden ist.⁶¹⁴ So können z. B. mehrere Betreiber von Energieerzeugungsanlagen innerhalb desselben Zeitraumes ein Netzanschluss- und Netzzugangsbegehren beim Netzbetreiber stellen. Des Weiteren sind Szenarien denkbar, in denen Netzverstärkungsmaßnahmen zugleich eine gestiegene Stromnachfrage in der Region oder Sicherheitsanforderungen bedienen. Eine Individualisierung der Kosten wird insbesondere dann schwierig, wenn der Netzbetreiber im Rahmen vorausschauender Einschätzung der zukünftigen Stromnachfrage auch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen ergreift, die erst später sukzessiv von verschiedenen Netznutzern in Anspruch genommen werden.⁶¹⁵

Das Problem an der Sozialisierung der zusätzlichen Netzkosten über die Netzentgelte ist jedoch, dass in Deutschland für die Einspeisung von Strom in das Elektrizitätsnetz keine

⁶¹¹ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 143.

⁶¹² Unter Netzanschluss wird die physische Verbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt verstanden (§ 8 Abs. 1 KraftNAV).

⁶¹³ Vgl. § 8 Abs. 3 KraftNAV.

⁶¹⁴ Vgl. Brunekreeft, G./Meyer, R. (2009), S. 186.

⁶¹⁵ Vgl. Steger, U. et al. (2008), S. 147.

Netznutzungsentgelte berechnet werden dürfen.⁶¹⁶ Nur Stromabnehmer dürfen mit Netznutzungsentgelten belastet werden. Da Kraftwerksbetreiber nicht an den Netzkosten beteiligt werden, haben sie auch keinen Anreiz, diese bei ihrer Standortentscheidung zu berücksichtigen.

Ergänzend bleibt anzumerken, dass auch die Bundesnetzagentur keine Möglichkeit hat, eine aus volkswirtschaftlicher Sicht effiziente Standortwahl zu erzwingen. Sie ist zwar verpflichtet, die Investitionskosten für die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau des Netzes, die unter Umständen in Folge einer Standortentscheidung anfallen, auf Effizienz zu prüfen. Hierbei wird von der Bundesnetzagentur jedoch nicht kontrolliert, ob die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber auf einer gesamtwirtschaftlich optimalen Koordinierung von Kraftwerksstandorten und Netzanschlusspunkten basieren.⁶¹⁷ Der Grund hierfür ist, dass die Regulierungsbehörde bei der Effizienzprüfung grundsätzlich an die Standortentscheidung des Kraftwerksbetreibers gebunden ist bzw. diese als gegeben hinnehmen muss.⁶¹⁸

7.4.1.3 Zwischenfazit

Das räumliche Koordinierungsdefizit kann sowohl im ITO-, OU- und ISO-Modell, sondern auch bei vollständig vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen auftreten. Daher scheint weniger die vertikale Desintegration als vielmehr die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in Kombination mit fehlenden Allokationssignalen für Marktteilnehmer (z. B. in Form der Beteiligung an Netzkosten) ursächlich für die unzureichende räumliche Koordinierung der Netz- und Erzeugungskapazitäten zu sein.

7.4.2 Zeitliche Koordinierung der Investitionen

Innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens erfolgt die zeitliche Abstimmung von Kraftwerkserweiterungen, Kraftwerksneubauten, Netzerweiterungen (räumliche Ausdehnung des Netzes) sowie Netzausbaumaßnahmen (Verstärkung des bestehenden Netzes) über einen längeren Zeitraum. Dadurch können die daraus resultierenden Investitionskosten minimiert werden. Gemäß Brunekreeft, G. und Meyer, R. (2009, S. 186) werden in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt mit wachsendem

⁶¹⁶ Vgl. § 15 Abs. 1 Satz 1 StromNEV.

⁶¹⁷ Vgl. § 23 ARegV.

⁶¹⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 25f, Steger, U. et al. (2008), S. 144f.

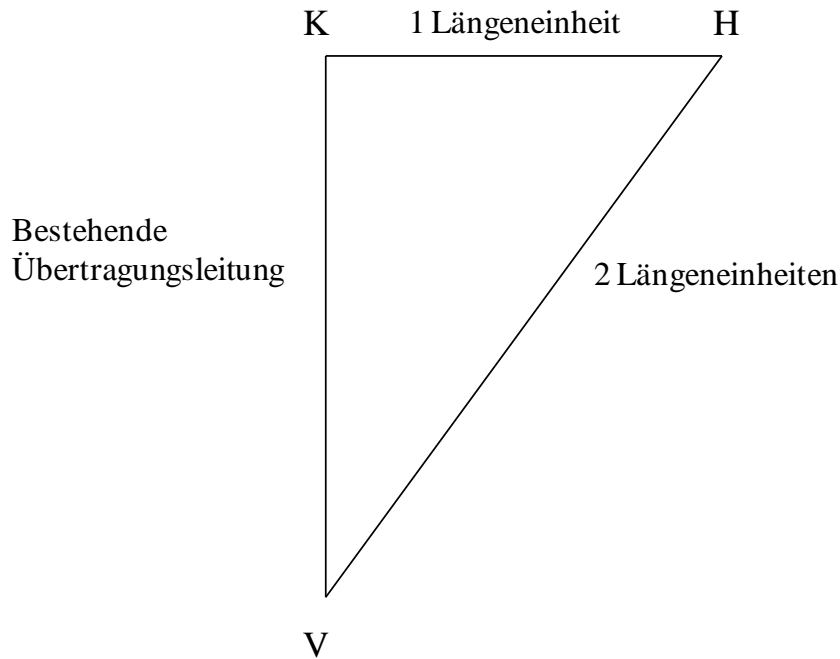
Wettbewerbsdruck Pläne zu Kraftwerksinvestitionen (Standort, Kapazität) jedoch als strategische Informationen angesehen. Folglich besteht die Gefahr, dass im OU-Modell und dem ISO-Modell die Netzbetreiber zu spät darüber informiert werden. In solchen Fällen, kann es passieren, dass Kraftwerke nacheinander radial⁶¹⁹ an die Verbrauchszentren angeschlossen werden. Dies kann – muss aber nicht zwangsläufig – teurer sein⁶²⁰. Im Folgenden wird der Versuch unternommen, den Sachverhalt anhand der Abb. 7-1 zu verdeutlichen. In der Abbildung 7-1 stellen die Punkte K und H zwei für den Kraftwerksbau geeignete Standorte dar. Der Punkt V steht für einen Lastschwerpunkt, beispielsweise eine Großstadt, die z. B. durch ein Verteilungsnetz mit Strom versorgt wird. Die Linie zwischen K und V repräsentiert eine bereits vorhandene Stromleitung, die eventuell verstärkt werden muss. Die Linie zwischen H und V repräsentiert dagegen eine Stromleitung, die noch zu verlegen ist. Ist nur ein Kraftwerk im Punkt H (aber nicht in Punkt K) geplant, sollte der Anschluss des Kraftwerks an den Lastschwerpunkt V radial über die Leitung H-V realisiert werden. Für den Fall, dass sowohl in Punkt H als auch in Punkt K ein Kraftwerk geplant ist, ist es effizient, die Leitung K-H zu verlegen und die vorhandene Leitung K-V zu verstärken. Das Koordinierungsproblem tritt somit auf, wenn im Punkt H ein Kraftwerk errichtet werden soll, der Netzbetreiber jedoch nicht weiß, ob im Punkt K ebenfalls ein Kraftwerk geplant ist.⁶²¹

⁶¹⁹ „Von radialem Netz wird gesprochen, wenn von einem zentralen Knoten Leitungen wie Äste ausgehen, die sich an einzelnen Knoten wiederum verzweigen. Zwischen den Ästen werden keine Verbindungen aufgebaut, so dass es nicht zu kreisförmigen Stromflüssen kommen kann“ (Kellerk, K, 2004, S. 128, Stoft, A, 2002, S. 397).

⁶²⁰ Vgl. Baldick, R./Kahn, E. (1993), S. 368.

⁶²¹ Vgl. Baldick, R./Kahn, E. (1993), S. 373-378, Brunkreeft, G. (2008), S. 31f.

Abbildung 7-1: Zeitliche Koordinierung von Investitionen



Quelle: Baldick, R./Kahn, E. (1993), S. 373.

Das zeitliche Koordinierungsproblem wird zudem durch die Tatsache verschärft, dass die Vorlaufzeiten für Investition in Netzkapazitäten tendenziell länger sind, als die Vorlaufzeiten für Projekte im Bereich des Kraftwerksparkes.⁶²² Neubauprojekte im Bereich der Elektrizitätsnetze haben derzeit insbesondere aufgrund langer Planungs- und Genehmigungsverfahren eine Laufzeit von zehn bis 15 Jahren.⁶²³ Neubauprojekte im Bereich der Stromerzeugung haben eine Laufzeit zwischen 3 und 6 Jahren.⁶²⁴

Theoretisch kann das Problem der unzureichenden zeitlichen Koordinierung im ITO-Modell nicht ausgeschlossen werden. Praktisch ist es sehr Wahrscheinlichkeit ohne Bedeutung, da erwartet werden kann, dass der Independent Transmission Operator im Hinblick auf die geplanten Investitionen in den Kraftwerkspark sowie über deren zeitlichen Realisierungshorizont durch die konzernzugehörigen Erzeugungsgesellschaften zeitnah informiert wird. Allerdings dürfen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt auch Independent Power Producer Erzeugungskapazitäten in der Regelzone des ITO errichten. Darüber hinaus kann das Problem der zeitlich unzureichenden Koordinierung auch auftreten, wenn die Erzeugungsgesellschaften

⁶²² Vgl. Böske, J. (2007), S. 112.

⁶²³ Vgl. DPA UND REUTERS (2011).

⁶²⁴ Vgl. Wissel, W. et al. (2010), S. 4ff.

anderer z. B. über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierter Energieversorgungskonzerne, Kraftwerke in der Regelzone des ITO zu bauen beschließen.

Auch das zeitliche Koordinierungsdefizit kann zumindest teilweise durch die Schaffung eines entsprechenden Ordnungsrahmens internalisiert werden.

7.4.3 Koordinierung verschiedener Investitionsalternativen

Die Bereiche Erzeugung und Übertragung bzw. Erzeugung und Verteilung können bis zu einem gewissen Grad als Substitute betrachtet werden. Der Bau von Kraftwerken in der Nähe von Verbrauchszentren (Industrie, Städte etc.) reduziert den Investitionsbedarf in die Netzinfrastuktur. Der Ausbau der Netzinfrastuktur ermöglicht die Anbindung von Verbrauchszentren an weiter entfernte Erzeugungskapazitäten.⁶²⁵ In einigen Fällen kann es effizient sein, die Netzinfrastuktur auszubauen, als ein neues Kraftwerk zu errichten, um z. B. die gestiegene Nachfrage nach Strom zu decken.⁶²⁶ Unzureichende Koordinierung verschiedener Investitionsalternativen ist vor allem im OU-Modell und dem ISO-Modell zu erwarten, da die Übertragungsnetzbetreiber ihre Gewinne unabhängig von den Erzeugungsgesellschaften maximieren.

7.5 Economies of Scope in der Elektrizitätswirtschaft – Ein Literaturüberblick

Im vorangegangenen Kapitel wurden Ursachen für Economies of Scope vorgestellt und im Zusammenhang mit den drei in der Richtlinie 2009/72/EG geforderten Entflechtungskonzepten diskutiert. Das Ziel des vorliegenden Kapitels ist es, einen Überblick über Untersuchungen zu geben, deren Anliegen es war, die Existenz dieser empirisch zu belegen und zu quantifizieren.

Ob die Kostenfunktion der Elektrizitätswirtschaft insgesamt durch globale Subadditivität charakterisiert ist, wurde u. a. von Gilsdorf, K. (1995) und Fraquelli, G. et al. (2005) empirisch untersucht. Gilsdorf, K. (1995) gelingt es nicht, globale Subadditivität für vertikal integrierte US-Stromunternehmen aufzuzeigen. Auch Fraquelli, G. et al. (2005) können für die vertikal integrierten italienischen

⁶²⁵ Vgl. Landon, L.H. (1983), S. 112, Chao, H.-P./Oren, S. L./Wilson, R. (2008), S. 27-64.

⁶²⁶ Vgl. Mulder, M. et al. (2005), S. 46.

Stromversorgungsunternehmen keinen Hinweis für das Vorliegen von Subadditivität innerhalb des relevanten Nachfragebereiches identifizieren. An dieser Stelle sei angemerkt, dass selbst wenn die Kostenfunktion der Elektrizitätswirtschaft nicht durch globale Subadditivität gekennzeichnet ist, dennoch Verbundvorteile (Economies of Scope) zwischen den Wertschöpfungsstufen bestehen können. Piacenza, M und Beccio, E. (2004) können für die italienische über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verteilung vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmer Kostenkomplementarität empirisch belegen.⁶²⁷ Diese ist eine hinreichende Bedingung für Subadditivität (vgl. Kap. 2.2). Roberts, M. J. (1986), Thompson, H. G. (1997), Lee, B.-J. (1995) und Hayashi, P. M. et al. (1997) testen die Separabilität der Kostenfunktion der Elektrizitätswirtschaft. Roberts, M. J. (1986) kommt zu dem Ergebnis, dass die Herauslösung des Verteilungsnetzes aus einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das zugleich für die Erzeugung und Übertragung von Strom zuständig ist, zu höheren Elektrizitätsversorgungskosten führt. Hayashi, P. M. et al. (1997) stellen fest, dass die Abtrennung des Übertragungs- und Verteilungsnetzes von Erzeugungskapazitäten mit einer Zunahme der Elektrizitätsversorgungskosten verbunden ist. Lee, B.-J. (1995) untersucht die Entwicklung der Elektrizitätsversorgungskosten in Folge der Separierung i) der Übertragungsfunktion, ii) der Verteilungsfunktion sowie iii) der Erzeugungsfunktion aus einem über die drei Wertschöpfungsstufen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Seine Ergebnisse deuten auf einen Anstieg der Kosten hin. Die Untersuchung von Thompson, H. G. (1997) zeigt, dass die Ausgliederung der Erzeugungskapazitäten einen Anstieg der Elektrizitätsversorgungskosten bedingt.

Somit weist ein Großteil der vorgestellten Studien darauf hin, dass Verbundvorteile (Economies of Scale) existieren. Im Folgenden werden ausgewählte Studien – geordnet nach Ländern und in chronologischer Reihenfolge – vorgestellt, die den Versuch unternehmen, die Höhe dieser zu quantifizieren. Nur wenn der Umfang dieser bekannt ist, kann die Vorteilhaftigkeit der Implementierung des ITO-Modells, des OU-Modells und des ISO-Modells beurteilt werden.

Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991) untersuchen, um welchen Prozentsatz die Gesamtkosten der Strombereitstellung ansteigen, wenn die Wertschöpfungsbereiche

⁶²⁷ Vgl. Gilsdorf, K. (1995), Piacenza, M und Beccio, E. (2004), Fraquelli, G. et al. (2005), Meyer, R. (2011a), S. 16.

Erzeugung und Übertragung/Verteilung vollständig vertikal separiert werden und derselbe Output von zwei spezialisierten Unternehmen anstelle eines vertikal integrierten Unternehmens produziert werden würde.⁶²⁸ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Autoren im Rahmen der Untersuchung die Wertschöpfungsbereiche Übertragung und Verteilung als eine Wertschöpfungsstufe betrachten, die im Folgenden als Transport bezeichnet wird.

Zur Operationalisierung des theoretischen Konzeptes der vertikalen Integrationsvorteile haben Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991) eine quadratische Kostenfunktion für die US-Elektrizitätswirtschaft geschätzt (vgl. Formel 5.1). Die Schätzung basiert auf den Querschnittsdaten (Gesamtkosten) aus dem Jahr 1981 von 74 US-Unternehmen, die ausschließlich in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, sich im Privatbesitz befinden und unterschiedliche Grade an vertikaler Integration aufweisen.⁶²⁹ Als Maß für den vertikalen Integrationsgrad verwendeten die Autoren den Quotienten aus der innerhalb des jeweiligen Unternehmens erzeugten Energie (Millionen MWh) und der innerhalb des jeweiligen Unternehmens transportierten Energie (Millionen MWh). Unternehmen werden als vollständig vertikal integriert bezeichnet, wenn sie mindestens genau so viel Energie produzieren wie sie auch transportieren können.⁶³⁰

Die einfachste von Kaserman, D. L. /Mayo, J. W. geschätzte quadratische Kostenfunktion sieht wie folgt aus:⁶³¹

$$(5.1) \quad K(E, T) = 1,95(10)^7 + 21,7 \cdot E + 1,13(10)^{-6} \cdot E^2 + 28,00 \cdot T + 3,74(10)^{-6} \cdot T^2 - 4,70(10)^{-6} \cdot T \cdot E.$$

Das E steht für die innerhalb des Unternehmens erzeugte Menge an Energie (Millionen MWh). Das T steht für die innerhalb des Unternehmens transportierte Menge an Energie (Millionen MWh). Die geschätzte Kostenfunktion wird nun zur Bestimmung der Stand-Alone-Kosten der Stromerzeugung $K(E, 0)$, der Stand-Alone-Kosten des Stromtransportes $K(0, T)$ sowie der Gesamtkosten der Verbundproduktion $K(E, T)$ derselben Kombination an erzeugter und transportierter Energie herangezogen.⁶³²

⁶²⁸ Vgl. Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 499.

⁶²⁹ Vgl. Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 491.

⁶³⁰ Vgl. Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 488f.

⁶³¹ Vgl. Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 495.

⁶³² Vgl. Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 495.

Zur Bestimmung des Umfanges der vertikalen Integrationsvorteile wird im Rahmen der Studie (im Wesentlichen) die Formel (5.2) herangezogen:⁶³³

$$(5.2) \quad SC = \frac{[K(E,0)+K(0,T)]-K(E,T)}{K(E,T)}$$

Im Falle von $SC > 0$ bestehen vertikale Integrationsvorteile. Das bedeutet, dass die Gesamtkosten der Strombereitstellung in Folge vertikaler Separierung der Bereiche Erzeugung und Transport steigen würden. Bei $SC < 0$ sind die Gesamtkosten der Verbundproduktion höher als die Summe der Stand-Alone-Kosten, was wiederum bedeutet, dass die Gesamtkosten der Strombereitstellung durch ein vertikal separiertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen sinken würden.⁶³⁴ SC gibt somit den Prozentsatz an, um den sich die Gesamtkosten der Stromversorgung bei vertikaler Integration von den Gesamtkosten der Stromversorgung bei vollständig spezialisierter Produktion (Summe der Stand-Alone-Kosten) unterscheiden.

Ergebnisse der Untersuchung: Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass vertikale Integrationsvorteile in der Elektrizitätswirtschaft bestehen. Eine Ausnahme bilden einige kleine vertikal integrierte Unternehmen (vgl. Tab.: 7-1).

Tabelle 7-1: Vertikale Integrationsvorteile zwischen den Bereichen Erzeugung sowie Übertragung/Verteilung in der US-Elektrizitätswirtschaft

		Stromerzeugung (Mill. MWh)								
		2	4	6	8	10	12	14	16	18
Strom-transport (Mill. MWh)	2	-0,32	-0,12	0,02	0,07	0,11	0,14	0,15	0,16	0,17
	4	-0,08	-0,26	-0,05	0,05	0,16	0,24	0,29	0,32	0,34
	6	0,01	-0,04	-0,13	0,04	0,19	0,32	0,41	0,48	0,53
	8	0,05	0,05	0,07	0,03	0,20	0,36	0,50	0,62	0,70
	10	0,07	0,10	0,15	0,19	0,19	0,38	0,55	0,71	0,84
	12	0,07	0,13	0,20	0,27	0,34	0,37	0,56	0,75	0,92
	14	0,08	0,14	0,22	0,30	0,39	0,49	0,54	0,75	0,95
	16	0,07	0,14	0,22	0,32	0,42	0,53	0,64	0,72	0,94
	18	0,07	0,14	0,22	0,32	0,42	0,54	0,66	0,80	0,89

Quelle: Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 488.

Zudem steigt der Umfang der vertikalen Integrationsvorteile mit dem Grad der vertikalen Integration tendenziell an. Beispiel: Gemäß der oben zugrundegelegten Definition für vertikale Integration weist ein Unternehmen, das 12 Millionen MWh

⁶³³ Vgl. Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991), S. 488.

⁶³⁴ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1977), S. 159f.

erzeugt, aber nur 2 Millionen MWh transportiert, einen geringeren Grad an vertikaler Integration auf als diejenigen Unternehmen, die 12 Millionen MWh erzeugen und 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14, 16 oder 18 Millionen MWh transportieren. Wie anhand der grauhinterlegten Spalte in der Tabelle 7-1 zu sehen ist, betragen die vertikalen Integrationsvorteile für das Unternehmen, das 12 Millionen MWh erzeugt und 2 Millionen MWh transportiert, nur 14%. Ein Unternehmen, das 12 Millionen MWh erzeugt und 12 Millionen MWh transportiert, weist vertikale Integrationsvorteile in Höhe von 37% auf und ein Unternehmen, das 12 Millionen MWh erzeugt und 18 Millionen MWh transportiert ganze 54%. Das heißt, dass die Gesamtkosten der Stromversorgung durch die jeweiligen Unternehmen in Folge vertikaler Separierung um 14% bzw. um 37% bzw. um 54% steigen würden.

Darüber hinaus wächst der Umfang der vertikalen Integrationsvorteile mit der Unternehmensgröße: Die vertikalen Integrationsvorteile liegen zwischen ca. 3% bei kleinen vertikal integrierten Unternehmen, die ca. 8 Millionen MWh Energie erzeugen und transportieren, und 89% bei großen vertikal integrierten Unternehmen, die ca. 18 Millionen MWh Energie produzieren und transportieren. Für das Durchschnittsunternehmen der Stichprobe (Stromproduktion 9 Mill. MWh im Jahr/Transport- und Vertriebsleistung 7,3 Millionen MWh im Jahr) von Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) würde die Abtrennung der Erzeugungsfunktion vom Stromtransport und Vertrieb einen Anstieg der über alle Wertschöpfungsstufen aggregierten Gesamtkosten des Elektrizitätsversorgungsunternehmens um 12% führen.

Interpretation der Ergebnisse: Der Umfang der vertikalen Integrationsvorteile hängt u. a. von der Zusammensetzung der Stichprobe ab. Die Stichprobe von Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) beinhaltet reine Stromerzeugungs- und -transportunternehmen sowie vollständig und teilweise vertikal integrierte Unternehmen in ihrer Stichprobe. Durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Unternehmensarten können die vertikalen Integrationsvorteile zum Teil auf Einsparung von Transaktionskosten sowie räumliche und zeitliche Abstimmung von Investitionen zwischen den Bereichen Erzeugung und Transport (Übertragung/Verteilung) zurückgeführt werden.⁶³⁵

Im Gegensatz zu Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) untersucht **Kwoka, J. E. (2002)** das Kosteneinsparungspotenzial durch vertikale Integration der

⁶³⁵ Vgl. Jara-Diaz, S. et al. (2004), S. 1000.

Wertschöpfungsbereiche Erzeugung und Übertragung/Verteilung. Genau wie Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) behandelt auch er die Wertschöpfungsbereiche Übertragung und Verteilung als eine Produktionsstufe, welche im Folgenden als Transport bezeichnet wird.⁶³⁶ Zur Operationalisierung des theoretischen Konzeptes der vertikalen Integrationsvorteile schätzt Kwoka, J. E. (2002) ebenfalls eine quadratische Kostenfunktion für die US-Elektrizitätswirtschaft. Seine Schätzung basiert auf den Querschnittsdaten (Gesamtkosten) von 147 US-Unternehmen aus dem Jahre 1989, die sich im Privatbesitz befinden und unterschiedliche Grade an vertikaler Integration aufweisen.⁶³⁷ Als Maß für den Grad der vertikalen Integration verwendet der Autor genau wie Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) den Quotienten aus der innerhalb des jeweiligen Unternehmens erzeugten Energie (Millionen MWh) und der innerhalb des jeweiligen Unternehmens transportierten Energie (Millionen MWh).⁶³⁸ Unternehmen werden in der Studie als vollständig vertikal integriert bezeichnet, wenn sie mindestens genau so viel Energie produzieren wie sie auch transportieren können.⁶³⁹

Die einfachste Form der geschätzten quadratischen Kostenfunktion sieht bei Kwoka, J. E. (2002) wie folgt aus:

$$(5.3) \quad K(E, T) = -6,6(10)^6 + 37,0 \cdot E + 1,55(10)^{-6} \cdot E^2 + 18,4 \cdot T + 1,40(10)^{-6} \cdot T^2 - 2,96(10)^{-6} \cdot T \cdot E$$

Das E steht für die innerhalb des Unternehmens erzeugte Menge an Energie (Millionen MWh). Das T steht für die innerhalb des Unternehmens transportierte Menge an Energie (Millionen MWh). Kwoka J. E. (2002) benutzt die quadratische Kostenfunktion zur Bestimmung der Stand-Alone-Kosten der Stromerzeugung $K(E, 0)$ und des Stromtransportes $K(0, T)$ sowie der Gesamtkosten der Verbundproduktion $K(E, T)$ derselben Kombination an erzeugter und transportierter Energie jeweils gemessen in Millionen MWh. Um das Kosteneinsparungspotenzial durch vertikale Integration zweier spezialisierter Unternehmen zu ermitteln, zieht Kwoka, J. E. (2002) die Formel (5.4) heran.⁶⁴⁰

⁶³⁶ Vgl. Kwoka, J. E. (2002), Anmerkung 3 auf S. 656.

⁶³⁷ Vgl. Kwoka, J. E. (2002), S. 656.

⁶³⁸ Vgl. Kwoka, J. E. (2002), S. 657.

⁶³⁹ Vgl. Kwoka, J. E. (2002), S. 656.

⁶⁴⁰ Vgl. Kwoka, J. E. (2002), S. 664.

$$(5.4) \quad SC = \frac{[K(E,0)+K(0,T)]-K(E,T)}{K(E,0)+K(0,T)}$$

Sind Kosteneinsparungen durch vertikale Integration möglich, ist $SC > 0$. Grund: Die Summe der Stand-Alone-Kosten der vollständig spezialisierten Stromversorgung ist höher als die Gesamtkosten der Verbundproduktion derselben Kombination an erzeugter und transportierte Energie jeweils gemessen in Millionen MWh. Im Falle von $SC < 0$ ist die Summe der Stand-Alone-Kosten der vollständig spezialisierten Stromversorgung niedriger als die Gesamtkosten der Verbundproduktion derselben Kombination an erzeugter und transportierter Energie jeweils gemessen in Millionen MWh.⁶⁴¹ SC gibt somit den Prozentsatz an, um den sich die Summe der Stand-Alone-Kosten bei vertikaler Desintegration von den Gesamtkosten der Stromversorgung bei vertikaler Integration derselben Kombination an erzeugter und transportierter Energie unterscheiden.

Ein Vergleich der Formeln (5.2) und (5.4) verdeutlicht den Unterschied zwischen den Ansätzen der Studien zur Bestimmung der vertikalen Integrationsvorteile zwischen der Studie von Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) und Kwoka, J. E. (2002).

Ergebnisse der Untersuchung: Kwoka, J. E. (2002) kommt zu dem Ergebnis, dass Unternehmen – mit einigen wenigen Ausnahmen – durch vertikale Integration der Bereiche Erzeugung und Transport Kosteneinsparungen realisieren können (vgl. Tab. 7-2). So muss ein vertikal integriertes Unternehmen mindestens 5 oder mehr Millionen MWh Energie erzeugen und transportieren, um Kosteneinsparungen realisieren zu können (vgl. Tabelle 7-2). Ein weiteres Ergebnis der Untersuchung ist, dass das Kosteneinsparungspotenzial positiv von der Unternehmensgröße abhängig ist. Wie anhand der Tabelle 7-2 zu erkennen, liegt das Einsparungspotenzial zwischen 3% bei kleinen vertikal integrierten Unternehmen, die ca. 5 Millionen MWh Energie erzeugen und transportieren, und ca. 73% bei großen vertikal integrierten Unternehmen, die ca. 50 Millionen MWh Energie produzieren und transportieren. Zudem ist anhand der Tabelle 7-2 zu sehen, dass das Kosteneinsparungspotenzial tendenziell positiv vom Grad der vertikalen Integration abhängig ist. Beispiel: Gemäß der oben zugrundegelegten Definition für vertikale Integration weist ein Unternehmen, das 30 Millionen MWh erzeugt, aber nur 1 Million MWh transportiert, einen geringeren Grad an vertikaler Integration auf als diejenigen Unternehmen, die 30 Millionen MWh

⁶⁴¹ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1977), S. 159f.

erzeugen und 3, 5, 10, ...50 Millionen MWh transportieren. Wie anhand der grauhinterlegten Spalte in der Tabelle 7-2 zu sehen ist, betragen die vertikalen Integrationsvorteile für das Unternehmen, das 30 Millionen MWh erzeugt und 1 Million MWh transportiert, nur 1%. Ein Unternehmen, das 30 Millionen MWh erzeugt und 15 Millionen MWh transportiert weist vertikale Integrationsvorteile in Höhe von 42% auf und ein Unternehmen, das 30 Millionen MWh erzeugt und 30 Millionen MWh transportiert ganze 61%. Das Durchschnittsunternehmen der Stichprobe (Stromproduktion 8,2 Millionen MWh im Jahr/Transport- und Vertriebsleistung 9,6 Millionen MWh im Jahr) von Kwoka, J. E. (2002) kann durch vertikale Integration Kosten in Höhe von 27% einsparen.

Tabelle 7-2: Vertikale Integrationsvorteile zwischen den Bereichen Erzeugung und Übertragung/Verteilung in der US-Elektrizitätswirtschaft (in Prozent)

	Stromerzeugung (Millionen MWh)									
	1	3	5	10	15	20	25	30	40	50
1			-0,33	-0,08	-0,03	-0,01	0	0,01	0,01	0,01
3		-0,38	-0,11	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07
5	-0,68	-0,13	0,03	0,15	0,17	0,16	0,16	0,15	0,13	0,12
10	-0,13	0,60	0,18	0,30	0,33	0,33	0,32	0,30	0,27	0,24
15	-0,04	0,11	0,22	0,37	0,43	0,44	0,44	0,42	0,38	0,35
20	-0,01	0,12	0,22	0,39	0,47	0,51	0,52	0,51	0,48	0,44
25	0,01	0,11	0,21	0,38	0,49	0,54	0,57	0,57	0,56	0,52
30	0,01	0,11	0,19	0,37	0,48	0,55	0,6	0,61	0,61	0,59
40	0,02	0,10	0,17	0,33	0,45	0,54	0,61	0,65	0,68	0,68
50	0,02	0,08	0,15	0,29	0,41	0,51	0,58	0,64	0,71	0,73

Quelle: Kwoka, J. E. (2002), S. 664.

Darüber hinaus hat Kwoka, J. E. (2002) eine zusätzliche Regressionsanalyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie sich die Kostenstruktur von Unternehmen mit einem relativ hohen Grad an vertikaler Integration von Unternehmen unterscheidet, die einen vergleichsweise niedrigen Grad an vertikaler Integration aufweisen. Dabei fand er heraus, dass eine wesentliche Quelle für Kosteneinsparungen durch vertikale Integration die Reduzierung der Netzbetriebskosten ist.⁶⁴²

Fraquelli, G. et al. (2005) analysieren, um welchen Prozentsatz die Gesamtkosten der Stromversorgung ansteigen, wenn die Bereiche Erzeugung und Verteilung/Handel vollständig vertikal separiert werden, so dass derselbe Output von zwei vollständig spezialisierten Unternehmen anstelle eines vertikal integrierten Unternehmens hergestellt werden würde. Hierzu schätzen Fraquelli, G. et al. (2005) eine langfristige

⁶⁴² Vgl. Kwoka, J.E. (2002), S. 666.

Kostenfunktion für die italienische Elektrizitätswirtschaft, mit der die Stand-Alone-Kosten der Stromerzeugung $K(E, 0)$ und der Stromverteilung einschließlich des Vertriebs $K(E, V)$ sowie die Gesamtkosten der Verbundproduktion $K(E, V)$ bestimmt werden können.⁶⁴³ Für die Schätzung verwenden die Autoren die Gesamtkosten von 25 lokalen kommunalen, italienischen Stromversorgungsunternehmen, aus dem Zeitraum 1994-2000, die unterschiedliche Grade an vertikaler Integration aufweisen.⁶⁴⁴ Die Kosten der Übertragung werden bei der Schätzung nicht berücksichtigt. Die Schätzung basiert somit lediglich auf Kosten der Erzeugung und Verteilung einschließlich des Stromhandels. Als Maß für den Grad der vertikalen Integration verwenden die Autoren in ihrer Studie den Quotienten aus der innerhalb des jeweiligen Unternehmens erzeugten Energie und der innerhalb des jeweiligen Unternehmens verteilten Energie gemessen in Millionen KWh.⁶⁴⁵

Zur Berechnung der vertikalen Integrationsvorteile (Economies of Scope) verwenden Fraquelli, G. et al. (2005) die Formel (5.5).⁶⁴⁶

$$(5.5) \quad SC = \frac{[K(E,0)+K(0,V)]-K(E,V)}{K(E,V)}$$

Ist $SC > 0$, bestehen vertikale Integrationsvorteile. Bei $SC < 0$ liegen Diseconomies of Scope vor.⁶⁴⁷

Ergebnisse der Studie: Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass vertikal integrierte Unternehmen, die ca. 300.000 MWh Energie erzeugen und 600.000 MWh Energie verteilen, vertikale Integrationsvorteile realisieren können (vgl. Tab. 7-3).⁶⁴⁸ Unternehmen, die weniger Energie erzeugen und verteilen, realisieren gemäß der Studie Diseconomies of Vertical Integration. Allerdings sind diese Ergebnisse statistisch nicht signifikant.⁶⁴⁹

⁶⁴³ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 299.

⁶⁴⁴ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 297f.

⁶⁴⁵ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 297.

⁶⁴⁶ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 296.

⁶⁴⁷ Vgl. Baumol, W. J. et al. (1977), S. 159f.

⁶⁴⁸ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 301f.

⁶⁴⁹ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 301.

Tabelle 7-3: Vertikale Integrationsvorteile zwischen den Bereichen Erzeugung und Verteilung in der italienischen Stromwirtschaft (in Prozent)

	Stromverteilung (MWh)							
	75000	149000	298000	596000	1192000	2384000	4769000	
Strom- erzeugung (MWh)	38000	-0,11	-0,06	-0,03	-0,01	0,00	0,00	0,01
	76000	-0,08	-0,04	-0,02	0,00	0,01	0,01	0,01
	152000	-0,04	-0,02	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03
	304000	-0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,05	0,06
	608000	0,00	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,12
	1217000	0,01	0,02	0,04	0,08	0,14	0,19	0,24
	2434000	0,01	0,02	0,05	0,09	0,17	0,29	0,44

Quelle: Fraquelli et al. (2005), S. 301.

Zudem stellen Fraquelli et al. (2005) fest, dass die vertikalen Integrationsvorteile umso größer sind, je größer das Unternehmen ist. So liegen die vertikalen Integrationsvorteile zwischen 3% bei kleinen vertikal integrierten Unternehmen, die ca. 300.000 MWh Energie produzieren und 600.000 MWh Energie verteilen, und 44 % bei großen vertikal integrierten Unternehmen, die ca. 2.434 MWh Energie erzeugen und 4.769 MWh verteilen.⁶⁵⁰

Jara-Diaz, S. et al. (2004) untersuchen im Rahmen ihrer Studie, um welchen Prozentsatz die Gesamtkosten der Stromversorgung ansteigen, wenn die Bereiche Verteilung einschließlich des Stromvertriebs vom Erzeugungsbereich vollständig vertikal separiert werden, so dass dieselbe Kombination an erzeugter und produzierter Energie (jeweils gemessen in MWh) von zwei vollständig spezialisierten Unternehmen anstelle eines vertikal integrierten Unternehmens hergestellt werden würde. Zur Operationalisierung des theoretischen Konzepts der vertikalen Integrationsvorteile schätzen die Autoren eine langfristige quadratische Kostenfunktion. Die Schätzung basiert auf den Gesamtkosten von 12 spanischen Unternehmen, die einen unterschiedlichen Grad an vertikaler Integration aufweisen.⁶⁵¹ An dieser Stelle sei angemerkt, dass in Spanien die Elektrizitätsversorgungsunternehmen lediglich über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Verteilung sowie Handel vertikal integriert sind, da das Übertragungsnetz von einer unabhängigen Gesellschaft (REE) betrieben wird.⁶⁵² Folglich fußt die Schätzung lediglich auf Erzeugungs- und Verteilungskosten

⁶⁵⁰ Vgl. Fraquelli, G. et al. (2005), S. 301f.

⁶⁵¹ Vgl. Jara-Diaz, S. et al. (2004), S. 1003.

⁶⁵² Vgl. Jara-Diaz, S. et al. (2004), S. 1000.

einschließlich des Stromhandels. Der Betrachtungszeitraum umfasst die Jahre 1985 bis 1996.⁶⁵³ Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass eine vertikale Separierung der Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verteilung/Handel zu einer Kostenerhöhung von ca. 6,5 Prozent führen kann. Die Schätzung bezieht sich auf ein durchschnittliches Unternehmen der Stichprobe, das 82.000.000 MWh Energie erzeugt und 11.350.000 MWh Energie verteilt.⁶⁵⁴ Jara-Diaz et al. (2004) führen die vertikalen Integrationsvorteile (Economies of Scope) auf dem spanischen Strommarkt insbesondere auf die Vermeidung der Duplikation von Aufgaben in der Verwaltung – dazu gehören z. B. Buchhaltung, Personalabteilung, Marketing etc. – zurück.⁶⁵⁵

Auch **Arocena, P. (2008)** untersucht die vertikalen Integrationsvorteile in der spanischen Elektrizitätswirtschaft ebenfalls zwischen den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verteilung/Vertrieb. Die Studie basiert auf den Gesamtkosten von 12 spanischen Unternehmen, die einen unterschiedlichen Grad an vertikaler Integration aufweisen. Ein Großteil dieser Unternehmen ist auch in der Stichprobe von Jara-Diaz, S. et al. (2004) zu finden. Der Untersuchungszeitraum umfasst die Jahre 1989-1997.⁶⁵⁶ Der Autor kommt zu dem Ergebnis, dass durch vertikale Separierung der Bereiche Erzeugung und Verteilung/Handel die Strombereitstellungskosten um 1,7 bis 5,1 Prozent steigen würden.⁶⁵⁷ Damit bestätigt er die vergleichsweise moderaten Ergebnisse von Jara-Diaz et al. (2004).

Die Untersuchung von **Meyer, R. (2011b)** fußt auf Daten von US-Unternehmen aus den Jahren 2001 bis 2008. Auch das Ziel von Meyer, R. (2011b) ist es, Economies of Scope zu quantifizieren. Im Gegensatz zu Kwoka, J. E. (2002) sowie Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991) unterscheidet er hingegen zwischen verschiedenen Entflechtungsmöglichkeiten. Genauer gesagt untersucht er, um wieviel Prozent sich die Gesamtkosten der Stromversorgung verändern, wenn i) die Erzeugungsfunktion, ii) Verteilungs- und Vertriebsfunktion oder iii) die Übertragungsfunktion aus einem über alle Wertschöpfungsstufen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen herausgelöst wird/werden. Auch Meyer, R. (2011b) kalkuliert die Economies of Scale auf der Basis einer geschätzten quadratischen Kostenfunktion für die US-

⁶⁵³ Vgl. Jara-Diaz, S. et al. (2004), S. 1003.

⁶⁵⁴ Vgl. Jara-Diaz, S. et al. (2004), S. 1007.

⁶⁵⁵ Vgl. Jara-Diaz, S. et al. (2004), S. 1008f.

⁶⁵⁶ Vgl. Arocena, P. (2008), S. 49.

⁶⁵⁷ Vgl. Arocena, P. (2008), S. 52.

Elektrizitätswirtschaft. Die Schätzung von Meyer, R. (2011b) basiert auf den Gesamtkosten der US-Unternehmen mit unterschiedlichen vertikalen Integrationsgraden.

Für die Kalkulation der Effizienzverluste/Effizienzgewinne durch die Ausgliederung der Erzeugungsfunktion hat Meyer, R. (2011b, S. 99) die Formel 5.6 herangezogen.

$$5.6) SC_{EU} = \frac{[K(E,0,0)+K(0,\ddot{U},V)-K(E,\ddot{U},V)]}{K(E,\ddot{U},V)}$$

$K(E,0,0)$ sind die Stand-Alone-Kosten eines Unternehmens, das Strom erzeugt. $K(0,\ddot{U},V)$ sind die Gesamtkosten eines Unternehmens, das Strom überträgt, verteilt und vertreibt, jedoch nicht erzeugt. $K(E,\ddot{U},V)$ sind die Gesamtkosten eines über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Für den Fall, dass $SC_{EU} > 0$ ist, liegen Verbundvorteile vor. Daher wäre die Ausgliederung der Erzeugungsfunktion aus einem über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit einem Effizienzverlust verbunden, der c. p. einen Anstieg der Gesamtkosten der Stromversorgung zur Konsequenz hätte. Bei $SC_{EU} < 0$ liegen hingegen Diseconomies of Scope vor.

Die Effizienzgewinne/Effizienzverluste (Economies of Scope/Diseconomies of Scope) durch die Separierung der Verteilungsfunktion einschließlich der Vertriebsfunktion hat Meyer, R. (2011b, S. 99) mittels der Formel 5.7 bestimmt.

$$5.7) SC_{VE} = \frac{[K(E,\ddot{U},0)+K(0,0,V)-K(E,\ddot{U},V)]}{K(E,\ddot{U},V)}$$

$K(E,\ddot{U},0)$ sind die Gesamtkosten eines Unternehmens, dass im Bereich der Stromerzeugung und Stromübertragung tätig ist. $K(0,0,V)$ sind die Stand-Alone-Kosten eines Unternehmens, dass lediglich die Aufgabe der Stromverteilung und des Stromvertriebes wahrnimmt. $K(E,\ddot{U},V)$ sind wieder die Gesamtkosten eines über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Für den Fall, dass $SC_{EU} > 0$ ist, liegen Verbundvorteile vor, was darauf hindeutet, dass die Ausgliederung der Verteilungsfunktion einschließlich des Vertriebs von Strom aus einem über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit einem Effizienzverlust verbunden

wäre, der c.p. einen Anstieg der Gesamtkosten der Stromversorgung zur Konsequenz hätte. Bei $SC_{EU} < 0$ liegen hingegen Diseconomies of Scope vor.

Die Veränderung der Gesamtkosten in Folge der Abtrennung der Übertragungsfunktion kalkuliert Meyer, R. (2011b, S. 99) unter Verwendung der Formel 5.8.

$$5.8) SC_{\ddot{U}E} = \frac{[K(E,0,V) + K(0,\ddot{U},0) - K(E,\ddot{U},V)]}{K(E,\ddot{U},V)}$$

$K(E,0,V)$ sind die Gesamtkosten eines Unternehmens, das im Bereich der Stromerzeugung sowie der Stromverteilung und des Stromvertriebs operiert. $K(0,\ddot{U},0)$ sind die Stand-Alone-Kosten eines Unternehmens, das lediglich die Aufgabe der Übertragung wahrnimmt. $K(E,\ddot{U},V)$ sind auch hier wieder die Gesamtkosten eines über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Ist $SC_{EU} > 0$, liegen Verbundvorteile vor. Folglich würde die Ausgliederung der Übertragungsfunktion aus einem über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit einem Effizienzverlust verbunden, der c. p. einen Anstieg der Gesamtkosten der Stromversorgung zur Konsequenz hätte. Bei $SC_{EU} < 0$ liegen hingegen Diseconomies of Scope vor.

Auch Meyer, R. (2011b, S. 99) findet für die US-Elektrizitätswirtschaft Verbundvorteile, und zwar bei allen drei betrachteten Entflechtungsszenarien. Die Ergebnisse für das Entflechtungsszenario i), bei dem die Erzeugungsfunktion aus einem über alle Wertschöpfungsstufen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausgegliedert wird, sind in der Tab. 7-4 veranschaulicht.

Tabelle 7-4: Effizienzverluste bei Ausgliederung der Erzeugungsfunktion

		Stromerzeugung (Mill. MWh)									
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Übertragung = Verteilung (Mill. MWh)	5	0,71	0,46	0,35	0,30	0,27	0,26	0,26	0,26	0,27	0,28
	10	0,56	0,40	0,32	0,28	0,26	0,25	0,25	0,26	0,27	0,28
	15	0,46	0,35	0,29	0,26	0,24	0,24	0,24	0,25	0,26	0,27
	20	0,38	0,30	0,26	0,24	0,23	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26
	25	0,32	0,26	0,23	0,22	0,21	0,21	0,22	0,22	0,24	0,25
	30	0,27	0,23	0,21	0,19	0,19	0,19	0,20	0,21	0,22	0,24
	35	0,23	0,20	0,18	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,23
	40	0,19	0,17	0,16	0,15	0,15	0,16	0,17	0,18	0,20	0,21
	45	0,15	0,14	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,17	0,18	0,20
	50	0,12	0,11	0,11	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,17	0,18

Quelle: Meyer, R. (2011b), S. 107.

Anhand der Tabelle 7-4 ist zu erkennen, dass die Economies of Scope bei kleinen Unternehmen am größten sind bzw. mit zunehmender Unternehmensgröße abnehmen. D. h. die Gesamtkosten der Strombereitstellung würden in Folge vertikaler Separierung des Erzeugungsbereichs steigen. Der Kostenanstieg ist umso geringer, je größer das vertikal integrierte Unternehmen ist. Beispiel: Für den Fall, dass die Erzeugungskapazitäten eines vertikal integrierten Unternehmens, das 10 Mill. MWh pro Jahr erzeugt, transportiert und vertreibt, ausgegliedert werden, können die Gesamtkosten der Stromversorgung c. p. um 40% steigen. Eine Separierung des Erzeugungsbereichs führt lediglich zu einem Anstieg der Gesamtkosten der Stromversorgung um 21%, wenn das zuvor vertikal integrierte Unternehmen 25 Mill. MWh im Jahr produziert, transportiert und vertrieben hat.

Die Ergebnisse für das Entflechtungsszenario ii), bei dem die Übertragungsfunktion aus einem über alle Wertschöpfungsstufen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausgegliedert wird, sind in der Tab. 7-5 veranschaulicht. Anhand der Tabelle ist zu erkennen, dass die Separierung der Übertragungsfunktion mit deutlich weniger Effizienzverlusten verbunden zu sein scheint, als die Herauslösung der Erzeugungsfunktion. Für den Fall, dass die Übertragungsfunktion aus einem vertikal integrierten Unternehmen, das 10 Mill. MWh pro Jahr erzeugt, transportiert und vertreibt, herausgelöst wird, steigen die Gesamtkosten der Stromversorgung um 5%. Bei der Ausgliederung der Erzeugungsfunktion steigen die Gesamtkosten der Stromversorgung hingegen um 40%.

Tabelle 7-5: Effizienzverluste bei Ausgliederung der Übertragungsfunktion

		Stromerzeugung = Verteilung (Mill. MWh)									
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Übertragung (Mill. MWh)	5	0,09	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
	10	0,09	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	15	0,09	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
	20	0,09	0,06	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
	25	0,09	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	30	0,09	0,06	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03
	35	0,09	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
	40	0,09	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	45	0,09	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04
	50	0,09	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04

Quelle: Meyer, R. (2011b), S. 111.

In der Tab. 7-6 sind die Ergebnisse für das Entflechtungsszenario iii), bei dem die Verteilungsfunktion einschließlich des Stromvertriebes aus einem über alle Wertschöpfungsstufen vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausgegliedert wird, abgebildet. Die Herauslösung der Verteilungsfunktion einschließlich der Vertriebsfunktion scheint für vergleichsweise kleine vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit den größten Effizienzverlusten verbunden zu sein. Die Effizienzverluste nehmen mit der Größe des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens deutlich ab. Während die Gesamtkosten der Stromversorgung durch ein vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das 10 Mill. MWh im Jahr erzeugt, überträgt, verteilt und vertreibt, bei Separierung um 18% steigen, sind es bei einem Unternehmen, das 25 Mill. MWh im Jahr erzeugt, überträgt, verteilt und vertreibt, nur 9%.

Tabelle 7-6: Effizienzverluste bei Ausgliederung der Verteilungsfunktion einschließlich der Vertriebsfunktion

		Stromerzeugung = Übertragung (Mill. MWh)									
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Verteilung (Mill. MWh)	5	0,32	0,21	0,16	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06
	10	0,25	0,18	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06
	15	0,20	0,15	0,13	0,11	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06
	20	0,17	0,14	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06
	25	0,15	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06
	30	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06
	35	0,12	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
	40	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
	45	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
	50	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06

Quelle: Meyer, R. (2011b), S. 109.

Abschließend ist festzustellen, dass die Effizienzverluste im Entflechtungsszenario i), d. h. bei Separierung der Erzeugungsfunktion am größten sind. Die geringsten Effizienzverlusten treten im Entflechtungsszenario ii), d. h. bei der Separierung der Übertragungsfunktion auf.

Die Untersuchung von **Arocena, P. et al. (2012)** basiert auf den Kostendaten von 116 US-Unternehmen aus dem Jahr 2001. Die Unternehmen der Stichprobe variieren in Größe und dem Grad der vertikalen Integration. Die Ergebnisse von Arocena, P. et al. (2012) deuten darauf hin, dass die Ausgliederung der Verteilungsfunktion einschließlich der Vertriebsfunktion aus einem über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb vertikal integrierten

Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Effizienzverlusten verbunden ist. Diese betragen für das Durchschnittsunternehmen der Stichprobe, das 14,58 Millionen MWh produziert und vertreibt, 8,1 Prozent. Die Effizienzverluste nehmen ferner mit der Größe des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens zu.

7.6 Kritische Würdigung der Studien

Die ökonometrischen Studien weisen darauf hin, dass vertikale Integrationsvorteile (Verbundvorteile) in der Elektrizitätswirtschaft zwischen allen Wertschöpfungsstufen vorhanden sind, was auf eine Interdependenz der Kosten dieser hinweist. Das bedeutet, dass bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung einer Wertschöpfungsstufe zusätzliche Kosten durch den Verlust von vertikalen Integrationsvorteilen entstehen können. Allerdings erscheinen insbesondere die von Kaserman, D. L. und Mayo, J. W. (1991), Kwoka, J. E. (2002) aber auch Fraquelli, G. et al. (2005) geschätzten Werte für vertikale Integrationsvorteile recht hoch, insbesondere vor dem Hintergrund, dass Unternehmen im Anschluss an eine vertikale Separierung vermutlich versuchen werden, ihre Kosten sowohl kurzfristig als auch langfristig zu optimieren, indem sie z. B. mit anderen Unternehmen horizontal fusionieren. Eine Betrachtung der Ursachen von vertikalen Integrationsvorteilen wirft zudem die Frage auf, warum kleine vertikal integrierte Unternehmen nicht in der Lage sein sollten, Kosteneinsparungen durch vertikale Integration zu realisieren bzw. sogar Kostennachteile durch vertikale Integration haben. Die Studien lassen ebenfalls offen, warum die vertikalen Integrationsvorteile positiv von der Unternehmensgröße abhängig sein sollten.

Wie zuvor erwähnt, kommen alle Studien zu dem Ergebnis, dass bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung einer Wertschöpfungsstufe zusätzliche Kosten durch den Verlust von vertikalen Integrationsvorteilen entstehen können. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse der Studien auf die im Rahmen der Arbeit diskutierten Entflechtungsmodelle ist jedoch nur bedingt möglich.

Zum einen thematisiert lediglich Meyer, R. (2011b) explizit den Effizienzverlust in Verbindung mit einer eigentumsrechtlichen Separierung des Übertragungsnetzes, wie dies z. B. im OU-Modell der Richtlinie 2009/72/EG vorgesehen ist. Die Arbeiten von Kaserman, D. L./Mayo, J. W. (1991) und Kwoka, J. E. (2002) untersuchen hingegen die Entwicklung der Elektrizitätsversorgungskosten bei eigentumsrechtlicher Separierung

der Erzeugungskapazitäten. Während Meyer, R. (2011b) somit die Entwicklung der Stromversorgungskosten durch den Verlust der Verbundvorteile zwischen den Wertschöpfungsstufen Übertragung und Erzeugung sowie Übertragung und Verteilung einschließlich des Vertriebs erfasst, veranschaulichen die Studien von Kaserman, D. L/Mayo, J. W. (1991) und Kwoka, J. E.(2002) die Entwicklung der Stromversorgungskosten beim Verlust der Verbundvorteile zwischen den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Übertragung sowie Erzeugung und Verteilung.

Eine Schätzung der Effizienzeinbußen im Zusammenhang mit der Implementierung des ITO- oder des ISO-Modells konnte nicht recherchiert werden.

Kritisch für die Übertragbarkeit der Ergebnisse ist des Weiteren die Tatsache, dass die Studien auf Daten von US-Unternehmen basieren. Da das Marktdesign der dort verorteten Elektrizitätswirtschaft signifikant anders ist, unterscheiden sich auch die Kosten der Unternehmen in den USA von den Kosten der Unternehmen in Deutschland. Darüber hinaus hängt der Umfang des Effizienzverlustes von den spezifischen Entflechtungsvorgaben ab.

Die Arbeiten von Fraquelli, G. et al. (2005), Jara-Diaz, S. et al. (2004) sowie Arocena, P. (2008, 2012) basieren zwar auf Daten italienischer bzw. spanischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen, betrachten jedoch lediglich die Auswirkung der Separierung der über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verteilung einschließlich des Vertrieb vertikal integrierter Unternehmen. Folglich ist die Abschätzung der konkreten Höhe möglicher Zusatzkosten durch die Implementierung des ITO-Modells, des OU-Modells oder des ISO-Modells auch mit Hilfe dieser Studien eher nicht möglich.

8 Schlussbetrachtung

Die disaggregierte Betrachtung der Wertschöpfungsstufen hat ergeben, dass die Wertschöpfungsbereiche Übertragung und Verteilung monopolistische Bottlenecks sind. Auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Groß- und Einzelhandel ist Wettbewerb dagegen möglich. Die Bedingung hierfür ist jedoch ein diskriminierungsfreier Zugang zum Übertragungs- und Verteilungsnetz. Die Verhaltensregulierung allein vermag es jedoch nicht, die Diskriminierungsanreize der

vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu eliminieren, da insbesondere auf dem Regelleistungsmarkt sowie bei der Bestimmung der Übertragungskapazität von grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen die Verstöße gegen das geltende Recht nur bedingt für die Regulierungsbehörde beobachtbar und nachweisbar sind.

Diskriminierungsanreize und -möglichkeiten im ITO-Modell, OU-Modell und ISO-Modell: Die rechtliche und funktionale Entflechtung des Übertragungsnetzeigentums einschließlich des Übertragungsnetzbetriebs, wie sie z. B. im ITO-Modell vorgesehen ist, kann die Diskriminierungsanreize und -möglichkeiten des Übertragungsnetzbetreibers zwar reduzieren, jedoch nicht völlig eliminieren. Ursächlich für den Fortbestand der Diskriminierungsanreize ist die Beibehaltung der vertikalen Integration über die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb. Dadurch hat der vertikal integrierte Konzern weiterhin die Möglichkeit, durch Diskriminierung unabhängiger Dritter den Konzerngewinn zu maximieren. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die durch Diskriminierung generierten Zusatzgewinne auf den durch Wettbewerb gekennzeichneten Wertschöpfungsstufen größer sind als die Verluste, die der Konzern auf der Netzebene erzielt, weil er die Effizienzvorgaben der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen der Erlösobergrenzregulierung festgelegt hat, verfehlt hat. Die Diskriminierungsmöglichkeiten des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns resultieren vor allem aus den umfangreichen Befugnissen des ITO-Aufsichtsorgans, das sich aus Mitgliedern der Anteilseigner zusammensetzt, was besonders problematisch ist, wenn der Independent Transmission Operator eine 100%ige Gesellschaft des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns ist.

Das OU-Modell entsprechend der Richtlinie 2009/72/EG birgt aufgrund der tiefsten Einschnitte in die vertikale Struktur des Elektrizitätsversorgungsunternehmens die geringsten Diskriminierungsanreize. Besonders problematisch ist jedoch in diesem Zusammenhang der Umstand, dass es dem Übertragungsnetzbetreiber gestattet ist, stimmrechtslose Minderheitsbeteiligungen (z. B. in Form von Vorzugsaktien) an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen zu halten, wodurch er am Gewinn dieser Unternehmen beteiligt wird. Dies ist mit dem Risiko verbunden, dass es beim von der EU vorgeschlagenen Modell des Ownership Unbundling zur Bevorteilung von

Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen kommen kann, an denen der Übertragungsnetzbetreiber beteiligt ist. Auf eine Regulierung des Übertragungsnetzbetreibers könnte jedoch selbst dann nicht verzichtet werden, wenn Beteiligungen an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen gänzlich untersagt wären. Ursächlich hierfür ist der Umstand, dass es sich bei der Übertragungsfunktion um einen monopolistischen Bottleneck handelt, dessen Betreiber über Marktmacht verfügt.

Auch im ISO-Modell entsprechend den Regelungen der Richtlinie 2009/72/EG bestehen aufgrund der Zulässigkeit von stimmrechtslosen Minderheitsbeteiligungen (z. B. in Form von Vorzugsaktien) an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen Diskriminierungsanreize beim Betreiber des Übertragungsnetzes, also dem ISO. Ein weiteres Defizit beim ISO-Modell ist zudem der Betriebspachtvertrag, auf dessen Basis die Übertragungsnetzeigentümergeellschaft, die eine 100% Tochter des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns ist, dem Übertragungsnetzbetreiber, also dem ISO, die Übertragungsinfrastruktur überlässt. Durch die Vertragskonditionen kann der vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungskonzern, das Selbstbestimmungsrecht des Independent System Operator beschneiden. Die Überlassung der Übertragungsinfrastruktur auf der Basis eines Betriebspachtvertrages ist insofern problematisch, als dass die Überprüfung dieser sich in der Praxis als schwierig erweist – so die Monopolkommission (2009, Nummer 225).

Abschließend ist somit festzustellen, dass keines der drei Entflechtungskonzepte der Richtlinie 2009/72/EG in der Lage ist, uneingeschränkte Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers und damit vollständige Diskriminierungsfreiheit gegenüber unabhängigen Dritten zu gewährleisten, da die Entflechtungsvorschriften selbst beim OU-Modell inkonsequent sind.

Investitionsanreize im ITO-Modell, OU-Modell und ISO-Modell: In Hinblick auf die Investitionsanreize in das nationale Übertragungsnetz lässt sich sagen, dass im (idealisierten) ISO-Modell ein Überinvestitionsrisiko besteht. Ursächlich für das Überinvestitionsrisiko im ISO-Modell ist der Umstand, dass, im Gegensatz zu den beiden anderen Entflechtungsoptionen, der Übertragungsnetzbetreiber im ISO-Modell zwar Investitionen in die Übertragungsinfrastruktur planen und beschließen darf, jedoch nicht finanzieren muss.

Während im ISO-Modell die Gefahr der Überinvestition besteht, zeichnet sich im (idealisierten) OU-Modell mangels verbundener Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen ein Unterinvestitionsrisiko ab. An dieser Stelle sei jedoch angemerkt, dass die Investitionsanreize eines Übertragungsnetzbetreibers vor allem von der Regulierungsform (z. B. Rate of Return Regulierung, Erlösbergrenzregulierung, Price Cap Regulierung etc.) sowie der konkreten Ausgestaltung dieser abhängig sind,⁶⁵⁸ so dass theoretisch auch im OU-Modell ein effizientes Investitionsniveau erreichbar ist. Folglich sind bei einer Implementierung des Ownership Unbundling die Rahmenbedingungen im Hinblick auf die damit verbundenen Investitionsanreize zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Die Investitionsanreize im ITO-Modell sind nur schwer zu beurteilen. Auf der einen Seite hat der Übertragungsnetzbetreiber, der Teil eines vertikal integrierten Konzerns ist, den Anreiz, durch das Hinauszögern der Investitionen den Marktzutritt neuer Wettbewerber zu behindern, um seine Konzernschwestern vor der Intensivierung des Wettbewerbs zu schützen. Auf der anderen Seite gilt es für ihn zu beachten, dass bei unzuverlässiger Stromversorgung dem Konzern Verluste nicht nur auf der Übertragungsebene, sondern auch auf der Erzeugungs-, Verteilungs- und Vertriebssebene entstehen. Für die stärkere Gewichtung des zweiten Arguments spricht die Tatsache, dass Deutschland im internationalen Vergleich mit der höchsten Versorgungszuverlässigkeit hat und das bereits seit vielen Jahren.

Volkswirtschaftliche Zusatzkosten der vertikalen Desintegration: Ob die drei Entflechtungskonzepte wohlfahrtsfördernd sind, hängt davon ab, ob der Nutzen dieser höher ist, als die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Zusatzkosten. Letztere entstehen vor allem durch die Dopplung der Aufgabenbereiche sowie den Verlust von Economies of Scope in Folge des räumlichen und zeitlichen Koordinierungsdefizits bei Investitionen in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten.

Da die Entflechtungsvorschriften sowohl beim ITO-Modell, dem OU-Modell als auch dem ISO-Modell die gemeinsame Nutzung von Querschnittsabteilungen (hierzu zählen z. B. die Personalabteilung, Rechtsabteilung etc.) mit Erzeugungs- und Versorgungsgesellschaften des vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens, aber auch solchen, die in der Hand von

⁶⁵⁸ Vgl. Guthrie, G. (2006), Alesina, A. (2005).

unabhängigen Dritten sind, verbieten, sind Kosten in Folge der Dopplung von Aufgabenbereichen bei allen drei Entflechtungsoptionen zu erwarten.

Auch der Verlust von Verbundvorteilen durch räumliches Koordinierungsdefizit kann bei allen drei Entflechtungskonzepten auftreten. Ursächlich für das räumliche Koordinierungsdefizit ist jedoch weniger die vertikale Desintegration als vielmehr die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in Kombination mit fehlenden Allokationssignalen z. B. in Form geografisch differenzierter Netznutzungsentgelte für Kraftwerksbetreiber. Am größten erscheint das Problem im OU-Modell. Hier stellen die Netzkosten für alle Kraftwerke externe Kosten dar. Folglich fehlt ihnen der Anreiz, diese bei ihrer Standortentscheidung zu berücksichtigen. Um das Problem zu relativieren, ist es erforderlich, die Kraftwerksbetreiber an den Netzkosten zu beteiligen.

Das zeitliche Koordinierungsdefizit im Hinblick auf die Investitionen in Erzeugungs- und Netzkapazitäten sind vor allem im OU-Modell und dem ISO-Modell zu erwarten. Im ITO-Modell kommt das Problem voraussichtlich nur dann zum Tragen, wenn Erzeugungsgesellschaften, die nicht zum vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungskonzerns gehören, der Anteile am ITO hält, die Errichtung eines neuen Kraftwerks in dessen Regelzone planen. Auch das zeitliche Koordinierungsdefizit könnte theoretisch durch die Beteiligung der Kraftwerksbetreiber an den Netzkosten relativiert werden.

Die unzureichende räumliche als auch zeitliche Koordination der Kraftwerksinvestitionen ist insofern problematisch, als dass sie eine kostenminimale Deckung der Nachfrage nach Elektrizität verhindert. Technische Ineffizienz ist die Folge. Die tatsächliche Höhe der zusätzlichen Kosten und damit die Vorteilhaftigkeit der vertikalen Desintegration hängt somit maßgeblich von der Effizienz der Koordinationsinstrumente ab, die es zu implementieren gilt, sobald Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft durch die Verpflichtung zur vertikalen Desintegration unterstützt werden soll.

Ein weiteres in Verbindung mit vertikaler Desintegration stehendes Problem ist das der doppelten Gewinnaufschläge. Von Relevanz scheint das Problem sowohl beim ITO-Modell, dem OU-Modell als auch dem ISO-Modell zu sein. Beim letzteren kann es theoretisch sogar zur dreifachen Marginalisierung kommen. Die Regulierung der Netznutzungsentgelte sowie der Pachtgebühr im ISO-Modell kann das Problem zwar

relativeren. Seine Beseitigung ist aufgrund der Informationsasymmetrie zu Gunsten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen jedoch nicht möglich.

Somit bleibt festzuhalten, dass im Hinblick auf mögliche Zusatzkosten sich die drei Entflechtungskonzepte nur marginal unterscheiden.

Grenzen der vertikalen Desintegration: Ein grundlegendes Ziel der Verschärfung der Entflechtungsvorschriften durch die Richtlinie 2009/72/EG war es, den Wettbewerb auf der Ebene der Stromerzeugung zu intensivieren. An dieser Stelle ist es wichtig anzumerken, dass selbst für den Fall, dass dem Übertragungsnetzbetreiber im OU-Modell und dem ISO-Modell das Halten von Minderheitsbeteiligungen an Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen untersagt werden sollten, eine signifikante Intensivierung des Wettbewerbs nur langfristig zu erwarten wäre. Begründung: Der Markt für Stromerzeugung weist nicht nur eine hohe Konzentration auf (vgl. Tab. 3-2 in Kap. 3.1.6) Die vier Energiekonzerne EnBW AG, RWE AG, E.ON AG, Vattenfall Europe AG verfügen auch über eine marktbeherrschende Stellung – so das Ergebnis des Bundeskartellamtes (2011). Dieses hat neben den Marktanteilen auch den Residual Supply Index (RSI) für den deutschen Erstabatzmarkt für Strom für die vier großen Stromerzeugungsunternehmen auf Stundenbasis berechnet. Der RSI für ein Unternehmen i ist entsprechend der Gleichung 1 definiert. Er gibt an, ob die im Markt verbleibende Kapazität zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Strom ausreicht, wenn das Unternehmen i ausfällt. Der Index misst also, ob ein Anbieter zur Befriedigung der Marktnachfrage notwendig ist oder nicht.⁶⁵⁹

$$8.1 \quad RSI_i = \frac{\text{Gesamtkapazität} - \text{Kapazität}_i}{\text{Gesamtnachfrage}/\text{Zeiteinheit}}$$

Für den Fall, dass der RSI kleiner als 110% bzw. 1,1 ist, wird das Unternehmen i zur Deckung der Marktnachfrage zwingend benötigt. Das eröffnet dem Unternehmen wiederum einen Preissetzungsspielraum. Ist der RSI hingegen größer als 110% bzw. 1,1 verfügen die verbleibenden Stromanbieter über genügend Kapazitäten, um die Marktnachfrage zu decken. Von einem Wettbewerbsproblem wird in der Regel dann

⁶⁵⁹ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 98.

gesprochen, wenn der RSI für ein Unternehmen den Wert von 1,1 in mehr als 5% der Stunden eines Jahres unterschreitet.⁶⁶⁰

Die Ergebnisse des Bundeskartellamtes (2011) finden sich in der Tabelle 8-1.

Tabelle 8-1: Anteil der Stunden, in denen RSI < 1,1

Jahr	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall
2007	49,10%	71,80%	93,60%	55,10%
2008	25,70%	50,50%	73,80%	30,60%

Quelle: Bundeskartellamt (2011), S. 105.

Daran ist zu erkennen, dass der RSI für alle vier großen Stromerzeuger in deutlich mehr als 5% der Stunden unter 1,1 liegt. Das bedeutet, dass alle vier Anbieter in einer signifikanten Anzahl der Stunden für die Deckung der Gesamtnachfrage nach Strom unverzichtbar waren. Am häufigsten war RWE (mit 93,60% der Stunden im Jahr 2007 und 73,8% der Stunden im Jahr 2008), am zweithäufigsten E.ON (mit 71,80% der Stunden im Jahr 2007 und 50,50% der Stunden im Jahr 2008), am dritthäufigsten Vattenfall (mit 55,10% der Stunden im Jahr 2007 und 30,60% der Stunden im Jahr 2008) und am wenigsten von den vier Unternehmen war EnBW (mit 49,10% der Stunden im Jahr 2007 und 25,70% der Stunden im Jahr 2008) unverzichtbar.⁶⁶¹ Wie anhand der Tabelle 8-1 auch zu erkennen, ist die Anzahl der Stunden, in denen die vier Unternehmen zur Deckung der Marktnachfrage nach Strom unentbehrlich waren, im Jahr 2008 zwar gesunken; Ursache hierfür war jedoch nicht der Marktzutritt neuer Wettbewerber, sondern der Nachfragerückgang nach Strom um 7% in Folge der Finanzkrise.⁶⁶² Somit deuten die Ergebnisse des Bundeskartellamtes (2011) darauf hin, dass auf dem deutschen Großhandelsmarkt für Strom mindestens drei Unternehmen – damit sind E.ON, RWE und Vattenfall gemeint – und im Jahr 2007 auch EnBW individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügten.⁶⁶³ Aufgrund der Ergebnisse ist davon auszugehen, dass die für die Nachfragedeckung relevanten

⁶⁶⁰ Grundsätzlich können die RSI-Grenzwerte in Abhängigkeit von Erfahrungswerten variiert werden (vgl. Hirschhausen et al., 2007, S. 23.).

⁶⁶¹ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 104f.

⁶⁶² Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 105.

⁶⁶³ Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 113. Ein Unternehmen ist als marktbeherrschend anzusehen, wenn es ohne Wettbewerber ist oder keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt ist oder aber im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern eine überragende Marktstellung hat (vgl. § 19 Abs. 2. GWB).

Unternehmen in bestimmten Stunden grundsätzlich in der Lage waren, Marktmacht auszuüben.

An diesem Befund der Bundesnetzagentur (2011) vermag die vertikale Desintegration (zumindest kurzfristig) nichts zu ändern. Lediglich die Verpflichtung der Energiekonzerne, einen Teil ihrer Erzeugungskapazitäten zu verkaufen, könnte kurzfristig zur Intensivierung des Wettbewerbs beitragen. Die empirischen Untersuchungen weisen jedoch darauf hin, dass die eigentumsrechtliche Entflechtung der Erzeugungskapazitäten mit höheren Kosten verbunden ist, als die des Netzes (vgl. Kap. 7.5).

Literaturverzeichnis

Abegg, Peter / Meyne, Ilka / Freier, Sebastian (2011), Betriebliche Kostenrechnung als Informationsquelle für die Entgeltregulierung von Netzindustrien, in: Christoph Müller; Pedell, Burkhard (Hrsg.), Konsistente Regulierung von Netzindustrien: Innovations- und Investitionsanreize sowie Entgeltbestimmung, Düsseldorf, S. 76-97.

Albach, Horst (1981), Finanzkraft und Marktbeherrschung, Mohr, Tübingen.

Alesina, Alberto / Ardagna, Silvia / Nicoletti, Giuseppe / Schiatarelli, Fabio (2005), Regulation and Investment, in: Journal of the European Economic Association, 3(4), S. 791-825.

Angenendt, Nicole / Growitsch, Christian / Nepal, Rabindra / Müller, Christine (2008), Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Bad Honnef, Online: http://www.econbiz.de/archiv1/2010/126980_effizienz_stabilitaet_stromgrosshandelsmarkt.pdf, Stand: 22.12.2012.

Appel, Matthias et al. (2006), Unbundling: Handlungsspielräume und Optionen für die Entflechtung von EVU, VWEW, Frankfurt [u.a.]

Areeda, Phillip / Hovenkamp, Herbert (1996), Antitrust Law: An Analysis of Antitrust Principles and Their Application, Vol. IIA, Boston [u.a.]

Armstrong, Mark / Cowan, Simon / Vickers, John (1994), Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience, (MIT Press), Cambridge, Mass. [u.a.]

Arocena, Pablo (2008), Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry: A DEA approach, in: Energy Economics, 30(1), S. 39-58.

Arocena, Pablo / Saal, David, S. / Coelli, Tim (2012), Vertical and Horizontal Scope Economies in the Regulated U.S. Electric Power Industry, in: The Journal of Industrial Economics, LX(3), S. 434-467.

Aydemir, Zava / Bühler, Stefan (2001), Vertical Foreclosure: Theorie und wettbewerbspolitische Praxis, in: Juerg Furrer / Bruno Gehrig (Hrsg.), Aspekte der schweizerischen Wirtschaftspolitik: Festschrift für Franz Jaeger, Chur, Rüegger, S. 385-402.

Baarsma, Barbara / de Nooij, Michiel / Koster, Weero / van der Weijden, Cecilia (2007): Divide and rule: The economics and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector, in: Energy Policy, 35(3), S. 1785-1794.

Baldick, Ross / Kahn, Edward (1993), Network Costs and the Regulation of Wholesale Competition in Electric Power, in: Journal of Regulatory Economics, 5(4), S. 368-384.

Balmert, David / Brunekreeft, Gert / Gabriel, Jürgen (2008), Independent System Operator – die Investitionsfrage, UNECOM Discussion Paper 2008-04.

Barchewitz, Paul (2012), Ausbausteuerung im Energieregulierungsverbund am Beispiel der Verbindungsleitungen: eine rechtswissenschaftliche Analyse des Instrumentenmixes aus Investitionsanordnung, Investitionsbudget und Regulierungsausnahmen unter Berücksichtigung des dritten Energiepaketes, Nomos, Baden-Baden.

Bardo, Diehl / Erb, Roger / Heise, Harri [u.a.] (2009), Physik: Oberstufe: Gesamtband, 1. Auflage, Berlin.

Bartsch, Michael / Salje, Peter / Röhling, Andreas / Scholz, Ulrich (2008), Stromwirtschaft: Ein Praxishandbuch, 2. Auflage, Köln, München, Carl Heymanns Verlag GmbH.

Bauer, Jürgen F. / Pritzsche, Kai U. / Pooschke, Sebastian / Fischer, Florian (2008), Eigentumsentflechtung der Energiewirtschaft durch Europarecht: Mittel, Schranken, Rechtsfolgen, Baden-Baden.

Baumol, William / Panzar, John C. / Willig, Robert D.(1988), Contestable Markets and The Theory of Industry Structure, Harcourt Brace Jovanovich, San Diego [u.a.].

BDEW (2009), Wettbewerb 2012, Wo steht der deutsche Energiemarkt?, Online: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/\\$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf), Stand: 22.12.2012.

Beard, T. Randolph / Kaserman, David L. / Mayo, John W. (1999), Monopoly Leveraging, Path Dependency, and the Case for a Local Competition Threshold for RBOC Entry into InterLata Toll, in: Crew, Michael A. (Hrsg), Regulation under Increasing Competition, Boston, S. 17-44.

Berg, Sanford / Tschirhart, John (1988), Natural Monopoly regulation: Principles and Practice, Cambridge [u.a.].

Bergstrom, Theodor C. / Varian Hal R. (2001), Trainingsbuch zu Varian: Grundzüge der Mikroökonomik, 5. Auflage, München.

Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-098 vom 12.04.2011.

Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-097 vom 12.04.2011.

Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-10-099 vom 12.04.2011.

Birkigt, Klaus / Stadler, Marinus M. / Funck, Hans-Joachim (2002), Corporate Identity - Grundlagen, Funktionen, Fallbeispiele, 9. Auflage, Landsberg, Lech.

Blair, Roger / Kaserman, David L. (1980), Vertical Control with Variable Proportions: Ownership Integration and Contractual Equivalents, in: Southern Economic Journal, 46 (4), S.1118-1128.

Bloch, Stefan (2011), Bedeutung des Dienstleistungsmarketings für den liberalisierten Strommarkt, in: Jost W. Kramer et al. (Hrsg.), Dienstleistungsmarketing, Kommunikationspolitik und Tourismus, Wismarer Schriften zu Management und Recht, Band 63, Europäischer Hochschulverlag GmbH & Co KG, Bremen, S. 157-192.

Borenstein, Severin (2000), Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity Markets, in: The Electricity Journal, 13(6), S. 49-57.

Borenstein, Severin / Bushnell, James / Stoff, Steven (2000), The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, in: The Rand Journal of Economics, 31(2), 294-325.

Borrmann, J. / Finsinger, J. (1999), Markt und Regulierung, Vahlen, München.

Böske, Johannes (2007), Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft, LIT VERLAG, Münster.

Bothe, David / Riechamm, Christoph (2008), Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58(10), S. 31-35.

Bouillon, Hanns / Frey Dieter / Hermann, Mike et al. (2003), TransmissionCode 2003: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW), Berlin.

Brigslauer, Wolfgang (2004), Können Festnetzmärkte bestreitbar sein? in: Wirtschaftsdienst, 84(3), S. 193-200.

Brunekreeft, Gert / Meyer, Roland (2009), Entflechtung auf den europäischen Strommärkten: Stand der Debatte, in: G. Kniesps und H.-J. Weiß (Hrsg.), Fallstudien zur Netzökonomie, Gabler, Wiesbaden, S. 171-202.

Brunekreeft, Gert (2008), Ownership unbundling in electricity markets – a social cost Benefit analysis of the German TSOs, Discussion Paper EPRG 08-16, University of Cambridge.

Brunekreeft, Gert (2000), Assess pricing als Diskriminierung, in: Günter Kniesps u. Gert Brunekreeft (Hrsg.), Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland, 2., aktualis. u. erw. Aufl., S. 23-43.

Buchhold, Frank (2004), Business to Business: Internet-Marktplätze im Blickpunkt des europäischen und deutschen Kartellrechts, Juristische Reihe Tenea, Bd. 82, Tenea Verlag für Medien, Berlin.

Büdenbender, Ulrich (2003), Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz, Köln.

Büdenbender, Ulrich / Rosin, Peter (2007), Einführung eines Ownership Unbundling bzw. Independent System Operator in der Energiewirtschaft: Rechtliche und rechtspolitische Würdigung der wesentlichen Argumente der Europäischen Kommission: Dsseldorfer Schriften zum Energie- und Kartellrecht, Band 7, etv, Essen.

Bühler, Elisabeth / Maurer, Elisabeth / Wyler, Silvia (1998), Deregulierung und Chancengleichheit: Neue Herausforderung an Staat und Gesellschaft, vdf Hochschulverlag, Zürich.

Bühler, Stefan (2005), The Promise and Pitfalls of Restructuring Network Industries, in: German Economic Review, 6(2), S. 205-228.

Bühler, Stefan / Schmutzler, Armin / Benz, Men-Andri (2004), Infrastructure quality in deregulated industries: is there an underinvestment problem?, in: International Journal of industrial Organization, 22(2), S. 253-267.

Bundeskartellamt (2003), Unterrichtung durch die Bundesregierung: Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2001/2002 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung, Deutscher Bundestag (Hrsg.), Drucksache 15/1226.

Bundeskartellamt (2011), Sektoruntersuchung: Stromerzeugung Stromgroßhandel: Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Bonn, Online: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom__2_.pdf, Stand: 10.04.2011.

Bundesnetzagentur (2007), Aktuelle Kraftwerkprojekte in Deutschland und deren Implikationen für das Übertragungsnetz: Sachstandsbericht für den Beirat der Bundesnetzagentur, Bonn.

Bundesnetzagentur (2008), Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bonn.

Bundesnetzagentur (2009), Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bonn,

Bundesnetzagentur (2010): Bundesnetzagentur gibt grünes Licht für erste Gleichstromverbindungsleitung nach Norwegen, Pressemitteilung vom 25.11.2010, Online: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2010/100316NetzregelverbundStrom.html?nn=65116, Stand: 17.09.2012.

Bundesnetzagentur (2010a), Pressemeldung: Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an, vom 16. März 2010, Online: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemittelungen/2010/100316NetzregelverbundStromId18377pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (2010b), Monitoringbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität und Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, Bericht nach § 63 Abs. 4 i.V.m. § 35 EnWG, Bonn.

Bundesnetzagentur (2011), Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bonn,

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2012), Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn.

Bundesnetzagentur (2012), Große Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, Pressemitteilung vom 03.09.2012, Online: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemittelungen/DE/2012/120903_SAIDI_Wert_Strom.html, Stand: 21.02.2013.

Burns, Philip / Weymann-Jones Thomas G. (1996), Cost Functions and Cost Efficiency in the Electricity Distribution: a Stochastic Frontier Approach, in: Bulletin of Economic Research, 48(1), S. 42–64.

Busch, Rudolf (2011), Elektrotechnik und Elektronik für Maschinenbauer und Verfahrenstechniker, Schriftenreihe: Grundlagen Maschinenbau, 6. erweiterte und überarbeitete Auflage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden.

Carlton, Dennis W. / Perloff, Jeffrey M. (1994), Modern Industrial Organization, 2. Edition, New York.

Carlton, Dennis W. / Perloff, Jeffrey M. (2000), Modern Industrial Organization, Addison Wesley, 3 Edition, Boston, Mass. [u.a.].

Chao, Hung-po / Oren, Shmuel / Wilson, Robert (2008), Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling, in: Competitive electricity markets: design, implementation, performance, Elsevier, Amsterdam [u.a.], S. 27-64.

Crastan, Valentin / Westermann, Dirk (2012a), Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, Facts, HGÜ, Springer-Verlag, Berlin [u.a.].

Crastan, Valentin (2012b), Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik, 3. Aufl., Springer, Berlin [u.a.].

Cremer, Helmuth / Cremer, Jacques / Donder, De Pilippe. (2006), Legal Vs. Ownership Unbundling in Network Industries, CEPR discussion Paper, 5767.

Crocioni, Pietro / Veljanovski, Cento (2003), Price squeezes, foreclosure and competition law, in: Competition and Regulation in Network Industries, 4(1), S. 28–61.

De Nooij, Michiel / Baarsma, Barbara. (2007), An Ex Ante Welfare Analysis of the Unbundling of the Distribution and Supply Companies in the Dutch Electricity Sector, SEO Discussion Paper 52 UNECOM DP 2008-02.

DPA UND REUTERS (2011), Netzagentur fordert Ausbau der Stromnetze, in: Zeit Online, Erscheinungsdatum: 06.04.2011, Online: <http://www.zeit.de/wirtschaft/2011-04/atomkraft-stromnetz-bundesnetzagentur>, Stand: 24.11.2012.

Department of Energy and Climate Change of United Kingdom (2011), Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK: Study Report, London, Online: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>, Stand. 25.09.2012.

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2006): Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie)“, Online: http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/dena_Netzstudie/dena-Netzstudie_Zusammenfassung_2005-2-23.pdf, Stand: 28.04.2010.

Dixit, Avinash, K. / Pindyck, Robert, S. (1994), Investment under Uncertainty, Princeton University Press, Princeton, New Jersey.

Drasdo, Peter et al. (1998), Konzentration und Wettbewerb in der deutschen Energiewirtschaft, Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, Band 52, München, Oldenbourg.

Ebers, Mark / Gotsch, Wilfried (1995), Institutionenökonomische Theorien der Organisation, in: Kieser, A. (Hrsg.): Organisationstheorien, 2., überarb. Aufl., Stuttgart u.a., S.185-235.

E-Bridge, BET, IAEW (2011), Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Aachen/Bonn.

Eickhoff, Norbert (1998), Die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, in: Wirtschaftsdienst 78(1), S. 18-25.

Ellersdorfer, Ingo (2007), Impact of transmission Network Investments on Market Power in the German Electricity Market, in: Competition Policy in Network Industries, Münster [u.a], Lit-Verlag, S. 203-232.

Erdmann, Georg / Zweifel, Peter (2008), Energieökonomik: Theorie und Anwendungen, Springer, Berlin, Heidelberg.

EU-Kommission (2007), Commission staff working document - Accompanying the legislative package on the internal market for electricity and gas - Impact Assessment, Online: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52007SC1179:EN:HTML>.

Europäische Kommission (2008): Kartellrecht: Kommission prüft Verpflichtungsangebote von E.ON für deutsche Elektrizitätsmärkte, Pressemeldung vom 12.06.2012, Online: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/396&format=HTML&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>, Stand: 24:02.2013.

European Commission (2006): Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report.

European Commission (2010), Commission Staff Working Paper, Interpretative Note on directive 2009/72/EG concerning common rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/72/EG concerning common rules for the Internal Market in Natural Gas, The Unbundling Regime, Brüssel.

Ewi, gws, prognos (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projektnummer 12/10, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel [u.a].

Fehr, Andrea (2005), Deregulierung, Integration und Separation auf dem deutschen Kabelnetzmarkt, Schriftenreihe: Industrieökonomik, Stuttgart.

Filippini, Massimo (1996), Economies of Scale and Utilization in the Swiss Electric Power Distribution Industry, in: Applied Economics, 28(5), S. 543-550.

Fraquelli, Giovanni / Piacenza, Massimiliano / Vannoni, Davide (2005), Cost Savings from Generation and Distribution with an Application to Italian Electric Utilities, in: Journal of Regulatory Economics, 28(3), S. 289-308.

Freidank, Carl-Christian / Fischbach, Sven (2002), Übungen zur Kostenrechnung, 5. erweiterte Auflage, München [u.a.].

Frenzel, Sabine (2007), Stromhandel und staatliche Ordnungspolitik, Duncker & Humblot, Schriftenreihe der Hochschule Speyer, Berlin.

Friedl, Birgit (2010), Kostenrechnung: Grundlagen, Teilrechnungen und Systeme der Kostenrechnung , 2., überarb. und erw. Aufl, München.

Fritsch, Michael / Wein, Thomas / Ewers, Hans-Jürgen (2003): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 5. Auflage, München.

Frohne, Heinrich / Löcherer, Karl-Heinz / Müller, Heinz / Harriehausen, Thomas / Schwarzenaus, Dieter (2011), Moeller Grundlagen der Elektrotechnik, 22. Auflage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden.

Frontier Economics & CONSENTEC Consulting (2008), Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Führmeyer, Burkhard (2004), Quersubventionen als Problem des europäischen Wettbewerbsrecht: Darstellung am Beispiel der deutschen Post- und Telekommunikationswirtschaft, Baden-Baden.

Gegax, Douglas (1989), Natural Monopoly Measures and Regulatory Policy, in: Kenneth Nowotny / David Brian Smith / Harry Martin Trebing (Hrsg.), Public Utility Regulation, Kluwer Academic Publishers, Boston [u.a.], S. 185-216.

Gerke, Wolfgang / Hennies, Marc / Schäffner, Daniel (2000), Der Stromhandel: Grundlagen, Profile, Perspektiven: Ein Wegweiser für Unternehmen, Marktteilnehmer an der Börse und den Endverbraucher, Schriftenreihe: Marketing, F.A.Z.-Inst. für Management-, Markt- und Medieninformationen, Frankfurt am Main.

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist.

Giles, David / Wyatt, Nicolas S. (1993), Economies of Scale in the New Zealand Electricity Distribution Industry, in: Peter C. B. Phillips / Albert, R. Bergstrom. (Hrsg.), Models, Methods and Applications of Econometrics, Blackwell, Oxford, S. 370-382.

Gilsdorf, Keith (1995), Testing for Subadditivity of Vertically integrated Electric Utilities, in: Southern Economic Journal, 62(1), S. 126-139.

Goretzki, Günter (2004), Medizinische Strahlenkunde: Physikalisch-technische Grundlagen, 2., vollst. überarb. Aufl., Elsevier, Urban & Fischer, München [u.a.].

Green, Richard (1997), Electricity transmission pricing: an international comparison, in: Utilities Policy, 6(3), S. 177-184.

Grimm, Andrea (1987), Motive konglomerater Zusammenschlüsse: Analyse der theoretischen Erklärungsansätze und Fallstudien großer Zusammenschlüsse in den USA, Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen.

Growitsch, Christian / Müller, Gernot / Stronzik, Marcus (2008), Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft: Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, WIK diskussionsbeitrag Nr. 308, Bad Honnef.

Guthrie, Gaeme (2006), Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment, in: Journal of Economic Literature, 44(4), S. 925-972.

Haucap, Justus (2003), Trennung von Netz und Betrieb bei kommunalen Versorgungsunternehmen?, in: Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft/Trennung von Infrastruktur und Betrieb 28, Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung?, Referate eines Symposiums der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft, des Bundesverbandes Öffentliche Dienstleistungen – Deutsche Sektion des CEEP, des Verbandes kommunaler Unternehmen, des Verbandes Deutscher Verkehrsunternehmen und des Deutschen Städtetages am 6./7. Dezember 2007 in Berlin, S. 5-41.

Haucap, Justus (2007), Costs and Benefits of Ownership Unbundling, in: Intereconomics, 42(6), S. 301-305.

Haucap, Justus / Rötzel, Peter (2007), Die geplante Anreizregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft: Einige ökonomische Anmerkungen, in: Säcker, Franz Jürgen / Walther Busse von Colbe (Hrsg.), Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung: zum Anreizregulierungsbericht der Bundesnetzagentur vom 30. Juni 2006, Frankfurt am Main [u.a.], S. 53-73.

Haucap, Justus (2008), Trennung von Netz und Betrieb bei kommunalen Versorgungsunternehmen? In: Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.) Trennung von Infrastruktur und Betrieb – Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung?: Referate eines Symposiums der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft, des Bundesverbandes Öffentliche Dienstleistungen – Deutsche Sektion des CEEP, des Verbandes kommunaler Unternehmen, des Verbandes Deutscher Verkehrsunternehmen und des Deutschen Städtetages am 6./7. Dezember 2007 in Berlin, S. 5-41.

Haucap, Justus / Heimeshoff, Ulrich (2005), Open Access als Prinzip der Wettbewerbspolitik: Diskriminierungsgefahr und regulatorischer Eingriffsbedarf, in: Hatwig, K.H. / Knorr, A. (Hrsg.): Neuere Entwicklungen in der Infrastrukturpolitik, Göttingen, S. 265-304.

Hausmann, Jerry A. / Sidak, J. Gregory (1999), A consumer-Welfare Approach to the Mandatory Unbundling of Telecommunications Network, in: The Yale Law Journal, 109(3), S. 417 -505.

Hayashi, Paul M. / Yeoung-Jia Goo, James / Chamberlain, Clif (1997), Vertical Economies: The Case of U.S. Electric Utility Industry, 1983-87, in: Southern Economic Journal 63(3), S. 710-25.

Herold, Gerhard (2002), Elektrische Energieversorgung: Drehstromsysteme, Leistungen, Wirtschaftlichkeit, Schlembach, Weil der Stadt.

Heuck, Klaus / Dettmann, Klaus-Dieter / Schulz, Detlef (2007), Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 7. Aufl., Vieweg, Wiesbaden.

Heuck, Klaus / Dettmann, Klaus-Dieter / Schulz, Detlef (2010), Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, überarbeitete und aktualisierte 8. Aufl., Vieweg Teubner, Wiesbaden.

Höffler Felix / Kranz, Sebastian (2011a), Legal Unbundling Can Be a Golden Mean Between Vertical Integration and Ownership Separation, in: International Journal of Industrial Organization, 29(5), S. 576-588.

Höffler, Felix / Wittmann, Tobias (2007), Netting of Capacity in Interconnector Auction, in: Energy Journal, 28(1), S. 113-144.

Hoznagel, Bernd / Theuerl, Theresia / Meyer, Eric / Schumacher, Pascal (2008), Ownership Unbundling: Rechtliche und ökonomische Bewertung eigentumsrechtlicher Entflechtungsmaßnahmen gegenüber Energienetzbetreibern, in: Karl-Hans Hartwig / Bernd Hoznagel / Wolfgang Ströbele (Hrsg.), Recht und Ökonomik der Netzregulierung, Bd. 4, Berlin.

Hüschelrath, Kai (2009), Competition Policy Analysis, Physica-Verlag, Heidelberg.

Huettner, David A. / Landon, John H. (1978), Electric Utilities: Scale Economies and Diseconomies, in: Southern Economic Journal, 44(4), S. 883-912.

Inderst, Roman / Wambach, Achim (2007), Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31(4), S. 333-342.

Jara-Diaz, Sergio / Ramos-Real, Francisco Javier / Martinez-Budria, Eduardo (2004), Economies of integration in the Spanish electricity industry using a multistage cost function, in: Energy Economics, 26(6), S. 995-1013.

Joskow, Paul L. / Schmalensee, Richard (1983), An Analysis of Electric Utility Deregulation, MIT Press, Cambridge [et al.].

Kallfass, Hermann H. (1990), Großunternehmen und Effizienz, Göttingen.

Kamper, Andreas (2010), Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz, Karlsruhe.

Kantzenbach, Erhard / Kruse, Jörn (1989), Kollektive Marktbeherrschung, Schriftenreihe: Wirtschaftspolitische Studien aus den Instituten für europäische Wirtschaftspolitik und für Industrie und Gewerbepolitik der Universität Hamburg, Heft 75, Vandenhoeck u. Ruprecht, Göttingen.

Kaplow, Louis (1985), Extension of Monopoly Power Through Leverage, in: Columbia Law Review, 85(3), S. 515-556.

Kaserman, David L. / Mayo, John W (1991), The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of the Electric Utility Business, in: The Journal of Industrial Economics, 39(5), S. 483-503.

Kenneth D. George / Joll, Caroline / Lynk, EL (1991), Industrial Organisation: Competition, Growth and Structural Change, 4. Aufl., London.

Kießling, Friedrich / Neßger, Peter / Kaintzyk, Ulf (2001), Freileitungen, Planungen, Berechnungen, Ausführungen, 5., vollst. neu bearb. Aufl., Springer, Berlin [u.a.]

Kleest, Joachim / Reuter, Egon (2002), Netzzugang im liberalisierten Strommarkt, Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden.

Knieps, Günter (2002), Netzsektoren zwischen Regulierung und Wettbewerb, in: Hartmut Berg (Hrsg.), Deregulierung und Privatisierung: Gewolltes-Erreichtes-Versäumtes, Berlin, S. 59-69.

Knieps, Günter (2005), Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, Springer-Lehrbuch, 2., überarb. Aufl., Springer, Berlin [u.a.].

Knieps, Günter (2008), Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie und Wettbewerbspolitik, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.

Koenig, Cristian / Kühling, Jürgen / Rasbach, Winfried, (2008), Energierecht, 2. Aufl. Heidelberg.

Koenig, Cristian / Kühling, Jürgen / Rasbach, Winfried, (2013), Energierecht, 3. Aufl. Baden-Baden.

Krieger, Ralf (1995), Betriebsindividuelle Gestaltung der Kostenrechnung: Ein Beitrag zur Weiterentwicklung der situativen Kostenrechnungstheorie unter besonderer Berücksichtigung der Industriebetriebe, Berlin.

Kruse, Jörn (1985), Ökonomie der Monopolregulierung, Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen.

Kruse, Jörn (1986), Wirtschaftspolitische Zielkonflikte bei Natürlichen Monopolen, in: Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik, Bd. 31, S. 221-239.

Kruse, Jörn (1997), Vertikale Integration als Wettbewerbsproblem, in: Jörn Kruse/Kurt Stockmann/Lothar Vollmer (Hrsg.), Wettbewerbspolitik im Spannungsfeld nationaler und internationaler Kartellrechtsordnungen, Baden-Baden, S. 247-270.

Kruse, Jörn (2001), Regulierungsbedarf in der deutschen Telekommunikation, in: Immenga, U. / C. Kirchner; G / Knieps / J. Kruse (Hrsg.), Telekommunikation im Wettbewerb: Eine ordnungspolitische Konzeption nach drei Jahren Marktöffnung, Beck-Verlag, München. S. 73-87.

Kruse, Jörn / Liebe, Andreas (2005), Netzzugang und Wettbewerb bei Briefdiensten: ökonomische Studie im Auftrag der Bundesverbandes internationaler Express- und Kurierdienste e.V. – BIEK, Hamburg.

Kwoka, John, E. (2002), Vertical economics in electric power: evidence on integration and its alternatives, in: International Journal of Industrial Organization, 20(5), S. 653-671.

Kwoka, Jr. / John E. (2005), Electric power distribution; economies of scale, mergers and restructuring, in: Applied Economics, 37(20), S. 2373-2386.

Landon, John H. (1983), Theories of vertical integration and their application to electricity Utility, in: Antitrust Bulletin, Bd. 28, S. 101-130.

Lee, Byung-Joo (1995), Separability test for the electricity supply industry, in: Journal of Applied Econometrics, 10(1), S. 49-60.

Lepriech, Uwe / Ritzau, Michael / Igel, Michael et al. (2011), Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien: Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Saarbrücken.

Liebe, Andreas (2009), Teilleistungszugang und Wettbewerb bei Briefdiensten, Hamburg.

Lienert, Martin (2008), Netzausbaustrategie im liberalisierten Strommarkt - ein ökonomischer Ansatz, in: Netzregelung und Systemführung. ETG-Fachbericht 109, S. 7-12.

Lindstädt, Hagen / Hauser, Richard (2004), Strategische Wirkungsbereiche des Unternehmens: Spielräume und Integrationsansätze erkennen und gestalten, Gabler, Wiesbaden.

Lipsky, Abbott B. / Sidak, J. Gregory (1999), Essential Facilities, in: Stanford Law Review, 51(5), S. 1187 - 1248.

Lunze, Klaus (1978), Einführung in die Elektrotechnik: Lehrbuch für Elektrotechnik als Hauptfach, 6. bearbeitete Auflage, Verlag Technik, Berlin.

Loos, Jan Henning (2004), Die Entflechtung der Rechnungslegung als Instrument zur Durchsetzung des Netzzugangs in der Energiewirtschaft, Gießen.

Machlup, Fritz / Taber, Martha (1960), Bilateral monopoly, successive monopoly and vertical integration, in: *Economica*, 27, S. 101-119.

Maloney, Michael T. (2001), Economies and diseconomies: Estimating Electricity cost Functions, in: *Review of Industrial Organization*, 19(2), S. 165-180.

Meyer, Roland (2011a), Vertical Economies and the Costs of Separating Electricity Supply: A Review of Theoretical and Empirical Literature, Bremen Energy Working Paper: Paperseries No. 6, Online: <http://www.bremer-energie-institut.de/download/bewp/bewp06.pdf>, Stand: 14.11.2012.

Meyer, Roland (2011b), Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios, in: *Journal of Regulatory Economics*, 42(1), 95-114.

Möllinger, Claus (2009), Eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber: Unter besonderer Berücksichtigung des 3. Binnenmarktpaketes für Energie, *Mannheimer Beiträge zum Öffentlichen Recht und Steuerrecht*, Bd. 31, Peter Lang, Frankfurt am Main [u.a.].

Monopolkommission (2007), Sondergutachten 49. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des EnWG, Bonn.

Monopolkommission (2009), Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.

Monopolkommission (2011), Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.

Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.

Müller, Egon / Engelmann, Jörg; Löffler, Thomas & Strauch, Jörg (2009), *Energieeffiziente Fabriken planen und betreiben*, Springer, Berlin [u.a.].

Müller, Leonhard (1998), *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*, Springer, Berlin [u.a.].

Mulder, Machiel / Shestalova, Victoria / Zwart, Gijsbert (2007), Vertical Separation of the Dutch Energy Distribution Industry: An Economic Assessment of the Political Debate, in: *Intereconomics*, Bd. 42, S. 305-310.

Nelson, Randy A. / Primeaux, Walter J. (1988), The effects of Competition on Transmission and Distribution Costs in the Municipal Electric Industry, in: *Land Economics* 64(4), S. 338-346.

Niedersächsische Staatskanzlei (2010), NorGer-Kabel: Raumordnungsverfahren beginnt, Online. <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/ereignisse/110610-rov-norger--kabel/index.html>, Stand: 12.04.2012.

Nooij, Michiel de / Baarsma, Barbara (2007), An ex ante welfare analysis of the unbundling of the distribution and supply companies in the Dutch electricity sector, Discussion Paper No. 52, SEO Economic Research, University of Amsterdam, Amsterdam.

Nolte, Stefan (1998), Quersubventionen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft und deren Vereinbarkeit mit europäischem Wettbewerbsrecht, Schriftenreihe: Europäisches Wirtschaftsrecht, Münster.

Ott, Notburga (2001), Organisationssoziologie versus Organisationsökonomik – eine kritische Sicht, in: Ingo Pies / Martin Leschke (Hrsg.): *Oliver Williamsons Organisationsökonomik*, Tübingen, S. 89-93.

Panos, Konstantin (2009), *Praxishandbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage, VDI-Buch, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

Pepall, Lynn / Richards, Dan. / Norman, George (1999): *Industrial organization: contemporary theory & practice*, St. Paul, MN [u.a.].

Pfaffenberger, Wolfgang / Scheele, Ulrich / Salge, Katrin (1999), *Energieversorgung nach der Deregulierung: Entwicklungen, Positionen, Folgen*, Berlin : Ed. Sigma.

Piacenza, M. / Beccio, E. (2004), Liberalization and Vertical Integration in Electric Utilities: Evidence from a Sample of Italian Local Public Firms, in: *Economia Pubblica* 6(1), S. 1–27.

Picot, Arnold / Dietl, Helmut (1990): Transaktionskostentheorie, in: *Wirtschaftswissenschaftliches Studium*, 19(4), S.178-184.

Pindyck, Robert S. (2004), Mandatory unbundling and irreversible Investment in Telecom Networks, NBER Working Papers 10287, National Bureau of Economic Research, Inc., Online: http://web.mit.edu/rpindyck/www/Papers/Mandatory_Unbundling.pdf, Stand: 30.03 2013.

Pisal, Ruben (2011), Entflechtungsoptionen nach dem Dritten Energiebinnenmarktpaket: Die Entflechtungsmodelle der Richtlinie 2009/72/EG und 2009/73/EG, Nomos, Baden-Baden.

Platt, Dörte (2004), Quersubventionierung im Wettbewerbsrecht der Europäischen Union, München.

Pollit, Michael (2007), The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks, Working Paper, ESRC Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, Cambridge.

Pricewaterhousecoopers AG WPG (Hrsg.) (2007), Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, Haufe, München.

Pricewaterhousecoopers AG WPG (Hrsg.) (2008), Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl. Haufe, München.

PricewaterhouseCoopers AG WPG (Hrsg.) (2012), Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, Haufe, München.

Rasbach, Winfried (2009), Unbundling-Regulierung in der Energiewirtschaft: Gemeinschaftsrechtliche Vorgaben und deren Umsetzung in die deutsche Energierechtsordnung, München.

Rebhan, Eckhard (2002), Energiehandbuch: Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie, VDI-Buch, Springer, Berlin [u.a.].

Reiche, Danyel (2005), Grundlagen der Energiepolitik, Peter Lang, Wiesbaden.

Reiffen, David, A. (1998): A Regulated Firm's Incentive to Discriminate: A Reevaluation and Extension of Weisman's Result, in: Journal of Regulatory Economics, 14(1), S. 79-86.

Reiffen, David / Laurence Schumann / Michael R. Ward (2000), Discriminatory Dealing with Downstream Competitors: Evidence from the Cellular Industry, in: Journal of Industrial Economics, 48(3), S. 253-286.

Rey, Patrick / Tirole, Jean (1986), The Logic of Vertical Restraints, in: The American Economic Review, 76(5), S. 921-939.

Richman, Alfred / Loske, Annette (2007), Gibt es strategisches Verhalten auf dem Strom-Spotmarkt?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57(4), S. 8-16.

Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Roberts, Marc J. (1986), Economies of Density and Size in the Production and Delivery of Electric Power, in: *Land Economics* 62(4), S. 378-387.

Rogler, Silvia (2009), Unbundling aus Sicht des Rechnungswesens, in: Felden, C. (Hrsg.): *Energiewirtschaftliche Fragestellungen aus betriebswirtschaftlicher und Ingenieurwissenschaftlicher Sicht*; S. 2-17; GITO-Verlag, Berlin.

Rottenbiller, Sylvia (2002), Essential Facilities als ordnungspolitisches Problem, *Schriften zur Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik*, Peter Lang, Frankfurt am Main [u.a.].

Rudolph, Bernd / Schäfer, Klaus (2010), *Derivative Finanzmarktinstrumente: Eine anwendungsbezogene Einführung in Märkte, Strategien und Bewertungen*, 2. Auflage, Springer, Heidelberg [u.a.].

Säcker, Franz Jürgen (2007), *Der Independent System Operator: Ein neues institutionelles Design für Netzbetreiber?*, Frankfurt am Main.

Salje, Peter (2006), *Energiewirtschaftsgesetz: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Kommentar*, Carl Heymanns Verlag, Köln et al.

Salop, Steven C. / David T Scheffman (1983). Raising rivals' costs, in: *American Economic Review*, 73(2):267–71.

Salvanes, Kjell G. / Tjøtta, Sigve (1994), Productivity Differences in Multiple Output Industries: An Empirical Application to Electricity Distribution, in: *Journal of Productivity Analysis*, 5(1), S. 23–43.

Schiffer, Hans-Wilhelm (2010), *Energiemarkt Deutschland, Praxiswissen Energie und Umwelt*, TÜV Media GmbH, TÜV Rheinland Group, 11. völlig neu bearbeitete Auflage, Köln.

Schlick, Stephan (2007), *Entflechtungsadjustiertes Anlagenmanagement von Versorgungsnetzen: eine theoretisch-konzeptionelle und empirische Untersuchung am Beispiel der Gasversorgung in Deutschland*, Berlin: Lit-Verl.

Schmidt-Preuß, Matthias (2009), OU – ISO – ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(9), S. 82-88.

Schölermann, Sonja (2005), Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern : Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, WIK, Bad Honnef.

Schulz, Christian (2007), Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizwerken in das elektrische Versorgungsnetz, Göttingen, Online: http://rzbl04.biblio.etc.tu-bs.de:8080/docportal/servlets/MCRFileNodeServlet/DocPortal_derivate_00004192/Dissertation_Schulz.pdf, Stand: 11.01.2013.

Schwab, J. Adolf (2009), Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer, 2. Aktualisierte Aufl. Berlin [u.a.].

Sensfuß, Frank (2011), Analyse zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien: Update für das Jahr 2010, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

Sharkey, William W. (1982), The Theory of natural monopoly, Cambridge University Press, Cambridge [u.a.].

Shephard, William G. (1997), The Economics of Industrial Organization: analysis, markets, policies, 4. Aufl., Prentice-Hall Internat., Upper Saddle River, NJ :

Sherman, Roger (2008), Market Regulation, Pearson/Addison Wesley, Boston, Mass. [u.a.].

Spengler, Joseph (1950), Vertical Integration and Antitrust Policy, in: Journal of Political Economy, 58(4), S. 347-353.

Stamati, Markela (2008), Die Anforderungen der operationellen Entflechtung nach den Beschleunigungsrichtlinien der Europäischen Kommission: Umsetzung in Deutschland und Griechenland, Frankfurt am Main.

Steger, Ulrich / Büdenbender, Ulrich / Feess, Eberhard / Nelles, Dieter (2008), Die Regulierung elektrischer Netze: Offene Fragen und Lösungsansätze, Springer, Berlin, Heidelberg.

Stewart, John F. (1979), Plant size, plant factor, and the shape of the average cost function in electric power generation: a nonhomogeneous capital approach, in: The Bell Journal of Economics, 10(2), S. 549-565.

Stoft, Steven (2002), Power System Economics: Designing Markets for Electricity, NJ: IEEE Press [u.a.], Piscataway.

Storr, S. (2011), Ownership Unbundling und alternative Entflechtungsmodelle, in: J. F. Bauer /P. Salje / M. Schmidt-Preuß /T. Ackermann (Hrsg.): Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch, Köln, S. 1385-1401.

Ströbele, Wolfgang / Pfaffenberger, Wolfgang / Heuterkes, Michael (2010), Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik, 2., völlig neu überarbeitete Auflage, Oldenbourg Verlag, München.

Technische Universität Dortmund/E-Bridge (2009), Wissenschaftliches Gutachten: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten, für die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Dortmund.

Thompson, Herbert G. (1997), Cost Efficiency in Power Procurement and Delivery Service in the Electric Utility Industry, in: Land Economics, 73(3), S. 287-296.

Tirole, Jean (1988), The Theory of Industrial Organization, Cambridge, MA.

TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW (Hrsg.), Berlin.

Trute, Hans-Heinrich / Spoerr, Wolfgang / Bosch, Wolfgang (2001), Telekommunikationsgesetz mit FTEG, 1. Aufl., Verlag Walter de Gruyter, Berlin, New York.

TU Dortmund / E-Bridge Consulting GmbH (2009): Wissenschaftliches Gutachten: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten für die Bundesnetzagentur, Online: http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151484/publicationFile/6058/Gutachten_optimierte_Ausregelung_ZNR.pdf, Stand: 20.09.2009.

Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1).

Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV), Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist.

VDE (2007), Elektrische Energieversorgung: Unterrichtsmaterialien für die Sekundarstufe 2, Frankfurt.

VDE/FNN (2013), Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland: Fakten, Berlin, Online: http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/Documents/FNN-Fakten-Versorgungsqualitaet_2013-03-11.pdf (19.05.2013)

Vickers, John (1995), Competition and Regulation in Vertically Related Markets, in: Review of Economics Studies, 62(1), S. 1-17.

Viscusi, W Kip / Harrington, Joseph E. / Vernon, John M. (2000), *The Economics of Regulation and Antitrust*, 3. Aufl, MY: MIT Press, Cambridge.

Vogelsang, Ingo (2010), *Incentive Regulation, Investments and Technological Change*, CESifo working paper, No. 2964, München, Online: <https://www.econstor.eu/dspace/bitstream/10419/30707/1/620938668.pdf>, Stand: 02.04.2012.

Von Hammerstein, Christian u.a. (2009): *Gutachten über die freiwillige Übertragung der Energieübertragungsnetze, die Errichtung einer bundesweiten Netzgesellschaft und die regulatorischen Rahmenbedingungen*, LBD Beratungsgesellschaft und Hogan & Hartson LLP im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Mai 2009, Online: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_energieuebertragung_snetze_bf.pdf, Stand: 04.05.2012.

Vries, Laurens, J. / Hakvoort, Rudi A. (2002), *An economic assessment of congestion management methods for electricity*, in: *Journal of network industries*, 3(4), S. 425-466.

Wawer, Tim (2005), *Effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen zur Verringerung der Netznutzungsentgelte*, Proceedings IEWT 2005 – Energiesysteme der Zukunft: Herausforderungen und Lösungspfade, Wien.

Wegmann, Jürgen (2006), *Betriebswirtschaftslehre mittelständischer Unternehmen*, München.

Weiss, Leonard W. (1975), *Antitrust in the Electric Power Industry*, in: Almarin Phillips (Hrsg.), *Promoting Competition in Regulated Markets*, Brookings Inst., Washington, S. 135-173.

Wendt, Henning (2012), *Kapazitätsengpässe beim Netzzugang*, Mohr Siebeck, Tübingen.

Wichmann, Manfred / Langer, Karl-Ulrich (2007), *Öffentliches Dienstrecht*, 6. Aufl. Kohlhammer, Stuttgart.

Wieandt, Axel / Wiese, Harald (1993), *Die Theorie der „contestable markets“ – ein Leitbild für die Wettbewerbspolitik?* ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, Bd. 44, S. 186-202.

Wied-Nebbeling, S. (2004), *Preistheorie und Industrieökonomik*, 4. Aufl., Berlin [u.a.].

Williamson, O.E. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting*, New York u.a.

Williamson, Oliver E. (1991), *Comparative economic organization: The analysis of discrete structural alternatives*, in: *Administrative Science Quarterly*, 36(2), S. 269-296.

Williamson, Oliver E. (1975), *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*, New York/London.

Wirtschaftsausschuss des Bundestages (1973), *Bericht des Wirtschaftsausschusses des Bundestages zum Entwurf der 2. GW Novelle*, BT-Drucksache 7/765.

Wissel, S. / Blesl, M. / Fahl M. / Voß, A. (2010), *Arbeitsbericht: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*, Universität Stuttgart, Online: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_08.pdf, Stand: 05.06.2013.

Yatchew, Adonis J. (2000), *Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis*, in: *Journal of Applied Econometrics*, 15(2), S. 187-210.

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere an Eides statt, dass bei der Anfertigung der Dissertation keine Hilfe einer kommerziellen Vermittlung und Beratung (Promotionsberater/innen oder andere Personen) in Anspruch genommen wurde.

Ich versichere auch an Eides statt, dass ich die Dissertation selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, keine anderen als die von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt und die den herangezogenen Werken wörtlich und sinngemäß entnommenen Stellen als solche gekennzeichnet habe.

Glückstadt, 15. November 2013, Ina Loebert