

Die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes

INAUGURALDISSERTATION

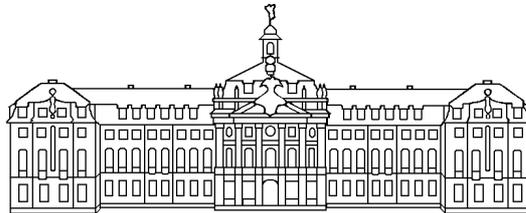
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Wirtschaftswissenschaften

durch die

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät

der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster



vorgelegt von

MScBM Boris Stäck

Dezember 2008

Tag der Disputation: 19.01.2009

Dekan: Prof. Dr. Stefan Klein

1. Prüfer: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele

2. Prüfer: Prof. Dr. Theresia Theurl

3. Prüfer: Prof. Dr. Gerhard Schewe

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	X
Symbolverzeichnis	XIII
1 Einleitung.....	1
2 Grundlagen des Energieträgers Erdgas und Struktur des Erdgasmarktes.....	5
2.1 Charakteristika des Energieträgers Erdgas	5
2.2 Die Marktstruktur auf dem europäischen Gasmarkt.....	7
2.2.1 Gasnachfrager.....	7
2.2.2 Gasanbieter.....	13
2.2.3 Struktur und Funktionsweise des europäischen Gasmarktes	14
2.2.3.1 Struktur und Funktionsweise des europäischen Gasmarktes vor der Liberalisierung.....	14
2.2.3.2 Struktur und Funktionsweise des europäischen Gasmarktes in der liberalisierten Welt	19
2.3 Ziele der Liberalisierung.....	25
3 Rechtliche europäische und deutsche Liberalisierungsgrundlagen	31
3.1 Überblick über die europäischen und deutschen Rechtsgrundlagen	31
3.1.1 Rechtliche Grundlagen der ersten Liberalisierungsphase	32
3.1.2 Rechtliche Grundlagen der zweiten Liberalisierungsphase	33
3.1.2.1 Europäische Erdgasbinnenmarkttrichtlinie von 1998.....	33
3.1.2.2 Novelliertes Energiewirtschaftsgesetz von 2003.....	40
3.1.3 Rechtliche Grundlagen der dritten Liberalisierungsphase	40
3.1.3.1 EU-Richtlinie 2003/55/EG	40
3.1.3.2 Rundum erneuertes EnWG 2005 und neue Verordnungen	43
4 Regulierung in der Netzwirtschaft I: Wie funktionieren Gastransport und -verteilung?53	
4.1 Verbändevereinbarungen für Strom und Gas von 1998 bis 2003.....	53
4.1.1 Verbändevereinbarungen für Strom.....	53
4.1.2 Verbändevereinbarungen für Gas.....	56
4.1.3 Bewertung der Verbändevereinbarungen.....	59
4.2 Gasnetzzugangsverordnung von 2005	62
4.2.1 Aufbau der Gasnetzzugangsverordnung	62
4.3 Die Kooperationsvereinbarungen	70
4.3.1 Die Kooperationsvereinbarung I (KoV I)	70
4.3.2 Die Kooperationsvereinbarung II (KoV II).....	74
4.3.2.1 Grundlagen der Kooperationsvereinbarung	74
4.3.2.2 Das Konstrukt des Marktgebiets	76
4.3.3 Umsetzungsprobleme bei der praktischen Anwendung der KoV	81
4.3.4 Neues Bilanzierungsregime und KoV III.....	84
4.4 Ausgestaltung der Gasmarktliberalisierung auf anderen europäischen Märkten	98

5	Regulierung in der Netzwirtschaft II: Entgelte.....	102
5.1	Gasnetzentgeltverordnung von 2005	102
5.2	Ansätze zur Regulierung.....	108
5.2.1	Kostenorientierte Regulierung	110
5.2.2	Anreizregulierung.....	111
5.2.2.1	Price-Cap-Regulierung	117
5.2.2.2	Revenue-Cap-Regulierung	119
5.2.2.3	Yardstick Competition (Vergleichsmarktansatz)	121
5.2.2.4	Hybride Ansätze	122
5.3	Rechtliche Grundlagen der Anreizregulierung in Deutschland.....	123
5.4	Konkrete Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung	126
5.5	Beurteilung des Modells der deutschen Anreizregulierung.....	131
6	Zusammenfassung und Ausblick	135
	Literaturverzeichnis	138
	Anhang	148
A	Weltweit nachgewiesene Vorkommen und Produktionsraten sowie Verbrauch von Erdgas der einzelnen Länder	148
B	Ertragswertüberlegungen Fishers	150
C	Berechnung des Kapitalwerts	154
D	Kapazitäten als Besonderheit des Gasmarktes.....	155
E	Wettbewerb im Gasnetz.....	157
F	Kosten und Entgeltwälzung	157
G	Regelenergieumlage	159

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 2 - 1: Cashflowplan für eine Langfristinvestition</i>	9
<i>Abbildung 2 - 2: Struktur des deutschen Gasmarktes</i>	15
<i>Abbildung 2 - 3: Funktionsweise und Struktur des (deutschen) Gasmarktes vor der Liberalisierung</i>	17
<i>Abbildung 2 - 4: Wertschöpfungskette in der Gasindustrie</i>	20
<i>Abbildung 2 - 5: Marktteilnehmer</i>	24
<i>Abbildung 2 - 6: Ursache, Stellschrauben und Ziele der Liberalisierung</i>	28
<i>Abbildung 3 - 1: Schritte der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes</i>	31
<i>Abbildung 3 - 2: Gasrichtlinie (RL 98/30/EG)</i>	33
<i>Abbildung 3 - 3: Formen der Entflechtung (Unbundling)</i>	35
<i>Abbildung 3 - 4: Phasen der Marktöffnung</i>	39
<i>Abbildung 3 - 5: Beschleunigungsrichtlinie Erdgas</i>	41
<i>Abbildung 3 - 6: Grundpfeiler zur Gasmarktliberalisierung</i>	43
<i>Abbildung 3 - 7: Normative Rahmenbedingungen in Deutschland</i>	44
<i>Abbildung 3 - 8: Aufbau des EnWG</i>	45
<i>Abbildung 3 - 9: Umsetzung der EU-Entflechtungsvorgaben in deutsches Recht</i>	46
<i>Abbildung 4 - 1: Die deutschen Verbändevereinbarungen</i>	55
<i>Abbildung 4 - 2: Netzkategorien und Entgeltsysteme</i>	57
<i>Abbildung 4 - 3: Aufbau der GasNZV</i>	62
<i>Abbildung 4 - 4: Verteilnetzbilanzierung</i>	64
<i>Abbildung 4 - 5: Bilanzkreis</i>	66
<i>Abbildung 4 - 6: Zahlenbeispiel zum stündlichen Bilanzausgleich</i>	68
<i>Abbildung 4 - 7: Stündlicher und kumulativer Bilanzausgleich</i>	69
<i>Abbildung 4 - 8: Vergleich Einzelbuchungs- (b) und Zweivertragsvariante (a)</i>	72
<i>Abbildung 4 - 9: Aufbau der KoV II</i>	75
<i>Abbildung 4 - 10: Darstellung eines Marktgebietes</i>	77
<i>Abbildung 4 - 11: Reduzierung der Marktgebiete [MG]</i>	78
<i>Abbildung 4 - 12: Neues Bilanzierungsregime</i>	92
<i>Abbildung 5 - 1: Aufbau der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)</i>	102
<i>Abbildung 5 - 2: Vergleich der Kalkulationsmethoden</i>	106
<i>Abbildung 5 - 3: Der Weg zur Anreizregulierung</i>	125
<i>Abbildung 6 - 1: Optimaler Konsumplan des Investors</i>	152
<i>Abbildung 6 - 2: Optimales Realinvestitionsprogramm</i>	152

Abbildung 6 - 3: Optimales Investitionsprogramm bei gespaltenem Soll- und Habenzins 153
Abbildung 6 - 4: Kosten- und Entgeltwälzung.....158

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 4 - 1: Europäischer Gasmarktvergleich a)</i>	98
<i>Tabelle 4 - 2: Europäischer Gasmarktvergleich b)</i>	100
<i>Tabelle 5 - 1: Unterschiedliche Kombinationen von I und X und die daraus resultierenden Preise</i>	116
<i>Tabelle 5 - 2: Einfluss von Mengenänderungen bei Preis- und Revenue Caps</i>	121
<i>Tabelle 6 - 1: Weltweit nachgewiesene Vorkommen, Produktionsraten und Verbrauch von Erdgas der einzelnen Länder</i>	149
<i>Tabelle 6 - 2: Zahlungsreihe für eine Investition</i>	154
<i>Tabelle 6 - 3: Arten von Kapazitäten</i>	156
<i>Tabelle 6 - 4: Wettbewerb im Gasnetz</i>	157
<i>Tabelle 6 - 5: Prognostizierte Regelenergieumlage</i>	159

Formelverzeichnis

<i>Formel 2-1: Kapitalwertmethode</i>	10
<i>Formel 5 - 1: Price-Cap-Formel</i>	117
<i>Formel 5 - 2: Modifizierte Price-Cap-Formel</i>	118
<i>Formel 5 - 3: Cap-Revenue-Formel</i>	120
<i>Formel 5 - 4: Die deutsche Anreizregulierungsformel</i>	127
<i>Formel 5 - 5: Ermittlung des Produktivitätsindex (PF_t)</i>	129
<i>Formel 5 - 6: Formel zur Bestimmung des Erweiterungsfaktors ($EF_{t,Netz}$)</i>	129
<i>Formel 5 - 7: Formel zur Bestimmung des Erweiterungsfaktors ($EF_{t,Regelanlage}$)</i>	129
<i>Formel 6 - 1: Nutzenfunktion</i>	150

Abkürzungsverzeichnis

a. F.	alte Fassung
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
ANB	Ausspeisenetzbetreiber (häufig der öVNB)
AR	Ausgebrachte Rohstoffmenge
ARE	Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AU	Ausgleichsenergieumlage
AVL	Available
BBA	Basisbilanzausgleich
bcm	Milliarden Kubikmeter
bne	Bundesverband neuer Energieanbieter
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BK	Bilanzkreis
BKM	Bilanzkreismanagement
BKN	Bilanzkreisnetzbetreiber
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMU	Bundesumweltministerium
BP	British Petroleum
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
cum	Kubikmeter
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.
EBA	Erweiterter Basisbilanzausgleich
EFET	European Federation of Energy Traders
ENB	Einspeisenetzbetreiber (häufig der FNB)
FN	Fußnote
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
üFNB	Überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber/Ferngasnetzbetreiber
GABi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gas
GasRL	Erdgasbinnenmarkttrichtlinie (Gasrichtlinie)
Gbk	Geschäftsbanken
GeLi Gas	Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas

GEODE	Europäischer Verband der unabhängigen Gas- und Stromverteilerunternehmen
GR	Geförderte Rohstoffmenge
GÜP	Grenzübergangspunkt
IEA	International Energy Agency
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator („Der Dritte Weg“)
i. e. S.	im engeren Sinne
i. S. d.	im Sinne der/des
i. V. m.	in Verbindung mit
i. w. S.	im weiteren Sinne
LNG	Liquefied Natural Gas
LV	Letztverbraucher/Endkunde
m. a. W.	mit anderen Worten
mBKN	marktgebietsaufspannender Bilanzkreisnetzbetreiber (= BKN)
mcm	Millionen Kubikmeter
mboe	Millionen von Barrel Öl-Äquivalent
Mio.	Millionen
MMMA	Mehr-/Mindermengen-Abrechnung
MPa	Druckeinheit (0,1 MPa =1 bar)
NEV	Netzentgeltverordnung
NZ	Netzzugang
NZV	Netzzugangsverordnung
NPV	Net Present Value
öVNB	örtlicher Verteilnetzbetreiber
RAM	Regel- und Ausgleichsenergiemarkt
rLM	registrierende Leistungsmessung
RNB	Regionaler Netzbetreiber
RS	Reservesituation
RU	Regelenergieumlage
SLP	Standard-Lastprofil
SB	Strukturierungsbeitrag
TaP	Take and Pay
tcm	Billionen Kubikmeter
TK	Transportkunde

TNW	Tagesneuwerte
ToP	Take or Pay
TPA	Third Party Access
TUSD	Tausend US-Dollar
t/y	Tonnen pro Jahr
üFNB	überregionaler Fernnetzbetreiber
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VCI	Verband der Chemischen Industrie
VDP	Verband Deutscher Papierfabriken
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
VDN	Verband der Netzbetreiber
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VV	Verbändevereinbarungen
WT	Werktage

Symbolverzeichnis

A_t	Auszahlung zum Zeitpunkt t
a	alt
AP	Ausspeisepunkte
B	Barwert
C_t	Kapitalwert zum Zeitpunkt t
C_0^a	Kapitalwert im Szenario a zum Zeitpunkt $t=0$
C_0^b	Kapitalwert im Szenario b zum Zeitpunkt $t=0$
CF	Cashflow
d	Tag
ε	infinitesimal kleine Einheit
e	Wechselkurs
E_t	Einzahlungen zum Zeitpunkt t
EF	Erweiterungsfaktor
EO_t	Erlösobergrenze im Jahr t
EP_{nw}	Einstandspreisentwicklung netzwirtschaftlich
EP_{gw}	Einstandspreisentwicklung gesamtwirtschaftlich
F	Fläche
FCF	Free Cashflow
G_1	Vermögenswert und zukünftiger Konsum zum Zeitpunkt $t=0$
h	Haben(zinssatz)
i	Kapitalmarktzens
I	Steigerung des Preisniveaus
I_{max}	maximaler Anfangsinvestitionsbetrag
K	Preis/Kurs
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteil bezogen auf das Basisjahr ($t=0$)
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer (dnb) Kostenanteil (KA) im Jahr t
$KA_{vnb,0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer (vnb) Kostenanteil (KA) bezogen auf das Basisjahr ($t=0$)
m	modifiziert
M	Mengeneffekt

n	Laufindex
neu	neu
p	Eintrittswahrscheinlichkeit
P	Put
PF_{nw}	Produktivitätsfaktor netzwirtschaftlich
PF_{gw}	Produktivitätsfaktor gesamtwirtschaftlich
Q	Qualitätsstandard
r	Diskontierungsrate
R	Realinvestitionsprogramm
s	Soll(zinssatz)
S_t	Saldo des Regulierungskontos im Jahr t
t	Zeitpunkt während der Laufzeit
t_A	Ende der Phase A
t_B	Ende der Phase B
$t_{A/E}$	Zeitpunkt der ersten Einnahmen
t_{bE}	Break-Even-Zeitpunkt
t_R	Zeitpunkt, an dem der Investor eine marktübliche Verzinsung für seine Investition erhalten hat
T	Endzeitpunkt
U	Nutzenfunktion
u	up
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen im Jahr t
VPI	Verbraucherpreisgesamtindex
W	Vermögenswert
X	Produktivitätsfaktor [%]
x_t	Auswirkung eines Ereignisses zum Zeitpunkt t
Z	Cost Pass Through
*	Optimum

1 Einleitung

Derzeit gebe es in der EU acht Mitgliedstaaten, die bei der Gasversorgung von einem einzigen Lieferanten abhängig sind. Mehr Solidarität sei nötig und dazu bräuchte man ein besseres Leitungsnetz, so Kommissionspräsident José Manuel Barroso im Rahmen der am 13.11.2008 vorgestellten EU-Energiestrategie.¹ Mit dieser Aussage unterstreicht die Kommission die Bedeutung des zukünftigen – insbesondere des länderübergreifenden – Infrastrukturausbaus für den Energiesektor. Da die europäische Liberalisierung der Energiemärkte seit ungefähr zwei Jahrzehnten betrieben wird, verwundern solch ermahnende Worte des Kommissionspräsidenten. Wieso ist der Netzausbau seiner vorgesehenen Entwicklung hinterher? Potenzielle Ursachen für diese Verzögerung gibt es zahlreiche. Neben neuen Anforderungen (z. B. im Rahmen der Einspeisung von erneuerbaren Energien) oder der Erweiterung der Union um neue Mitgliedsländer in den vergangenen Jahren scheint die Hauptursache in falschen Anreizen bei der Liberalisierung der Energiemärkte zu liegen.

Die folgende Arbeit thematisiert deshalb vor allem die letztgenannte Ursache – die fehlenden oder falschen Anreize der Liberalisierung. Dabei wird der Prozess von der Entwicklung eines theoretischen Modells bis zur Überführung in die Praxis beschrieben. Es wird der lange Weg von den theoretischen Konzepten zur Liberalisierung der europäischen Energiemärkte – insbesondere des deutschen Gasmarktes – bis zur endgültigen, konkreten Umsetzung in der Praxis dargestellt und analysiert. Der zentrale Fokus besteht neben der Beschreibung der Schritte der Liberalisierung auf der Diskrepanz zwischen theoretischem Konzept und der praktischen Umsetzung.

Die Arbeit ist in sechs Kapitel untergliedert. Nach der Einleitung im ersten Kapitel werden die Charakteristika des Energieträgers Erdgas und die Struktur des Erdgasmarktes vorgestellt. Zwei Sachverhalte sind dabei besonders hervorzuheben. Dies sind erstens die geografische Trennung von Verbrauchs- und Förderschwerpunkt und zweitens die Leitungsgebundenheit des Energieträgers Erdgas. Das Missverhältnis zwischen Verbrauchs- und Förderschwerpunkt führt zu einem Transport der Energieressource Erdgas über viele Tausend Kilometer. So befindet sich der Großteil der Ressourcenvorkommen des Erdgases in Ländern außerhalb der Europäischen Union (Gasanbieter), während der Verbrauchsschwerpunkt in den Ländern der westlichen Welt liegt (Gasnachfrager). Durch die Leitungsgebundenheit von Erdgas besitzt das Pipelinennetz eine überragende Rolle. Beide gerade geschilderten Sachverhalte beeinflussen maßgeblich die Struktur in der Erdgasindustrie. Sie müssen bei der Liberalisierung, die durch Regulierung der europäischen Märkte stattfindet, berücksichtigt werden.

Nach der Beschreibung und Analyse der Ausgangssituation gilt es, wünschenswerte Ziele zu definieren. Im Kapitel 2.3 werden die Ziele der europäischen Liberalisierung beschrieben. Zu

¹ Vgl. Hütten (2008), S. 2.

diesen gehören eine sichere, effiziente, preisgünstige, umwelt- und verbraucherfreundliche Energieversorgung. Durch den limitierten, direkten Einfluss der Europäischen Union auf ihr Hoheitsgebiet müssen Instrumente identifiziert werden, mit denen die angestrebten Ziele bestmöglich erreicht werden. Es ist nicht beabsichtigt, die europäische Energiewirtschaft in ihrer Gesamtheit durch Regulierung zu liberalisieren. Vielmehr soll nur dort eingegriffen werden, wo eine Regulierung notwendig ist, um die nötigen Impulse für mehr Wettbewerb zu geben. Dabei werden bestimmte Bereiche der leitungsgebundenen Energieversorgung als Engpass für den Wettbewerb identifiziert. Die Marktöffnung soll durch das Unbundling², den Netzzugang (Third Party Access) und die Netzentgeltregulierung erreicht werden. Hierfür wurden auf europäischer Ebene Richtlinien verabschiedet, die in nationale Gesetze überführt werden mussten.

Im dritten Kapitel wird die Entwicklung der europäischen Richtlinien zur Energiemarktliberalisierung und deren Überführung in nationale Gesetze wie z. B. dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz beschrieben und analysiert. Durch die Verankerung der Liberalisierungsziele in den europäischen Richtlinien und nationalen Gesetzen fand eine Transformation von theoretischen Modellen und Ansätzen in die Regulierungspraxis statt. Hierbei ist ein grundlegendes Problem zu beobachten. Es hatte nur eine unzureichende theoretische Durchdringung der bei einer Neuordnung entstehenden fachlichen Fragen stattgefunden. Aufgrund des fehlenden Gesamtüberblicks über alle relevanten Parameter, die bei der Gasmarktliberalisierung eines Landes zu berücksichtigen wären, wurden nur einzelne Bereiche theoretisch betrachtet und analysiert. Folglich gab es nicht das „theoretische Konzept zur Liberalisierung“ der Erdgasmärkte. Vielmehr wurden einzelne, isolierte Aspekte der Liberalisierung zuerst theoretisch betrachtet, um diese dann in gesetzliche Grundlagen und somit in die Praxis zu überführen. Dabei wurden durch die theoretischen Modelle nicht alle Interdependenzen erfasst, da nicht alle entscheidungsrelevanten Parameter bekannt waren.

Fachliche Fragen, wie z. B. zum Netzzugangsmodell, zur Entgeltfindung, zum Speicherzugang, zum Mess- und Abrechnungswesen usw., wurden nicht abschließend geklärt. Die Konsequenz daraus war, dass aufgrund der Verunsicherung durch regulatorische Ungewissheit schrittweise gelernt werden musste (Trial and Error). Weiterhin wurden durch die Beteiligung von Interessengruppen beim Gesetzgebungsprozess zusätzliche Faktoren berücksichtigt. Gleichzeitig fand aber durch die einseitige Einflussnahme einzelner Interessengruppen und damit eine Auslegung bestimmter Sachverhalte zugunsten dieser Marktteilnehmer statt (Lobbyismus). Dadurch wurde die Eindeutigkeit theoretischer Strukturen und Ansätze verändert bzw. aufgehoben.

Die Richtlinien und Gesetze geben die Grundsätze und Rahmenbedingungen für die Liberalisierung vor und haben damit einen entscheidenden Einfluss auf die Liberalisierung. Bei den

² Unter Unbundling versteht man die Trennung von Netz und Vertrieb.

beiden zentralen Bereichen der Liberalisierung – dem Netzzugang und den Netzentgelten – lassen sich verschiedene Entwicklungsstufen beobachten. Nach der Beschreibung und Analyse der Ausgangssituation und der Definition wünschenswerter Ziele der Liberalisierung in Kapitel 2 wurden durch die Transformation der Ansätze in Richtlinien und Gesetze die Rahmenbedingungen festgelegt. Die in Kapitel 2 vorgestellten Marktteilnehmer haben bei dieser Überführung von modelltheoretischen Konzepten in gesetzlich verankerte Rahmenbedingungen mitgewirkt und diese zu ihren Gunsten beeinflusst. Im Interesse der Allgemeinheit und vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Ziele gilt es, sinnvolle, ausgewogene Lösungen und Kompromisse für die komplexe Realität zu finden.

Die endgültige Überführung der theoretischen Modelle und Rahmenbedingungen der Liberalisierung in die konkrete praktische Umsetzung findet aber erst durch nationale Verordnungen, Beschlüsse und richterliche Entscheidungen statt. Diese werden in Kapitel 4 und im zweiten Teil des Kapitels 5 beschrieben und analysiert. Dabei wurde entsprechend den deutschen Verordnungen zwischen den Bereichen Gasnetzzugang (Kapitel 4) und Gasnetzentgelt (Kapitel 5) unterschieden.

Bei der praktischen Ausgestaltung des Gasnetzzugangs (Kapitel 4) werden die allgemeinen Tätigkeiten und Aufgaben der einzelnen Marktteilnehmer dargestellt. Dies reicht von der Beantragung des Netzzugangs über das operative Abwickeln desselben bis zur Kündigung des Netzzugangs. Die Ausgestaltung des Netzzugangs ist für die Liberalisierung entscheidend. Durch einseitige Ausgestaltung des Netzzugangs kann Wettbewerb unterbunden werden. Umgekehrt kann ein zu wettbewerbsfreundliches Zugangsregime Investoren abschrecken und somit die sichere, nachhaltige Energieversorgung gefährden. Auch wenn sich die Auswirkungen des Netzzugangs monetär bewerten lassen, ist es sinnvoll, diesen Bereich von dem der Netzentgeltermittlung zu trennen.

Die Umsetzung der Netzentgeltermittlung findet schwerpunktmäßig im fünften Kapitel der Arbeit statt. In Kapitel 5.1 wird die Netzentgeltverordnung und wichtige Aspekte Netzentgeltermittlung insbesondere in Bezug auf Abschreibungen der Anlagegüter vorgestellt. Dabei wird gezeigt, dass die gewählte Abschreibungsmethode die Höhe der Netzentgelte beeinflussen kann.

Ab dem 01.01.2009 findet die Netzentgeltermittlung gemäß der Anreizregulierung statt. Die Netzentgeltermittlung wird zwar weiterhin, auf Aspekte der Netzentgeltverordnung zurückgreifen, z. B. im Rahmen von Netzentgeltanträgen, dennoch findet mit der Anreizregulierung und der dazugehörigen Verordnung ein Systemwechsel statt. In Kapitel 5.2 werden Ansätze der Regulierung vorgestellt und deren Wirkungsweise beschrieben und analysiert. Nach dieser eher theoretischen Betrachtung wird im Kapitel 5.3 die rechtliche Ausgestaltung der deutschen Anreizregulierung beschrieben, um danach in Kapitel 5.4 auf die konkrete Ausgestaltung der Anreizregulierung durch die Anreizregulierungsverordnung einzugehen. Abschließend findet im Kapitel 5.5 eine Beurteilung des Modells zur deutschen Anreizregulierung statt. Darüber

hinaus wird die konkrete Umsetzung der deutschen Anreizregulierung beurteilt und mögliche Verbesserungen werden aufgezeigt.

Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung und Beurteilung der Liberalisierung des deutschen Gasmarktes. Es werden zukünftige Herausforderungen beschrieben und ein Ausblick auf mögliche Entwicklungen aufgezeigt.

2 Grundlagen des Energieträgers Erdgas und Struktur des Erdgasmarktes

2.1 Charakteristika des Energieträgers Erdgas

Die Ressourcenvorkommen an fossilen Energieträgern sind ungleich über die Welt verteilt. Die Mitgliedsländer der OECD³, die den größten Ressourcenverbrauch haben, besitzen – verglichen mit den Ländern des Mittleren Ostens oder Russlands – allerdings nur geringe Vorkommen an Öl und Gas. Um Ressourcenangebot und -nachfrage zusammenzubringen, sind zum Teil erhebliche Distanzen von vielen Tausend Kilometern zu überbrücken. Während für Öl und Kohle zahlreiche Transportwege zur Verfügung stehen, z. B. Schiff, Bahn, Lkw usw., wird der Transport von Erdgas hauptsächlich durch Pipelines und teilweise mithilfe von Schiffen bewerkstelligt. Die Verteilung an die Endverbraucher findet allerdings fast ausschließlich durch ein Leitungsnetz in Form von Pipelines statt. Eine weitere Besonderheit des Rohstoffs Erdgas ist seine beschränkte Speicherfähigkeit⁴. Für die wirtschaftliche und sichere Lagerung von Erdgas besteht nur die Möglichkeit der Lagerung in Untertagespeichern⁵ und speziellen Gasbehältern.⁶

Aufgrund der leitungsgebundenen Verteilung von Erdgas und Problemen bei der Speicherung ist die Gasindustrie durch infrastrukturelle Überlegungen geprägt.⁷ Ohne ein entsprechendes Leitungsnetz ist die wirtschaftliche Nutzung der Ressource Erdgas nicht möglich. Eine mögliche Definition von Infrastruktur liefert Jochimsen. Er beschreibt Infrastruktur als die Summe der materiellen, institutionellen und personalen Einrichtungen und Gegebenheiten, die den Wirtschaftseinheiten zur Verfügung stehen und mit dazu beitragen, den Ausgleich der Entgelte für gleiche Faktorbeiträge bei zweckmäßiger Allokation der Ressourcen, d. h. vollständige Integration und höchstmögliches Niveau der Wirtschaftstätigkeit, zu ermöglichen.⁸

Unter der materiellen Gasinfrastruktur ist die Gesamtheit aller Anlagen, Ausrüstungen und Betriebsmittel der Gasindustrie zu verstehen. Der Aufbau, Erhalt und die Erweiterung eines Gasnetzes für den Transport sind – verglichen mit dem Transport von Kohle und Öl – sehr kostenintensiv. Die Gasinfrastruktur lässt sich anhand der Segmente Produktion und Transport beschreiben. Diese Segmente umfassen jedoch verschiedene Bereiche der Wertschöpfungskette. Zur Produktion i. w. S. zählt auch der Bereich der Exploration, wobei die Produktion

³ Zu den Mitgliedern der OECD gehören Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Island, Irland, Italien, Japan, Kanada, Südkorea, Luxemburg, Mexiko, Niederlande, Neuseeland, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Slowenische Republik, Spanien, Schweden, Schweiz, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, USA. Vgl. www.oecd.org/countrieslist.

⁴ Vgl. Perner (2002), S. 25 - 26.

⁵ Als Untertagespeicher bieten sich ehemalige Gasfelder, Grundwasserleiter (aquifers) und Salzkavernen an. Vgl. Cornot-Gandolphe (2003), S. 103.

⁶ Vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998), S. 77 - 78.

⁷ Vgl. Horsnell (2001), S. 28.

⁸ Vgl. Jochimsen (1966), S. 100 und 103.

i. e. S. Gassammlung (Gathering)⁹ und Weiterverarbeitung umfasst.¹⁰ Das Segment Transport lässt sich in internationalen und nationalen Ferntransport, regionalen Transport sowie Verteilung und Speicherung unterteilen.

Als Folge des leitungsgebundenen Transports und Verteilung sowie der Speicherprobleme von Erdgas existiert bisher kein einheitlicher Weltmarkt wie bei anderen Gütern, sondern es gibt nur regionale Märkte. Die Überführung von Gas aus einem Netz in ein anderes ist nur möglich, wenn die Netze eine Pipelineverbindung besitzen. Aber selbst dann können technische und qualitative Anforderungen den Transfer erschweren bzw. verhindern. Damit ein Transfer stattfinden kann, müssen z. B. der Druck und die Gasqualität an die Norm des Netzes, in das eingespeist werden soll, angepasst werden.¹¹ Aufgrund der Leitungsgebundenheit von Erdgas und der fehlenden Möglichkeit des flexiblen Austausches von Gas zwischen Netzen existieren regionale Submärkte. Durch die fehlende Transportflexibilität von Erdgas werden Arbitragegeschäfte¹² teilweise verhindert. So können zwischen verschiedenen Erdgasmärkten erhebliche Preisunterschiede bestehen. Ein kurzfristiger Ausgleich dieser Preisdifferenzen ist oft nicht möglich. Fehlt die flexible Preisanpassung und können Preisdifferenzen nicht unverzüglich ausgeglichen werden, wird die Lenkungsfunktion von Preisen stark eingeschränkt.^{13;14} Dauerhafte, gravierende Preisunterschiede führen mittel- bis langfristig zu Neu- bzw. Erweiterungsinvestitionen und damit zu einem Ausgleich der Preisdifferenzen.

Des Weiteren wird der Ausgleich von Preisunterschieden zwischen verschiedenen regionalen Märkten auch durch die Exklusivität der Netznutzung und des Netzzugangs durch bestimmte Anbieter beschränkt. Andere potenzielle Gasanbieter werden aufgrund dieser Exklusivität ausgeschlossen, da sich ein eigener Netzaufbau nicht immer lohnt bzw. sie nicht über genügend Mittel verfügen, ein eigenes Netz aufzubauen. Für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes muss gewährleistet werden, dass Dritte Zugang zum Leitungsnetz erhalten, zu gleichen Konditionen wie andere Wettbewerber. Gleichzeitig muss für Netzbetreiber ein Anreiz bestehen, das eigene Netz zu betreiben, zu warten und gegebenenfalls zu erweitern. Es muss also gelten: Der Netzzugang und die Netznutzung sollten so günstig und unkompliziert wie möglich für den Gaslieferanten sein. Gleichzeitig muss gewährleistet werden, dass der Netzzugang und die Netznutzung durch den Netzbetreiber operativ abwickelbar sind und eine entsprechende

⁹ Unter Gassammlung (Gathering) versteht man die Zusammenführung des Gasoutputs verschiedener, räumlich beieinander liegender Felder über ein Pipelinennetz.

¹⁰ Vgl. Alzard (1996), S. 104 - 108 und Babusiaux (1999) S. 111f.

¹¹ Vgl. Klaue/Schwintowski (2003), S. 21 - 22.

¹² Unter Arbitrage versteht man die risikolose Generierung eines Gewinns aufgrund von Preisunterschieden an verschiedenen Handelsplätzen. Der Arbitragegewinn wird erzielt, indem man Kontrakte bzw. Güter am billigeren Handelsplatz einkauft und am teureren verkauft. Vgl. Perridon/Steiner (1999), S. 306.

¹³ Gasmarkttransparenz besteht nur, wenn ein nachvollziehbarer Preisfindungsmechanismus besteht. Das ist nur möglich, wenn Gaspreise für Lieferungen ab bestimmten Gaslieferknoten börslich quotiert werden. Vgl. Siebel (2001), S. 51.

¹⁴ Pierre Le Pesant (1646-1714) gibt eine erste Darstellung eines Gleichgewichtsmodells für einen Partialmarkt. Vgl. Frank (1996) S. 21.

Rendite mit dem Netzgeschäft möglich ist. Ansonsten hätte der Netzbetreiber keinen Anreiz sein Netz weiterzubetreiben.

Erdgas lässt sich vielfältig einsetzen¹⁵ und ist relativ umweltfreundlich. Es existieren derzeit große Vorkommen in verschiedenen Ländern, wodurch der Wettbewerb gefördert werden kann. Gleichzeitig bestehen Hindernisse für die freie Preisbildung aufgrund der Leitungsgebundenheit, der komplizierten Speicherfähigkeit und des fehlenden Einheitsmarktes. Ein funktionierendes Preissystem ist allerdings notwendig, um Ressourcen in die Richtung zu lenken, in denen sie am meisten benötigt werden. Gerade beim Erdgasmarkt, der aufgrund von langfristigen Investitionen durch hohen Kapitalbedarf gekennzeichnet ist, sind Planungssicherheit und Abbau von Risiken von entscheidender Bedeutung. Damit sich Erdgas gegenüber anderen Energieträgern behaupten kann, ist neben der Etablierung eines auch kurzfristig funktionierenden Preissystems auch eine marktübliche Rendite für Investoren notwendig. Da noch kein einheitlicher Markt für Erdgas existiert und Erdgas konsumseitig deutliche Parallelen zum Erdöl aufweist, orientieren sich die Erdgaspreise stark an der Entwicklung des Erdölpreises.

2.2 Die Marktstruktur auf dem europäischen Gasmarkt

2.2.1 Gasnachfrager

Im Zusammenhang mit den Netzen der Gaswirtschaft wird häufig der Begriff des natürlichen Monopols¹⁶ verwendet. Voraussetzung für die Existenz eines natürlichen Monopols ist eine subadditive Kostenstruktur.¹⁷ Liegt eine subadditive Kostenstruktur vor, dann kann ein einziges Unternehmen in einem Marktsektor die gesamte Produktion kostengünstiger herstellen als mehrere Unternehmen. Damit allerdings ein Bedarf zur Regulierung besteht, muss die Second-Best-Allokation – d. h. ein Angebot zu Durchschnittskosten – zu erheblichen Wohlfahrtsverlusten führen. Sollte die Second-Best-Allokation nicht zu erheblichen Wohlfahrtsverlusten führen, so ist zu prüfen, ob diese Lösung nicht auch ohne staatliche Eingriffe erreicht werden kann.¹⁸ Die Existenz von natürlichen Monopolen wird damit gerechtfertigt, dass infolge technischer und/oder organisatorischer Ursachen eine monopolistische Produktion ökonomisch vorteilhafter ist.

Der Betrieb von Erdgasnetzen zeichnet sich durch hohe fixe und relativ geringe variable Kosten aus. Die Ressource Erdgas besitzt nur einen ökonomischen Wert, wenn sie zum Verbraucher gelangt. Hierfür ist ein Gasnetz erforderlich, für das erhebliche Vorleistungen erbracht

¹⁵ Erdgas wird zu Stromerzeugung, zum Heizen, zum Kochen und als Kraftstoff eingesetzt. In bestimmten Prozesswärmeanwendungen in der Industrie ist es das „premium product“.

¹⁶ Vgl. Sturn (2002), S. 39 - 72.

¹⁷ Die Kostenstruktur ist subadditiv, wenn die langfristig optimale (kostenminimierende) Kapazität im Verhältnis zur Marktnachfrage relativ groß ist.

¹⁸ Vgl. Weimann (2004), S. 343 - 346.

werden müssen. Aufgrund der Spezifität¹⁹ eines Gasnetzes ist es aus Effizienz- und ökonomischen Gesichtspunkten oft nicht sinnvoll, parallele Netze aufzubauen.²⁰ Genau das würde aber in einem Wettbewerbsmarkt passieren, sofern die Investitionen nicht ganz unterlassen würden. Bei der Netzversorgung sind Bündelungs- und Dichteeffekte möglich. Es liegt somit ein technischer Grund für die Vorteilhaftigkeit von monopolistischen Strukturen in der Gaswirtschaft vor. Weitere Aspekte, die für eine monopolistische Produktion sprechen, sind die Versorgungssicherheit und Diskriminierungsfreiheit.²¹ Aus staatlicher Sicht ist es erstrebenswert, dass jeder Verbraucher einen diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz erhält.

Die beschriebenen Umstände haben dazu geführt, dass in der Mehrheit der EU-Mitgliedstaaten Staatsunternehmen landeseinheitlich für die gesamte Gasversorgung, d. h. von der Förderung über die Verteilung bis hin zur Belieferung des Endverbrauchers, zuständig waren. Eine Ausnahme bildet der deutsche Markt, der seit Beginn des Erdgaszeitalters durch seine pluralistische Struktur, das Recht auf freien Leitungsbau und Erdgashandel geprägt ist. Dennoch führte dieser Markt nicht zu deutlich mehr Wettbewerb. Ursache hierfür waren gegenseitige Personal- und Kapitalverflechtungen²² auf der Grundlage regional abgegrenzter und staatlich abgesicherter Gebietsmonopole.²³

Die auf dem deutschen Gasmarkt historisch gewachsenen Strukturen sind bei der Liberalisierung zu berücksichtigen. Durch den freien Leitungsbau und die regional abgegrenzten (teilprivatisierten) und staatlich abgesicherten Gebietsmonopole gibt es unterschiedliche Gruppen in der Netzwirtschaft. Dies unterscheidet den deutschen Erdgasmarkt von anderen europäischen Gasmärkten wie z. B. dem französischen, englischen oder niederländischen, in denen nur ein landesweites Staatsmonopol existierte.

Das vorherrschende System sowohl beim europäischen als auch beim weltweiten Erdgasmarkt war also von monopolistischen Strukturen geprägt. Die Idee war es, Strukturen zu schaffen, in denen die nötigen – allerdings risikoreichen und kapitalintensiven – Investitionen seitens der Gasindustrie getätigt wurden. Dafür musste sichergestellt werden, dass ein Investor die marktübliche Rendite²⁴ für seine Langfristinvestition erhält. Dies wurde durch die Vergabe exklusiver Rechte für die gesamte Gasversorgung eines Landes bzw. einer Region gewährleistet. Der Gewinn in einer Industrie, die wie die Erdgasindustrie durch hohe fixe und vergleichsweise geringe variable Kosten gekennzeichnet ist, hängt wesentlich vom Abschreibungsstand ihrer Anlagegüter ab.

¹⁹ Die Spezifität einer einmal gebauten Pipeline besteht darin, dass der Transport zwischen zwei Punkten festgelegt ist und die Pipeline ausschließlich für den Gastransport ausgelegt ist. Vgl. z. B. Flakowski (2002), S. 27.

²⁰ Die Aussage, dass es nie sinnvoll ist, parallele Pipelines aufzubauen, ist nicht richtig. Es kann durchaus Marktsituationen geben, in denen der parallele Leitungsbau nicht nur sinnvoll, sondern sogar nötig ist. Vgl. Kapitel 4.1.1.

²¹ Vgl. Märkt (o. J.), S. 5.

²² Vgl. Ebrecht (2004), S. 26 - 27.

²³ Die Gebiets- oder Teilmonopole konnten die Kosten für Netz und Betrieb aufgrund des Gebietsschutzes nach §§ 103 - 103a GWB sicher einspielen. Vgl. Klau/Schwintowski (2003), S. 48.

²⁴ Die Rentabilität ergibt sich aus dem Verhältnis der Gewinne einer Investition und dem eingesetzten Kapital.

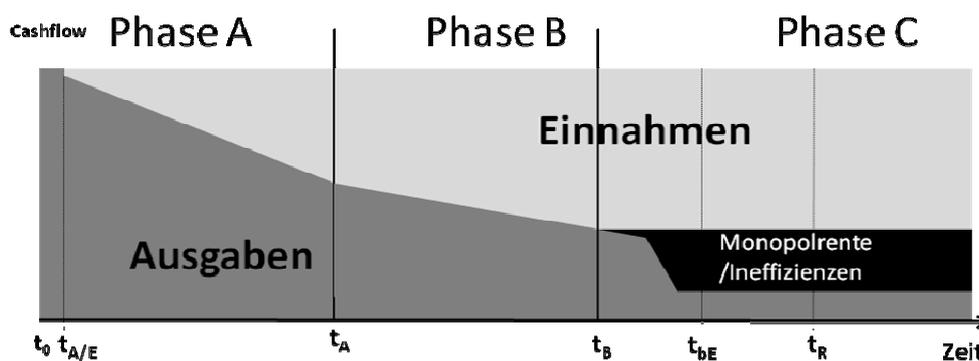


Abbildung 2 - 1: Cashflowplan für eine Langfristinvestition

Für die/den Gasversorger eines Landes von der Gründung bis zur „Reife“ lassen sich drei Phasen unterscheiden (vgl. Abb. 2 - 3): In der Phase A, in welcher der grundlegende Aufbau der Gasinfrastruktur stattfindet, sind erhebliche Ausgaben erforderlich. Es besteht ein hohes Risiko und es gibt keine bzw. vernachlässigbare Einnahmen.²⁵ Im ersten relativ kurzen Teilabschnitt der Phase A (bis $t_{A/E}$) hat das Unternehmen reine Mittelabflüsse (Ausgaben); diese lassen sich z. B. durch Informations-, Rechte-, Betriebsmittelkäufe u. a. begründen. Danach finden verglichen mit den Ausgaben geringe Einnahmen²⁶ statt, die stetig ansteigen. Ein Investor, der nur einen Planungshorizont bis t_A hat, würde diese Investition ablehnen, da die Ausgaben die Einnahmen um ein Vielfaches übersteigen.²⁷

In der Phase B sinkt das Risiko und steigen die Kapitalrückflüsse allerdings mit einer geringeren Steigerungsrate als in der Phase A. In der Phase B übersteigen die Einnahmen die Ausgaben jedoch meist nur geringfügig. Damit ein Investor, dem nur die Zahlungsströme der Phase B bekannt sind und für den die A- bzw. C-Phase keine Relevanz haben, seine Investitionsentscheidung treffen kann, sind weitere Informationen nötig. Der Zeitraum der Phase B (in Abbildung 2-3 von t_A bis t_B) kann viele Jahre dauern. Aus diesem Grund sind die intertemporalen Zahlungsströme unterschiedlich zu bewerten. Während der größere Anteil der Ausgaben zu Beginn der zweiten Phase stattfindet, fallen die Haupteinnahmen am Ende der zweiten Phase an.

In der dritten und letzten Phase C sinkt das Risiko stark; dies liegt daran, dass die kapitalintensive Infrastruktur ausgebaut und die Anlagen vollständig bzw. nahezu vollständig abgeschrieben sind. Die Kapitalrückflüsse haben sich auf hohem Niveau stabilisiert und die Kapitalabflüsse werden sich durch Instandhaltungs-, geringfügige Erweiterungsausgaben sowie sonstige

²⁵ Unter dem Begriff Einnahmen bzw. Ausgaben werden hier Betriebseinnahmen (zahlungsrelevante Erträge) bzw. Betriebsausgaben (zahlungsrelevante Aufwendungen) verstanden. Für tiefer gehende Einblicke zu dieser Thematik siehe Grundlagenliteratur der Kosten- und Leistungsrechnung, wie z. B. Wöhe (2000): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, oder Grob (2001): Leistungs- und Kostenrechnung.

²⁶ Die Einnahmen lassen sich durch Zahlungen von ersten Vertragskunden, die mit Gas beliefert werden, erklären. Dies waren in der Regel große Industriekunden.

²⁷ In der ersten Phase ist die Fläche der Einnahmen (hellgrau) deutlich geringer als die Ausgaben (mittelgrau).

variable Kosten (wie z. B. Rohstoffbeschaffungskosten, Personalkosten usw.) auf relativ niedrigem Niveau stabilisieren. Diese Phase führt zu erheblichen Einnahmeüberschüssen.

Der Zeitpunkt t_{bE} stellt den Zeitpunkt dar, in dem die Summe der undiskontierten Einnahmen der Summe der undiskontierten Ausgaben entspricht. Ein Investor wäre aber nur bereit zu investieren, wenn sein Kapitalwert größer gleich null ist. Das ist der Punkt, an dem der Investor eine für sein Risiko marktübliche Rendite erhält. Dies ist im Punkt t_R der Fall. Damit investiert wird, müsste der Investor die Möglichkeit haben, den Zeitpunkt t_R zu erreichen.

In der Phase C bestehen für den Monopolisten aufgrund der hohen Überschüsse und des fehlenden Wettbewerbs wenige Anreize, die Kosten zu reduzieren, wodurch es sowohl zu Ineffizienzen als auch zu mangelnder Flexibilität kommt. Die oben beschriebenen Phasen verdeutlichen, dass eine monopolistische Produktion in frühen und mittleren Entwicklungsphasen des Gasmarktes durchaus sinnvoll ist, während in der dritten Phase ab dem Zeitpunkt t_R die Nachteile einer monopolistischen Produktion ihre Vorteile überwiegen.²⁸

Um die Zahlungsströme einer Phase bzw. ein gesamtes Investitionsprojekt zu bewerten, muss der Gegenwartswert²⁹ der Zahlungsreihe³⁰ ermittelt werden. Dieser lässt sich mit der Kapitalwertmethode³¹ berechnen. Die Ertragswertüberlegungen Fishers³² werden durch die Zielsetzung der Kapitalwertmaximierung ausgedrückt.³³ Der Kapitalwert (C_0) ermittelt sich aus der Summe sämtlicher auf den Investitionszeitpunkt $t=0$ diskontierten Einzahlungen (E_t) abzüglich der Summe sämtlicher auf den Zeitpunkt $t=0$ diskontierten Auszahlungen (A_t). Der Diskontierungssatz $(1+i)$ ist vom allgemeinen Zinsniveau, der Risikoklasse, in der sich die entsprechende Investition befindet, und dem individuell angesetzten Risikoaufschlag abhängig.³⁴

$$(2.1)C_0 = \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i_h)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+i_s)^t}$$

Formel 2-1: Kapitalwertmethode

Der Kapitalwert ist der Grenzpreis³⁵ der Investitionsmöglichkeit.³⁶ Er gibt eine einfache Handlungsanweisung: Demnach sollten alle Projekte, die einen positiven Kapitalwert aufweisen, realisiert werden. Die scheinbare Einfachheit dieser Methode bei theoretischer Betrachtung

²⁸ Vgl. Noreng (2001), S. 102 - 103.

²⁹ Der Gegenwartswert (Net Present Value) wird auch als Kapitalwert zum Zeitpunkt $t = 0$ bezeichnet. Er stellt das zusätzliche Endvermögen einer Sachanlage im Vergleich zur Finanzanlage dar. Vgl. Adam (2000), S. 51.

³⁰ Verschiedene Zahlungsströme – hier für die Ein- und Ausgaben – lassen sich zu einer Zahlungsreihe aggregieren.

³¹ Das Konzept des Net Present Values (C_0) ist das Konzept, das bei der Bewertung von Investitionsprojekten in der Energieindustrie in letzter Zeit wieder verstärkt genutzt wird. Vgl. Seba (2003), S. 191.

³² Irving Fisher (*27.02.1967Sougerties; †29.04.1947). Die Ertragswertüberlegungen Fishers sind in Anhang B dargestellt.

³³ Vgl. Süchting (1995), S. 337.

³⁴ Vgl. Sercu/Uppal (1995), S. 572 und 582.

³⁵ Der Grenzpreis einer Investition gibt den maximalen Betrag an, den ein Investor bezahlen kann, ohne finanzielle Einbußen aufgrund der Investition zu haben.

³⁶ Vgl. Schmidt/Terberger (1997), S. 129 - 134.

erweist sich allerdings bei der praktischen Umsetzung in der realen Welt als äußerst schwierig. Die Realität ist deutlich komplexer und von mehr Faktoren verursacht, als in dem vorgestellten Modell suggeriert wird. Die Bestimmung der Zahlungsreihe und der Zinssätze³⁷ ist von vielen Faktoren bestimmt und besonders die erstgenannten Größen sind höchst unsicher.³⁸

An welchem Punkt sich die europäische und insbesondere die deutsche Erdgaswirtschaft derzeit befinden, wird intensiv diskutiert. Dass sich die Meinungen bezüglich der Einstufung zwischen den unterschiedlichen Akteuren (Energieanbieter, Staat, Wissenschaft, Verbraucher, etablierte Gaswirtschaft usw.) erheblich unterscheiden, war zu erwarten. Sicher ist derzeit und wird von keinem Akteur abgestritten, dass die Gaswirtschaft in Deutschland sich grundsätzlich in der dritten Phase C befindet. Jedoch werden verschiedene Zeitpunkte gesehen. Zentrale Streitpunkte sind der Stand der Abschreibungen der Anlagegüter³⁹ und eine angemessene Kapitalverzinsung (Diskontierungssatz für die Investition).⁴⁰

Für die einen sind die Anlagen bereits vollständig abgeschrieben, für die anderen fehlt noch ein nicht unerheblicher Teil an Abschreibungen. Beide Ansichten haben durchaus ihre Berechtigung, da hier zwei Tatbestände vermischt werden. Zu unterscheiden sind dabei Ursprungsinvestitionen der Phase A, Erneuerungsinvestitionen der Phasen A, B, C sowie Erweiterungsinvestitionen der Phasen B und C. Die Anlagen, die für den grundsätzlichen Infrastrukturaufbau der Gasindustrie in den 1960er- und 1970er-Jahren⁴¹ errichtet wurden, sind sicherlich schon abgeschrieben und damit kein Bestandteil der derzeitigen Diskussion; jedoch ist der Investitionsprozess einer solchen Langfristinvestition ein kontinuierlicher und der Zeitbereich einzelner Investitionen leider nicht zeitpunktbezogen, wodurch ein erheblicher Gestaltungsspielraum entsteht. Dies gilt insbesondere für Erweiterungsinvestitionen, aber auch für Erneuerungsinvestitionen.⁴²

Der andere Streitpunkt bezieht sich auf die Höhe der Diskontierungsrate für diese Langfristinvestitionen. Diese setzt sich zusammen aus dem Marktzins für risikolose Anlagen, dem Zinsaufschlag des Marktes für Investitionen mit dieser Risikoklasse (Risk-Premium) und unternehmensindividuellen Zielsetzungen. Letztere dürfen keine Berücksichtigung finden, da diese die Analyse verfälschen würden und – sofern sie nicht mit der vom Markt gesehenen Rendite übereinstimmen – ohnehin nicht marktwirtschaftlich sind. Je höher der angesetzte Diskontierungssatz ist, desto später – wenn überhaupt – wird t_R erreicht. Bezüglich einer genaueren Ei-

³⁷ Auf die Höhe des geeigneten Diskontierungssatzes werden wir später – siehe Kap. 5 – ausführlicher eingehen.

³⁸ Vgl. Teskekos (2003), S. 30 - 47.

³⁹ Die ökonomische Abschreibungsdauer ist bei langfristigen Investitionsprojekten ungleich der technischen Lebensdauer. Aufgrund gesetzlicher Bewertungsspielräume und unterschiedlicher Abschreibungsverfahren kann die ökonomische Abschreibungsdauer gestreckt werden.

⁴⁰ Die Diskussion über den Stand der Abschreibungen und die unmittelbare Auswirkung auf die Netzentgelte wird in Kapitel 5 ausführlich betrachtet.

⁴¹ Die Entdeckung des niederländischen Groningen-Feldes im Jahre 1959 war für die westeuropäische Gaswirtschaft von zentraler Bedeutung und führte zum Aufbau eines Ferngasnetzes in den 1960er- und 1970er-Jahren.

⁴² Dieser Gestaltungsspielraum wird ausdrücklich von der derzeitigen deutschen und europäischen Steuer- und Bilanzierungspraxis gewährt. Vgl. Baetge/Kirsch/Thiele (2002), Kapitel 2 bis 5.

nordnung und möglicher Spannbreiten einer Diskontierungsrate, der Zuordnung von Investitionsarten und deren Gewicht in den einzelnen Phasen sowie der Interessen der verschiedenen Akteure siehe Kapitel 2.2 und 4.

Der (theoretische) Ansatz zur Ermittlung des Kapitalwertes (Formel 2.1) hat wichtige Erkenntnisse aufgezeigt. Theoretische Modelle, wie z. B. die Kapitalwertmethode, haben den Vorteil, dass sie konkrete Handlungsanweisungen liefern, wie in bestimmten Situationen vorgefahren werden muss. Dabei wird bewusst von der realen Welt abstrahiert, um sich auf die wesentlichen Aspekte der Analyse zu konzentrieren. Durch limitierende Annahmen wird versucht, Erkenntnisse über die zentralen Wirkungsweisen der Realität zu erlangen. Die in theoretischen Modellen gewonnenen Erkenntnisse können die Grundlage für Rahmenbedingungen in der Praxis sein. Gleichzeitig zeigt sich, dass Modelle bei der realen Anwendung regelmäßig modifiziert werden müssen. Außerdem sind die modelltheoretischen Erkenntnisse nicht unbedingt zeitstabil.

Bezogen auf die Energiewirtschaft bedeutet dies, dass Erkenntnisse, die in der Vergangenheit erst modelltheoretisch entwickelt wurden und später die praktische Ausgestaltung bestimmt haben, nicht dauerhaft Bestand haben müssen. In der Vergangenheit wurden ganze Industrien als natürliche Monopole klassifiziert. Mittlerweile hat sich die Auffassung durchgesetzt, dass nicht ganze Industrien, sondern nur Teilbereiche monopolistische Strukturen aufweisen. Grundsätzlich wurden die Netze der Gaswirtschaft als monopolistische Strukturen identifiziert. Weiterhin gibt es nicht das zentrale (theoretische) Modell für die Liberalisierung der Energiemärkte. Vielmehr bestimmen einzelne theoretische Konzepte die Gesamtheit der Liberalisierung. Insgesamt hat nur eine unzureichende theoretische Durchdringung bei der Neuordnung der entstehenden fachlichen Fragen zur Liberalisierung der Energiemärkte stattgefunden. Die daraus resultierenden unvollständigen Regulierungsansätze wurden beliebig kombiniert und teilweise auch wieder verworfen („Trial and Error“-Verfahren). Dies führte aufgrund der regulatorischen Ungewissheit zur Verunsicherung der Marktteilnehmer.

Bereits bei der theoretischen Betrachtung bestehen innerhalb der Wissenschaft deutliche Differenzen, welcher Modellansatz bestmöglich geeignet ist, um den Herausforderungen auf dem Energiemarkt gerecht zu werden. Neben der schon beschriebenen Einschränkung von Modellen aufgrund limitierender Annahmen gibt es weitere zu bewältigende Aufgaben. Eine weitere Herausforderung liegt in der Überführung von theoretischen Modellen in die Praxis. Zwischen dem theoretischen Konzept und der Praxis besteht häufig eine erhebliche Diskrepanz.

Verstärkt wurde dieser Prozess noch durch den demokratischen Prozess zur Implementierung eines theoretischen Modells in der Praxis und das Verhalten der Unternehmen bei der späteren Umsetzung. Soll ein wissenschaftlicher (Regulierungs- und Liberalisierungs-)Ansatz in die Praxis überführt werden, muss ein demokratischer Prozess durchlaufen werden. Charakteristisch für einen solchen Prozess ist, dass eine Vielzahl von Gruppen den Implementierungsprozess von Verordnungen bzw. Gesetzaufgaben begleitet. Dadurch kann ein ausgewogenes Ergebnis erzielt werden. Durch wenig konkrete Vorgaben konnten jedoch, durch strategisches Verhalten einzelner Gruppen, Ergebnisse erzielt werden, die sich weit von einem gesellschaftlichen Optimum entfernen. Oder es ergeben sich Resultate, die keiner der beteiligten Interes-

sengruppen gerecht wird. Eine weitere Herausforderung ergibt sich, nachdem die gesetzlichen Rahmenbedingungen gesetzt wurden. Bei der praktischen Umsetzung in den Unternehmen können Gewohnheiten der Betriebe, fehlender Wille einzelner Mitarbeiter, den neuen Prozess zu begleiten, und strategisches Verhalten das Resultat entscheidend beeinflussen. Die gerade beschriebenen Herausforderungen bei der Liberalisierung durch Regulierung werden in den folgenden Kapiteln der Arbeit ausführlich betrachtet.

2.2.2 Gasanbieter

Bisher wurde nur eine Marktseite, nämlich die der Gasnachfrager beschrieben. Um den gesamten Marktmechanismus und die Kräfteverhältnisse auf dem Gasmarkt zu verstehen, die für die spätere Preissetzung von entscheidender Bedeutung sind, wird jetzt die Marktseite der Gasanbieter betrachtet. Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, ist die Ressourcenbasis von Erdgas, verglichen mit der des Erdöls, auf mehr Länder verteilt und eventuell deutlich größer.⁴³ Die größten Vorkommen befinden sich in Ländern des Mittleren Ostens und Eurasiens. Innerhalb der Europäischen Union gibt es mit den Niederlanden (61,9 bcm/1,35 tcm)⁴⁴ nur einen einzigen nennenswerten Erdgasproduzenten, und auch bei Betrachtung der Europäischen Gemeinschaft kommen nur zwei weitere nennenswerte Produzenten, Norwegen (87,6 bcm/2,89 tcm) und Großbritannien (80 bcm/0,48 tcm⁴⁵), hinzu.⁴⁶ Aufgrund der geringen Erdgasvorkommen der Europäischen Gemeinschaft bei gleichzeitig hohem Erdgasverbrauch ist ein Gasimport unvermeidlich.⁴⁷ Für den Gasimport in die Europäische Union bestehen zwei Möglichkeiten: der Ferntransport mittels Pipelines und Schiff (sogenannter LNG-Transport)⁴⁸. Aufgrund der geografischen Lage Europas und der in der Vergangenheit aus Kostengründen favorisierten Methode des Pipelinebaus findet der größte Teil (ca. 90 %) des Erdgasimports in die EU mittels Pipelines statt. Durch größere verbesserte Tanker, höhere Flexibilität und nicht zuletzt größer werdende Distanzen zwischen Förder- und Verbrauchsregionen hat der Erdgastransport mit

⁴³ Gemäß dem Statistical Review 2007 von British Petroleum (BP) ist die Reserve/Production-Ratio bei Erdgas 63,3 und bei Öl nur 40,5 Jahre. Allerdings hat diese Rate bei Erdgas von 2004 mit 67 Jahren stärker abgenommen als bei Öl 41, aber nicht vergleichbar mit Kohle, die im gleichen Zeitraum von 192 Jahren auf 147 Jahre gesunken ist.

⁴⁴ Im Jahre 2006 hatten die Niederlande eine Erdgasproduktion von 61,9 mcm bei nachgewiesenen Reserven von 1,35 tcm. Vgl. BP (2007), S. 20 und 22.

⁴⁵ Die aufgeführten Daten sind dem BP Statistical Review of World Energy entnommen. Vgl. BP (2004), S. 20 - 29.

⁴⁶ Es wird damit gerechnet, dass die Gasproduktion in der Europäischen Gemeinschaft in den kommenden Jahren stark zurückgehen wird. Besonders für Großbritannien sind stark rückläufige Produktionserwartungen aufgrund der hohen Förderquote in der Vergangenheit und fehlender Neuentdeckungen zu erwarten. Dadurch ist absehbar, dass Großbritannien in den kommenden Jahren zum Netto-Gasimporteureur wird. Vgl. Rubner/Stanger (2003), S. 308 - 309.

⁴⁷ Es wird erwartet, dass der Gasimport der Europäischen Union von 162 mcm im Jahre 2002 auf 525 mcm im Jahre 2030 ansteigen wird. Vgl. IEA (2004a), S. 140.

⁴⁸ Vgl. Cayrade (2004), S. 3.

dem Schiff an Bedeutung gewonnen.⁴⁹ Es wird erwartet, dass der Anteil von derzeit rund 10 % auf mindestens 18 % im Jahre 2020 steigen wird.⁵⁰

Derzeitige Hauptgaslieferanten⁵¹ sind neben den bereits aufgezählten Russland und Algerien. Allerdings drängen weitere Gaslieferanten auf den europäischen Markt bzw. haben bereits mit den Lieferungen begonnen. Die Länder der kaspischen Region, Libyen und der Nahe Osten werden in Zukunft eine größere Rolle im europäischen Gasmarkt spielen.⁵² Die Diversifikation der Erdgasressourcen hat erhebliche Auswirkungen auf den Preisgestaltungsspielraum der Anbieter. Für die verschiedenen Erdgasanbieter besteht nicht nur eine indirekte Preisobergrenze aufgrund der Substitutionskonkurrenz zu anderen Energieträgern, sondern auch der direkte Preiswettbewerb mit anderen Erdgasanbietern. Der Preiswettbewerb beim Erdgas wird jedoch nicht von Dauer sein; so ist heute schon absehbar, dass in wenigen Jahren nur noch eine Handvoll namhafter Erdgasproduzenten existieren wird. Derzeit besitzen die Russische Föderation, Iran und Katar 56 % der nachgewiesenen Erdgasressourcen. Die restlichen Ressourcen verteilen sich auf weitere 52 Länder, die Anteile zwischen 0,05 % und 3,3 % der nachgewiesenen Ressourcen besitzen.⁵³

2.2.3 Struktur und Funktionsweise des europäischen Gasmarktes

2.2.3.1 Struktur und Funktionsweise des europäischen Gasmarktes vor der Liberalisierung

Der europäische Gasmarkt war auf der Nachfrageseite durch ein Importmonopson, das durch Zusammenschluss der nationalen europäischen Staatsunternehmen und Gebietsmonopole entstand, gekennzeichnet. Dem Importmonopson stand ein Angebotsoligopol mit Wettbewerbsrand auf der Angebotsseite gegenüber.⁵⁴ Durch den fehlenden Wettbewerb auf der Nachfrageseite und den gleichzeitig existierenden Wettbewerb auf der Angebotsseite lag die Marktmacht bei den Erdgaskäufern, die ihre Interessen besser durchsetzen konnten.⁵⁵ In den letzten Jahren hat sich der Konkurrenzkampf um die Ressource Erdgas erhöht. Neben der steigenden Nachfrage in den Ländern der westlichen Welt haben vor allem China, Indien und andere Länder ihren Energiebedarf drastisch erhöht. Das hat zu einer Umkehr weg vom Käufermarkt hin zu einem Angebotsmarkt geführt. Dies war unter anderem auch an den neuen Höchstständen für

⁴⁹ Vgl. Clark (2004), S. 35 - 39 und Alai/Gray/Hurley/Matharu (2004), S. 42.

⁵⁰ Vgl. IEA (2004), Kap. 3 und E.ON (2008), S. 1.

⁵¹ Eine vollständige Übersicht über die weltweit nachgewiesenen Reserven und die Produktion der einzelnen Länder ist im Anhang A dargestellt.

⁵² Vgl. Perner (2002), S. 34 - 36.

⁵³ Vgl. Tabelle im Anhang A

⁵⁴ Vgl. Flakowski (2002), S. 48.

⁵⁵ Der europäische Gasmarkt wurde besonders aufgrund bestehender Überkapazitäten als Käufermarkt angesehen. Vgl. Rubner/Stanger (2003), S. 311.

Energierohstoffe⁵⁶ zu erkennen. Die teilweise nicht abschließend koordinierte europäische Marktöffnung hat diesen Prozess noch verstärkt.

Für einen ersten grundlegenden Überblick über die Funktionsweise und die Strukturen auf dem ehemaligen deutschen Gasmarkt dient neben der Abbildung 2 - 2 auch die Abbildung 2 - 3. Die Struktur des Leitungsnetzes im deutschen Gasmarkt lässt sich anhand der Abbildung 2 - 2 verdeutlichen. Es lassen sich verschiedene Ebenen der Leitungsstruktur unterscheiden: Die erste Ebene wird durch die in- und ausländischen Produzenten besetzt. Die zweite Ebene bezieht sich auf die Ferngasgesellschaften, die sich in Ferngasgesellschaften mit direktem Zugang zu den Gasproduzenten und ohne direkten Zugang zu den Gasproduzenten unterscheiden lassen. Die Ferngasgesellschaften versorgen die Gesellschaften der regionalen und örtlichen Verteilnetzebene mit Gas und teilweise auch direkt größere Endabnehmer. Die Endabnehmer lassen sich in diverse Kategorien einteilen, wie z. B. Industrie, Kraftwerke, Handel, Dienstleistung, Gewerbe und Haushalte. Diese Kategorien lassen sich wiederum in die Gruppe der Geschäftskunden (Gk) sowie Privat- und Gewerbekunden (PuG) differenzieren.⁵⁷

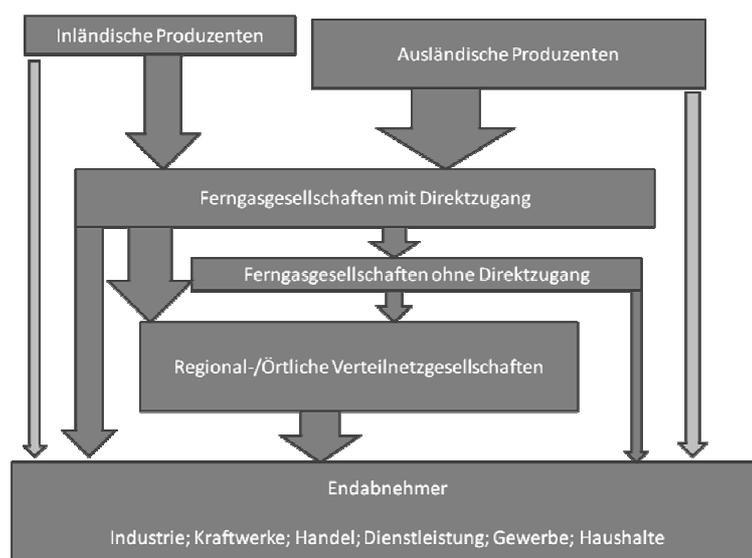


Abbildung 2 - 2: Struktur des deutschen Gasmarktes⁵⁸

Die Pfeilgröße zwischen den verschiedenen Ebenen verdeutlicht den Anteil des Gasabsatzes zwischen den verschiedenen Ebenen. Durch den Third Party Access werden die Gasmengen, die direkt vom Produzenten an den Endabnehmer geliefert werden, steigen (die beiden äußeren

⁵⁶ Der derzeitige Kursverfall der Rohstoffpreise, durch die weltweite Rezession dürfte nur kurzfristig für niedrigere Preise sorgen. Mittel- bis langfristig kann es für endliche und begrenzte Ressourcen nur einen steigenden Kursverlauf geben.

⁵⁷ Zu den Geschäftskunden zählen Industrie, Kraftwerke und größere Gewerbekunden. Der Gruppe der Privat- und Gewerbekunden (PuG) sind eher kleinere Abnehmer zugeordnet. Beide Kategorien sind nicht überschneidungsfrei. Grundsätzlich gilt jedoch, dass es sich bei den Geschäftskunden um größere Abnehmer handelt, die individueller betreut und i. d. R. zu besseren Konditionen abgerechnet werden, wohingegen die PuG-Kunden eher kleinere Abnehmer sind, die zu Aggregaten zusammengefasst werden.

⁵⁸ Eigene Darstellung in Anlehnung an Ströbele (1999).

Pfeile in der Grafik). Im Jahre 2006 hatte Deutschland einen Erdgasbedarf von 1.197 Mrd. kWh. Davon wurden ca. 80 %, also 1.015 Mrd. kWh, durch ausländische Einfuhren abgedeckt.⁵⁹ Größere Endabnehmer (Gk) werden teilweise direkt von den Ferngasgesellschaften beliefert. Auch wenn die Anzahl der Kunden, die einen direkten Zugang zum Fernleitungsnetz haben, verglichen mit der Anzahl der Kunden, die ihr Gas über die Regional- bzw. Ortsverteilernetze beziehen, eher gering ist, so ist der Gasbezug dieser Geschäftskunden am Fernleitungsnetz nicht zu vernachlässigen. Durch die Liberalisierung und Öffnung der Netze gemäß Third Party Access⁶⁰ wird es zukünftig auch Produzenten möglich sein, Endverbraucher direkt zu versorgen.

Entlang der Wertschöpfungskette findet jetzt die Beschreibung und Erläuterung der Abbildung 2-3 statt. Ausgangspunkt ist die Exploration. Werden Gasfelder gefunden, kann mit der Förderung und Verarbeitung des Erdgases als Ausgangspunkt der Wertschöpfungskette begonnen werden. Aufgrund der sehr begrenzten Erdgasvorkommen der Europäischen Union und Deutschlands wurden frühzeitig große Teile dieses Wertschöpfungsanteils außerhalb dieses Wirtschaftsraumes gefördert. Nach der Förderung und Verarbeitung wurde das Gas verkauft („gehandelt“). Aufgrund der damaligen Marktkonstellation und des fehlenden Einheitsmarktes basierte der kontinentaleuropäische⁶¹ Erdgashandel fast ausschließlich auf langfristigen Abnahmeverträgen (offtake-agreements)⁶², hauptsächlich Take-or-Pay-Verträgen (ToP-Verträge).⁶³ ToP-Verträge verteilen das Preis- und Mengenrisiko eines langfristigen Liefergeschäfts auf die Vertragsparteien.⁶⁴ Der Gaslieferant verpflichtet sich, eine bestimmte Gasmenge zur Verfügung zu stellen, und der Gasimporteur (z. B. europäische Staats- oder Gebietsmonopole) verpflichtet sich zur Abnahme dieser Menge. Durch diese Vereinbarung wird die Prognose der Produktions- und Absatzmengen für den Gasproduzenten deutlich einfacher.

Der Gasimporteur hingegen muss das vereinbarte Gasvolumen abnehmen, egal ob dafür die entsprechende Nachfrage beim Endverbraucher besteht oder nicht. Gleichzeitig bedeutet dies, dass er nur die vereinbarte Gasmenge abnehmen kann, selbst wenn eine größere Nachfrage besteht. Der Gasimporteur trägt somit das Mengenrisiko. Häufig wird das Mengenrisiko dadurch begrenzt, dass der Produzent nur auf einer Erdgasabnahme innerhalb bestimmter Gren-

⁵⁹ Vgl. BMWi (2006), S. 7 und BGW (2007), S. 2.

⁶⁰ Siehe hierzu auch Kapitel 2.3.3.2.

⁶¹ Die Unterscheidung zwischen Kontinentaleuropa und Großbritannien ist nötig, da der Erdgasmarkt in Großbritannien bereits in den 80er-Jahren liberalisiert wurde und hier genau wie in den USA neben langfristigen Lieferverträgen auch ein Spotmarkt für den Erdgashandel existiert. Vgl. Horsnell (2001), S. 29.

⁶² Abnahmeverträge lassen sich in Take-or-pay-(ToP-) und Take-and-pay-(TaP-)Verträge unterscheiden. Beim TaP-Vertrag zahlt der Abnehmer nur die von ihm abgenommene Menge, wohingegen beim ToP-Vertrag auch eine Zahlungsverpflichtung besteht, ohne dass eine bestimmte Menge abgenommen wurde. Vgl. Siebel (2001), S. 41.

⁶³ Im Jahre 1993 existierten nur ungefähr 40 Verträge über die der gesamte kontinentaleuropäische Gashandel abgewickelt wurde; Vgl. Stoppard (1996), S. 13.

⁶⁴ Zwischen Gaslieferant und Gasabnehmer bestehen verschiedene Positionen bezüglich der Abnahme des Gasvolumens. Für den Gaslieferanten ist es aus produktionstechnischen Gründen vorteilhaft, einen kontinuierlichen Gasabfluss zu haben. Der Gasabnehmer ist dagegen eher an einem diskontinuierlichen Gasabfluss entsprechend des Gasverbrauchs interessiert. Vgl. Klaue (2003), S. 20 - 21.

zen besteht. Durch die ToP-Verträge liegt das Marktrisiko des Produzenten somit nur noch im Preis.⁶⁵

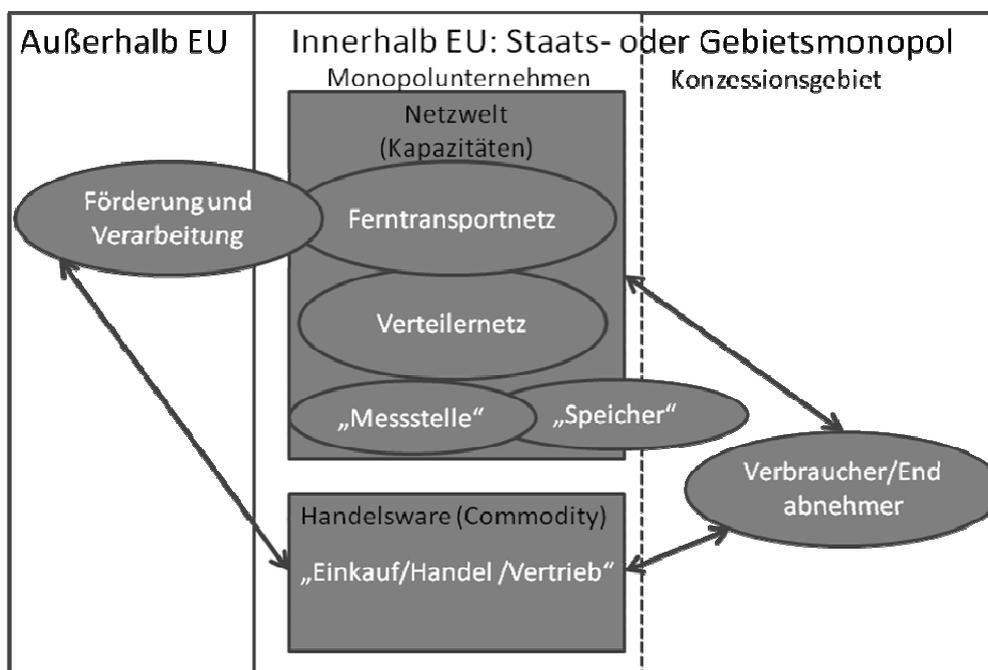


Abbildung 2 - 3: Funktionsweise und Struktur des (deutschen) Gasmarktes vor der Liberalisierung

ToP-Verträge⁶⁶ mit einer Laufzeit von 20 und mehr Jahren wurden damit begründet, dass durch die langfristige und kontinuierliche Bereitstellung größerer Erdgasvolumina die getätigten Gasinfrastrukturinvestitionen besser amortisiert werden könnten.⁶⁷ Durch langfristige Verträge wurde auch opportunistisches Verhalten der Marktteilnehmer aufgrund der Spezifität von Erdgaspipelines eingeschränkt und damit die Planungssicherheit erhöht.

Der Gasimporteureur (in der Grafik durch Einkauf/Handel/Vertrieb gekennzeichnet) nahm das geförderte Gas entgegen und veräußerte es an andere Staats- oder Gebietsmonopolisten (z. B. Stadtwerke oder andere europäische Staatsmonopole) sowie direkt an große Endabnehmer. Von den Stadtwerken wurde das Gas direkt an die dem Stadtwerk zugeordneten Endabnehmer verkauft. Aufgrund der geografischen Lage waren die Erdgasverbraucher unmittelbar und exklusiv einem Stadtwerk bzw. einem Gebietsmonopolisten zugeordnet. Dadurch hatte der Endabnehmer kein wirkliches Wahlrecht, sondern nur einen Vertragspartner, der ihn mit Erdgas beliefern konnte. Somit war der Bereich Einkauf, Handel und Vertrieb innerhalb der Wertschöpfungskette fester Bestandteil der damals etablierten Staats- bzw. Gebietsmonopole. Die zentrale Aufgabe des Monopols bestand darin, die Versorgung der Endabnehmer zu sichern und das Mengenrisiko zu tragen. Da der Erdgasförderer an einer möglichst kontinuierlichen Förderung interessiert war, musste der Monopolist als Erdgasimporteureur den über das Jahr stark

⁶⁵ Vgl. Perner (2002), S. 28 - 29 und Utsch (1997), S. 54.

⁶⁶ Vgl. Logan (2005), S. 26 - 27.

⁶⁷ Vgl. Horsnell (2001), S. 28.

unterschiedlichen Gasabsatz strukturieren.⁶⁸ Dies wurde durch den Einsatz von Speichern bewerkstelligt. Die Bereiche Einkauf, Handel und Vertrieb sind in der obigen Abbildung in Gänsefüßchen gesetzt, da es sich verglichen mit dem heutigen Marktverständnis und aufgrund der damals existierenden Restriktionen um keinen wirklichen Handel und Vertrieb handelte.⁶⁹

Bisher wurde anhand der Abbildung 2-3 nur der Bereich der Handelsware Erdgas (Commodity) beschrieben. Auch wenn dieser Bereich in unmittelbarem Zusammenhang mit der Netzwelt (Capacity) steht, wurde diese Trennung bewusst vorgenommen. Für das spätere Verständnis der Marktprozesse und der Liberalisierung ist diese Trennung von entscheidender Bedeutung.

Damit das Erdgas zum Verbraucher gelangt, ist der Transport und hier insbesondere der Pipelinetransport von zentraler Bedeutung. Ohne ein Leitungsnetz wäre die Verteilung von Erdgas unter wirtschaftlichen Aspekten nicht möglich. Der Gasimporteur benötigt also ein Leitungsnetz, um Gas an den Endverbraucher zu liefern. Aufgabe des Netzbereiches ist es, gegen ein Entgelt die kontrahierten Gasmengen des Händlers entgegenzunehmen und diese bis zum Weiterverteiler oder Endverbraucher zu transportieren. Eine weitere Aufgabe des Netzbereiches besteht in der Gewährleistung der Netzstabilität. Diese kann durch eine zeitnahe Erfassung der entgegengenommenen (ingespeisten) Mengen und der übergebenen bzw. verbrauchten (ausgespeisten) Gasmengen gewährleistet werden. Gleichzeitig ist die Erfassung von Gasflüssen auch für die spätere monetäre Verrechnung mit dem Erdgasförderer, Shipper (Transporteur) und Endabnehmer wichtig. Bei Gewährleistung der Netzstabilität spielt der Einsatz flexibler Quellen wie z. B. Speichern eine wichtige Rolle. Ist die in das Netz eingespeiste Gasmenge kleiner (größer) als der tatsächliche Verbrauch, kann durch Entleerung (Befüllung) eines Speichers dieses Ungleichgewicht ausgeglichen werden.

Der Monopolist hatte in der Vergangenheit beide Bereiche – sowohl den inländischen „Commodity-Bereich“ als auch die inländische „Netzwelt“ – in seiner Hand. Dadurch war eine eindeutige Trennung der Bereiche Commodity und Netz nicht unbedingt nötig. Eine Unterteilung in verschiedene Lieferanten war ebenfalls nicht notwendig, da Lieferant und Netzbetreiber eine Personalunion bildeten. Folglich wurden die ehemaligen Monopolisten richtigerweise als übermächtige, sämtliche Prozesse kontrollierende Einheit wahrgenommen. Der fehlende Wettbewerb war aber politisch gewollt und durch entsprechende Gesetze und Verordnungen gesichert.

Als ein Umdenken hin zur Liberalisierung der Energiemärkte in den vergangenen Jahrzehnten einsetzte, tat sich der Gesetzgeber schwer, die gefestigten Strukturen aufzubrechen. Der Gesetzgeber wollte keinen radikalen „Kahlschlag“ in einer so zentralen Industrie wie der Ener-

⁶⁸ Der Produzent ist an einer möglichst kontinuierlichen Gasförderung sowohl im Sommer als auch im Winter interessiert. Da der Gasabsatz im Winter - aufgrund zusätzlichen des Bedarfs für Heizwärme- jedoch deutlich höher ist als im Sommer, muss der Gasimporteur einen Teil des im Sommer gelieferten Gases speichern und im Winter aufgrund des erhöhten Gasbedarfs seine Speicher entleeren.

⁶⁹ Gleiches gilt für die Messstellen und Speicher, die in der Vergangenheit verglichen zum heutigen Markt eine untergeordnete Rolle spielten.

giebranche riskieren. Es fehlte eine grundlegende theoretische Durchdringung für die fachlichen Fragen, die bei einer Neuordnung entstanden. Die Informationsasymmetrien zwischen Gesetzgeber und Energiewirtschaft konnten nur unzureichend überbrückt werden. Gleichzeitig hatten die etablierten Monopolunternehmen durch ein verschachteltes System von Beteiligungen und sonstigen personellen Verknüpfungen eine Marktmacht aufgebaut, die einen effektiven Wettbewerb zumindest mittelfristig ausschließen bzw. verhindern konnte.

2.2.3.2 Struktur und Funktionsweise des europäischen Gasmarktes in der liberalisierten Welt

In der modernen Industrieökonomik wurden die Ansichten über natürliche Monopole relativiert. So geht man heute davon aus, dass nicht ganze Industrien eine monopolartige Stellung haben sollten, sondern nur Teilbereiche dieser Industrien.⁷⁰ Für die Gasindustrie bestünde demnach nur für den Bereich des Gasnetzes ein Regulierungsbedarf. Aber selbst für Gaspipelines wäre die pauschale Annahme, dass es sich um ein natürliches Monopol handelt, irreführend. Vielmehr muss auch hier deutlich differenziert und nur dort eingegriffen werden, wo monopolistische Bottlenecks^{71 72} existieren.⁷³ Für Bereiche ohne Bottlenecks reicht eine Missbrauchsaufsicht im Sinne des allgemeinen Wettbewerbsrechts aus. Eine Regulierung in diesen Bereichen würde zu unnötig hohen administrativen Kosten führen und könnte den Wettbewerbsprozess stören. Anreizverzerrungen aufgrund eines gestörten Wettbewerbsprozesses können gravierenden Einfluss auf die Investitionsbereitschaft haben.⁷⁴ Auch die pauschale Annahme, dass ein paralleler Leitungsbau grundsätzlich ineffizient sei, ist nicht richtig. Aufgrund von technischen Grenzen, um den Wettbewerb zu fördern und/oder bei ausreichend großem Marktvolumen können Parallelleitungen volkswirtschaftlich durchaus sinnvoll sein.⁷⁵

Der Fokus bei der Regulierung ist somit das „monopolistische bottle-neck“. Dieses wird bei Teilen des Erdgastransports und der inländischen Verteilung gesehen. Ziel ist es, diese Bereiche, in denen zumindest in großen Teilen keine Wettbewerbssituation existiert, von den Bereichen Erzeugung, Handel und Endverbraucher (Kunden) zu trennen. Für die Erzeugung, den

⁷⁰ Vgl. Lewington/Weisheimer (1995), S. 277.

⁷¹ Ein monopolistischer Bottleneck ist durch drei zusammentreffende Tatbestände gekennzeichnet. Er besteht, wenn Netzelemente für die Erbringung einer Leistung auf dem nachgelagerten Markt zwingend erforderlich sind und gleichzeitig nicht anderweitig am Markt vorhanden sowie unter wirtschaftlich zumutbaren Bedingungen nicht duplizierbar sind. Vgl. Knieps (2002b), S. 172 - 173.

⁷² Vgl. Abbildung 2 - 4.

⁷³ Es dürfen nur diejenigen Teilbereiche eines Monopols reguliert werden, in denen eine stabile Marktmacht nachgewiesen werden kann und die durch nicht angreifbare Netzinfrastrukturen gekennzeichnet sind. Vgl. Knieps (2001), S. 95 - 96 und Knieps/Brunekreeft (2003), S. 13.

⁷⁴ Vgl. Knieps (2002a), S. 173.

⁷⁵ Die Möglichkeit des freien Leitungsbaus in Deutschland hat dafür gesorgt, dass die Wingas ihr eigenes Netz etablierte und dadurch die Wettbewerbsintensität auf dem deutschen Markt entscheidend steigern konnte. Ein weiteres Beispiel für das sinnvolle Zusammenwirken von Parallelpipelines stellt das Henry-Hub in den USA dar. Ohne Parallelleitungen könnte dieser Knotenpunkt nicht reibungslos funktionieren. Vgl. Ströbele (1999), S. 390 und Bergschneider (1998), S. 107 - 109.

Handel und die Endverbraucher kann Wettbewerb unter bestimmten Bedingungen angenommen werden. Eine Trennung wurde als zwingend notwendig angesehen. Nur so können mögliche Quersubventionierungen zwischen den verschiedenen Bereichen unterbunden werden. Weiterhin werden die Transparenz und ein diskriminierungsfreier Netzbetrieb und Zugang sowie die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sichergestellt.

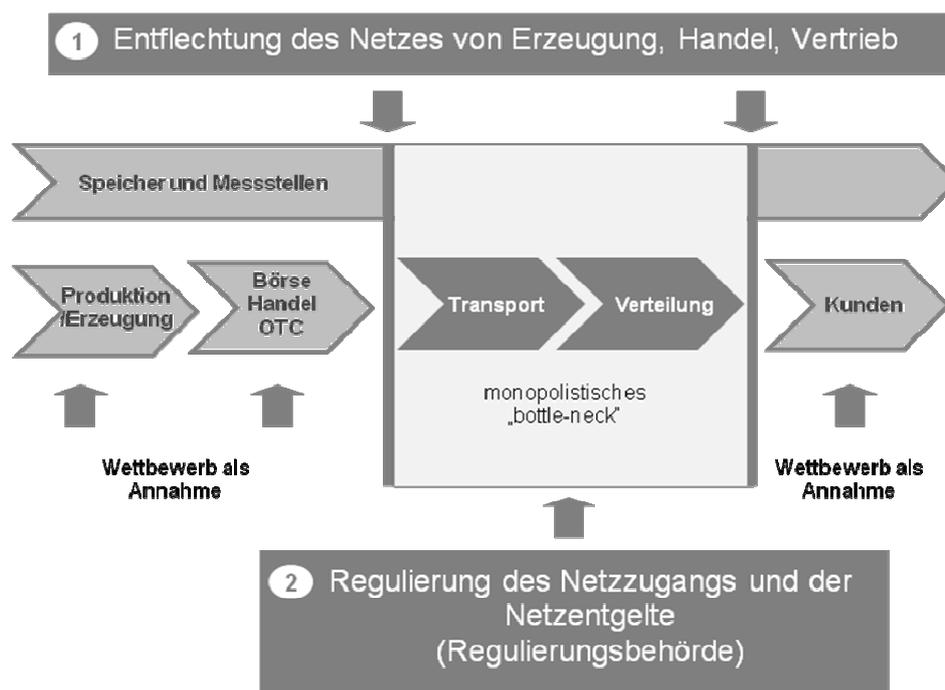


Abbildung 2 - 4: Wertschöpfungskette in der Gasindustrie⁷⁶

Neben der Erkenntnis, dass nur noch Teilbereiche bestimmter Industrien monopolartige Strukturen besitzen, die reguliert werden sollten⁷⁷, gibt es eine weitere Entwicklung, welche die Marktöffnung in der europäischen Gasindustrie vorantreibt. Die europäischen Staatsmonopole befinden sich in der dritten Phase, die durch gesunkenes Risiko und stabile Kapitalrückflüsse gekennzeichnet ist. In dieser Phase kommt es bei Monopolen zu erhöhten Ineffizienzen und Fehlallokationen aufgrund fehlender Flexibilität.⁷⁸ Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive macht es Sinn, in dieser Phase die Kompetenzen der Monopole einzugrenzen und mehr Wettbewerb⁷⁹ zuzulassen. Zusätzlicher Wettbewerb in Industrien mit monopolartigen Strukturen, wie z. B. der Gasindustrie, kann häufig nur durch Aufbrechen der bisherigen Marktstrukturen erfolgen. Damit Wettbewerb in Märkten, die durch hohe Markteintrittsbarrieren gekennzeich-

⁷⁶ Eigene Darstellung in Anlehnung an Jütte.

⁷⁷ Vgl. Knieps (2003), S. 15 - 18.

⁷⁸ Vgl. Kapitel 2.3.1 und hier insbesondere Abbildung 2-3 sowie Noreng (2001), S. 102.

⁷⁹ Derzeit ist die Wettbewerbsintensität auf dem europäischen Gasmarkt schwach. Vgl. Schünemann (2004), S. 701 - 704 und Anhang C.

net sind, stattfindet, sind häufig Gesetzesänderungen und neue Verordnungen nötig. Durch zusätzliche Regulierung wird hier der Markteintritt neuer Wettbewerber vereinfacht und werden potenzielle Markteintrittsbarrieren eingeschränkt bzw. verhindert.⁸⁰

Die Auswirkungen der Liberalisierung lassen sich am besten entlang der Stufen der Gasinfrastruktur erklären. Sie betreffen unmittelbar den Downstream-Bereich der Gasindustrie. Veränderte Rahmenbedingungen für die Verbraucher beeinflussen aber auch vorgelagerte Stufen bis hin zum Upstream-Bereich der Gasindustrie. Da das Verhalten des Endverbrauchers zu Impulsen führt, die sämtliche Marktstufen betreffen, bietet es sich an, die Betrachtung auf der Ebene des Endverbrauchers zu beginnen.

Durch den Zwang zur Durchleitung (Third Party Access (TPA)) können monopolistische Strukturen aufgehoben werden. Die Aussage von Seidel⁸¹, dass durch den Zwang zur Durchleitung monopolistische Strukturen aufgehoben wurden, ist nur bedingt richtig. Das Recht auf Zugang ist lediglich eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung. Vielmehr bestimmt die konkrete Ausgestaltung für die Durchleitung, ob monopolistische Strukturen aufgehoben werden oder nicht. Durch den TPA können Gasverbraucher Verträge mit unterschiedlichen Gaslieferanten abschließen. Da innerhalb eines Gasnetzes die Gasqualität genormt ist, dürfte der Hauptanreiz bei der Wahl eines Gaslieferanten der Preis sein. Dieser wird allerdings nicht nur durch Netzentgelte (siehe hierzu vor allem Kapitel 5 der Arbeit), sondern auch durch operative und technische Kosten bei der Netzinanspruchnahme und dem Netzzugang bestimmt (siehe hierzu Kapitel 4). Sofern umständliche operative Tätigkeiten oder nicht transparente Netzentgelte Wettbewerber zu einem höheren Verkaufspreis zwingen, ist effektiver Wettbewerb ausgeschlossen. Im Wettbewerb können die Verbraucher relativ flexibel zwischen verschiedenen Gaslieferanten wechseln. Für die (ehemaligen) Gaslieferanten hat das erhebliche Auswirkungen. Das Absatzrisiko eines Lieferanten, das früher hauptsächlich durch Konjunktur- und Temperaturschwankungen⁸² verursacht wurde, wird jetzt durch das potenzielle Abwandern von Verbrauchern verstärkt.⁸³

Solange monopolistische Strukturen in der Gaswirtschaft bestanden, konnte der Lieferant – im Rahmen des integrierten Unternehmens (Monopols), in dem keine wirkliche Trennung zwischen Netz und Lieferant stattfand (vollständig integriertes Unternehmen) – erhöhtes Risiko durch Preiserhöhungen an die Verbraucher weitergeben. Erst durch die Liberalisierung, in der neben der Trennung des Netzes vom Vertrieb auch eine deutlichere Trennung zwischen weiteren Unterbereichen stattfand (z. B. Trennung zwischen Vertrieb und Handel), wurde der Preis-

⁸⁰ Häufig werden die Begriffe Liberalisierung und Deregulierung synonym verwendet. Die Vermischung der Begrifflichkeiten beim europäischen Gasmarkt ist allerdings irreführend, da durch die Liberalisierung des Gasmarktes eine stärkere Regulierung der monopolistischen Bottlenecks stattfand als bei den zuvor bestehenden Staatsmonopolen. Vgl. Horsnell (2001), S. 30 - 31.

⁸¹ Vgl. Seidel/Weyand (1999), S. 603.

⁸² Vgl. Cornot-Grandolphe (2003), S. 99 und Rubner/Stanger (2003), S. 309.

⁸³ Vgl. Utsch (1997), S. 54.

setzungsspielraum eingeschränkt. Geringfügige Preiserhöhungen können jetzt zu gravierenden Nachfrageeinbrüchen aufgrund von Kundenabwanderungen führen.

Die neue Situation der Betreiber von Verteilernetzen ist durch kurzfristige Lieferverträge (Absatz) und langfristige Abnahmeverträge (Einkauf) gekennzeichnet. Mangelnde Fristenkongruenz bei der Beschaffung auf der einen und der Abnahme von Erdgas auf der anderen Seite erhöhen das Risiko des Betreibers von Verteilernetzen.⁸⁴ Der Betreiber wäre nur bereit, dieses erhöhte Risiko zu tragen, sofern er einen Ausgleich erhalten würde. Der Ausgleich könnte über geringere, feste Einkaufspreise realisiert werden. Sinken die Einkaufspreise, so könnten Risiken, die aus unerwarteten Absatzschwankungen resultieren, kompensiert werden. Es ist allerdings äußerst fraglich, warum sich vorgelagerte Stufen auf eine Preissenkung einlassen sollten, da sich dadurch ihr Risiko erhöhen würde und sie wiederum eine Kompensation benötigen. Eine andere und in bereits liberalisierten Märkten praktizierte Möglichkeit besteht im Angleich der Fristigkeit von Liefer- und Abnahmeverträgen. Lieferanten auf der Ebene der Distribution werden versuchen, kurzfristigere Abnahmeverträge gegenüber der Ferngasebene durchzusetzen. Durch Abnahmeverträge mit kürzerer Laufzeit ist es dem Betreiber möglich, den Gasbezug flexibel an die Nachfrage anzupassen. Dadurch lässt sich das Risiko einer gesunkenen Nachfrage auf die vorgelagerte Stufe überwälzen. Verkürzen sich die Laufzeiten der Lieferverträge für die Ferngasgesellschaften, so müssen diese wiederum versuchen, kurzfristigere Abnahmeverträge bei den Gasproduzenten durchzusetzen.

Aufgrund der langfristig abgeschlossenen Verträge zwischen Ferngasgesellschaften und Erdgasproduzenten kann die Fristentransformation nur allmählich durch ein langsames Auslaufen der Verträge geschehen.⁸⁵ ⁸⁶ Für die Gasproduzenten erhöht sich durch kürzere Abnahmeverträge die Unsicherheit über ihren zukünftigen Gasabsatz. Gleichzeitig bieten sich aber auch für sie neue Möglichkeiten. Die bisher hochspezifischen Investitionen in Transportpipelines verlieren durch den Netzzugang an Spezifität. Der freie Netzzugang schützt Produzenten vor opportunistischem Verhalten und dadurch vor Enteignung ihrer Quasirenten durch die Ferngasgesellschaften. Durch das Recht auf Zugang und Nutzung des europäischen Gemeinschaftsnetzes haben die Produzentenländer die Möglichkeit, ihr Gas direkt an Endnachfrager zu liefern und dadurch bestimmte Marktstufen zu umgehen.⁸⁷ ⁸⁸ Die bisherige Marktstruktur, in der das Angebotsoligopol mit Wettbewerbsrand (Produzentenländer) einem Importmonopson (Nach-

⁸⁴ Das Risiko des Betreibers besteht in sinkenden Absatzpreisen. Sinkende Absatzpreise verringern aufgrund der fest vereinbarten Einkaufspreise den Gewinn des Betreibers. Starke Preiseinbrüche können dazu führen, dass der Einkaufspreis des Betreibers über dem Preis des Verkaufs liegt. Jede verkaufte Einheit würde dadurch zu Verlusten führen.

⁸⁵ Für Unternehmen, für die aufgrund eingegangener Lieferverträge ernsthafte wirtschaftliche oder finanzielle Schwierigkeiten bestehen oder zu befürchten sind, ist eine Ausnahmeregelung möglich. Sie können bei der zuständigen Behörde des Mitgliedstaates eine befristete Ausnahme der Öffnung ihres Netzes beantragen. (Art. 25 Richtlinie 98/30/EG).

⁸⁶ Vgl. Flakowski (2002), S. 48 - 49.

⁸⁷ Vgl. Klaue/Schwintowski (2003), S. 48.

⁸⁸ Dies würde zu einer deutlichen Schwächung der Verhandlungsposition vor allem der Ferngasgesellschaften führen.

frager) gegenüberstand, wird durch den Third Party Access aufgehoben. Anstelle des starken Importmonopols trat jetzt eine stärkere Oligopolmacht der Produzenten. Unter der Voraussetzung eines funktionierenden Durchleitungsregimes stehen die Produzentenländer zukünftig einer wettbewerblich organisierten Nachfrageseite gegenüber.⁸⁹ Aufgrund der gestiegenen Abnehmerzahl kommt es dann zu häufigeren Verhandlungen bei gleichbleibender Abnahmemenge. Die verstärkte Koordination der Nachfrage lässt die Transaktionskosten ansteigen. Durch die Öffnung des Netzes konkurrieren die Anbieterländer um Marktanteile. Der Kampf um Marktanteile wird aber durch die Konkurrenz auf der Nachfrageseite und bei Verlust der Verhandlungsmacht der Ferngesellschaften abgeschwächt.⁹⁰

Flexiblere Verträge verändern die Risikostruktur in der Gaswirtschaft. Vor der Liberalisierung dominierten langfristige Liefer- und Abnahmeverträge die Beziehungen der Marktteilnehmer. Diese Vertragsstruktur ermöglichte die Stabilisierung der zukünftigen Cashflows.⁹¹ Durch flexiblere Verträge – kürzere Vertragsfristen vor allem im Downstream-Bereich – wird sich die Volatilität der Erdgaspreise für den Endverbraucher ähnlich wie die Kursentwicklung für Rohstoffe an Börsen entwickeln. Diese Entwicklung ermöglicht Gewinnchancen, aber auch Risiken für den einzelnen Abnehmer.

Verglichen mit der Grobstruktur des Gasmarktes zu Monopolzeiten (Abb. 2 - 2 und 2 - 3) sind sowohl Produzenten, Händler, Netzbetreiber, Speichernetzbetreiber, Messstellenbetreiber als auch der Endverbraucher fester Bestandteil in beiden Märkten (Abb. 2 - 5). Allerdings werden die verschiedenen Marktrollen im liberalisierten Markt stärker wahrgenommen. Bereiche wie Handel und Netz werden jetzt eindeutig getrennt. Eine Personalunion, bei der eine Person für die Bereiche Handel und Netz und die sich daraus ergebenden Zielkonflikte zuständig ist, soll es im neuen Markt nicht mehr geben. Die Bereiche Handel, Speicherung, Messwesen und Lieferung⁹² und die verschiedenen Netzebenen bekommen eine deutlich größere Bedeutung in diesem Markt. Dadurch, dass diese Bereiche isoliert und unabhängig voneinander betrachtet werden, bilden sie unabhängige Kostenstellen und Profit-Center, die bei einer späteren Renditebewertung durch die Kapitalgeber und damit Unternehmenseigner wichtige Signale über eventuellen Ausbau oder Outsourcing einzelner Bereiche geben werden. Gleichzeitig werden durch die Entflechtung und Unabhängigkeit einzelner Bereiche auch Schnittstellenprobleme zumindest mittelfristiger Art erzeugt und Synergien, die im nicht liberalisierten Energiemarkt („alter Markt“) möglich waren, zerstört.

⁸⁹ Vgl. Flakowski (2002), S. 47 - 48.

⁹⁰ Vgl. Utsch (1997), S. 54.

⁹¹ Vgl. Breal (2003), S. 118 - 125.

⁹² Die für die Lieferung zuständigen Personen werden als Lieferant oder Transporteur und neudeutsch als „Shipper“ bezeichnet.

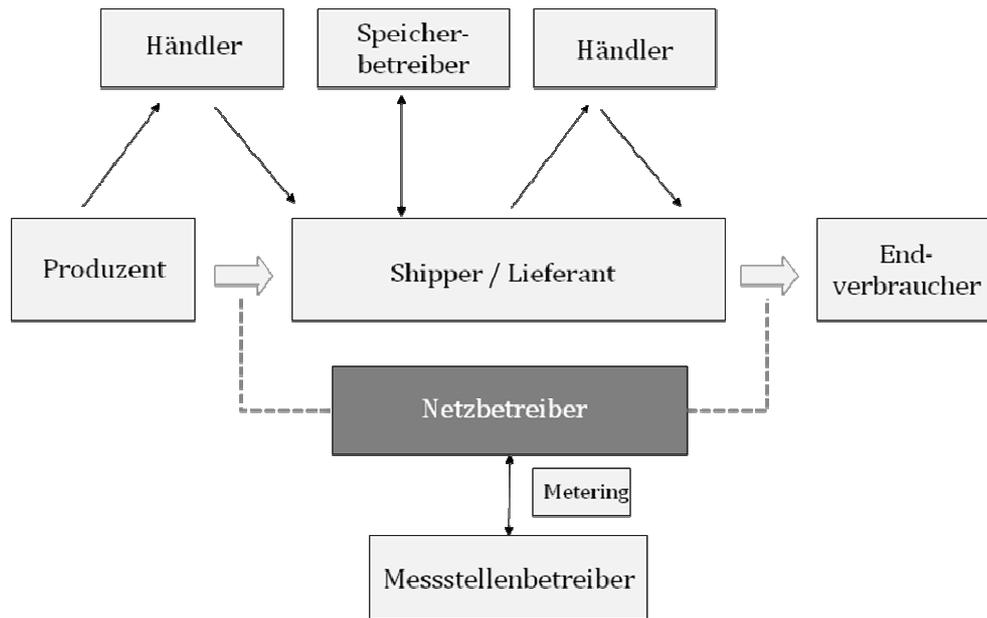


Abbildung 2 - 5: Marktteilnehmer

Ein Bereich, für den sich neue Möglichkeiten ergeben, ist der Speicherbereich. Dieser derzeit nicht regulierte Bereich wird eine immer wichtigere Rolle spielen.⁹³ Der kommerzielle Speicherzugang hat im liberalisierten Markt eine wichtige Bedeutung für Spotgeschäfte und den Ausgleich von Last- und damit Preisspitzen.⁹⁴ Damit ein Händler oder Transporteur die Speicherdienstleistungen optimal im Sinne ihrer Gewinnmaximierung einsetzen kann, wird eine weitere Dienstleistung im liberalisierten Gasmarkt an Bedeutung gewinnen. Für Gaslieferanten wird die Prognose⁹⁵ der Gasverbrauchsmengen des Kundenportfolios von entscheidender Bedeutung sein. Eine gute Verbrauchsprognose kann dem Lieferanten das Kontrahieren unnötig hoher oder zu niedriger Gasmengen ersparen und dadurch erhöhte Kosten aufgrund einer späteren Beschaffung bzw. Verluste aufgrund eines späteren „Zwangsgasverkaufs“ des Gases vermeiden bzw. eingrenzen. Beherrscht ein Lieferant die Bewirtschaftung seines Kundenportfolios besser als andere Lieferanten, kann er dadurch komparative Konkurrenzvorteile gegenüber seinen Wettbewerbern generieren.

Der Lieferant (Shipper) nimmt das Gas vom Produzenten oder Händler ab, nutzt Speicher und weitere Händler und stellt das Gas dem Endverbraucher zur Verfügung. Um das Gas vom Produzenten zum Endverbraucher bzw. Speicher zu transportieren, muss der Lieferant die Netze der verschiedenen Netzgesellschaften nutzen. Der Netzbetreiber nimmt das Gas des Produzen-

⁹³ Allein der enorme privatwirtschaftliche Ausbau der europäischen Speicherkapazitäten verdeutlicht, welches Zukunftspotenzial in diesem Bereich von privaten Investoren gesehen wird.

⁹⁴ Vgl. Zander/Borowka/Wußing (2000), S. 714.

⁹⁵ Auch in der nicht liberalisierten Welt waren Prognosen ein bereits genutztes Mittel für die Netzstabilisierung und teilweise für die Verbrauchsprognosen einzelner Abnehmer. Durch den verstärkten Einsatz von Computern, den zunehmenden Marktdruck und die Entwicklung immer besserer Prognosemethoden und -modelle wurden Prognosen auf deutlich größere Bereiche ausgeweitet.

ten oder Speichernetzbetreibers entgegen und liefert entsprechend dem Auftrag des Lieferanten das Gas zum Endverbraucher. Aufgrund der erhöhten Anzahl an Lieferanten nimmt die Bedeutung des Messwesens zu. Das Messwesen kann durch den Netzbetreiber oder einen von ihm gewählten Dienstleister erbracht werden. Ziel des Messwesens ist es, die durch den Produzenten oder Lieferanten eingespeiste Menge sowie die durch den Abnehmer (z. B. Endverbraucher, nachgelagertes Netz, Speicher usw.) entgegengenommene (ausgespeiste) Menge zu erfassen.⁹⁶ Der gemessene Gasfluss ist damit Grundlage für die Verrechnung der Gasbezugskosten und der Netzentgelte. Je mehr Marktteilnehmer auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen aktiv sind, desto wichtiger ist die eindeutige Aufteilung des Gasflusses auf diese.

In der oben gezeigten stark vereinfachten Grafik lassen sich somit sechs zentrale Marktteilnehmer identifizieren: Produzent, Händler, Speicherbetreiber, Lieferant, Netzbetreiber und Verbraucher. Darüber hinaus gibt es noch eine Vielzahl weiterer unmittelbarer und mittelbarer Dienstleistungen (z. B. Messwesen, Prognose, IT usw.), die vom Markt benötigt bzw. eingesetzt werden, sowie Interessenvertretungen in Form von Verbänden, Verbraucherschutz, staatlichen und privatwirtschaftlichen Institutionen und Behörden. All diese Marktteilnehmer werden bei der Ausgestaltung der Liberalisierung des Gasmarktes versuchen, ihre Interessen bestmöglich durchzusetzen.

2.3 Ziele der Liberalisierung

Für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes waren politische Impulse auf europäischer und nationaler Ebene notwendig.⁹⁷ Das politische Motiv der Liberalisierung des europäischen Gasmarktes bestand darin, durch mehr Wettbewerb in der Gaswirtschaft die Renten in der Wertschöpfungskette zu verringern und dadurch die Endverbraucherpreise zu senken. Verstärkt wurde dieser Anreiz durch positive Erfahrungen der USA und Großbritanniens, bei denen die Endverbraucherpreise nach der Liberalisierung zeitweise deutlich sanken.⁹⁸ Die Erfahrungen aus der Liberalisierung des britischen und amerikanischen Marktes lassen sich aber nur begrenzt auf den europäischen und im Besonderen auf den deutschen Markt übertragen. Auch wird gerne vernachlässigt, dass die Liberalisierung dieser Märkte erhebliche Kosten verursachte. Die Liberalisierung war ein langwieriger, sehr kostenintensiver und durch massive Interventionen gekennzeichneter Prozess.⁹⁹ Weiterhin ist zu beobachten, dass die anfänglich stark sinkenden Preise der Energiewirtschaft in Großbritannien mittlerweile dauerhaft und deutlich über den kontinentaleuropäischen Energiepreisen liegen.

Der Erdgaspreis für den europäischen Endverbraucher wird durch viele Faktoren beeinflusst. Bei einer Kostenanalyse lassen sich jedoch drei Kostenblöcke (Renten) identifizieren, die für

⁹⁶ Für eine genauere Übersicht zu den Dienstleistungen des Netzbetreibers und zu den unterschiedlichen Netzkategorien siehe nächstes Kapitel und hier insbesondere 3.1.2.1.

⁹⁷ Vgl. http://europa.eu.int/pol/comp/index_de.htm.

⁹⁸ Vgl. Neumann/von Hirschhausen (2004), S. 177.

⁹⁹ Vgl. Ströbele (1999), S. 394.

den Großteil des Konsumentenpreises von Erdgas verantwortlich sind. Diese sind Steuern und Abgaben (1), Renten für die Produktion und Handel (2) und Renten für den Transport (3).¹⁰⁰

Der größte Kostenblock am Erdgasverbrauchspreis entsteht in den meisten europäischen Ländern, genau wie in Deutschland, aufgrund von indirekten und direkten Steuern sowie sonstigen Abgaben. Wegen der nationalen Finanzhoheit der einzelnen Länder innerhalb der Europäischen Union wird dieser Kostenblock meist nur indirekt durch Förderprojekte und Subventionen der jeweiligen Mitgliedstaaten und der EU reduziert. Im Rahmen der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte wird dieser Kostenblock – wenn überhaupt – nur nachrangig beachtet.¹⁰¹

Den nächsten Kostenblock bei der Bildung des Konsumentenpreises für Erdgas in Europa stellen die Kosten für die Produktion dar. Betrachtet man die Produktion i. w. S., so fällt der Hauptteil der verursachten Kosten in den Förderländern an. Wie bereits im letzten Kapitel beschrieben, sind die Gasvorkommen der Europäischen Union und die der Länder der Europäischen Gemeinschaft stark begrenzt und für den derzeitigen Verbrauch nicht ausreichend. Ohne einen Rohstoffimport wäre die Gasversorgung nicht aufrechtzuerhalten. Die europäische und damit auch deutsche Liberalisierung des Gasmarktes kann allerhöchstens indirekte Impulse für eine Kostenreduzierung der Produktionskosten (Förderkosten) geben. Dafür gibt es zwei Gründe: Erstens gibt es effektivere Methoden, um die Renten der Erdgasanbieter zu beeinflussen und Marktrenten abzuschöpfen. Eine direkte und in den meisten Konsumentenländern genutzte Maßnahme ist die Besteuerung des Ressourcenverbrauchs. Mithilfe der Steuerpolitik werden der Preis und damit die Nachfrage direkt beeinflusst. Um einen bestimmten Absatz zu erreichen und die Konkurrenzfähigkeit zu anderen Energieträgern zu erhalten, müssen die Gasproduzenten teilweise auf einen Teil ihrer Rente zugunsten der Konsumentenländer verzichten. Der zweite Grund, weshalb die Liberalisierung nicht unmittelbar auf die Renten der Gasproduzenten abzielen kann, ist darin zu sehen, dass ein Großteil der zukünftigen Erdgaslieferungen aus Nicht-EU-Staaten stammt und die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes dort keinen direkten Effekt haben kann.¹⁰²

Regelmäßig wird die Existenz von Renten pauschal auf die starke Marktstellung bestimmter Anbietergruppen und auf monopolartige Strukturen zurückgeführt. Diese Annahme ist allerdings für erschöpfbare Ressourcen nicht richtig, da diese aufgrund ihrer Knappheit auch in effizienten Märkten eine Rente erzielen müssen, damit die intertemporale Allokation gesteuert

¹⁰⁰ Vgl. Horsnell (2001), S. 31 - 36.

¹⁰¹ Aus Sicht der Regierung ist es leichter, die Renten von Produzenten und Transporteuren zu reduzieren, als durch Steuerermäßigungen die eigenen finanziellen Handlungsspielräume zu schmälern.

¹⁰² In Großbritannien ist der Produzentenpreis, entgegen den Vermutungen, durch die Liberalisierung erheblich gefallen. Maßgeblich für diese Entwicklung waren die Erwartungen der Produzenten bezüglich der zukünftigen Nachfrage. Die Produzenten erwarteten aufgrund der Liberalisierung einen stärkeren Nachfrageanstieg, als er tatsächlich stattfand. Dadurch wuchs das Angebot schneller als die tatsächliche Nachfrage, was zu einem erheblichen Preisverfall führte. Vgl. Horsnell (2001), S. 32. Ob diese Entwicklung auch auf den kontinentaleuropäischen Markt nach der Liberalisierung zutrifft, ist allerdings fraglich.

wird.¹⁰³ Entsprechend dem allgemeinen Preisverhalten knapper erschöpfbarer Güter dürfte mittelfristig ein steigender Erdgaspreis unvermeidlich sein.

Der dritte und für die Liberalisierungsbemühungen entscheidende Kostenblock ist der Gas-transport. Hierbei ist zwischen der Verteilung des Gases an den Endverbraucher und dem Ferntransport zu unterscheiden. Die Kosten des Ferntransports können Deutschland und die Europäische Union aber nur insoweit beeinflussen, wie es sich um Transport im eigenen Hoheitsgebiet handelt. Da die Kosten des Ferntransports jedoch über viele Tausend Kilometer von den Förderregionen hin zu den europäischen Verbrauchszentren stattfinden, ist der direkte Einflussbereich der Europäischen Union limitiert.¹⁰⁴ Beim Transport, insbesondere bei der Verteilung, wurde das monopolistische Bottleneck identifiziert. Die Annahme, dass eine Regulierung des Netzbereiches Impulse zu einem stärkeren Wettbewerbsmarkt gibt, wurde durch die Liberalisierung des amerikanischen und britischen Marktes gezeigt. Damit zielen die Liberalisierungsmaßnahmen hauptsächlich auf die Downstream-Renten des Transports ab. Eine Veränderung der Downstream-Renten hat aber einen direkten und indirekten Einfluss auf die Upstream-Renten. Für den Erfolg der Liberalisierung ist es von Bedeutung, ob durch die Liberalisierung die Gewinnmargen (Renten) des Transports gesenkt werden können und mit welchen Mitteln dies zu erreichen ist.

Einigkeit besteht darin, dass durch Liberalisierung die Renten des Transports gesenkt werden können. Fraglich ist allerdings, mit welchen Mitteln dies erreicht werden kann.¹⁰⁵ Man unterscheidet zwischen struktureller, regulatorischer und wettbewerblicher Koordination.¹⁰⁶ Die strukturelle Koordination beinhaltet die vertikale Desintegration der natürlichen Monopole. Durch das Entfernen vertikaler Strukturen müssen nur noch die Übertragungskosten reguliert werden.¹⁰⁷ Die zweite Möglichkeit besteht in der direkten Regulierung. Hierfür müssen die Zugangsbedingungen und die zulässigen Preise für das natürliche Monopol festgelegt werden. Vorteile der direkten Regulierung sind in der verhältnismäßig schnellen Umsetzung aufgrund der regulatorischen Vorgaben zu sehen. Allerdings ist fraglich, ob durch diese Art der Regulierung nicht langfristig Effizienzverluste und fehlende Investitionsanreize zu befürchten sind. Die dritte Möglichkeit besteht in der wettbewerblichen Koordination. Durch freien Leitungsbau wird der Marktzutritt weiterer Wettbewerber ermöglicht. Strittig ist, ob die Möglichkeit der Verlegung paralleler Pipelines zu erheblichen Ineffizienzen führt oder nicht.¹⁰⁸

¹⁰³ Vgl. Ströbele (1999), S. 390.

¹⁰⁴ Für den Transport des Erdgases von den Förderregionen bis zu den Verbrauchsregionen werden enorme Distanzen von bis zu 8.000 km zurückgelegt. Vgl. Perner (2002), S. 16 - 17.

¹⁰⁵ Auch muss untersucht werden, ob auf der Ferngasebene überhaupt der Bedarf für Regulierung besteht. Vgl. Knieps (2002b), S. 179.

¹⁰⁶ Vgl. Horsnell (2001), S. 33 - 34.

¹⁰⁷ Der strukturelle Weg wurde z. B. in Großbritannien gewählt.

¹⁰⁸ Horsnell ist der Meinung, dass das Konzept des freien Leitungsbaus nur für bestimmte Nischenmärkte sinnvoll ist, allerdings ansonsten, aufgrund erhöhter Ineffizienz, abgelehnt werden sollte. Vgl. Horsnell (2001), S. 34. Ströbele und Knieps hingegen bestreiten, dass der Bau von Parallelpipelines auf der Ferngasebene grundsätzlich volkswirtschaftlich ineffizient sei und deswegen fallbezogen entschieden werden müsse. Vgl. Ströbele (1999), S. 390 und Knieps (2002b), S. 177.

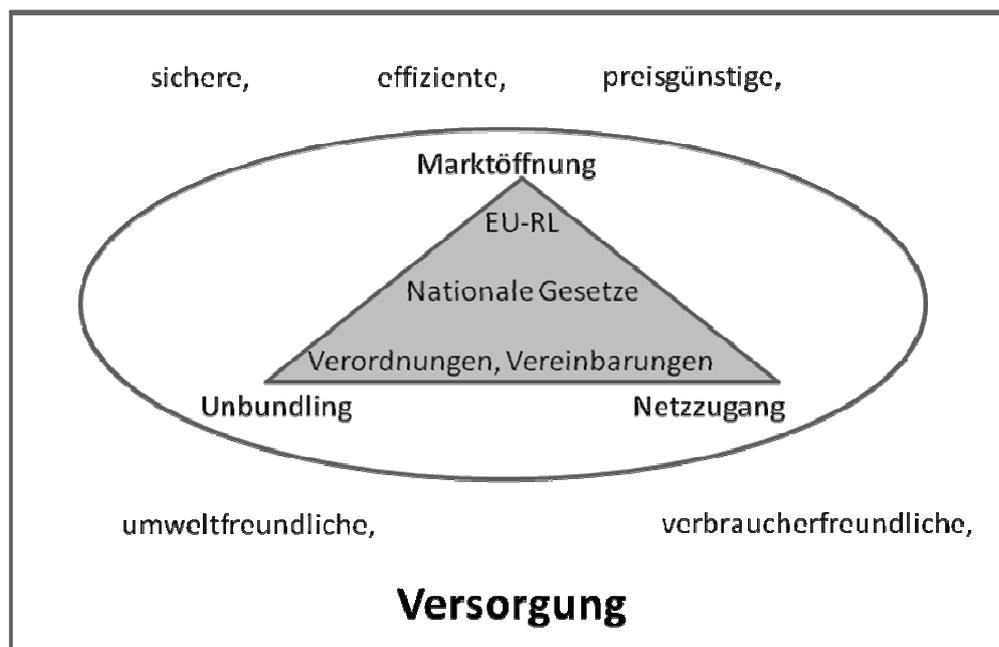


Abbildung 2 - 6: Ursache, Stellschrauben und Ziele der Liberalisierung

Wie sich bereits andeutet, hat die Liberalisierung des Gasmarktes viele Facetten (Abb. 2-6). Aus staatlicher Sicht sollten verschiedene Ziele erreicht werden. Zu diesen gehören eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Bereitstellung von Erdgas. Diese Ziele stehen teilweise in einem komplementären Verhältnis, teilweise aber auch in einem Spannungsverhältnis und in sich eventuell konterkarierender Beziehung zueinander.¹⁰⁹

Um die negativen Effekte einer „ungerechtfertigten“ Monopolrente der Phase C (siehe Abbildung 2 - 3) zu vermeiden, den Wettbewerb zu fördern und nicht Bereiche zu schützen, die keinen Schutz benötigen, hat die EU regulierend in die leitungsgebundene Wirtschaft eingegriffen. Die Liberalisierung des Gasmarktes hat – verglichen mit den anderen leitungsgebundenen Industrien wie der Telekommunikationsbranche, der Bahnwirtschaft und der Stromwirtschaft – erst spät begonnen. Dadurch lassen sich wichtige Erkenntnisse und Erfahrungen des Liberalisierungsprozesses dieser Wirtschaftszweige für die Liberalisierung der Gaswirtschaft gewinnen. Besonders die Liberalisierung der Stromwirtschaft, die deutliche Parallelen zur Gaswirtschaft aufweist, jedoch in Deutschland schon einige Jahre eher begonnen hat, kann sinnvolle Hinweise geben. Fehler, die bei der Liberalisierung der Stromwirtschaft (genauer: Netzwirtschaft) gemacht wurden, können bei der Liberalisierung der Gaswirtschaft und Regulierung der Gasnetze vermieden werden. Weiterhin können Prozesse, die in der Stromwirtschaft etab-

¹⁰⁹ Während effiziente und preisgünstige Erdgasbereitstellung einen komplementären Charakter besitzen, kann die Umweltverträglichkeit oder (Versorgungs-)Sicherheit diesen Zielen gegenüberstehen. Vgl. Krumrey (2003), S. 616.

liert sind, in der Gaswirtschaft beschleunigt angewendet werden, sofern sich diese übertragen lassen.

Gleichzeitig ist es nicht sinnvoll, die Liberalisierung der deutschen Gaswirtschaft isoliert zu betrachten, da sie nur in einem europäischen Kontext gesehen werden kann. Innerhalb der Europäischen Union und Europas gibt es Vorreiter der Gasmarktliberalisierung, wie z. B. Großbritannien, Niederlande, Dänemark und weitere, von denen wichtige Erkenntnisse gewonnen werden können. Dabei darf jedoch nicht Vernachlässigt werden, dass diese Märkte bereits in der nicht liberalisierten Vergangenheit eine andere Struktur aufwiesen.

Der freie Leitungsbau und die Einführung von Gebietsmonopolen, die sich teilweise in privater Hand befanden, waren ein typisches Merkmal des deutschen Gasmarktes. Dies hat dazu geführt, dass nicht ein, sondern zahlreiche überregionale Ferntransportnetze und verschiedene Eigentümer im deutschen Markt existieren. Damit ist die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes deutlich komplexer als z. B. die des britischen, niederländischen oder dänischen Marktes, in denen nur ein Staatsmonopol existierte. Dennoch kann von den Erkenntnissen bei der Liberalisierung dieser Märkte gelernt werden. Ebenso sollten auch hier Fehler, die von diesen Volkswirtschaften gemacht wurden, bei der deutschen Gasmarktliberalisierung vermieden werden.

Im zweiten Kapitel wurden die Grundlagen des Energieträgers Erdgas und des Gasmarktes dargestellt. Die Leitungsgebundenheit von Erdgas führt zur hohen Bedeutung der Infrastruktur in diesem Markt. Um die Liberalisierung voranzutreiben, wurden die Leitungsnetze als kritische Größe identifiziert. Während andere Länder, z. B. Großbritannien oder die USA, frühzeitig mit der Liberalisierung ihres Erdgasmarktes begonnen haben, sind Deutschland und andere Länder dieser Entwicklung hinterher. Die anfänglichen Erfolge der Liberalisierungsbemühungen in Großbritannien und USA waren durch sinkende Endverbraucherpreise und eine höhere Preisvolatilität gekennzeichnet. Diese Ergebnisse erhöhten den Druck auf die anderen weniger liberalisierten Länder. Mittlerweile zeigt sich aber, dass das Energiepreisniveau in den USA und Großbritannien nicht niedriger als in weniger liberalisierten Ländern ist. Teilweise ist das Preisniveau sogar signifikant höher bei stärkerer Volatilität. Diese Entwicklung lässt durchaus berechtigte Zweifel an den Liberalisierungsanstrengungen aufkommen.

Die europäische Liberalisierung des Gasmarktes hat in den vergangenen Jahren deutlich an Fahrt gewonnen. Ausgangspunkt hierfür waren europäische Richtlinien und nationale Gesetze in den Mitgliedsländern. Obwohl zahlreiche Entwicklungen und Optionen aus dem deutschen Strommarkt und anderen europäischen Energiemärkten vorlagen, sind die Vorgaben zur Liberalisierung der europäischen Energiemärkte nur sehr allgemeine Grundsätze. Dies lässt sich aufgrund der sehr unterschiedlichen Marktstruktur der einzelnen europäischen Länder erklären.

Auch der deutsche Gesetzgeber hat bei der Überführung ins nationale Gesetz den Marktteilnehmern einen sehr weiten Gestaltungsspielraum gelassen. Die Ursachen hierfür lassen sich durch die fehlende abschließende theoretische Durchdringung sämtlicher Sachthemen, den grundsätzlichen Informationsasymmetrien zwischen Unternehmen und Verordnungsgeber/Regulierer, durch die Einwirkung verschiedener Interessengruppen beim Gesetzgebungs-

prozess sowie der komplexen deutschen Ausgangssituation erklären. Aufgrund dieser Konstellation war es nur möglich, ein selbstlernendes System im Sinne von „Trial an Error“ zu etablieren und erst durch nachträgliche Verordnungen, Beschlüsse und Entscheidungen für mehr regulatorische Sicherheit zu sorgen.

Die Ausgestaltung und Entwicklung der europäischen Richtlinien und die Auswirkung auf die deutschen Rechtsgrundlagen für die Liberalisierung werden im folgenden Kapitel betrachtet.

3 Rechtliche europäische und deutsche Liberalisierungsgrundlagen

3.1 Überblick über die europäischen und deutschen Rechtsgrundlagen

Zur Förderung des Wachstums und Wohlstands innerhalb der europäischen Staaten sind die Forcierung des freien Handels und der flexible Austausch von Produktionsfaktoren notwendig. Ein gemeinsamer Wirtschaftsraum konnte jedoch nur durch die Öffnung (Liberalisierung) der nationalen Märkte erreicht werden. Für das wirtschaftliche Wachstum moderner Volkswirtschaften spielt der Faktor Energie eine zentrale Rolle. Demnach kam der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte eine zentrale Bedeutung zu. Der lange Weg bis zur Liberalisierung wurde von zahlreichen Richtlinien, Gesetzen, Verordnungen und Vereinbarungen auf europäischer und nationaler Ebene vorbereitet. Die europäischen Richtlinien bestimmen die Rahmenbedingungen für die Entwicklung der europäischen und damit nationalen Liberalisierung des Energiemarktes. Durch das Fehlen einer abschließenden theoretischen Ausgestaltung der Energiemarktliberalisierung eröffneten die europäischen Vorgaben große Spielräume bei der konkreten nationalstaatlichen Umsetzung.

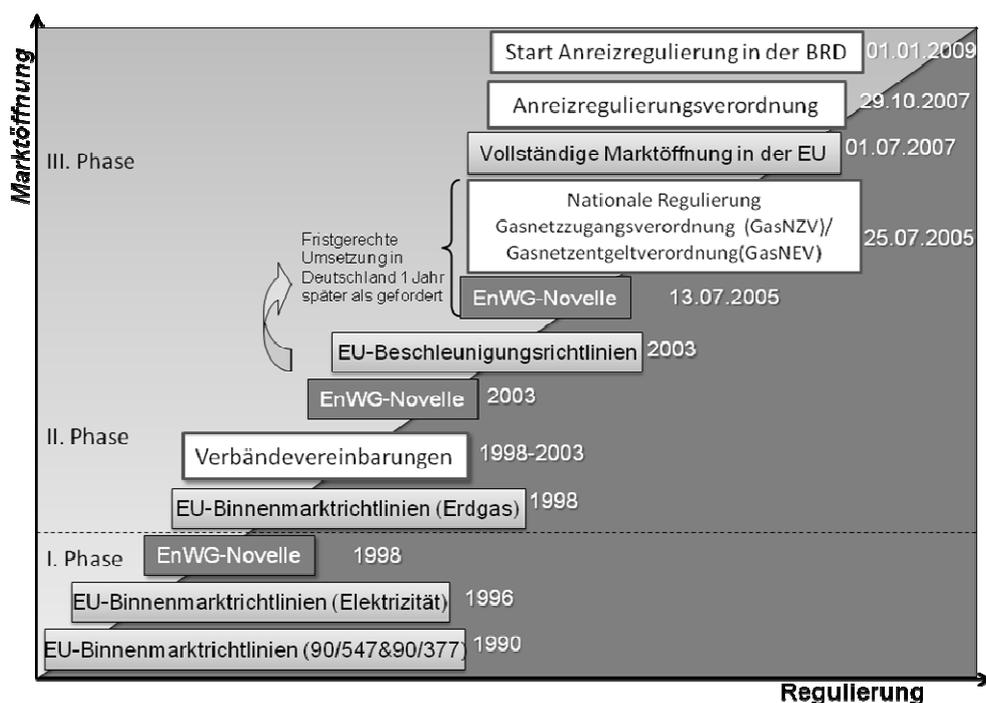


Abbildung 3 - 1: Schritte der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes¹¹⁰

Dieser inhaltliche und zeitliche Gestaltungsspielraum bei der konkreten nationalstaatlichen Umsetzung führte bei den Mitgliedsländern der EU zu erheblichen Unterschieden. Die deutsche Gesetzgebung (EnWG) war ebenfalls durch eine unzureichende theoretische Grund-

¹¹⁰ Eigene Darstellung in Anlehnung an Jütte.

lage gekennzeichnet, sodass zahlreiche Vorschriften und Verordnungen im Nachgang erarbeitet werden mussten.

Die Richtlinien und nationalstaatlichen Rechtsgrundlagen zur Liberalisierung besitzen bindende Signalwirkung für Marktteilnehmer. Deswegen wird bereits im Vorfeld versucht, diesbezügliche (Gesetzes-)Entwürfe entsprechend den eigenen Interessen zu verändern. Durch die Ausgestaltung der Rechtsgrundlagen lassen sich Entwicklungen auf den betroffenen Märkten und bestimmte Verhaltensweisen der Marktteilnehmer erklären. In Abbildung 3 - 1 werden die rechtlichen Grundlagen zur Liberalisierung des deutschen Gasmarktes dargestellt. Auf oberster Hierarchieebene stehen die europäischen Richtlinien (in Abbildung 3 - 1 hellgrau unterlegt). Auf diesen Richtlinien aufbauend findet die nationale Gesetzgebung statt, in Deutschland mittels des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) (in Abbildung 3 - 1 dunkelgrau unterlegt). Die Richtlinien und nationalen Gesetze geben die Eckpfeiler der Liberalisierung des Energiemarktes vor. Die Konkretisierung dieser Vorgaben findet in der Regel durch nationale Verordnungen, Vereinbarungen, Erlasse und Beschlüsse statt (in Abbildung 3 - 1 weiß unterlegt). Der Weg bis zur Liberalisierung lässt sich in verschiedene Abschnitte einteilen: die rechtlichen Grundlagen¹¹¹ bis 1998 (Phase I = Kap. 3.1.2), die Zeit zwischen 1998 und 2003 (Phase II = Kap. 3.1.3) und die Zeit ab 2003 (Phase III = Kap.3.1.3). Diese drei Phasen werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt.

3.1.1 Rechtliche Grundlagen der ersten Liberalisierungsphase

Durch die europäischen Richtlinien (90/547/EWG) über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze (90/377/EWG) und zur Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise gingen erste Impulse zur Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes aus. Mit der Richtlinie (96/92/EG) des Europäischen Parlaments und des Rates über die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt¹¹² vom 19. Dezember 1996 wurden die Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt konkretisiert. Schon der Titel der Richtlinie verdeutlicht den Fokus auf den europäischen Elektrizitätsmarkt¹¹³ als eine der Schlüsselindustrien im Energiemarkt. Eine entsprechende Richtlinie (98/30/EG) für den europäischen Erdgasbinnenmarkt wurde erst zwei Jahre später verabschiedet. Treibende Kraft für die nationale Gesetzge-

¹¹¹ Zuerst werden nur die europäischen Richtlinien und nationalen Gesetze beschrieben und beurteilt. Die konkrete Ausgestaltung dieser Rechtsgrundlagen findet erst durch nationale Verordnungen, Vereinbarungen, Erlasse und Beschlüsse statt, die bei der Regulierung des Netzzugangs (Kapitel 4) und Netzentgelte (Kapitel 5) genauer beschrieben und bewertet werden.

¹¹² Die Richtlinie (96/92/EG) des Europäischen Parlaments und des Rates über die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wird im Folgenden nur noch mit Richtlinie (96/92/EG) bzw. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie bezeichnet.

¹¹³ Die Richtlinie (96/92/EG) hat trotz ihres Fokus auf den Elektrizitätsmarkt entscheidende Signalwirkung für den später regulierten Gasmarkt.

bung sind jedoch die europäischen Richtlinien; deswegen ist es nicht verwunderlich, dass die Liberalisierung des deutschen Strommarktes einige Jahre vor der Liberalisierung des deutschen Gasmarktes begonnen hat.

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wurde erst zwei Jahre später unmittelbar vor Erscheinen der europäischen Erdgasbinnenmarkttrichtlinie in deutsches Recht umgesetzt. Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz von 1998 gibt in Anlehnung an die europäische Elektrizitätsrichtlinie von 1996 die Grundlagen zur Liberalisierung vor. Anders als in der europäischen Elektrizitätsrichtlinie wird im deutschen Energiewirtschaftsgesetz von 1998 nicht nur Strom, sondern auch Gas berücksichtigt, jedoch nicht in der Detailtiefe wie beim Elektrizitätssektor. Dennoch führte dieser Umstand dazu, dass der deutsche Gesetzgeber aufgrund der nur kurze Zeit später erscheinenden europäischen Erdgasbinnenmarkttrichtlinie nicht in einen unmittelbaren Novellierungszwang seines Energiewirtschaftsgesetzes geriet. Dass die Anpassung allerdings erst fünf Jahre später im Jahre 2003 folgte, wurde von einigen Marktteilnehmern und der Europäischen Kommission kritisch betrachtet.

3.1.2 Rechtliche Grundlagen der zweiten Liberalisierungsphase

3.1.2.1 Europäische Erdgasbinnenmarkttrichtlinie von 1998

Durch die Verabschiedung der europäischen Erdgasbinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie 98/30/EG¹¹⁴) am 22. Juni 1998 wurden die Rahmenbedingungen für Mitgliedstaaten der Europäischen Union zur Liberalisierung des Erdgasmarktes festgelegt. Die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie (98/30/EG) besteht aus sieben Kapiteln und 31 Artikeln. Damit wurde eine Richtlinie für den Erdgasmarkt verabschiedet, die mit der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie vergleichbar ist.



Abbildung 3 - 2: Gasrichtlinie (RL 98/30/EG)

Bereits in den ersten beiden Artikeln dieser Richtlinie zum Geltungsbereich und zu Begriffsbestimmungen wird die detaillierte Beschreibung der betroffenen nationalen Industrie deutlich.

¹¹⁴Vgl. http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/1998/l_204/l_20419980721de00010012.pdf.

Neben der aus der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (96/92EG) bereits bekannten Einteilung der Netze in Fernleitungs- und Verteilernetze und den auch dort vorkommenden Marktteilnehmern (Händler, Netzbetreiber, Endverbraucher usw.) sowie der Unternehmensstruktur (horizontal und vertikal integriertes Unternehmen) wird auf die Besonderheiten des Gasmarktes eingegangen. Es werden sowohl Speichieranlagen und deren Betreiber als auch Flüssiggasanlagen (LNG-Anlagen), eine Besonderheit des Erdgasmarktes, explizit berücksichtigt.

Artikel 3 GasRL ist nahezu deckungsgleich mit dem Artikel 3 der Elektrizitätsrichtlinie – bis auf den letzten Teilsatz des zweiten Absatzes von Artikel 3 GasRL. In diesem wird hervorgehoben, dass bei der langfristigen Planung „der Möglichkeit, dass Dritte Zugang zu dem Netz erhalten wollen, Rechnung zu tragen ist“. Dieser scheinbar unbedeutende Teilsatz, zeigt jedoch deutlich die Intention der Richtlinie und damit des Verordnungsgebers. Es wird eine Öffnung der Netze im Sinne eines third party access¹¹⁵ angestrebt. Dieser Ansatz erstreckt sich, wie die spätere Entwicklung zeigen wird, nicht nur auf den Erdgassektor, sondern auch auf den Elektrizitätsmarkt.

Durch den zum Teil unterschiedlichen Aufbau der Kapitel der Strom- und GasRL werden die Unterschiede zwischen den Energieträgern Erdgas und Strom berücksichtigt. Neben den bereits erwähnten Bereichen der Speicherung und der Versorgung mittels LNG besteht ein entscheidender Unterschied bei der „Erzeugung“ der Energieträger. Während Elektrizität ein Produkt aus der Energieumwandlung von anderen Energieträgern (Energieerhaltungssatz) ist, kommt Erdgas als natürlicher Energieträger vor. Dadurch gibt es beim Erdgas anders als bei der Elektrizität keine Erzeugung oder Umwandlung, sondern Exploration und Verarbeitung des Energieträgers. Diese Unterschiede haben eine wichtige Bedeutung für Ansätze der Regulierung des Marktes und bei Themen der dezentralen Energieversorgung.

Trotz der oben beschriebenen Unterschiede und der scheinbar sehr unterschiedlichen Themengebiete existieren deutliche Parallelen zwischen beiden Wirtschaftszweigen. Sieht man über die unterschiedlichen Begrifflichkeiten¹¹⁶ – Übertragungsnetze (beim Strom) und Fernleitungsnetze (beim Gas) – hinweg, so stellt man fest, dass die Bereitstellung und Versorgung der Endkunden mehr Gemeinsamkeiten als Unterschiede aufweisen. Dies wird auch bei der direkten Gegenüberstellung der betroffenen Kapitel in der Elektrizitäts- und GasRL deutlich. Noch eindeutiger wird dieser Zusammenhang in den Kapiteln V und VI der Richtlinie, die im Folgenden ausführlicher betrachtet werden.

Die Kapitel V und VI stellen das Herzstück der Liberalisierung dar. Wesentliche Vorschriften der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie (GasRL) für die Nationalstaaten sind das Unbundling (Art. 12

¹¹⁵ Siehe hierzu auch Kapitel 2.

¹¹⁶ Unterschiedliche Begriffe bei gleichen bzw. nahezu gleichen Sachverhalten stellen ein nicht unerhebliches Problem bei der Kommunikation zwischen Strom- und Gasexperten dar. Neben den Begrifflichkeiten Übertragungsnetz (Strom) und Fernleitungsnetz (Gas) sowie z. B. Regelzone (Strom) und Marktgebiet (Gas) gibt es eine Vielzahl von Begrifflichkeiten, die deckungsgleich sind, allerdings einen anderen Begriff haben, aber auch Begriffe, die gleich sind, aber unterschiedliche Sachverhalte meinen.

- 13 EU - RL), der Netzzugang (Art 14 - 17 EU - RL) und die Marktöffnung (Art. 18 - 23 EU - RL).¹¹⁷

Ausgangspunkt sind die europäischen Richtlinien und Verordnungen, die in den Nationalstaaten in nationales Recht, Verordnungen und Vereinbarungen überführt werden müssen. Diese rechtlichen Rahmenbedingungen sollen Impulse für den Netzzugang, das Unbundling und die daraus resultierende Marktöffnung geben, um eine sichere, effiziente, preisgünstige, umweltfreundliche und verbraucherfreundliche leitungsgebundene Versorgung mit Energie zu erreichen. Den gesetzlichen Grundlagen kommt damit eine zentrale Rolle zu, da sie neben den Anforderungen gleichzeitig ein möglichst spannungsfreies Verhältnis zwischen den einzelnen Zielen erreichen sollen.

Beim hier beschriebenen Unbundling – Kapitel VI mit den Artikeln 13 bis 15 der GasRL – werden die Entflechtung und Transparenz der Buchführung gefordert, um dadurch Diskriminierung, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

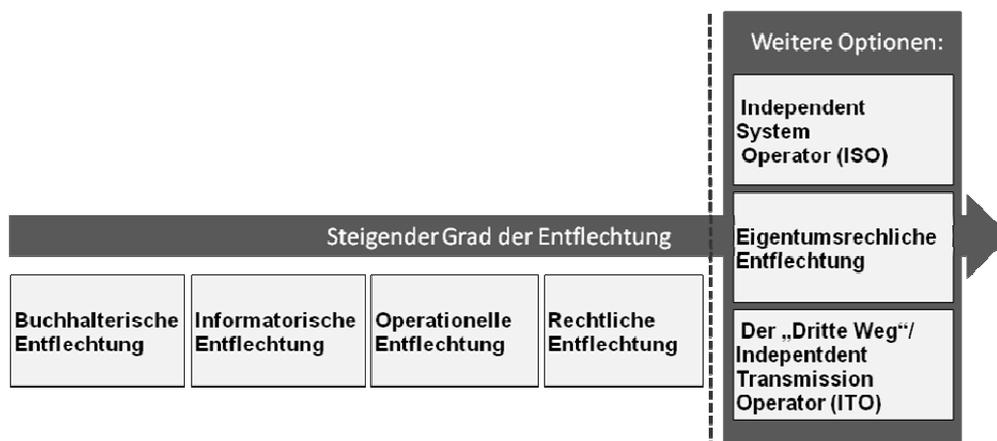


Abbildung 3 - 3: Formen der Entflechtung (Unbundling)

Bei den Entflechtungsvorhaben der europäischen Energiekonzerne sind verschiedene Stufen der Entflechtung (Unbundling) denkbar. Der geringste Grad der Entflechtung besteht beim buchhalterischen Unbundling, bei dem eine getrennte Buchführung/Rechnungslegung gefordert wird. Das buchhalterische Unbundling wird häufig in Zusammenhang mit dem informativischen Unbundling, bei dem eine Trennung von verwendeten Informationen verlangt wird, umgesetzt. Ein höherer Grad der Entflechtung wird durch das operationelle Unbundling, bei dem die getrennte Verwaltung von Bereichen gefordert wird, und durch das rechtliche Unbundling, bei dem unterschiedliche Gesellschaften für verschiedene Bereiche gegründet werden müssen, erreicht. Für den europäischen Gasmarkt ist grundsätzlich¹¹⁸ die rechtliche Entflechtung, die sämtliche Formen der Entflechtung mit geringerem Entflechtungsgrad beinhaltet, vorgeschrieben und in den nationalen Märkten umgesetzt. In einigen Mitgliedsländern der

¹¹⁷ Siehe hierzu auch Abbildung 2 - 6 und 3 - 2.

¹¹⁸ Siehe hierzu Kapitel 3.1.3.2 De-minimis-Regelung.

Europäischen Union werden bereits strengere als die in der europäischen Gasrichtlinie 2003 geforderten Entflechtungsvorgaben umgesetzt.

Der höchste Grad des Unbundlings wird beim eigentumsrechtlichen Unbundling (Ownership Unbundling) erreicht. Bei dieser Form der Entflechtung existieren unabhängige Gesellschaften mit unterschiedlichen Eigentümern.¹¹⁹ Vorteil dieser Entflechtungsmaßnahme ist, dass die betroffenen Gesellschaften vollkommen unabhängig voneinander agieren können. Während die Befürworter darin den einzigen Weg zu einem effektiven Netzwettbewerb sehen, betonen die Gegner, dass die Rechtsform alleine nicht unbedingt für die notwendigen Impulse sorgen wird. Gleichzeitig würde durch die Vorschrift zur Umsetzung des eigentumsrechtlichen Unbundlings – sofern die Energiekonzerne nicht bereit sind, über einen freiwilligen Verkauf bestimmter Unternehmensteile nachzudenken – eine faktische Enteignung der ehemaligen Energieversorger stattfinden. Dies ist mit dem deutschen Grundgesetz und anderen nationalen Gesetzen der Europäischen Union nicht ohne Weiteres vereinbar.

Die Diskussion über eine eigentumsrechtliche Entflechtung wurde schon seit Jahren diskutiert; allerdings sah es zeitweise so aus, als würde die eigentumsrechtliche Entflechtung keine Berücksichtigung mehr finden.¹²⁰ Im September 2007 fand jedoch durch den Vorschlag der EU-Kommission, die Strom- und Gaskonzerne eigentumsrechtlich in Produktion und Netzbetrieb zu trennen¹²¹, das Ownership Unbundling erneut Eingang in die Agenda der europäischen Entflechtungsvorhaben. Neben dem Vorschlag der Kommission existieren weitere Möglichkeiten der Entflechtung. Diese sind in einem unabhängigen Netzbetreiber (Independent System Operator (ISO)) oder dem sogenannten „Dritten Weg“ zu sehen, den Deutschland und sieben andere Mitgliedsländer der Europäischen Union favorisieren.

Beim Modell des ISO kann das EVU Eigentümer der Netzvermögenswerte bleiben; es muss jedoch die Verwaltung des Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzes von einem unabhängigen Netzbetreiber vollziehen lassen. Die Netzbetreibergesellschaft muss hierbei vom vertikal integrierten Unternehmen vollkommen getrennt und unabhängig sein.¹²² Der Betrieb des Netzes und die Kontrolle im Tagesgeschäft unterliegen dem ISO, genauso wie die Entscheidung über Investitionen.

Eine weitere Option stellt der „Dritte Weg“ – auch als Independent Transmission Operator (ITO) bezeichnet – dar. Auch hier bleibt das Netzeigentum bei den Energieunternehmen. Die Netztöchter sind rechtlich eigenständige Gesellschaften, die unter eigener Marke durch ein unabhängiges Management und regulatorische Kontrolle geführt werden. Anders als beim Modell des ISO würden Investitionsentscheidungen hier gemeinsam zwischen Mutterkonzern und

¹¹⁹ In Großbritannien, den Niederlanden und anderen Mitgliedstaaten wurde der Netzbereich durch die Trennung vom Vertrieb im Rahmen des Ownership Unbundling umgesetzt.

¹²⁰ Vgl. Dudenhausen/Latkovic/König (2003), S. 10.

¹²¹ Dies ist bereits in elf EU-Ländern beim Strom und in sieben beim Erdgas geschehen.

¹²² Vgl. P. Kocken (2007), S. 40.

Regulierungsbehörde festgelegt werden.¹²³ Es muss sichergestellt werden, dass die Netztöchter ein Stück weit unabhängiger von ihren Mutterkonzernen agieren. Der Aufsichtsrat darf nur durch die Hälfte der Mandate plus ein Mandat vom Mutterkonzern besetzt sein, dadurch werden wichtige Entscheidungen, für die 75 % der Stimmen benötigt werden, nicht mehr alleine von der Konzernmutter getroffen.

Die vorgestellten weiteren Optionen zur Entflechtung verfolgen alle das gleiche Ziel. Es soll ermöglicht werden, dass durch die Trennung der Netze vom Vertrieb mehr Wettbewerb entsteht. Zu beurteilen, welches Modell dies am effektivsten bewerkstelligen kann, ist äußerst schwierig. Insgesamt konzentriert man sich derzeit auf die Frage, wer Eigentümer des Netzes ist und welchen Einfluss der Kapitalgeber bei der Investitionsentscheidung hat. Daneben sind aber weitere wichtige Fragen zur konkreten Ausgestaltung zu beantworten. Wie wird verhindert, dass die zukünftigen „neuen Netzbetreiber“ das System nicht zur Gewinnmaximierung ausnutzen? Soll es in Deutschland einen nationalen Champion (einen Fernleitungsnetzbetreiber bzw. einen Systembetreiber) geben oder wie bisher verschiedene Parteien? Sollten mehrere Parteien zukünftig existieren, stellt sich genau wie im derzeitigen Konstrukt die Frage, wie ein marktabschottendes Verhalten verhindert werden kann. Die Frage der Eigentumsverhältnisse würde an diesem Konstrukt nichts ändern, da auch bei mehreren unabhängigen Netzbetreibern oder Systembetreibern opportunistisches Verhalten möglich wäre.

Die Europäische Kommission hat das alleinige Initiativrecht für die EU-Richtlinien und Verordnungen bei zentralen Vorhaben. Die Entscheidungen über diese Vorhaben werden teilweise im Ministerrat und im immer stärker werdenden Europäischen Parlament getroffen. Einigen sich Rat und Parlament auf ein gemeinsames Vorgehen, wäre die Entscheidung gefallen.

Am 6. Juni 2008 trafen die 27 europäischen Energie-Minister in Luxemburg zusammen, um über das Energiebinnenmarkt-Paket zu beraten. Die Befürworter des ITO – mit Deutschland und Frankreich als ihren stärksten Vertretern – konnten sich auf diesem Treffen weitgehend durchsetzen. Die EU-Kommission und ihre Verbündeten¹²⁴ hatten das Modell des ITO nur befristet zulassen wollen, jedoch wurde es als gleichberechtigt neben den anderen Modellen akzeptiert. Das EU-Parlament sprach sich jedoch für die erzwungene Trennung von Erzeugung und Netzvertrieb aus, indem es den im EU-Ministerrat durchgesetzten Alternativplan mit 381 zu 261 Stimmen ablehnte. Da die Energiemarktreform durch den EU-Ministerrat und das Parlament gemeinsam beschlossen werden muss, steht nun eine schwierige Kompromissuche bevor, deren Ausgang ungewiss ist.¹²⁵

¹²³ Vgl. o. V. (2007), S. 10 - 11.

¹²⁴ Das sind Großbritannien, Schweden, Dänemark, die Niederlande, Spanien und Portugal.

¹²⁵ Vgl. Hönighaus (2008) S. 1.

Bei der Organisation des Netzzugangs (erster Teil des Kapitels VI GasRL) haben die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, zwischen dem Netzzugang auf Vertragsbasis (Art. 15 EU - RL)¹²⁶, dem geregelten Netzzugang (Art. 16 EU - RL)¹²⁷ oder einer Kombination von beiden Systemen zu wählen (Art. 14 EU - RL). Hiermit geht die Europäische Kommission explizit auf die Besonderheiten der verschiedenen nationalen Märkte, wie z. B. des deutschen Marktes, mit dem verhandelten Netzzugang ein. So wird in § 15 GasRL – dem Netzzugang auf Vertragsbasis – von einem Netzzugang gesprochen, bei dem die einzelnen Mitgliedstaaten die Rahmenbedingungen für Erdgasunternehmen und Kunden bestimmen. Die Erdgasunternehmen und die zugelassenen Kunden, die sich inner- und außerhalb des Verbundnetzgebietes befinden, können die weitere Ausgestaltung innerhalb dieser Rahmenbedingungen frei definieren, damit auf der Grundlage „... freiwilliger kommerzieller Vereinbarungen ...“ zwischen den Marktparteien der Netzzugang zustande kommt.

Die andere Variante – und in den europäischen Ländern häufiger gewählte Methode – ist der geregelte Netzzugang (Artikel 16 GasRL). Diese Netzzugangsalternative ermöglicht den Marktteilnehmern einen deutlich geringeren Handlungsspielraum, da stärker regulierend in den Markt eingegriffen wird und ein höherer Detaillierungsgrad des Gesetzes bzw. gesetzesähnlicher Texte erforderlich ist.

Der zweite Teil des Kapitels VI GasRL – bestehend aus den Artikeln 18 bis 23 – bezieht sich auf die Marktöffnung. Der organisierte Netzzugang ist Voraussetzung für die Marktöffnung, die in drei Phasen erfolgen soll. Die Marktöffnung findet anhand der „zugelassenen Kunden“ gemäß Artikel 18 Abs. 1 statt. Zugelassene Kunden sind grundsätzlich alle Betreiber¹²⁸ von gasbefeuelten Stromerzeugungsanlagen und Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 25 Millionen Kubikmetern Gas je Verbrauchsstätte sowie Betreiber von Kraft-Wärmekopplungsanlagen, sofern sie den im Mitgliedsland festgelegten Schwellenwert überschreiten.

Mit dem Inkrafttreten der Richtlinie war in der ersten Phase die Marktöffnung von mindestens 20 % des jährlichen Gesamtgasverbrauchs in den Einzelstaaten geplant. Aufgrund der unterschiedlichen Struktur der einzelnen Mitgliedsländer kann es vorkommen, dass in einzelnen Ländern die Marktöffnung nach Bestimmung der zugelassenen Kunden auf mehr als 30 % des jährlichen Gasverbrauchs der zugelassenen Kunden in der ersten Phase stattfindet. Für diesen Fall wird den Mitgliedstaaten ermöglicht, die Öffnung auf 30 % in der ersten Phase zu beschränken.

¹²⁶ Beim verhandelten Netzzugang gem. Art. 15 EU - RL werden von den anwendenden Mitgliedstaaten Maßnahmen getroffen, die die freiwillige kommerzielle Vereinbarung zwischen Erdgasunternehmen und zugelassenen Kunden ermöglichen.

¹²⁷ Das von der Kommission favorisierte System ist der geregelte Netzzugang gem. Art. 16 EU - RL, der durch veröffentlichte Tarife und Errichtung einer Regulierungsbehörde auf einzelstaatlicher Ebene vollzogen wird. Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2001), S. 8 - 15.

¹²⁸ Art 18 Abs. 2 erster Gedankenstrich EU - RL sieht allerdings die Befreiung von Kraft-Wärmekopplungsanlagen vor, die unter einem von den Mitgliedstaaten festgelegten Schwellenwert liegen.

Die zweite und dritte Phase sollten im August 2003 bzw. August 2008 beginnen und zu einer Marktöffnung von mindestens 28 % bzw. mindestens 33 % führen. Die Marktöffnung sollte durch das Absenken der Verbrauchsschwellen der Endverbraucher und somit zugelassenen Kunden von 25 Mio. m³ Gas auf 15 Mio. m³ bzw. 5 Mio. m³ erreicht werden. Hatten Mitgliedstaaten bereits in der ersten Phase eine Marktöffnung von mehr als 30 % und hatten sie die Möglichkeit zur Reduzierung der Marktöffnung auf 30 % genutzt, so änderten sich die Mindestschwellen zur Marktöffnung auf 38 % in der zweiten Phase und 43 % in der dritten Phase.

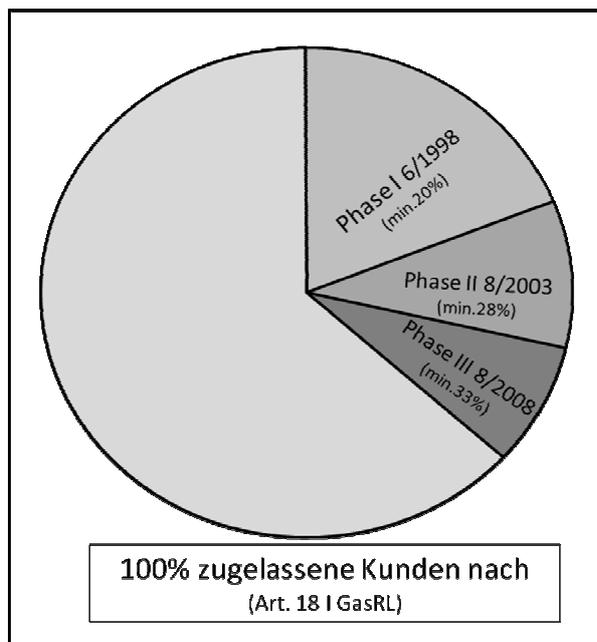


Abbildung 3 - 4: Phasen der Marktöffnung

Um den Prozess der Marktöffnung zu organisieren, wird im Artikel 19 die Vermeidung von Ungleichgewichten bei der Marktöffnung und im Artikel 20 die Versorgung der zugelassenen Kunden mittels Direktleitung festgelegt. Abbildung 3 - 3 verdeutlicht, dass die Phasen zur Marktöffnung mit einer Marktöffnung von mindestens 33 % innerhalb von 10 Jahren nicht übermäßig ambitioniert waren. Dennoch haben einige Mitgliedstaaten selbst diese Mindestanforderungen zur Marktöffnung nicht erfüllt.

Ursachen hierfür sind bereits in der GasRL erkennbar. In den Artikeln 21 - 23 wird das grundsätzliche Verhalten der Mitgliedstaaten gegenüber den Vertragsparteien beschrieben. Dabei wird insbesondere auf die Überwachung der Marktparteien durch die Mitgliedstaaten eingegangen, um den Missbrauch von Marktmacht zu verhindern (Art. 22 GasRL). Die konkrete Ausgestaltung wird jedoch den Mitgliedsländern überlassen. Verstärkt wird dies durch das Abschlusskapitel der GasRL in die Ausnahmetatbestände definiert werden. Aufgrund von Ausnahmetatbeständen wird es einzelnen Mitgliedstaaten ermöglicht, von den Vorschriften und Maßnahmen der vorhergehenden Kapitel der GasRL abzuweichen. Dadurch werden „kreativen Mitgliedsländern“ weitere Gestaltungsspielräume eröffnet.

3.1.2.2 Novelliertes Energiewirtschaftsgesetz von 2003

Die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie wurde erst ca. fünf Jahre später in deutsches Recht umgesetzt – unmittelbar vor Erscheinen der Beschleunigungsrichtlinie für Erdgas (EU-Richtlinie 2003/55/EG). Das im Jahre 2003 novellierte EnWG bestand zu großen Teilen aus dem bereits bekannten Gesetz von 1998, mit der Ausnahme der §§ 4a, 6a und 9a, die explizit auf den Betrieb, den Zugang und die Rechnungslegung von Gasversorgungsunternehmen eingehen. Der verhandelte Netzzugang § 6 wurde um einen Teilsatz modifiziert; demnach muss ein Versorgungsnetz „... die Durchleitung zu Bedingungen zur Verfügung stellen, die guter fachlicher Praxis entsprechen ...“. Die Bedingungen *guter fachlicher Praxis* dienen gemäß § 6 Abs. I S. 4 der Erreichung der Ziele des § 1 und der Gewährleistung wirksamen Wettbewerbs. Eine weitere Ergänzung des EnWG 2003 gegenüber dem von 1998 stellen die §§ 11a und 11b zur Planfeststellung für Energieanlagen und Vorarbeiten dar. Diese beziehen sich sowohl auf Elektrizitätsnetze als auch auf Gasversorgungsleitungen. Demnach müssen Leitungen, die eine bestimmte Dicke bzw. Leistung überschreiten, sich einer gesonderten Planfeststellung unterziehen (z. B. Umweltverträglichkeitsprüfung) und Eigentümer haben notwendige Vorarbeiten, wie z. B. Vermessungen, Boden- und Grundwasseruntersuchungen usw., durch den Bauträger oder seine Vertreter zu dulden. Allein die Ergänzung der a- und b-Paragrafen verdeutlicht, dass keine umfassende Überarbeitung, sondern eher eine schnelle Anpassung des deutschen Rechts vor Inkrafttreten der abzusehenden EU-Beschleunigungsrichtlinie Erdgas einige Monate später stattfand.

3.1.3 Rechtliche Grundlagen der dritten Liberalisierungsphase

3.1.3.1 EU-Richtlinie 2003/55/EG

Aufgrund von Umsetzungsschwierigkeiten¹²⁹ und des Zögerns einiger Mitgliedsländer rief der Europäische Rat bereits zwei Jahre nach Inkrafttreten der GasRL 98/30/EG dazu auf, die Liberalisierung zu beschleunigen.¹³⁰ Die Europäische Kommission unterbreitete daraufhin einen Vorschlag zur Novellierung der GasRL 98/30/EG durch die GasRL2003/55/EG, die auch als Erdgasbeschleunigungsrichtlinie bezeichnet wird.¹³¹ Die neue GasRL 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 führte wegen des Umfangs der Änderungen zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG. Das Grundgerüst der Richtlinie 98/30/EG blieb bestehen, allerdings wurden die meisten Artikel durch zusätzliche Passagen und Absätze ergänzt und konkretisiert. Die Beschleunigungsrichtlinie hat 35 Artikel und damit vier zusätzliche Artikel zur GasRL 98/30/EG. Der Zuwachs

¹²⁹ Die Europäische Kommission hat in ihrem Bericht „Third benchmarking report on the implementation of internal electricity and gas market“ Hindernisse, die der Öffnung des Gasmarktes entgegenstehen, aufgeführt. Zu diesen gehören u. a. unzureichende Transparenz und Kompatibilität der nationalen Netzzugangsregeln, unzureichende und intransparente Speicherregelungen, dominierende Marktmacht der großen nationalen Ferngesellschaften und ineffiziente Kapazitätszuteilungsverfahren an Kuppelstellen. Vgl. Europäische Kommission (2003b), S. 5.

¹³⁰ Vgl. Anhang C.

¹³¹ Vgl. http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/l_176/l_17620030715de00570078.pdf .

von nur 4 weiteren Artikeln täuscht jedoch über den Umfang der neuen Richtlinie hinweg. Einige Artikel der alten Richtlinie wurden zu einem neuen Artikel in der Beschleunigungsrichtlinie zusammengefasst und die Kapitelnamen erweitert.¹³²

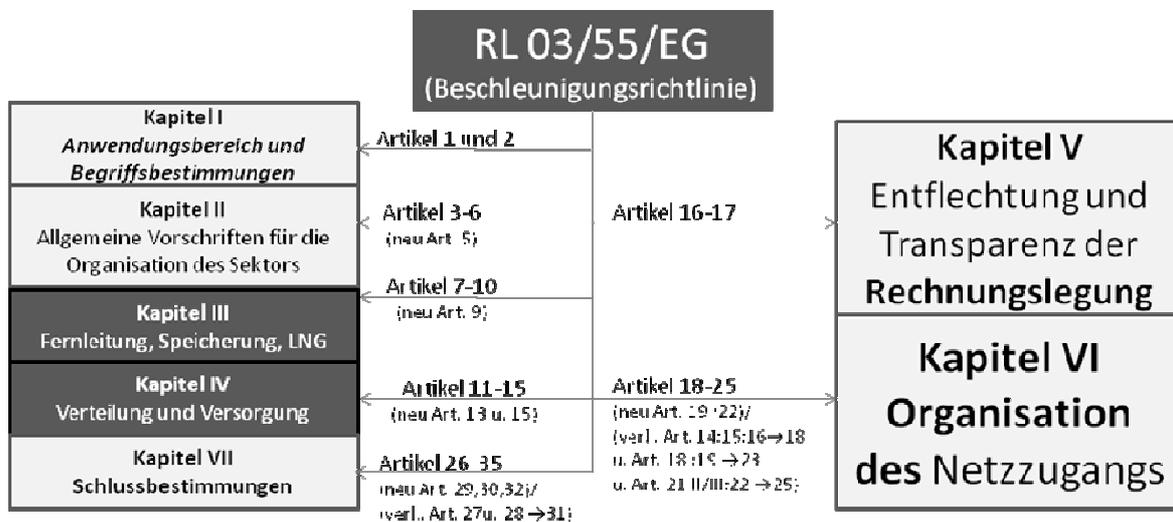


Abbildung 3 - 5: Beschleunigungsrichtlinie Erdgas

Erstmalig wurden Hilfsdienste, die zum Betrieb und Zugang von Anlagen der Erdgasindustrie benötigt werden, in die Richtlinie aufgenommen. Weiterhin wurde die Möglichkeit der Netzpufferung aufgegriffen und mit den Haushaltskunden bzw. Nicht-Haushaltskunden und den zugelassenen Kunden wurden gemäß Artikel 23 neue Kundengruppen definiert. Auch der Zugang zu Speicheranlagen (Art. 19)¹³³ und die Definition für Verbindungsleitung und neuer Infrastruktur (Art. 22 i. V. m. Art. 2) vervollständigen das Gesamtbild und unterstreichen das Ziel des infrastrukturellen Zusammenwachsens der europäischen Energiemärkte.

Abbildung 3 - 5 verdeutlicht, dass außer im Kapitel I und V in jedem Kapitel **neue** Artikel ergänzt wurden und in den Kapiteln VI und VII Artikel der Gasrichtlinie 98/30/EG in einen Artikel der neuen Richtlinie zusammengefasst/**verknüpft** wurden. Neue Artikel beziehen sich auf das Monitoring der Versorgungssicherheit (Art. 5), die Entflechtung von Fernleitungsnetz-

¹³² Die Erweiterung des Kapitelnamens wird durch Fettschrift in Abbildung 3-5 dargestellt.

¹³³ In den Absätzen III und IV des Artikels 19 über den Zugang zu Speichern wird auf die Möglichkeit des Netzzugangs auf Vertragsbasis (in der BRD durch die Verbändevereinbarungen umgesetzt) und des geregelten Netzzugangs für den Zugang zu Speicheranlagen eingegangen. Die Berücksichtigung des Speicherzugangs auf Vertragsbasis durch die am 26.06.03 in Kraft getretene GasRL 2003/55/EG wirkt nach dem bereits am 09.04.03 bekannt gegebenen Scheitern der deutschen Verbändevereinbarungen leicht verwunderlich, da gerade der Netzzugang auf Vertragsbasis durch die BRD zustande kam.

betreibern (Art. 9) und die Entflechtung von Verteilnetzbetreibern (Art. 13)¹³⁴ sowie Kombinationsnetzbetreibern¹³⁵ (Art. 15).

Wichtige Änderungen wurden an den Kapiteln VI (Organisation des Netzzugangs) und VII (Schlussbestimmungen) vorgenommen. In Kapitel VI wurden die Artikel 14 bis 16 der alten Richtlinie zu Artikel 18 über den Zugang Dritter zusammengefasst, genauso wie die Artikel 18 und 19 der alten Richtlinie, die ihr Pendant in Artikel 23 über die Marktöffnung und Gegenseitigkeit in der Beschleunigungsrichtlinie finden. Weiterhin wurden Teile des Artikels 21 und der gesamte Artikel 22 der alten Richtlinie im Artikel 25 über Regulierungsbehörden der Beschleunigungsrichtlinie zusammengefasst. Gleichzeitig wurden mit dem Zugang zu Speicheranlagen (Art. 19) und dem Artikel 22 über neue Infrastrukturen zwei weitere Artikel ergänzt.

Kapitel VII wurde um drei neue Artikel erweitert: den Artikel 29 zu Überprüfungsverfahren, den Artikel 30 zum (Kommissions-)Ausschuss und den Artikel 32 zur Aufhebung von Rechtsvorschriften. Zusammen mit dem neuen Artikel 5 zum Monitoring der Versorgungssicherheit und der Zusammenführung der Artikel 27 und 28 zum Artikel 31¹³⁶ über die Berichterstattung wurden die Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten der nationalen Regulierungsbehörden und der Kommission deutlich ausgeweitet.

Zentrale Vorschriften der GasRL 2003/55/EG (sog. Beschleunigungsrichtlinie) lassen sich in die seit der Erdgasrichtlinie von 1998 bekannten drei Themenblöcke Unbundling, Netzzugang und Marktöffnung einteilen: Die Entflechtung (Unbundling) von Fernleitungs- (Art. 9), Verteil- (Art. 13), Kombinationsnetzbetreibern (Art. 15) und die bereits bekannten Artikel Recht zur Einsichtnahme in die Rechnungslegung (Art. 16 (früher Art. 12)) sowie die Entflechtung der Rechnungslegung (Art. 17 (früher Art. 13)) stellen den ersten Themenblock dar.

Den zweiten bildet die Organisation des Netzzugangs aufgrund veröffentlichter und geregelter Termine mit den Artikeln 18 bis 21, wobei Artikel 18 der zentrale Artikel ist (früher Artikel 14 - 16 Netzzugang). Entgegen der RL von 1998 wird bei der Beschleunigungsrichtlinie beim Zugang Dritter (Art. 18) zwar weiterhin von der Einführung eines Systems gesprochen, die Unterscheidung der Systemauswahl Netzzugang auf Vertragsbasis oder geregelter Netzzugang wird aber an dieser Stelle¹³⁷ nicht mehr erwähnt.

¹³⁴ Bei den Entflechtungszielen der Beschleunigungsrichtlinie wird ausdrücklich auf den Zwang zur eigentumsrechtlichen Entflechtung verzichtet.

¹³⁵ Unter bestimmten Bedingungen ist ein Netzbetreiber zum gleichzeitigen Betrieb eines Fernleitungsnetzes, einer LNG-Anlage, einer Speicheranlage und eines Verteilnetzes berechtigt (Kombinationsnetzbetreiber). Hierfür muss er die Anforderungen des Art. 15 Beschleunigungsrichtlinie erfüllen.

¹³⁶ Vgl. Entsprechungstabelle des Anhangs B der GasRL 2003/55/EG.

¹³⁷ Jedoch weiterhin im Artikel 19 dem Zugang von Speicheranlagen.



Abbildung 3 - 6: Grundpfeiler zur Gasmarktliberalisierung

Die Marktöffnung nach Artikel 23 (früher Artikel 18 über zugelassene Kunden und Artikel 19 über Vermeidung von Ungleichgewichten bei der Marktöffnung) bildet den dritten Themenblock. Die Marktöffnung erfolgt nun in zwei Phasen. In der ersten Phase sollten bis spätestens 1. Juli 2004 die Gasmärkte für alle Nicht-Haushaltskunden geöffnet werden. Die zweite Phase, die ab dem 1. Juli 2007 beginnen sollte, sah dann die vollständige Öffnung der Gasmärkte für alle Kunden vor. Weiterhin wurden die Errichtung von unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden (Art. 25 EU - RL)¹³⁸ sowie Überprüfungsverfahren durch die Kommission (Artikel 29) und Berichterstattung an die Kommission festgelegt.

3.1.3.2 Rundum erneuertes EnWG 2005 und neue Verordnungen

Als Konsequenz der europäischen Richtlinien – unter anderem der Erdgasbeschleunigungsrichtlinie – wurden im Jahre 2005 ein völlig überarbeitetes Energiewirtschaftsgesetz und weitere Verordnungen in Deutschland verabschiedet.

¹³⁸ Vgl. Hosius (2004), S. 88 - 96.

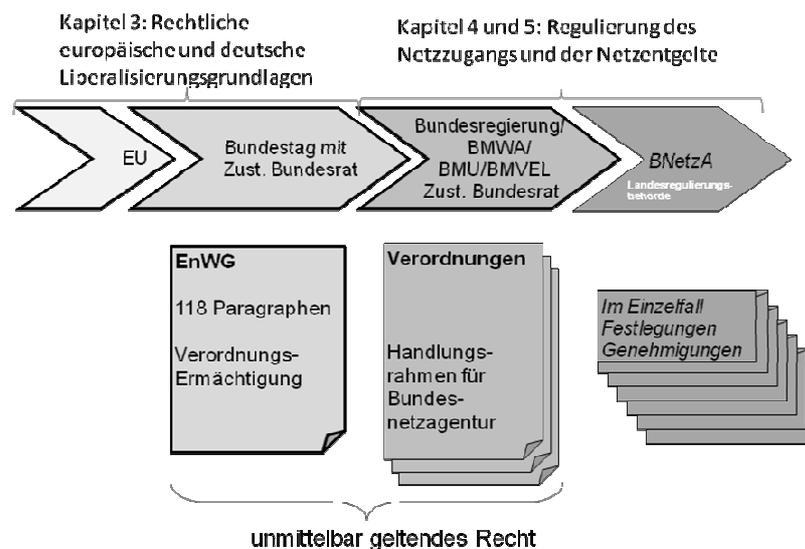


Abbildung 3 - 7: Normative Rahmenbedingungen in Deutschland¹³⁹

An die Stelle eines schlanken und wenig wettbewerbswirksamen Energiewirtschaftsgesetzes trat schließlich eine „Normenmasse“ bestehend aus dem rundum erneuerten Energiewirtschaftsgesetz und vier weiteren Verordnungen mit den Zugangs- und Entgeltverordnungen für jeweils Strom und Gas.

Das EnWG 2005 stellt einen Systemwechsel vom verhandelten Netzzugang zum behördlich regulierten Netzzugang dar.¹⁴⁰ Dies beinhaltet die Regulierung der Netzzugangsentgelte und die Umsetzung der umfangreichen Entflechtungsvorgaben der EU. Darüber hinaus treten nicht nur materiell-rechtliche, sondern auch institutionelle Neuerungen mit der Übertragung der Hauptaufgaben zur Regulierung auf die Bundesnetzagentur für das Elektrizitäts-, Gas-, Telekommunikations-, Post- und Eisenbahnwesen (BNetzA) in Kraft. Aufgrund dieser nicht unerheblichen Änderungen ist es nicht verwunderlich, dass Kernfragen der Novelle im Gesetzgebungsverfahren bis zum Schluss umstritten waren. Besonders die Kompetenzverschiebung zwischen BNetzA und den Landesregulierungsbehörden sowie die Entwürfe zur Entgeltregulierung wurden bis zuletzt intensiv diskutiert.¹⁴¹

Am 15. Juni 2005 gab der Vermittlungsausschuss zwischen Bundestag und Bundesrat das Ergebnis zur EnWG-Novelle offiziell bekannt. Daraufhin haben Bundestag und Bundesrat die Novelle am 16. bzw. 17. Juni verabschiedet. Das rundum erneuerte Energiewirtschaftsgesetz, datiert auf den 7. Juli 2005, besteht aus zehn Teilen mit insgesamt 118 Paragraphen und ist am 13.07.2005 in Kraft getreten.

¹³⁹ Eigene Darstellung in Anlehnung an Jütte.

¹⁴⁰ Hiermit findet ein Wechsel vom Ansatz der Selbstregulierung zur normierenden Regulierung und administrativen Regulierung statt. Vgl. Theobald/Hummel (2003), S. 1 - 4.

¹⁴¹ Vgl. Kühling/El-Barudi (2005), S. 1470.

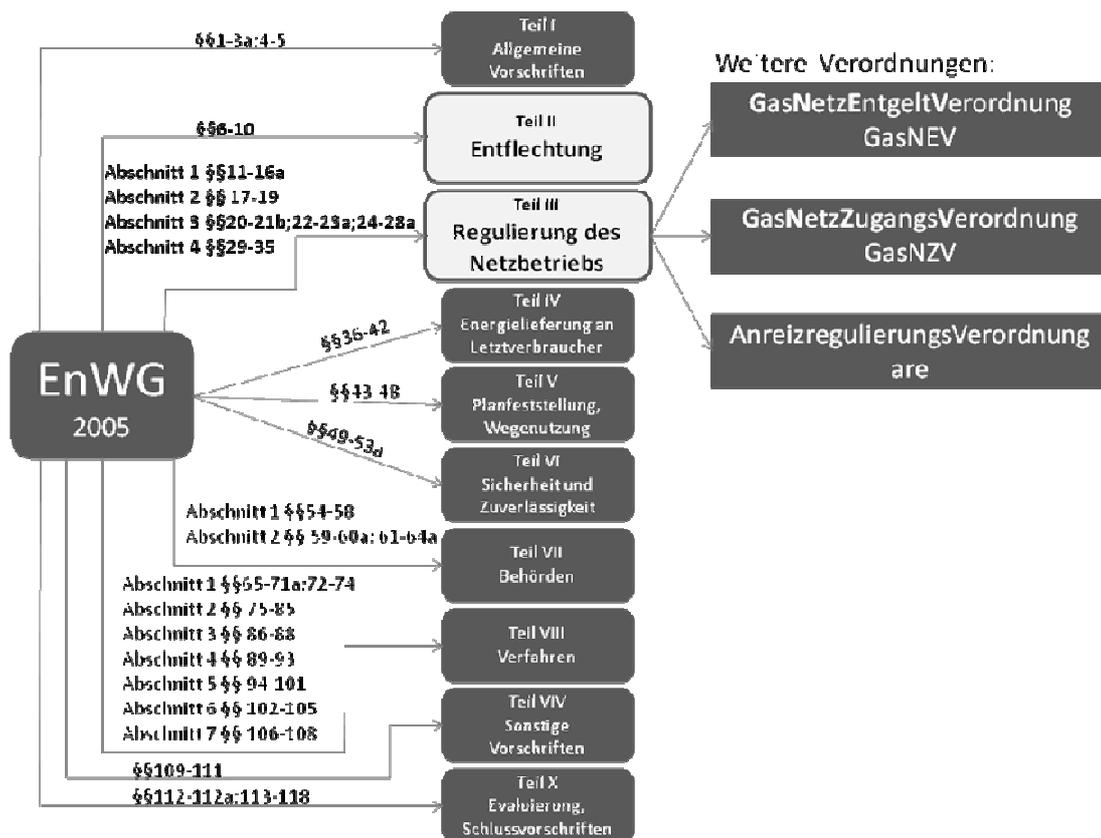


Abbildung 3 - 8: Aufbau des EnWG

Bereits der Umfang der obigen Grafik gibt einen Überblick über das gewaltige Gesetzeswerk. Trotz einer langen Vorbereitungszeit und einer Verspätung von mehreren Jahren wurde dieses Gesetz bis zum Schluss verhandelt. Ein Indiz hierfür sind die vielfältigen a- und b-Paragrafen in besonders kritischen und auslegungsbedürftigen Punkten wie der Regulierung des Netzbetriebs (Teil 3) und den Regelungen von Verfahren, Beschwerden, Sanktionen und gerichtlichen Verfahren (Teil 8). Allein diese beiden Teile beinhalten mehr als die Hälfte der Paragraphen des Energiewirtschaftsgesetzes.

Im Rahmen der Liberalisierung der Erdgasmärkte haben die Teile zwei und drei, die in der Grafik 3 - 8 hervorgehoben sind, eine entscheidende Bedeutung. Eine Analyse sämtlicher Paragraphen des neuen EnWG wäre im Rahmen dieser Arbeit nicht angemessen, deswegen beschränkt sich die nachfolgende Analyse auf die Teile 2 und 3 des EnWG und weitere wichtige Paragraphen.

Der erste Teil zu den allgemeinen Vorschriften besteht aus sechs Paragraphen mit dem § 1 „Zweck des Gesetzes“ als zentralem Paragraphen dieses Teils. Der Zweck des Gesetzes wurde bereits in Kapitel 2.3 und in Abbildung 2 - 6 ausführlich vorgestellt.

Der zweite Teil mit den §§ 6 bis 10 setzt die europäischen Angaben zum Unbundling für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen um. Zu unterscheiden sind die rechtliche Entflechtung (§ 7), die operationelle Entflechtung (§ 8), die buchhalterische Entflechtung (§ 10) und die informatorische Entflechtung (§ 9). Durch die rechtliche Entflechtung müssen vertikal integrierte Versorgungsunternehmen sicherstellen, dass ein bislang in ein Versorgungsunter-

nehmen integrierter Netzbetrieb in einen gesellschaftsrechtlich unabhängigen Rechtsträger überführt wird.¹⁴² Die operationelle Entflechtung bezieht sich auf die Unabhängigkeit des Netzgeschäfts hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und Ausübung.

Netzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sind von einer rechtlichen und operationellen Entflechtung entbunden (sogenannte De-minimis-Regelung gem. § 54 EnWG).¹⁴³ Die rechtliche und operationelle Entflechtung wird um die informationelle Entflechtung – diese bezieht sich auf wirtschaftlich sensible Informationen – und um die buchhalterische Entflechtung – hier wird auf die Trennung der Buchführung in verschiedenen Unternehmensebenen abgestellt – ergänzt. Die beiden letztgenannten Entflechtungsvorgaben sind seit dem 13.07.2005 für alle Netzbetreiber in Deutschland verpflichtend (Abbildung 3 - 9).

	Rechtliche Entflechtung = <i>Legal Unbundling</i> §7 EnWG 2005	Operationelle Entflechtung = <i>Functional Unbundling</i> §8 EnWG 2005	Entflechtung der Rechnungslegung = <i>Accounting Unb.</i> §10 EnWG 2005	Informatorische Entflechtung = <i>Informational Unbundling</i> §9 EnWG 2005
TSO	ab 13.7.2005 Pflicht	ab 13.07.2005 Pflicht detail. Regelungen zur personellen Entflechtung; Gleichbehandl.-progr.	ab 13.07.2005 Pflicht* Wirtschaftsprüfer-testat sowie getrennte Bilanzen und GuV sind offen zu legen und BNetzA unverzüglich zu übersenden	ab 13.07.2005 Pflicht Wahrung Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Daten; bei Offenlegung von Daten: Diskriminierungsfreiheit
DSO >100.000 Kunden	ab 1.07.2007 Pflicht			
DSO <100.000 Kunden				

Abbildung 3 - 9: Umsetzung der EU-Entflechtungsvorgaben in deutsches Recht¹⁴⁴

Der dritte Teil des EnWG 2005 über die Regulierung des Netzbetriebs besteht aus vier Abschnitten mit den Paragraphen 11 bis 35. Im ersten Abschnitt werden die Aufgaben der Netzbetreiber beschrieben; diese bestehen gemäß § 11 Abs. 1 in der Verpflichtung, „... ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit wirtschaftlich zumutbar“. Diese Anforderung wird mit den §§ 12 bis 14 über die Aufgaben von Betreibern von Elektrizitätsnetzen und den §§ 15 bis 16 a für Betreiber von Gasnetzen konkretisiert. Aufgrund der Gemeinsamkeiten beider leitungsgebundenen Energieträger ist der fast identische Aufbau der §§ 12 u. 15, 13 u. 16 sowie 14 und 16a nicht verwunderlich.

¹⁴² Eine eigentumsrechtliche Entflechtung wird nicht gefordert.

¹⁴³ Hiermit wird versucht, die Wettbewerbssituation kleinerer Netzbetreiber zu verbessern, da der durch die Regulierung verursachte finanzielle Aufwand für diese relativ höher wäre als für große Netzbetreiber.

¹⁴⁴ Eigene Darstellung in Anlehnung an Jütte.

Wesentliche Unterschiede bestehen in den bereits erwähnten Besonderheiten von Erdgas (Betrieb von Speichern und LNG-Anlagen), beim „Wording“¹⁴⁵ und in der Regelungstiefe. So werden Betreiber von Übertragungsnetzen bereits seit 1. Februar 2006 verpflichtet, einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen, wobei keine entsprechende Regelung im Gesetz für den Fernleitungsnetzbetreiber beim Gas existiert. Entsprechend ist der § 15 über die Systemverantwortung von Betreibern von Fernleitungsnetzen nicht so detailliert wie sein Pendant im Elektrizitätsbereich mit § 13. Nach der Festlegung der Aufgaben der Netzbetreiber in Abschnitt 1 findet mit den Abschnitten 2 und 3 eine klare Unterscheidung zwischen Netzanschluss (Abschnitt 2) und Netzzugang (Abschnitt 3) statt. Der vierte Abschnitt thematisiert die Befugnisse der Regulierungsbehörde.

Der Netzanschluss bezieht sich gemäß § 17 auf die Herstellung der physischen Verbindung von Letztverbrauchern, gleich- oder nachgelagerten Gasversorgungsnetzen sowie sonstigen Leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen an das Leitungsnetz. Der Netzanschluss muss zu angemessenen, diskriminierungsfreien, transparenten Bedingungen erfolgen. Diese dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von Betreibern anderer Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen angeboten werden. Für Betreiber von Energieversorgungsnetzen, die in bestimmten Gemeindegebieten für die allgemeine Versorgung von Letztverbrauchern verantwortlich sind, besteht eine allgemeine Anschlusspflicht (gem. § 18), sofern der Anschluss aus wirtschaftlichen Gründen für den Betreiber des Energieversorgungsnetzes zumutbar ist.

Die Grundsätze des Netzzugangsmodells sind im Gesetz selbst festgeschrieben. Der Netzzugang (§ 20) mit seinen vier Absätzen bezieht sich auf den Transport der Energie über das Netz. Die Ausgestaltung des Netzzugangs ist zentraler Bestandteil für die Schaffung von Wettbewerb im Netz. Der erste Absatz des § 20 enthält allgemeine Vorschriften, wie der Netzzugang zu organisieren ist. Hierbei wird keine Unterscheidung bzgl. der Energieträger Elektrizität und Gas getroffen. Jedoch findet durch die Absätze 1a (Strom) und 1b (Gas) des § 20 eine unterschiedliche Ausdifferenzierung der beiden Energieformen statt.

Durch den § 20 1b EnWG wurde ein neues Zugangsregime für Gas etabliert.¹⁴⁶ Dieses sieht den Wechsel vom Kontraktpfadmodell bzw. Punkt-zu-Punkt-Modell zum Entry-Exit-System vor.¹⁴⁷ Anders als beim Strom wird der Netzzugang hier mit zwei Verträgen – einem Einspeise- und einem Ausspeisevertrag (Zweivertragsmodell) – geschlossen. Durch dieses neue Zugangsregime für Gas werden die Wettbewerbschancen der Transportkunden deutlich erhöht. Zum einen kann mit der Buchung einer Einspeisekapazität an eine Vielzahl von potenziellen Kun-

¹⁴⁵ Wording ist Neudeutsch für Begriffswahl. Beim Elektrizitätsnetz wird von Übertragungsnetzen gesprochen, wobei sich beim Gas als Pendant der Begriff Fernleitungsnetz im Gesetz wiederfindet und sich später der Begriff Marktgebiete als Pendant zur Regelzone im Strom etabliert hat.

¹⁴⁶ Dieses war durch das Scheitern der VV Gas II notwendig.

¹⁴⁷ Im Kapitel vier (Netzzugang) werden die Verbändevereinbarungen, sonstigen Verordnungen und somit auch die verschiedenen Modelle bzw. Systeme genauer beschrieben.

den herangetreten werden und zum anderen werden die Möglichkeiten zur Verweigerung des Transports aufgrund technischer Gründe deutlich reduziert.¹⁴⁸

Das Gesetz enthält weitere Kooperationspflichten. Hierzu gehört die Kooperation aller Netzbetreiber bei der Berechnung von Kapazitäten, beim Angebot von Kapazitäten und der Einbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere mit dem Ziel, den Netzzugang zu vereinfachen und zu beschleunigen. Darüber hinaus haben Betreiber von über Netzkoppelungspunkte verbundenen Netzen bei der Berechnung und Ausweisung technischer Kapazitäten mit dem Ziel zusammenzuarbeiten in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen auszuweisen.

Damit der Gastransport durch verschiedene Netzkategorien nur durch einen Ein- und Ausspeisevertrag stattfinden kann, ist ebenfalls eine verbindliche Zusammenarbeit der Netzbetreiber erforderlich. Des Weiteren wird in § 20 I b EnWG gefordert, dass alle Kooperationsmöglichkeiten mit anderen Netzbetreibern – mit dem Ziel, die Zahl der Netze und Teilnetze sowie der „Bilanzzonen“¹⁴⁹ möglichst gering zu halten – auszuschöpfen sind.¹⁵⁰ Dies ist eine zentrale Forderung zur Schaffung von mehr Wettbewerb im Gasnetz, denn nur größere Bilanzzonen (Marktgebiete) ermöglichen den Zugang zu möglichst vielen Endverbrauchern und die Entwicklung liquider Märkte.

Weitere Bestandteile des § 20 Abs. 1b sind das Rucksackprinzip des Kapazitätsübergangs beim Lieferantenwechsel, die flexible Nutzung von Ein- und Ausspeisepunkten auf der Ferngasebene für das gesamte Netz – oder bei dauerhaften Engpässen in Teilnetzen – sowie die grundsätzliche¹⁵¹ Verpflichtung von Betreibern örtlicher Verteilnetze, bei Übernahme von Gas an einem Einspeisepunkt den Netzzugang für alle Ausspeisepunkte zu gewähren. § 20 Abs. 2 erläutert Bedingungen, bei denen der Netzzugang verweigert werden kann und welche Informationspflichten der Netzbetreiber bei Verweigerung des Netzzugangs gegenüber der Regulierungsbehörde hat.

Der Netzzugangsanspruch und seine Durchsetzung haben sich durch das neue EnWG grundsätzlich geändert. Der Ordnungsgeber geht offensichtlich von einer schwächeren Ausgestaltung des Zugangsanspruchs als Anspruch auf Abschluss eines Netznutzungsvertrages aus.¹⁵² Anders als im vorherigen EnWG bestehen nun effektive Eingriffsbefugnisse der BNetzA, die gemäß § 30 Abs. 2 Satz 3 Nr. 2 den Netzzugang anordnen kann. Diese Befugnisse werden durch § 31 (Besondere Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde) und § 72 (Vorläufige

¹⁴⁸ Für genauere Ausführungen siehe auch Kapitel 3.2.2.

¹⁴⁹ Der Gesetzgeber spricht hier von Bilanzzonen; in der späteren Praxis der Kooperationsvereinbarung hat sich jedoch der Begriff Marktgebiete durchgesetzt. Vgl. Kapitel 3.2.2.

¹⁵⁰ Die Grünen konnten sich hier nicht mit ihrer Forderung durchsetzen, die Zahl der Entry-Exit-Zonen auf zwei pro Netzbetreiber zu beschränken und die Betreiber von regionalen und lokalen Netzen dazu zu verpflichten, eigentumsübergreifend Entry-Exit-Zonen anzubieten.

¹⁵¹ Durch das Wort „grundsätzlich“ wurde die ursprüngliche Anforderung an örtliche Verteilnetze entschärft.

¹⁵² Dies wird durch die Ausgestaltung von § 24 Abs. 1 S. 1 und § 25 Abs. 1 StromNZV und § 3 Abs. 1 Satz 1 GasNZV deutlich. Vgl. Kühling (2005), S. 1475.

Anordnungen) erweitert. Durch diese neuen Eingriffsbefugnisse dürfte die Bedeutung der zivilrechtlichen Durchsetzung von Netzzugangsansprüchen zurückgehen.¹⁵³

Hiervon weichen die §§ 26 – 28 ab, die im Gegensatz zu § 20 spezielle Zugangsregeln für spezielle Bereiche wie z. B. Speicher, vorgelagerte Netze usw. vorsehen. Hier wird von der Möglichkeit Gebrauch gemacht – entsprechend der Artikel 20 u. 21 GasRL –, anders als beim regulierten Zugang einen vertraglich vereinbarten Zugang zu normieren. Dadurch lebt der verhandelte Netzzugang in diesen beschränkten Bereichen fort. Durch diese bewusste Unterscheidung der Zugangsregeln für bestimmte Bereiche wird es auch zukünftig einen unmittelbar zivilrechtlich durchsetzbaren Zugangsanspruch für diese Bereiche geben.

Die Einführung eines Zugangsregimes mit ausschließlich wettbewerbsfördernden Zugangsrechten senkt die Investitionsbereitschaft. Dieser Effekt wird bei Langfristinvestitionen wie in der Gasindustrie noch verstärkt. Die Ursache hierfür lässt sich an einem Beispiel erklären. Sofern ein Investor eine Investition tätigt, macht er sich Gedanken über die potenziellen Zahlungsströme. Dabei sind grundsätzlich unterschiedliche Szenarien vorstellbar. Sollte die Investition erfolgreich sein, kann der Investor signifikante Gewinne erzielen. Umgekehrt kann die Investition aber auch fehlschlagen und der Investor bleibt auf einem Netz sitzen, dessen Wert die Investitionskosten nicht annähernd bzw. nur teilweise deckt. Der Investor ist nur bereit, die Investition zu tätigen, wenn sein erwarteter abdiskontierter Erlös die Investitionskosten übersteigt. Der Investor hat also eine Vorstellung über die Wahrscheinlichkeit der potenziellen Gewinne (Upside Risk) und der potenziellen Verluste (Downside Risk).

Durch die Einführung eines Zugangsregimes unter Wettbewerbsbedingungen und somit den Markteintritt von Wettbewerbern vermindern sich die potenziellen Gewinne des Investors, während die potenziellen Verluste gleich bleiben. Der Grund hierfür ist, dass der Netzzugang nur von den Wettbewerbern in Anspruch genommen wird, sofern eine Rendite zu erwirtschaften ist. Mit anderen Worten, ist das Pipelineprojekt nicht erfolgreich (Downside Risk), würde der Netzzugang von den Konkurrenten nicht nachgefragt. Ist hingegen ein Gewinn durch den Gastransport möglich, würde der Zugang nachgefragt. Der Zugangsnachfragende hat den Vorteil, abwarten zu können, wie erfolgreich ein Pipelineprojekt ist, um nach Fertigstellung relativ risikolos zu entscheiden, ob er den Zugang nutzt oder nicht. Damit trägt der Investor das gesamte Verlustrisiko und muss möglicherweise die potenziellen Gewinne des Projekts teilen. Folglich hat der Investor, sofern er mit der Einführung eines Zugangsregimes für seine Investition rechnet, kein Interesse, das Projekt zu realisieren, sondern wartet lieber darauf, sich später den Netzzugang zu sichern (Trittbrettfahrer-Effekt).

Die Zugangsregulierung ist eine Ex-Post-Entscheidung, die Einfluss auf die vom Investor ex ante festzulegende Gewinnerwartung hat. Das oben beschriebene und theoretisch dargestellte Abbruch- oder Verkürzungsproblem (Truncation-Problem) hat erhebliche Auswirkungen auf den Investitionszeitpunkt. Weiterhin steht das Truncation-Problem in unmittelbarem Zusam-

¹⁵³ Vgl. Kühling (2005), S. 1475.

menhang mit der Unfähigkeit des Regulators, vor Beginn einer Investition eine geeignete Subventionierung für Neuinvestitionen festzulegen bzw. sich vor Beginn der Regulierung auf Zugangspreise verbindlich zu definieren. Eine weitere Möglichkeit, um das Abbruchproblem zu umgehen, wäre die Ex-ante-Festlegung einer Ausnahmeregelung vom Netzzugang für bestimmte Investitionen für eine ausreichend lange Zeit (Access Holiday).¹⁵⁴

Insgesamt ist jedoch zu beobachten, dass sich der Gesetzgeber bzw. die Regulierungsbehörden mit einer frühzeitigen konkreten Selbstverpflichtung bezüglich der Ausnahmeregelungen vom Netzzugang (Access Holiday) oder der Ex-ante-Festlegung von Netzentgelten nicht festlegen wollen. Dies ist auf zwei Sachverhalte zurückzuführen. Erstens bestehen Informationsasymmetrien zwischen dem Investor und der Regulierungsbehörde und zweitens setzt sich die Regulierungsbehörde durch eine frühzeitige Entscheidung Grenzen für zukünftige Entscheidungen. Beide Sachverhalte führen dazu, dass die Regulierungsbehörde, wenn überhaupt, erst relativ spät definitive Festlegungen vorgibt. Diese Haltung ist aus Sicht der Behörde nachvollziehbar, denn je später die Festlegung erfolgt, desto mehr Entwicklungen und Informationen stehen der Behörde zur Verfügung. Gleichzeitig führt dieses Verhalten der Regulierungsbehörde dazu, dass sich Investoren später für eine Investition entscheiden, um Parameter, die bei einer frühzeitigen Investitionsentscheidung noch nicht feststehen, berücksichtigen zu können. Die finale Entscheidung der Investoren hat jedoch Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen der Regulierungsbehörde. Denn Ziel der Regulierungsbehörde ist es, ein Investitionsklima zu schaffen, in dem die notwendigen Investitionen zeitnah umgesetzt und gleichzeitig Überinvestitionen vermieden werden.

Das Truncation-Problem bei Investitionen wurde auch vom Gesetzgeber erkannt. Dieser hat sich mit § 28 a EnWG¹⁵⁵ für eine befristete Befreiung vom Zugangsregime bei neuen Infrastrukturen entschieden.¹⁵⁶ Es handelt sich um den sogenannten „Access Holiday“. Demnach können für einen bestimmten Zeitraum Ausnahmen vom Zugangsregime gewährt werden. Diese Regelung war notwendig, um eine Balance zwischen den Zielen – von möglichst wettbewerbsfördernden Zugangsrechten einerseits und der Aufrechterhaltung hinreichender Investitionsanreize andererseits – zu gewährleisten. Die konkrete Ausgestaltung des Access Holiday ist jedoch schwierig, da grundsätzlich eine individuelle Bewertung der jeweiligen Investitionsprojekte notwendig ist.

In der Regulierungspraxis wurde deswegen in zwei Gruppen von Investitionen unterschieden: die Gruppe der sinnvollen, notwendigen Investitionsprojekte und die Gruppe der strittigen und somit als nicht förderwürdig einzustufenden Investitionsprojekte. Bereits diese pauschale Unterscheidung gestaltet sich als kompliziert und ist teilweise schwer zu bewerkstelligen. Diese vereinfachte Einteilung würde jedoch dem komplexen Sachverhalt des Zeitraums für den Ac-

¹⁵⁴ Vgl. Gans/King (2003), S. 8 - 9.

¹⁵⁵ Die Grundlage für § 28 a EnWG ist der Artikel 22 Abs. 1 der Richtlinie 2003/55/EG.

¹⁵⁶ Diese Ausnahmemöglichkeit bezieht sich auf Artikel 22 GasRL und wurde erst auf den Vorschlag des Bundesrates in das Gesetz aufgenommen.

cess Holiday nicht abschließend gerecht. Aus theoretischer Sicht kann nur eine individuelle Beurteilung der Investitionsprojekte zu einer optimalen Ausgestaltung führen. Bei der praktischen Umsetzung ist dieser Ansatz aber nur bedingt anwendbar. Dies liegt zum einen in der Informationsasymmetrie zwischen Behörden und Investoren und zum anderen im erheblichen Koordinationsaufwand zwischen nationalen Regulierungsbehörden untereinander und der Europäischen Kommission.¹⁵⁷

Die Ausgestaltung des Netzzugangs stellt eine notwendige Bedingung für mehr Wettbewerb im Leitungsnetz dar. Damit allerdings wirklicher Wettbewerb – in der Netzinfrastruktur, die im Wesentlichen ein natürliches Monopol darstellt – entstehen kann, kommt der Entgeltregulierung eine herausragende Rolle zu (hinreichende Bedingung für mehr Wettbewerb im Leitungsnetz). Angesichts dieser herausragenden Rolle der Netzentgelte überrascht es, dass diese in den Gasrichtlinien der EU nur begrenzt Eingang und wenig präzise Vorgaben finden. Demnach müssen Netzentgelte objektiv, nicht diskriminierend und kostenorientiert sein. Im EnWG 2005 wird diese Forderung im § 21 Abs. 1 umgesetzt. Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang müssen angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Konkretere Vorgaben zu den Netzentgelten ergeben sich aus den nachfolgenden §§ 22 bis 25 EnWG und vor allem aus der Gasnetzentgeltverordnung (GasNZV).¹⁵⁸ Eine weitere Neuerung des EnWG stellen die §§ 21 a zur Anreizregulierung und 21 b zur Liberalisierung des Mess- und Zählwesens dar. Beide Themenkomplexe werden auf der Basis einer Rechtsverordnung eingeführt. Während die Liberalisierung des Mess- und Zählwesens in dieser Arbeit nicht näher betrachtet wird, hat die Verordnung zur Anreizregulierung entscheidende Wirkung auf die Netzentgeltregulierung und somit die Netzentgelte. Anders als von verschiedenen Marktteilnehmern erwartet¹⁵⁹, beginnt die Phase der Anreizregulierung erst zum 01.01.2009.¹⁶⁰

In Kapitel 3 der Arbeit wurden die rechtlichen Grundlagen und Rahmenbedingungen für die deutsche Gasmarktliberalisierung beschrieben und erläutert. Dabei wurde deutlich, dass sich die (Netz-)Liberalisierung in zwei Themenblöcke einteilen lässt: zum einen in den Netzzugang und zum anderen in die Netzentgelte.¹⁶¹ Der Themenblock Netzzugang umfasst sämtliche operativen und abwicklungstechnischen Tätigkeiten. Dies beginnt mit der Beantragung des Netzzugangs, geht über das Abwickeln des Netzzugangs inklusive Netznutzung und endet mit der Abmeldung des Netzzugangs (Kapitel 4).

Bei den Netzentgelten ist es wichtig, eine angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Ermittlung der Entgelte zu erreichen. Der Fokus liegt hier auf der adäquaten Bestimmung der

¹⁵⁷ Vgl. Gans/King (2003 a), S. 163 - 178.

¹⁵⁸ Siehe hierzu auch Kapitel 4.

¹⁵⁹ Im Gasmarkt Deutschland wurde bereits im März 2005 von einem sehr kurzfristig erwarteten Start der Anreizregulierung gesprochen. Vgl. Lohmann (2005), S. 6.

¹⁶⁰ Die Anreizregulierung und ihre Auswirkungen auf die Liberalisierung werden ausführlich in Kapitel 5 erläutert.

¹⁶¹ Diese Einteilung hat auch der Ordnungsgeber mit der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der GasNetzentgeltverordnung (GasNEV) verfolgt.

Entgelthöhe. Dies kann wie in der Vergangenheit über Netzentgelтанträge im Rahmen einer Kostenregulierung stattfinden oder ab dem 01.01.2009 im Rahmen der deutschen Anreizregulierung (Kapitel 5).

Da die Vorgaben der EU und des deutschen EnWG nur die allgemeinen Rahmenbedingungen schaffen, findet die weitere konkrete und damit praktische Ausgestaltung über Vereinbarungen, Verordnungen, Urteile und Einzelfallentscheidungen durch die nationale Regulierungsbehörde (BNetzA) statt. Erst durch diese Vorgaben wird die Konvertierung der allgemeinen Rechtsgrundlagen des EnWG zur konkreten praktischen Umsetzung für die beteiligten Unternehmen und Interessengruppen vollzogen. Die praktische Ausgestaltung – insbesondere durch die Verordnungen und Vereinbarungen – wird in Kapitel 4 und im zweiten Teil des Kapitels 5 dargestellt und bewertet.

4 Regulierung in der Netzwirtschaft I: Wie funktionieren Gastransport und -verteilung?

4.1 Verbändevereinbarungen für Strom und Gas von 1998 bis 2003

4.1.1 Verbändevereinbarungen für Strom

Die deutschen Energiewirtschaftsgesetze vor der Verabschiedung des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 waren im Umfang deutlich schlanker und weniger wettbewerbswirksam. Der Gesetzgeber legte seinen Schwerpunkt auf eine selbst auferlegte Regulierung im Rahmen des verhandelten Netzzugangs gemäß § 6 EnWG a. F.¹⁶² Die selbst auferlegte Regulierung durch die betroffenen Vertragsparteien (Produzenten, Netzbetreiber, Lieferanten (Transporteure), Netznutzer, Endverbrauchern usw.)¹⁶³ ermöglichte den Verzicht auf eine gesetzliche, bis ins kleinste Detail beschriebene Regulierung. Dies war unter anderem nötig, da keine vollständige theoretische Durchdringung in sämtlichen fachlichen Fragen stattgefunden hatte. Damit musste das EnWG a. F. nur den groben Rahmen abstecken und die Detailfragen sollten in Verhandlungsdelegationen geklärt werden. Da die in den Verbändevereinbarungen getroffenen Regeln den Energiesektor entscheidend geprägt haben und für das weitere Verständnis hilfreich sind, werden sie im Folgenden betrachtet.

Die Regeln wurden in einer Vielzahl von Verbändevereinbarungen (VV) für Strom und Gas festgeschrieben. Einen Überblick über die Vereinbarungen liefert Abbildung 4 - 1. Die erste Verbändevereinbarung – die VV Strom I – wurde am 22. Mai 1998 vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) und der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) unterzeichnet. Zentraler Bestandteil dieser Verordnung waren die Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten. Die Durchleitung erfolgte als Punkt-zu-Punkt-Lieferung (vom Einspeise- zum Entnahmepunkt). Dadurch waren Durchleitungsverträge mit jedem Netzbetreiber nötig. Es wurde zwischen der zweigliedrigen entfernungsabhängigen Struktur auf Übertragungsnetzebene und der eingliedrigen pauschalen Bepreisung je Spannungsebene auf Verteilernetzebene unterschieden. Des Weiteren sah die VV Strom I eine Clearingstelle zur Beilegung von Meinungsverschiedenheiten über Durchleitungsverträge vor.¹⁶⁴

Das transaktionsabhängige Modell erwies sich als ungeeignet für das Massenkundengeschäft und für eine kurzfristige Lieferung, die Grundlage für den Börsenhandel ist. Deswegen wurde

¹⁶² Das EnWG von 1998 (bzw. 2003) als Vorgänger des EnWG von 2005 wird zukünftig mit EnWG a. F. für Energiewirtschaftsgesetz in der alten Fassung abgekürzt.

¹⁶³ Vgl. auch Abbildung 2 - 5.

¹⁶⁴ Die VV Strom sollte eine Gültigkeit bis zum 30. September haben, diese wurde jedoch bis Ende 1999 verlängert.

am 13. Dezember 1999 die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Nutzungsentgelten für elektrische Energie (VV Strom II) ins Leben gerufen. Die VV Strom II wurde neben den drei Unterzeichnern der VV Strom I noch von der Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen (ARE), der deutschen Verbundgesellschaft (DVG) und dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) unterschrieben. Bereits dieser Zuwachs an unterzeichnenden Verbänden verdeutlicht die Exklusivität der ersten Verbändevereinbarung bzw. das wachsende Interesse an einer Mitgestaltung der „gesetzesähnlichen“ Verbändevereinbarung. Bei der VV Strom II fand ein Wechsel von dem bis dahin praktizierten „Modell der Durchleitung“ zu einem Ausspeisepunkt-Modell statt. Der Netznutzer zahlte ein Entgelt, das sämtliche Spannungs- und Netzebenen abdeckte, an seinen Verteilernetzbetreiber. Dies war eine grundlegende Vereinfachung für Netznutzer, da nun nur noch eine Vertragspartei für den Netznutzer relevant war. Gleichzeitig wurden durch diesen Prozess weitere Verrechnungsregeln zur Kostenwälzung¹⁶⁵ der einzelnen vorgelagerten Netzbetreiber notwendig.

Ein weiterer Fortschritt der VV Strom II war die Etablierung von Lastprofilen für Kleinkunden wie z. B. Haushalte und Kleingewerbe mit einem Jahresverbrauch von 30.000 kWh/a und einer Leistung von 30 kW oder weniger. Zusätzlich wurden in der Anlage 3 zu den Grundsätzen für die Berechnung von Netzentgelten neue Ansätze als Preisfindungsprinzipien entwickelt. Es wurde erstmals von der Nettosubstanzerhaltung auf Basis von Tagesneuwerten, der Berücksichtigung der Scheingewinnbesteuerung, der kalkulatorischen Verzinsung und einem allgemeinen Wagniszuschlag gesprochen. Um weitere Anreize zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit strukturell vergleichbarer Netzbetreiber zu schaffen, wurde das Vergleichsmarktmodell eines „Als-ob-Wettbewerbs“ etabliert. Eine weitere Neuerung war die Einführung von Bilanzkreisen beim Übertragungsnetzbetreiber.

Neben diesen für den Wettbewerb hilfreichen Vereinbarungen wurden auch wettbewerbsbehindernde Aspekte berücksichtigt. Eine Konsequenz der Trennung von Netznutzung und Stromlieferung war, dass der Endkunde gemäß der VV Strom II nach dem sogenannten Doppelvertragsmodell zwei Verträge – einen Netzanschlussvertrag und einen Netznutzungsvertrag – abschließen musste. Die Börsenfähigkeit von Bilanzkreisen wurde erst durch Wegfall der sogenannten T-Komponenten¹⁶⁶ möglich. Der VKU erklärte, dass der Lieferantenwechsel Kosten verursacht, die separat in Rechnung gestellt werden können.¹⁶⁷ Die aufgeführten Punkte des letzten Absatzes können zu einer wettbewerbsverzögernden oder -beschränkenden Wirkung führen. Dennoch sind in der VV Strom II erstmals wichtige Aspekte enthalten, die zu einer Marktöffnung führen können.

¹⁶⁵ Vgl. Anhang F und Kapitel 4.3 sowie aktuelle Leitfäden und Kooperationsvereinbarungen.

¹⁶⁶ Für Energielieferungen zwischen den beiden Handelszonen (Nord- und Südhandelszone beim Strom gemäß VV II) wurde die sogenannte T-Komponente für den Fall erhoben, dass der Lieferant nicht mit gegenläufigen Energielieferungen aufrechnen kann. Vgl. o. V. (2000), S. 2.

¹⁶⁷ Vgl. VKU (2000), S. 1.

Kurz vor Auslaufen der VV Strom II am 31.12.2001 wurde die VV Strom II Plus am 13.12.2001 unterzeichnet. Diese hatte eine Gültigkeit bis zum 31.12.2003. Trotz der Maßnahmen der VV Strom II existierten weiterhin Abwicklungsprobleme im Massenkundengeschäft. Die VV Strom II Plus legte den Schwerpunkt auf die Bestimmung von Netznutzungsentgelten¹⁶⁸ und Prinzipien der Netznutzung. Sie wurde vom BDI, VIK, VDEW, Verband der Netzbetreiber (VDN), VDEW, ARE und VKU unterzeichnet. Zentrale Änderungen betrafen die Abschaffung des Doppelvertragsmodells für Kleinkunden sowie die Erweiterung der Preisfindungsprinzipien um ein „Vergleichsmarktverfahren“.¹⁶⁹

22/05/1998	VV Strom I	* Transaktionsabhängiges Modell (Punkt-zu-Punkt-Lieferung): Kriterien zu Durchleitungsentgelten
13/12/1999	VV Strom II	* Wechsel vom Modell der „Durchleitung“ zum Ausspeisepunktmodell: Einführung von StandardLastProfilen (SLP)
04/07/2000	VV Gas I	* Transaktionsabhängiges Modell: Pflicht zu Kapazitätsbuchung auf jeder Netzebene: Untergliederung in Netzkategorien
15/03/2001	VV Gas I 1. Nachtrag	* Regelungen zum Speicherzugang und Engpassmanagement
21/09/2001	VV Gas I 2. Nachtrag	* Regelungen zur technischen Abwicklung von Transporten: Verfahrensordnung für Schlichtungsverfahren
31/12/2001	VV Strom II Plus	* Bestimmung von Netzzugangsentgelten: Prinzipien zum Netzzugang: Abschaffung des Doppelvertragsmodells: Erweiterung Vergleichsmarktverfahren um drei Strukturkriterien
01/10/2002	VV Gas II	* Neues Konzept, um mehr Wettbewerb und Transparenz zu schaffen: Anlehnung an Erkenntnisse des VV Strom und Ziel, ein transaktionsunabhängiges Modell zu etablieren.
01/04/2003	Grundsatzvereinbarung zur Fortschreibung der VV Strom II Plus	* Erweiterung des Konsultationskreises um weitere nicht dem Netz angehörende Parteien wie bne und EFET.

Abbildung 4 - 1: Die deutschen Verbändevereinbarungen¹⁷⁰

Um die Transparenz der Netzentgelte zu vergrößern, enthielten diese alle Systemdienstleistungen; allerdings wurden die Kosten für Messung und Abrechnung von den Netzbetreibern separat erhoben. Wurde keine Einigung über mögliche Wechselgebühren erzielt, wurde diese Entscheidung bis zum Vorliegen einer höchstrichterlichen Entscheidung vertagt. Des Weiteren wurden Voraussetzungen für den Intraday-Handel geschaffen und vermiedene Netznutzungsentgelte aufgrund dezentraler Energieeinspeisung abgegolten. Für Kunden mit atypischem

¹⁶⁸ Zum Thema Netzentgelte siehe auch Kapitel 5.

¹⁶⁹ Das Vergleichsmarktverfahren ist ein wichtiger Bestandteil der später etablierten Anreizregulierung. Siehe hierzu Kapitel 5.

¹⁷⁰ Eigene Darstellung in Anlehnung an bne (2003), S. 1 - 4.

Lastverhalten gab es explizite Regelungen und die Verbände sollten Vorschläge für Muster- bzw. Rahmenverträge erarbeiten. Am 23. April 2002 wurde die VV Strom II Plus durch einen Nachtrag zum Kalkulationsleitfaden als Bestandteil der Preisfindungsprinzipien präzisiert.

Die Einigung zur Aufnahme von Verhandlungen bezüglich der Fortschreibung der VV Strom II Plus wurde am 1. April 2003 erzielt. Weitere nicht netzgebundene Vertriebs- und Handelsunternehmen, wie der Bundesverband neuer Energieanbieter (bne) oder der European Federation of Energy Traders (EFET), nahmen an diesen Konsultationen teil. Seitens der bne wurde diese späte Beteiligung heftig kritisiert.¹⁷¹

4.1.2 Verbändevereinbarungen für Gas

Parallel zu dieser Entwicklung, jedoch mit der bereits bekannten Verzögerung von zwei Jahren, fanden die Konsultationen für die Verbändevereinbarungen Erdgas statt. Die VV Gas I wurde am 4. Juli 2000 vom Bundesverband der deutschen Industrie (BDI), dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), dem Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) unterzeichnet. Die Verbändevereinbarung hatte eine Gültigkeit bis zum 30.09.2001. Wesentlicher Inhalt der VV Gas I war, dass der Netzzugang auf allen Ebenen auf einer transaktionsabhängigen Basis von Einzelfallverhandlungen stattfand. Dadurch wurden für jeden einzelnen Netznutzungsfall die Konditionen und Randbedingungen individuell definiert und verhandelt. Es bestand die Pflicht zur Kapazitätsbuchung bei jedem Netzbetreiber des Transportweges. Dieser ließ sich in

- die Transportstufe (überregionale Ferngasstufe) [FNB],
- die Regionalstufe (regionale Ferngasstufe) [RNB] und
- die örtliche Verteilerstufe (lokale Verteilernetze oder „Endverteilerstufe“) [öVNB]

einteilen.¹⁷² In der VV Gas I existierte keine klare Definition dieser Netzkategorien und die Eingruppierung ihrer Netze oblag in bestimmten Grenzen den Netzbetreibern. Besonders Netze der Regionalstufe konnten relativ leicht der Transportstufe oder der örtlichen Verteilerstufe zugeordnet werden. Der Transportkunde (Shipper) musste in allen Netzkategorien Entgelte für Systemdienstleistungen¹⁷³ bezahlen und unterschiedliche Netzzugangsmodelle anwenden.¹⁷⁴

Auf der Transportstufe waren nicht nur der Ein- und Ausspeisepunkt, sondern der Leitungsweg bzw. der Kontraktpfad anzugeben. Mit anderen Worten: Es musste jedes einzelne Leitungstück explizit angegeben werden. Das Entgelt bemaß sich aus der Länge des genutzten Lei-

¹⁷¹ Vgl. bne (2003), S. 3.

¹⁷² Bereits die verschiedenen Bezeichnungen für jede Netzkategorie zeigen eine fehlende Eindeutigkeit; daneben sind die Übergänge zwischen den einzelnen Netzkategorien fließend. FNB, RNB und öVNB sind weitläufig verwendete Abkürzungen für die Netzbetreiber der jeweiligen Netzkategorien **Fernnetzbetreiber**, **regionaler Netzbetreiber** und **örtlicher Verteilernetzbetreiber**.

¹⁷³ Unter Systemdienstleistungen sind Netzsteuerung, Messung, Datenverwaltung, Odorierung, Abrechnung u. Ä. zu verstehen.

¹⁷⁴ Vgl. Abbildung 4 - 2.

tungsstücks multipliziert mit dem Jahresleistungspreis, der von der Nennweite des jeweiligen Leitungsstücks abhing. Hierbei galt: Je geringer die Nennleistung, desto teurer der Jahresleistungspreis.

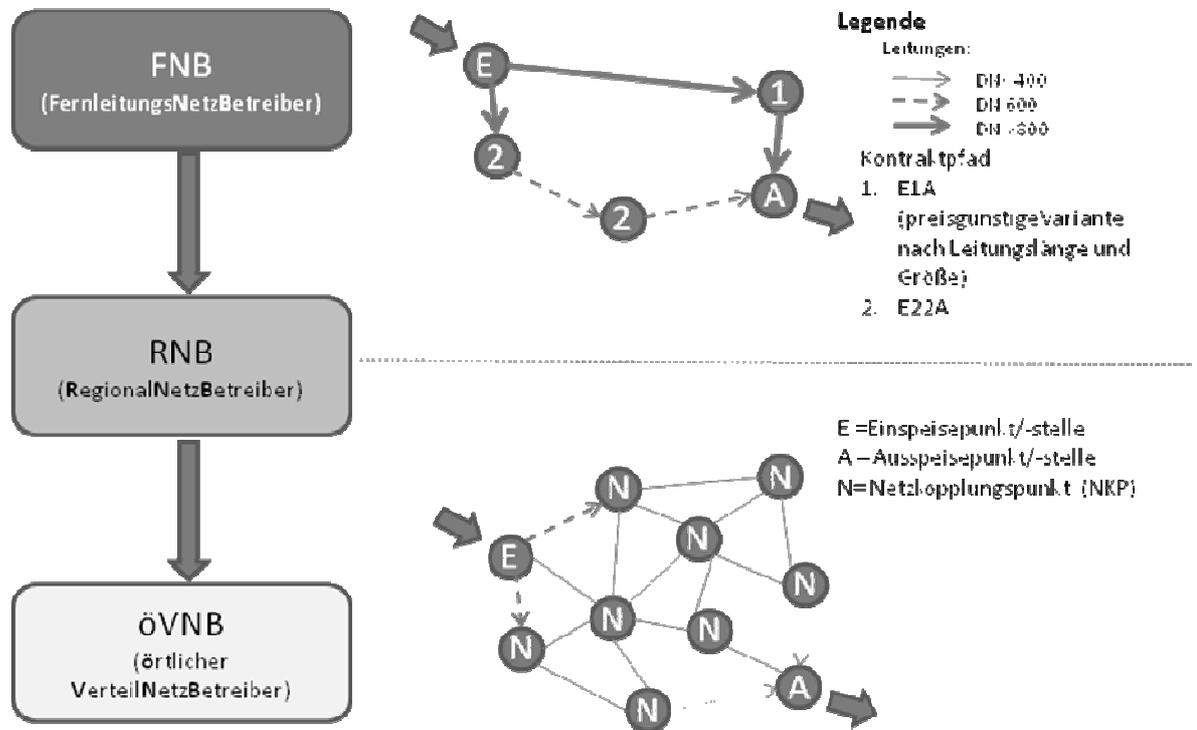


Abbildung 4 - 2: Netz-kategorien und Entgeltsysteme

Für die Nutzung der lokalen Verteilernetze wurden pauschale Entgelte, das heißt von der Lage der Einspeise- und Auspeisepunkte unabhängige Briefmarken (sog. Netzpartizipationsmodell), berechnet. Jede Entnahmestelle war individuell zu betrachten, da Bündelungen mehrerer Entnahmestellen nicht möglich waren. Entgeltpflichtig waren ein Jahresleistungspreis für die vereinbarte Transportkapazität und ein Arbeitspreis für die Gasabnahme.¹⁷⁵

Die Regionalstufe stellte eine Mischung beider Methoden dar – der kontrakt-pfadabhängigen auf der Transportstufe und der Netzpartizipation auf der örtlichen Verteilernetzstufe. Die Regionalstufe konnte aus mehreren unterschiedlichen regionalen Teilnetzen bestehen. Dabei bildeten Regionalnetze unterschiedlicher Eigentümer i. d. R. separate Teilnetze, aber auch das Regionalnetz eines Eigentümers konnte in unterschiedliche Teilnetze aufgeteilt werden. Bei der Entgeltermittlung wurde zwischen Transit und Auspeisung unterschieden. Transit bezog sich auf den Austausch von Gas zwischen verschiedenen Regionalnetzen, m. a. W.: Einem anderen Regionalnetz vorgelagertes Regionalnetz war dem Transit zuzuordnen. Hingegen lag eine Auspeisung vor, wenn Gas vom betroffenen Regionalnetz direkt in ein örtliches Verteilernetz

¹⁷⁵ Hierbei werden die unterschiedlichen Vorgänge der Kapazitätsbestellung (=Leistung) [kWh/h] oder kW und dem Arbeitspreis (Bereitstellung des Gases (Commodity))[kWh] unterschieden. Gemäß: Energie [kWh] = Leistung [kW] * Zeit [h].

transportiert wurde. Für Netzteile der Regionalstufe, die den Transit betrafen, sollte die Entgelterhebung entsprechend dem System des Transportnetzes stattfinden, wohingegen für Ausspeisungen das Entgeltsystem des örtlichen Verteilernetzes angewendet werden sollte.¹⁷⁶

Weiterhin enthielt die VV Gas I Regelungen zur Einrichtung einer Schlichtungsstelle und Bilanzausgleichsregeln für die Ein- bzw. Ausspeisung von Gasmengen zwischen verschiedenen Netzen. Hierbei galt der Grundsatz der zeitgleichen Ein- und Ausspeisung. Es fand ein Ausgleich von Bilanzabweichungen für jedes Einzelgeschäft statt. Kriterien für die Bilanzierung, die Bildung von Bilanzkreisen und die Verantwortlichkeit für Bilanzabrechnungen blieben ungeklärt. Bereits im Vorfeld wurde die VV Gas I heftig kritisiert. Zentraler Kritikpunkt war, dass die bis dahin gemachten Erfahrungen aus den Verbändevereinbarungen aus dem Strombereich in der VV Gas I nur wenig Beachtung fanden. Das komplizierte transaktionsabhängige Netzzugangsmodell, das fester Bestandteil der VV Gas I war, wurde kritisiert. Von diesem hatte man sich aus gutem Grunde bei der VV Strom II verabschiedet. Des Weiteren wurden die mangelnde Transparenz der Entgeltermittlung, die fehlenden Regelungen zum kommerziellen Speicherzugang sowie unzureichende Regeln zum Bilanzausgleich und zur Gasqualität kritisiert.¹⁷⁷

Aufgrund der nicht unerheblichen Kritik wurde die VV Gas I um zwei Nachträge ergänzt. Der erste erfolgte am 15. März 2001 und enthielt Regelungen zum kommerziellen Speicherzugang und weitere Konkretisierungen zum Netzzugang mit dem Schwerpunkt Engpass-Management. Der zweite Nachtrag am 21. September 2001 verlängerte die Vereinbarung bis zum 30. April 2002 und lieferte neue Regelungen zur technischen Abwicklung von Transporten, eine Verfahrensordnung für das Schlichtungsverfahren sowie Regelungen für die Kundengruppe der Haushaltskunden.

Probleme bei der Umsetzung des nicht marktfähigen Netzzugangsmodells führten zur VV Gas II. Neue Verhandlungen wären aber fast gescheitert und erst die Drohung des damaligen Bundeswirtschaftsministers Dr. Müller, eine Netzzugangsverordnung zu erarbeiten¹⁷⁸, führte zur neuen VV Gas II. Die VV Gas II wurde von den gleichen Parteien wie die VV Gas I unterzeichnet und sollte eine Gültigkeit vom 1. Oktober 2002 bis zum 30. September 2003 haben. Die VV Gas II übernahm große Teile der Vereinbarungen der VV Gas I. Substanzielle Unterschiede gab es jedoch bei der Entgeltbildung. Das dreigliedrige System von überregionaler Ferngasstufe, regionaler Ferngasstufe sowie Endverteilerstufe wurde in ein zweigliedriges Entgeltsystem umgewandelt. Dies geschah durch Wegfall der regionalen Ferngasstufe beim Entgeltsystem. Die Regionalnetzbetreiber (RNB) mussten sich entscheiden, ob sie zukünftig der Ferngas- oder der Verteilernetzstufe zuzuordnen seien. Auf der Ferngasstufe wurden Streckenabschnitte mit Punktzahlen versehen, wodurch die Ermittlung entfernungsabhängiger Leistungspreise möglich war. Die Entgeltbildung auf der Ferngasstufe sollte anhand eines

¹⁷⁶ Vgl. Zander (2000), S. 713.

¹⁷⁷ Vgl. Zander (2000), S. 712.

¹⁷⁸ Vgl. o.V. (2002), S. 1.

Benchmarkings gebildet werden, während auf der Endverteilerstufe die Entgelte kostenbasiert aufgrund eines Kalkulationsleitfadens zur Entgeltfindung errechnet wurden.

Die VV Gas II sollte den Übergang zu einem neuen Konzept darstellen. Ziele dieses neuen Konzeptes waren: mehr Wettbewerb und Transparenz als bisher, Eignung für das Massengeschäft durch Transaktionsunabhängigkeit, Kostenzuordnung nach Verursacherprinzip. Daneben wurden – wie bereits aus den Verbändevereinbarungen Strom bekannt – eine einfachere Bedienung, Bilanzkreisfähigkeit, Börsenfähigkeit und Diskriminierungsfreiheit angestrebt.

Die geplante Gültigkeit der VV Gas II wurde durch die Feststellung des Berliner Landgerichts vom 6. März 2003, dass die Verbändevereinbarungen ein unzulässiges Preiskartell seien, infrage gestellt. Nach Aussage der zuständigen Richterin war der Tatbestand „Verstoß gegen § 1 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen klar erfüllt. Die Verbändevereinbarungen sind eine willkürliche Zusammensetzung von Kartellen und verstießen darüber hinaus gegen das Prinzip der Demokratie.“¹⁷⁹

Die Kritik an der Zusammensetzung der Teilnehmer an den Verbändevereinbarungen Gas wurde durch einen Antrag des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter auf einstweilige Verfügung zur Teilnahme an den Verhandlungen zur VV Gas untermauert. Dieser Antrag wurde jedoch wegen mangelnder Eilbedürftigkeit und mit der Begründung des unzulässigen Preiskartells abgelehnt. Gleichzeitig lehnten die Unterzeichner der VV Gas II einen Vergleich und eine gleichberechtigte Stellung des bne ab. Ungefähr einen Monat nach der Feststellung des Berliner Landgerichts am 9. April 2003 wurden die Verhandlungen zur VV Gas III ergebnislos abgebrochen und seitens der Verhandlungspartner für gescheitert erklärt, da es beim Thema eines neuen Netzzugangsmodells keine Annäherung gab.¹⁸⁰

4.1.3 Bewertung der Verbändevereinbarungen

Der Verlauf und die Entwicklung der Verbändevereinbarungen bis zur endgültigen Ablösung dieser Vereinbarungen haben viele wichtige Aspekte für die Liberalisierung der deutschen Energiewirtschaft deutlich gemacht. Abgesehen von dem zeitlichen Versatz zwischen der Einführung der ersten Verbändevereinbarung Strom und der ersten Verbändevereinbarung Gas¹⁸¹ (siehe Abbildung 4 - 1) werden weitere Entwicklungen deutlich.

Die selbst auferlegte Regulierung ließ den betroffenen Marktteilnehmern großen gestalterischen Spielraum. Diese Regulierung war für den deutschen Regulator ein probates Mittel, um den Informationsnachteil und fehlende theoretische Durchdringung bei vielen Sachfra-

¹⁷⁹ Vgl. Berliner Landgericht (2003), S. 2.

¹⁸⁰ Vgl. bne (2003), S. 4.

¹⁸¹ Der zeitliche Versatz ist durch die EU-Richtlinien und die nationale Gesetzgebung erklärbar.

gen zu kompensieren. Durch die Konflikte im Rahmen der Verbändevereinbarung war der Regulator in der Lage, wichtige Erkenntnisse zu gewinnen.

Viele Ansätze und Ideen der VV haben bis heute Bestand. Zu diesen gehören unter anderem Aspekte der Kapazitätsbestimmung¹⁸² und -buchung, die Untergliederung in die verschiedenen Netzebenen, das Vergleichsmarktverfahren, die Transaktionsunabhängigkeit des Netzzugangs, technische Aspekte zur Abwicklung von Transporten, Regelungen zum Engpassmanagement und Speicherzugang sowie Entgeltbildung auf der Ferngas- und Endverteilerstufe, um nur einige zu nennen. Diese Ansätze und Regelungen wurden bis heute modifiziert und weiterentwickelt. Dies gilt insbesondere für Regelungen des Speicherzugangs, der bereits im ersten Nachtrag der VV Gas I, allerdings nur unzureichend, berücksichtigt wurde.¹⁸³ Aber auch die Entgeltbestimmung anhand der Netzkategorien Ferngasnetze und Endverteilerstufe wurde beibehalten. Genauso wie der Vorschlag, dass die Entgelte auf der Endverteilerstufe kostenbasiert gebildet werden sollten, auf der Ferngasebene jedoch nicht. Erst durch das System der Anreizregulierung, das sowohl für Ferngasnetze als auch für die Endverteilerstufe gilt, findet eine Annäherung der Systeme zur Entgeltbestimmung statt. Die Bundesnetzagentur hat am 21.10.2008 entschieden, dass für FNB kein Leitungswettbewerb besteht.¹⁸⁴

Gleichzeitig blieben in den Verbändevereinbarungen einige Punkte ungeklärt, z. B. Bilanzkreismanagement (BKM). Zu diesem gehören Kriterien zur Bilanzierung, Bildung von Bilanzkreisen, Bilanzausgleichsregelungen sowie die Verantwortlichkeit für Bilanzkreisabrechnungen. Dieser für den Netzzugang wichtige Aspekt musste vom Verordnungsgeber aufgegriffen und geklärt werden.

Seit Beginn der Verbändevereinbarungen stieg die Zahl der beteiligten Interessengruppen kontinuierlich. Dadurch fand eine stärkere Austarierung der Ziele der verschiedenen Interessengruppen statt. Aufgrund der steigenden Zahl der Interessengruppen wurde die selbst auferlegte Einigung zwischen den beteiligten Gruppen aber deutlich schwieriger, was beim Gas zu einem endgültigen Scheitern der Vereinbarungen führte. Durch die Vielzahl der Verbändevereinbarungen mit teilweise unterschiedlichen inhaltlichen Schwerpunkten wurden weitere Aspekte deutlich. Hervorzuheben sind Regeln für die Durchleitung (Punkt-zu-Punkt- oder Ausspeisepunktmodell), Verrechnungsregeln und Kostenwälzung, Regeln zum Vergleichsmarktverfahren und Netzkategorien usw. Insgesamt war die Entwicklung der Verbändevereinbarungen sehr ereignisgetrieben und teilweise von bestimmten Interessen-

¹⁸² Vgl. Anhang D.

¹⁸³ Gerade im liberalisierten Markt gewinnen der Betrieb und die Nutzung von Speichern an Bedeutung.

¹⁸⁴ Bundesnetzagentur (2008a), S. 1.

gruppen eindeutig dominiert. Es gab keine klare Trennung zwischen Netzzugang und Netzentgelten und kritische, nicht verhandelbare Punkte wurden ausgespart bzw. bis zum Vorliegen höchstrichterlicher Entscheidungen vertagt. Weiterhin war zu beobachten, dass die Erfahrungen, die in den Verbändevereinbarungen Strom gesammelt wurden und für den Gasbereich anwendbar gewesen wären, nicht übernommen wurden. Vielmehr wurden teilweise Sondertatbestände geschaffen, die nach Ermessen des Autors vermeidbar gewesen wären. Dies ist ein Grund warum letztendlich die Verbändevereinbarung Gas scheiterte, nicht aber die Verbändevereinbarung Strom.

Durch das aktuell gültige Energiewirtschaftsgesetz (Kapitel 3.1.3.2) und die neuen Verordnungen wurden normierte Vorgaben seitens des Gesetzgebers erlassen, die nicht mehr auf die Selbstregulierung im Rahmen der Verbändevereinbarungen setzen. Dass das neue Energiewirtschaftsgesetz und die Verordnungen an den bis dahin aufgrund der Verbändevereinbarungen geschlossenen Kompromissen anknüpfen, wird bereits an der unterschiedlichen Ausdifferenzierung der beiden Energieformen Gas und Strom in § 20 EnWG deutlich. Für Gas wird im EnWG ein neues Zugangsmodell etabliert, welches unter anderem auch durch das Scheitern der Verbändevereinbarung Gas erklärbar ist. Die vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs im Strombereich wird durch den § 20 Abs. 1 a EnWG i. V. mit der StromNZV vorgegeben. Dieser entspricht dem in der Verbändevereinbarung (VV) Strom II Plus entwickelten Modell.¹⁸⁵

Eine zentrale Rolle für den zukünftigen Regulierungsrahmen und damit die Regulierungsbehörde spielen die Rechtsverordnungen. Bereits die hartnäckigen Verhandlungen im Vorfeld der Ressortabstimmung durch das Bundesumweltministerium (BMU) haben gezeigt, dass dieses neben grundsätzlichen Umweltthemen eine stärkere Mitbestimmung bei der Implementierung von Wettbewerbselementen erwartet. Durch die Beteiligung des BMU an der Ausarbeitung der Verordnungen sowie das Mitspracherecht der Bundesländer über den Bundesrat war eine weitergehende Regulierung zu erwarten, als ursprünglich durch das Wirtschaftsministerium beabsichtigt.¹⁸⁶ Die Gestaltung und der Inhalt der (Gas-)Netzzugangsverordnung und der (Gas-)Netzentgeltverordnung werden in den nächsten Kapiteln beschrieben und analysiert. Dabei wird entsprechend der Verordnungen eine strikte Trennung in Netzzugang (Kapitel 4.2) und Entgeltverordnung (Kapitel 5.1) vorgenommen.

¹⁸⁵ Damit knüpft das Gesetz für den Strombereich an den letzten Verhandlungsstand der Verbändevereinbarung Strom an. Der Netzzugang beim Strom wird durch nur einen Vertrag – den Netznutzungsvertrag – erlangt, wobei Großverbraucher den Netzzugang über Netznutzungsverträge und Energiehändler den Netzzugang über Lieferantenrahmenverträge erlangen.

¹⁸⁶ Vgl. Lohmann (2004), S. 5 f.

4.2 Gasnetzzugangsverordnung von 2005

4.2.1 Aufbau der Gasnetzzugangsverordnung

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) vom 25. Juli 2005 besteht aus 13 Teilen und 45 Paragraphen. Sie bildet mit dem Netzzugang den Kern für die praktische Umsetzung des ersten Themenblocks der (Gas-)Netzliberalisierung.

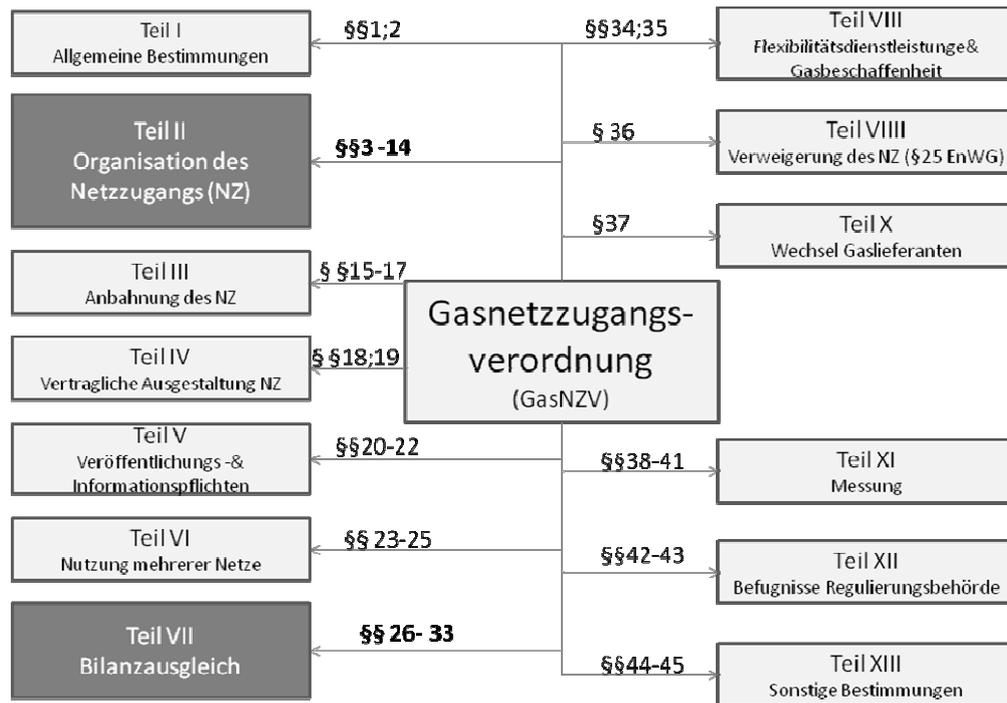


Abbildung 4 - 3: Aufbau der GasNZV

Das in § 20 Abs. 1b EnWG beschriebene Netzzugangsmodell wurde auf das Modell der Netzzugangsverordnung aufgesetzt. Die Verordnung wurde gegenüber den Entwürfen nur geringfügig geändert. So können die Netzbetreiber unternehmensbezogene Entry-Exit-Modelle mit der Möglichkeit zur Bildung von Teilnetzen bei Vorliegen bestimmter Bedingungen einführen. Jedoch wurden die Eingriffsmöglichkeiten der Regulierung bei der Bildung von Teilnetzen ausgeweitet. Demnach ist die Regulierungsbehörde befugt, die Zusammenfassung von Teilnetzen beim Gas anzuordnen, wenn dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist (gem. § 24 Abs. 3 b EnWG i. V. m. § 6 Abs. 4 GasNZV).

Neben der Organisation des Netzzugangs (Teil II) spielt das Bilanzkreismanagement (BKM) eine wichtige Rolle. Das System des Bilanzkreismanagements beinhaltet Bilanzkreisführung, Bewirtschaftung und Bilanzausgleich. Das System des Bilanzkreismanagements hat Auswirkungen auf die Netzbetreiber und die Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Transportkunden. Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche müssen ihre IT-Infrastruktur entsprechend den gesetzlichen Vorgaben ausbauen, um bestimmte Prozesse zu erfüllen. Zu diesen Prozessen gehören z. B. die Verbrauchsprognose und die Nominie-

rung¹⁸⁷ oder das An- und Abmelden von Lieferstellen. Neben den Kosten für die IT-Infrastruktur und eventuell zusätzlich benötigtem Personal kann die Durchführung der Nominierung oder Prognose monetäre Auswirkungen haben. Je höher die Verbrauchsprognosegüte des Transporteurs, desto bedarfsgerechter kann sich dieser eindecken. Eine geringe Prognosegüte führt zu einer Über- bzw. Unterdeckung mit Gas bzw. Strom. Abhängig von der Struktur des Ausgleichsenergieregimes kann eine schlechte Prognose zu erheblichen Kapitalabflüssen im Rahmen der Ausgleichsenergie führen.

Die Verrechnung einer Über- oder Unterspeisung der Netze beim Strom und Gas hat unterschiedliche Auswirkungen. Während sich der Transporteur beim Gas bei jeglicher Abweichung vom tatsächlichen Verbrauch seiner zu beliefernden Kunden relativ zum allgemeinen Marktpreis (Einkaufspreis) schlechter stellt, kann eine Abweichung beim Strom auch positive monetäre Auswirkungen haben. Ursache hierfür ist, dass beim Gas eine Überspeisung mit einem geringeren Preis als dem Marktpreis durch den Netzbetreiber vergütet wird, während das benötigte Gas aufgrund einer Unterspeisung mit einem höheren Preis als das am Markt zu erwerbende Gas verkauft wird.¹⁸⁸ Diese Kosten für Ausgleichsenergie haben unmittelbare Auswirkung auf die Gewinnmargen der Lieferanten.

Mit der Gasbilanzierung werden sämtliche Gasflüsse, die in verschiedenen Netzen und Marktgebieten stattfinden, erfasst (Ex-post-Betrachtung). Die Idee besteht darin, alle Einspeisungen in ein Netz und Ausspeisungen aus dem Netz sowie Netzpufferung, Netzverluste und Differenzenergie zu dokumentieren, um dadurch Rückschlüsse für die Netzfahrweise (Netzstabilität) sowie die monetäre Verrechnung der Gasflüsse zu erhalten.

Die Bilanzierung wurde bis zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres 01.10.2008¹⁸⁹ auf Stundenbasis (Hourly Balancing) durchgeführt. Grundsätzlich wird zwischen Kunden mit registrierender Leistungsmessung (rLM) und nicht leistungsgemessenen Kunden (SLP) unterschieden. Für die Kundengruppe mit rLM misst, speichert und überträgt ein Zähler die stündliche Leistung. Durch diese Dokumentation des Lastverhaltens ist die Einstellung eines stündlichen gemessenen Lastprofils möglich, um das Verbrauchsverhalten des Kunden darzustellen. Bei Gaslieferungen an Letztverbraucher mit einer stündlichen Ausspeiseleistung von max. 500 kW und einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen kWh sind vereinfachte Verfahren zur Ermittlung des Gasverbrauchs anzuwenden (sog. Standardlastprofile (SLP) gem. § 29 Abs. 1 GasNZV). Ein Standardlastprofil bildet die Einspeiselinie für eine bestimmte Kundengruppe für ein bestimmtes Zeitintervall ab. Es ist wichtig, dass aus dem SLP ein individuelles Lastprofil abgeleitet wird. In diesem spiegeln sich die Temperatur am tatsächlichen Standort des End-

¹⁸⁷ Unter der Nominierung versteht man den Fahrplananmelde- und Bestätigungsprozess.

¹⁸⁸ Beim Strom ist die Verrechnung einer Netzüber-/Netzunterspeisung abhängig vom Zustand der Regelzone. Ist die Regelzone short, d. h. unterspeist, kann ein Händler, der irrtümlich zu viel Strom in die Regelzone einspeist, dafür belohnt werden, da er mit seinem Verhalten zur Stabilisierung der Regelzone beiträgt.

¹⁸⁹ Zum Start des Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 am 01.10.2008 wurde ein neues Bilanzierungsregime auf Tagesbasis etabliert.

verbrauchers sowie der individuelle Verbrauch des Kunden in einer zurückliegenden Periode wider. Gemäß § 29 Abs. 3 GasNZV müssen sich die Standardlastprofile am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern – insbesondere Gewerbe und Haushalte – orientieren.

Die Verteilnetzbilanzierung kann mittels des synthetischen oder des analytischen Bilanzierungsverfahrens erfolgen. Beim synthetischen Verfahren (Bottom-up-Bilanzierung) werden die leistungsgemessenen Kunden (rLM) mit ihren Verbrauchswerten angesetzt und die nicht leistungsgemessenen Kunden mit temperaturabhängigen Standardlastprofilen¹⁹⁰ ausgerollt. Das Ausrollen von gruppenspezifischen Standardlastprofilen für kleinere Erdgasverbraucher ist ein Hilfskonstrukt, um den Verbrauch dieser Kunden abhängig von den prognostizierten Temperaturwerten des Verbrauchstages näherungsweise zu bestimmen. Der tatsächliche individuelle Verbrauch (Ist-Werte oder gemessene Werte) der Standardlastprofilkunden wird damit nur approximiert.

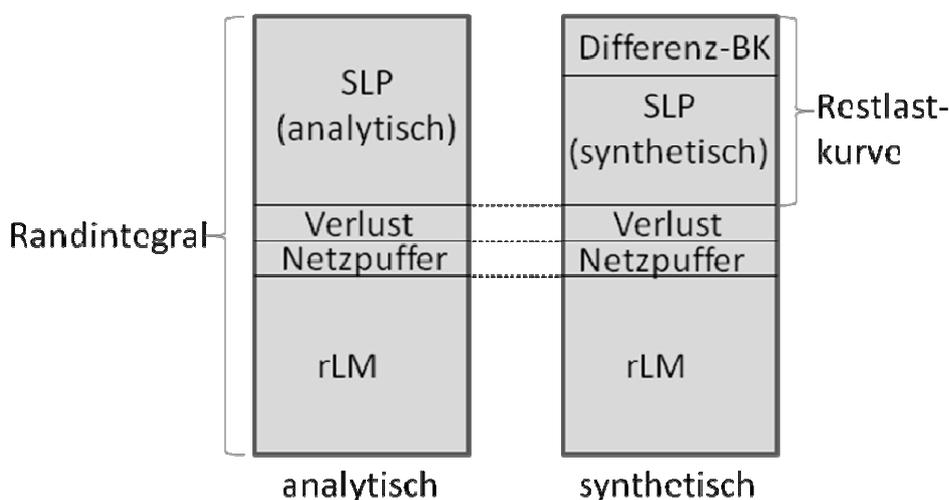


Abbildung 4 - 4: Verteilnetzbilanzierung¹⁹¹

Die Abweichungen, welche sich aus den prognostizierten Profilwerten und den Ist-Werten für SLP-Kunden ergeben, werden einem Netzbetreiberdifferenzbilanzkreis¹⁹² zugeordnet. Der gesamte am Randintegral¹⁹³ gemessene Gasverbrauch lässt sich beim synthetischen Bilanzierungsverfahren in die Kategorien rLM, Verluste, Puffer, SLP (synthetische) und Differenzbilanzkreis einteilen (siehe Abb. 4 - 4). Das Risiko für die Beschaffung der Differenzmengen

¹⁹⁰ Während man beim Strom zwischen temperaturabhängigen Lastprofilen (TLP) und Standardlastprofilen unterscheidet (SLP), spricht man beim Gas wegen der grundsätzlichen Temperaturabhängigkeit nur von Standardlastprofilen, die jedoch alle temperaturabhängig sind. Zur weiteren Vertiefung soll hier auf die Veröffentlichungen der TU München zur „Entwicklung von Lastprofilen für die deutsche Gaswirtschaft“ verwiesen werden.

¹⁹¹ Eigene Darstellung in Anlehnung an Hügging (2006a).

¹⁹² Mit dem Wechsel des Bilanzierungsregimes am 01.10.2008, gehören auch die Netzbetreiberbilanzkreise der Vergangenheit an. Im neuen Regime gibt es stattdessen sogenannte Netzkonten für jeden Netzbetreiber. Diese werden beim marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber geführt. Siehe auch Kapitel 4.3.

¹⁹³ Das Randintegral ist ein Konstrukt, in dem man sämtliche Einspeisepunkte in ein Teilnetz/Netzgebiet oder MG erfasst.

liegt beim Netzbetreiber; die Differenz zwischen den gemessenen und den prognostizierten Profilwerten bei der Kundengruppe rLM wird mit dem Transportkunden abgerechnet.

Beim analytischen Verfahren (Top-down-Ansatz) findet die Berechnung der rLM-Kunden, der Netzpuffer und Verlustenergie identisch mit dem synthetischen Bilanzierungsverfahren statt. Der zentrale Unterschied zwischen beiden Bilanzierungsverfahren besteht bei der Ermittlung des SLP-Kunden-Verbrauchs. Der Verbrauchsanteil der SLP-Kunden wird beim analytischen Verfahren nicht wie beim synthetischen Verfahren durch Standardlastprofile approximiert und durch Errechnung des Differenzbilanzkreises ermittelt, sondern es wird die Gesamlast der SLP-Kunden ermittelt. Dies geschieht durch zeitgleiche Subtraktion der Lastganglinie aller rLM-Kunden, der Lastganglinie der ermittelten Netzverluste sowie bei aktiven Netzen der Lastganglinie des berechneten Netzpuffers von der gemessenen Netzlast (Netzeinspeisung).¹⁹⁴ Nach Erfassung der Gesamlast der SLP-Kunden aus den Einspeisemengen wird diese vollständig per Zerlegungs- und Gewichtungsfaktoren auf die einzelnen Transportkunden aufgeteilt. Die Summe des „Differenzbilanzkreises beim analytischen Verfahren“ ist damit per Definition immer null. Dadurch liegt beim analytischen Bilanzierungsverfahren kein Beschaffungsrisiko beim Netzbetreiber.¹⁹⁵

Sowohl beim analytischen als auch beim synthetischen Bilanzierungsverfahren findet eine Mehr-/Minderungenabrechnung statt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die Bilanzkreisallokation für das Portfolio des Lieferanten auf prognostizierten Werten und vorläufigen Brennwerten beruht (Ex-ante-Betrachtung), die i. d. R. von den tatsächlich ausspeiseseitig gemessenen Verbrauchswerten abweichen.¹⁹⁶

Unter einem Bilanzkreis versteht man „die Zusammenfassung einer beliebigen Anzahl von Einspeisepunkten oder Ausspeisepunkten je Marktgebiet, mit der Möglichkeit, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Ausspeisungen zu saldieren“¹⁹⁷. Jeder Transportkunde ist verpflichtet, für seine Netzzugangsverträge mindestens einen Bilanzkreis je Marktgebiet zu bilden oder diese mindestens einem bestehenden Bilanzkreis beim Ferngasnetzbetreiber zuzuordnen. Die Bilanzkreismitglieder benennen einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)¹⁹⁸ gegenüber dem Netzbetreiber.

¹⁹⁴ Das Randintegral wird dabei netzspezifisch berücksichtigt, Einspeisungen durch vorgelagerte Netze, Ausspeisungen an nachgelagerte Netze sowie netzinterne Speichernutzung müssen berücksichtigt werden.

¹⁹⁵ Aus Risikogesichtspunkten ist das analytische Bilanzierungsverfahren zielführender für einen Ausspeisernetzbetreiber. Allerdings, sind für die ordnungsgemäße Bilanzierung gemäß analytischen Verfahren die Anforderungen für das Datenmanagement höher.

¹⁹⁶ Für weiterführende Erläuterungen zur Mehr- und Mindermengenermittlung und -abrechnung siehe Artikel von Hügging/Fest/Stötzl; „Mehr - und Mindermengenermittlung und -abrechnung Gas nach neuen EnWG“; (2005).

¹⁹⁷ Vgl. § 2 Nr. 4 GasNZV.

¹⁹⁸ Bilanzkreisverantwortlicher ist eine natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem Netzbetreiber für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist.

In den Bilanzkreisen werden

- die durch den Transportkunden/Bilanzkreisverantwortlichen gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten/Vorhalteleistungen¹⁹⁹ eingebracht,²⁰⁰
- Differenzmengen ermittelt und abgerechnet sowie
- zeitnahe Informationen über den aktuellen Ausgleichsstatus für einen Bilanzkreis des Transportkunden – z. B. über ein Internet-Portal – zur Verfügung gestellt.²⁰¹

Grundlage für die Abrechnung jedes Bilanzkreises bildet das vom Bilanzkreiskoordinator eingerichtete Bilanzkonto (T-Konto) (siehe Abb. 4 - 5). In einem solchen Konto werden Einspeisungen den Ausspeisungen gegenübergestellt. Die Einspeisung in Form der Nominierung setzt sich aus der Nominierung der Entry-Punkte und der Nominierung von weiteren Bilanzkreisen zusammen. Unter Nominierung versteht man die Anmeldung der durch Transportkunden am Folgetag beabsichtigten Inanspruchnahme von Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Stundenmengen in kWh gegenüber den Netzbetreibern, deren Netz berührt wird (Nominierung gem. § 27 Abs. 1 GasNZV). Nominierungen beruhen auf Prognosen der Transportkunden über den geschätzten Verbrauch der Kunden am Folgetag.

Den Einspeiseallokationen stehen Ausspeiseallokationen gegenüber, die durch Nominierungen an weitere Bilanzkreise, durch Messwerte der Exit-Punkte sowie durch Ausrollen von Lastprofilen beim synthetischen Verfahren an Exit-Punkten zustande kommen.

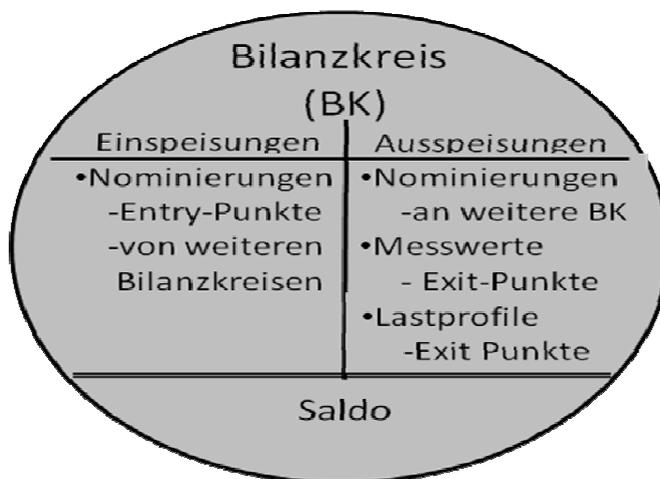


Abbildung 4 - 5: Bilanzkreis

In der Regel entspricht die Summe der stündlichen Einspeisungen nicht der Summe der stündlichen Ausspeisungen.

¹⁹⁹ Bei unterschiedlichen Netzebenen wird zwischen verschiedenen Kapazitätsbegriffen unterschieden. Auf Ebene des öVNB wird von Ausspeisekapazitäten gesprochen, während auf allen anderen Netzebenen von Vorhalteleistung gesprochen wird.

²⁰⁰ Durch das seit dem 01.10.2008 gültige neue Bilanzkreissystem ist die Einbringung von Kapazitäten in Bilanzkreise nicht mehr notwendig, stellvertretend hierfür werden Deklarationslisten ausgetauscht.

²⁰¹ Vgl. Hügging (2006), S. 15.

Damit sind drei Szenarien denkbar:

- Die Summe der stündlichen Einspeisungen [kWh] ist identisch mit der Summe der stündlichen Ausspeisungen [kWh]. (Der BK-Status ist ausgeglichen. Dieses Szenario ist eher selten).
- Die Summe der stündlichen Einspeisungen [kWh] ist größer als die Summe der stündlichen Ausspeisungen [kWh]. (Der BK-Status ist long).
- Die Summe der stündlichen Einspeisungen [kWh] ist geringer als die Summe der stündlichen Ausspeisungen [kWh]. (Der BK-Status ist short).

Für den Regelfall eines stündlichen Ungleichgewichts zwischen den ein- und ausgespeisten Mengen innerhalb eines Bilanzkreises haben die Netzbetreiber dem Transportkunden einen Ausgleich anzubieten (§ 26 Abs. 2 GasNZV). Bis zum 01.10.2008 unterschied man zwischen dem erweiterten Basisbilanzausgleich (EBA) gemäß § 26 Abs. 2 S. 2, diesen hatte der Netzbetreiber dem Transportkunden gegen ein gesondertes Entgelt anzubieten, und dem Basisbilanzausgleich (BBA) gem. § 30 GasNZV.

Gemäß der aktuellen Gasnetzzugangsverordnung (vom 25.07.2005) hat der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Transportkunden auf Grundlage seiner anrechenbaren Kapazitäten einen Basisbilanzausgleich innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von 10 % und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge anzubieten.²⁰²

Auf der Grundlage der stündlichen und der kumulativen Toleranzgrenzen wurde das Bilanzierungsregime, das bis zum 01.10.2008 seine Gültigkeit hatte, etabliert. Auch wenn dieses Bilanzierungsregime aufgrund des neuen Bilanzierungsregimes, das seit dem 01.10.2008 gilt, keine Bedeutung mehr hat, liefert das alte Bilanzierungsregime wichtige Erkenntnisse für das Verständnis und zur Etablierung des neuen Bilanzkreisregimes und wird im Folgenden vorgestellt.

Das Konstrukt des BBA wird anhand der Abbildungen 4 - 6 und 4 - 7 deutlich. Angenommen der Kunde hat eine Ausspeisekapazität (= anrechenbare Kapazität) von 1.000 kWh/h²⁰³. Damit steht ihm ein Bilanzausgleich von 100 kWh (= 10 % der anrechenbaren Kapazität) zur Verfügung. Dieses 10%ige stündliche Toleranzband spannt sich um die Nulldifferenzganglinie auf. Die Differenzganglinie ermittelt sich aus der Differenz von Einspeisungen und Ausspeisungen. Im Falle einer Nulldifferenzganglinie wäre der BK-Status ausgeglichen, d. h. Ein- und Ausspeisungen sind identisch. Es würde keine stündliche Pönalisierung – das sind „Strafzahlungen“ aufgrund von Ungleichgewichten außerhalb der Toleranzgrenzen – anfallen. Denn bei jeder stündlichen Überschreitung des 10%igen Toleranzbandes findet eine sofortige Pönalisierung

²⁰² Auch wenn die §§ 26 und 30 bis heute in der GasNZV stehen, so kommt dem EBA und dem BBA aufgrund des neuen Bilanzkreisregimes keine Bedeutung mehr zu, da die Bundesnetzagentur die Grenzen auf jeweils 0 % vorgeschrieben hat.

²⁰³ Die Kapazitäten haben für das alte Bilanzkreisregime eine wichtige Bedeutung. Aufgrund der vielen Kapazitätsbegriffe hat dies in der Praxis zu Ermittlungsproblemen geführt. Siehe hierzu auch Anhang D.

nung statt. Damit fällt im unten dargestellten Zahlenbeispiel eine Pönale auf die 50 kWh an, die außerhalb des stündlichen Toleranzbandes liegen.²⁰⁴

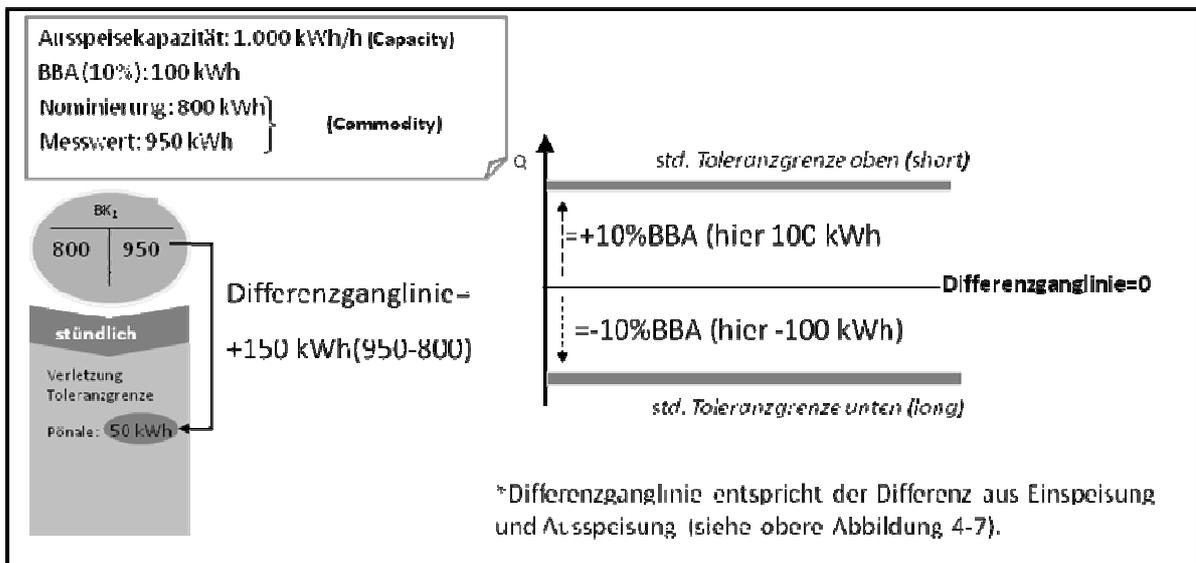


Abbildung 4 - 6: Zahlenbeispiel zum stündlichen Bilanzausgleich

Die kumulative Toleranzgrenze des BBA ergibt sich aufgrund einer Stundenleistung der anrechenbaren Kapazität. Bei Überschreitung der kumulativen Toleranzbänder findet genau wie beim Überschreiten des stündlichen Toleranzbandes eine Pönalisierung statt. Im Gegensatz zur stündlichen Pönalisierung, bei der die Betrachtungsperiode eine Stunde beträgt und jede Stunde isoliert betrachtet wird, findet bei der kumulativen Pönalisierung eine fortlaufende Bewertung des Bilanzkreisstatus statt. Für den Transportkunden gilt, dass er durchaus ein Ungleichgewicht in seinem Bilanzkreis haben kann. Sofern die stündlichen Unterspeisungen (Überspeisungen) nicht die stündliche Toleranz verletzen oder die Summe der Unterspeisungen (Überspeisungen) nicht die kumulative Toleranzgrenze überschreiten (unterschreiten), findet keine Pönalisierung statt. Die Systematik der kumulativen, aber auch der stündlichen Toleranzgrenzen sind ein zusätzliches Instrument des Transportkunden, seinen Gasbezug zu optimieren. Sofern der Transportkunde den Gasbezug seines Portfolios gut bestimmen kann und er zeitnahe Informationen über seinen Bilanzkreisstatus erhält, kann er durch entsprechendes Verhalten kumulative Pönalisierungen vermeiden. Dies gelingt, indem er seine bis dahin vom Bilanzkreisnetzbetreiber gemeldete Überspeisung (Unterspeisung) durch bewusste Unterspeisung (Überspeisung) in den nächsten Stunden ausgleicht und dabei die stündlichen Toleranzgrenzen nicht verletzt.²⁰⁵ Kritisch ist die Situation jedoch, wenn der Transportkunde keine Informationen über seinen Bilanzkreisstatus erhält und damit keine Möglichkeit besitzt, Ungleichgewich-

²⁰⁴ Eine Aussage über mögliche zusätzliche Pönale aufgrund der Verletzung einer Grenze der kumulativen Intoleranz, lässt sich anhand des Beispiels nicht treffen. In der unteren Darstellung in Abbildung 4 – 7 wird eine kumulative Toleranzverletzung durch die gestrichelte Linie dargestellt.

²⁰⁵ Bei einer unterstündigen Datenbereitstellung wäre sogar das Reißen stündlicher Toleranzgrenzen vermeidbar.

te im Rahmen der kumulativen Toleranz auszugleichen. Für den nicht seltenen Fall einer stetigen Überspeisung (Unterspeisung) eines Bilanzkreises erreicht der Transportkunde schnell die untere bzw. obere kumulative Toleranzgrenze. Bei jeder weiteren Überspeisung (Unterspeisung) würde der Transportkunde im Rahmen der kumulativen Pönalisierung nun bestraft, auch ohne Verletzung der stündlichen Toleranzgrenzen.

Dies ist für den Transportkunden besonders unerfreulich, da er aufgrund fehlender Informationen keine Möglichkeit besitzt, korrigierend in den Prozess einzugreifen. Damit fehlt ihm die Möglichkeit, den relativ höheren Anteil der kumulativen Pönalen zu vermeiden. Die Höhe der Strafzahlung richtet sich nach der Überschreitungsmenge (kWh) und dem anzusetzenden Entgelt.

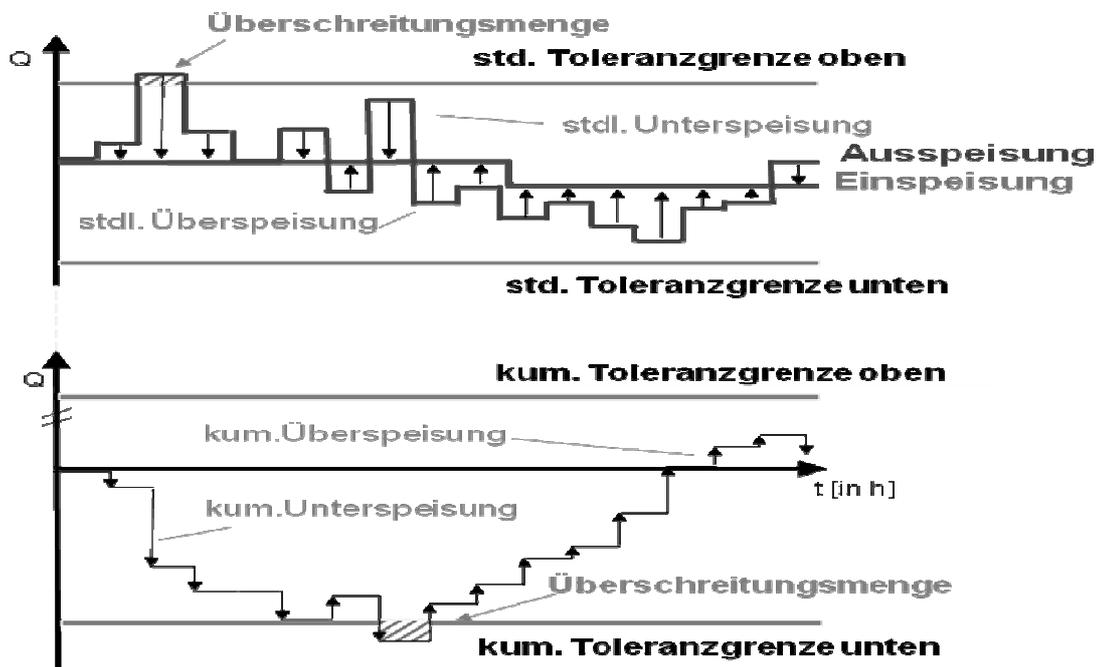


Abbildung 4 - 7: Stündlicher und kumulativer Bilanzausgleich

Die Entgelte wurden in der Vergangenheit individuell auf Basis von Systementgelten oder Grenzübergangspreisen der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber bestimmt. Dadurch wurde eine übersichtliche, nach objektiven Marktkriterien ermittelbare Bestimmung der Pönalisierungskosten erschwert. Besonders neue Marktteilnehmer mit geringerer Gasverbrauchsprognoseerfahrung, fehlenden historischen Lastflussdaten sowie kleineren Portfolien und daraus resultierenden geringeren Portfolioeffekten sind i. d. R. stärker vom System der Pönalisierung betroffen als die etablierten Marktteilnehmer. Damit kann das Bilanzausgleichsregime eine Markteintrittsbarriere darstellen.²⁰⁶ Die Ausgestaltung des Bilanzkreisregimes hat aufgrund seiner Komplexität eine wichtige Bedeutung für den Markteintritt neuer Transporteure. Dies wurde auch durch die deutsche Regulierungsbehörde erkannt. Aufgrund der Abwick-

²⁰⁶ Hohe Marktzutrittsschranken erschweren neuen Wettbewerbern den Markteintritt, da Wettbewerbsvorteile bereits bestehender Unternehmen gefestigt werden. Vgl. Alber (1991), S. 36.

lungsprobleme des alten Bilanzkreissystems hat sie zum 01.10.2008 ein neues Bilanzkreisregime für den deutschen Gasmarkt eingeführt (vgl. Kapitel 4.4.4: Neues Bilanzkreisregime). Neben den Regeln der Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltverordnung wurde durch die Kooperationsvereinbarungen und zusätzlichen Leitfäden die Ausgestaltung der Netzliberalisierung konkretisiert.

4.3 Die Kooperationsvereinbarungen

4.3.1 Die Kooperationsvereinbarung I (KoV I)

Das neue Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet gemäß § 20 Abs. 1b EnWG die Netzbetreiber zu einer umfangreichen Kooperation. Die deutschen Netzbetreiber haben der Bundesnetzagentur (BNetzA) zugesagt, bis zum Beginn des neuen Gaswirtschaftsjahres am 1. Oktober 2006 ein Netzzugangsmodell zu verwirklichen, das den Anforderungen des Gesetzes gerecht wird.

Bereits im Vorfeld der Vereinbarung fand eine intensive, teilweise kontrovers geführte Diskussion zwischen den Netzbetreiberverbänden (BGW, VKU und Geode), den Netznutzerverbänden (insbesondere VIK, EFET, BNE und BDI) sowie der BNetzA statt. Durch die ersten Entwürfe des BGW und VKU wurden zwei zentrale Kritikpunkte deutlich, die seitens der BNetzA und anderer Verbände bzw. Marktteilnehmer²⁰⁷ aufgegriffen worden waren:

- Anzahl der Marktgebiete²⁰⁸
- Zulässigkeit von Gastransporten auf Grundlage netzbezogener Einzelbuchungen

Der Vorschlag des BGW und VKU sah zunächst 28 Marktgebiete vor. Dies widersprach der bereits Ende Januar zwischen der BNetzA und BGW/VKU getroffenen Absprache, die eine Begrenzung der Marktgebiete auf maximal 20 vorsah. Eine zu große Anzahl an Marktgebieten würde aber gerade den flexiblen Austausch von Gas zwischen verschiedenen Händlern einschränken und die Bildung liquider Gashandelsplätze erschweren. Nachdem bereits Zweifel aufgekommen waren, ob der Termin zur Veröffentlichung der KoV I gehalten werden könnte, schafften es die Netzbetreiber, sich auf 19 Marktgebiete zu einigen.

Der zweite Kritikpunkt lag in der Auslegung des Modells für den Gastransport. Gemäß BGW/VKU bestand durchaus die Möglichkeit, Gastransporte auf Grundlage netzbezogener Einzelbuchungen zuzulassen, wohingegen die BNetzA die Ansicht vertrat, dass nur ein Zweivertragsmodell die Anforderungen des Gesetzes erfüllte. Diese gänzlich gegensätzlichen Positionen schienen innerhalb der kurzen verbleibenden Zeit zur Verabschiedung einer Kooperationsvereinbarung nicht vereinbar. Um ein Scheitern der Verhandlungen zu verhindern, einigten sich die Bundesnetzagentur und der BGW/VKU auf eine erweiterte Modellversion. Diese sah

²⁰⁷ Bereits im Juli hatten Nuon und der Bundesverband die Anzahl der Marktgebiete bemängelt.

²⁰⁸ Unter einem Marktgebiet versteht man eine Zusammenfassung von (Teil-)Netzen. Für ausführliche Erläuterungen siehe Kapitel 4.3.2.2 und hier insbesondere Abbildung 4 - 10.

vor, dass das Zweivertragsmodell²⁰⁹ die zentrale Variante innerhalb der Kooperationsvereinbarung ist, jedoch die Variante der Einzelbuchung als zusätzliche Option akzeptiert wird, sofern die Forderungen nach Wirkungsgleichheit und Diskriminierungsfreiheit erfüllt werden.

Warum sich einzelne Interessengruppen²¹⁰ für die zusätzliche Option der Einzelbuchungsvariante in der KoV vehement eingesetzt haben, ist auf den ersten Blick nicht verständlich. Sofern die von der Bundesnetzagentur geforderten Bedingungen der Wirkungsgleichheit und Diskriminierungsfreiheit erfüllt wären, könnte der einzige Vorteil in einer leichteren operativen Abwicklung liegen. Dass die beiden Systeme zu keiner Wirkungsgleichheit führen können, wird schon bei der Betrachtung der Modelle deutlich (Abb. 4 - 8). Dass die erste Kooperationsvereinbarung dennoch beide Varianten akzeptierte, lässt sich nur durch einseitigen politischen Druck oder Handlungszwang aufgrund von einzuhaltenden Fristen durch die Bundesnetzagentur erklären. Damit wird ein weiterer Aspekt der Diskrepanz zwischen theoretischem Konzept und praktischer Umsetzung deutlich. Aus theoretischer Sicht war bei Modellbetrachtung relativ offensichtlich, dass beide Varianten zu unterschiedlichen Ergebnissen führen müssen. Dennoch wurde eine Umsetzung beider Varianten in der Praxis vorerst geduldet.

Am 1. Juni 2006 veröffentlichten der Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) eine „Vereinbarung über Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen“, die sogenannte Kooperationsvereinbarung (KoV I). Die Kooperationsvereinbarung vom 1. Juni 2006 war ein 112 Seiten umfassendes Papier. Sie bestand aus 4 Teilen und 7 Anlagen.²¹¹

Der erste Teil „Allgemeines“ besteht aus den §§ 1 bis 3. Bereits im § 1 KoV – der Vertragsübersicht – wird deutlich, dass seitens BGW/VKU kein Vorrang der Zweivertragsvariante gegenüber der Einzelbuchungsvariante gesehen wurde. Vielmehr wurden beide Transportmethoden als gleichberechtigte Modelle gesehen.

Der Unterschied zwischen beiden Varianten ist in Grafik 4 - 8 dargestellt. Auf der Ebene des überregionalen Fernnetzbetreibers (üFNB) wird das Gas i. d. R. am Grenzübergangspunkt (GÜP) auf der Grundlage eines Einspeisevertrags entgegengenommen. Durch die Einspeisung des Erdgases in das Netz des üFNB gilt das Gas als am virtuellen Punkt²¹² bereitgestellt. Bis hier sind beide Varianten der Abbildung 4 - 8 identisch. Die Variante (b), die als „Entry-Exit-Modell (E/E)“ dargestellt wird, entspricht der vom BGW/VKU geforderten Einzelbuchungsvariante.

²⁰⁹ Für einen Vergleich der beiden Modellvorschläge Einzelbuchungsvariante und Zweivertragsmodell siehe Abbildung 4 - 8 und die dazugehörigen Erläuterungen.

²¹⁰ Das waren insbesondere die etablierten Gasanbieter.

²¹¹ Einen guten Monat später, am 19.07.2006, veröffentlichte der BGW/VKU eine weiter ausgearbeitete Version der KoV I. Während der Grundaufbau der KoV identisch blieb, wurden die Angaben in einzelnen Anlagen ergänzt.

²¹² Der virtuelle Punkt ist ein Punkt, an dem Gas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb des Marktgebietes gehandelt werden kann. Der virtuelle Handlungspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es Käufern und Verkäufern von Gas, ohne Kapazitätsbuchung Gas zu kaufen bzw. zu verkaufen. Vgl. KoV I Anlage 3.

riante. Bei der Einzelbuchungsvariante – auch Optionsvariante genannt – findet beim Übergang des Gases von einem Netz in ein anderes Netz des gleichen Marktgebietes ein Zwischenausspeisevertrag des abgebenden Netzes (z. B. üFNB) und ein Zwischeneinspeisevertrag des aufnehmenden Netzes (z. B. RNB oder öVNB) statt.

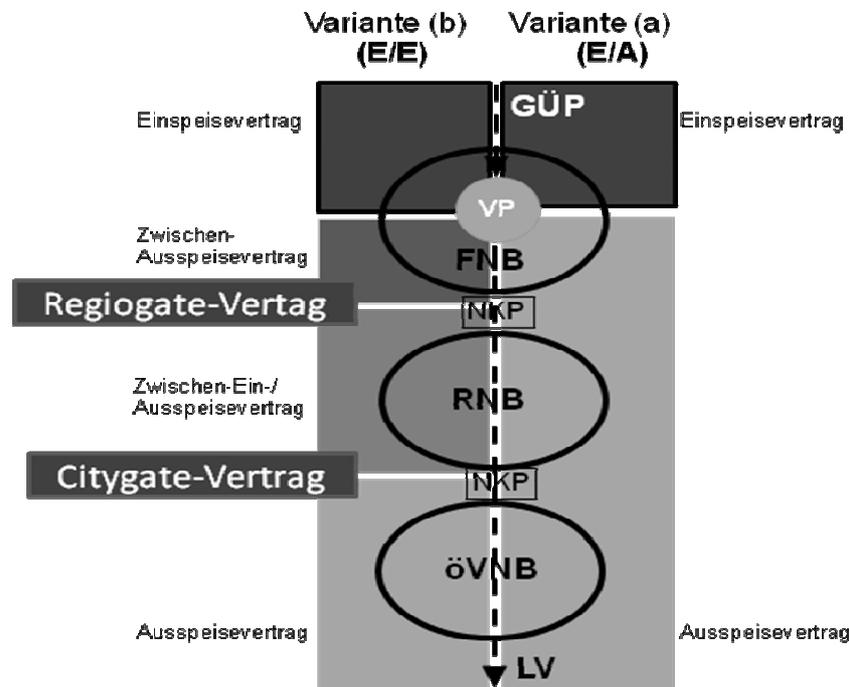


Abbildung 4 - 8: Vergleich Einzelbuchungs- (b) und Zweivertragsvariante (a)

Befindet sich eine Ausspeisestelle auf der Ebene eines örtlichen Verteilnetzbetreibers (öVNB), sind gemäß dem Konstrukt der Einzelbuchungsvariante mehrere Ein- und Ausspeiseverträge zu schließen. Neben dem Vertrag zur Einspeisung auf der Ebene des üFNB und dem Ausspeisevertrag auf Ebene des öVNB müssen weitere Zwischen-Ein- und -Ausspeiseverträge²¹³ an den jeweiligen Netzkoppelungspunkten (NKP)²¹⁴ geschlossen werden. Dieses Konstrukt ermöglichte es, die bis dahin existierenden Citygate- und Regiogate-Verträge aufrechtzuerhalten.

Die Belieferung am Citygate (Regiogate) bedeutet eine exklusive Belieferung eines örtlichen Verteilnetzbetreibers (regionalen Netzbetreibers) mit Gas. Die geschlossenen Verträge Citygate (Regiogate-Vertrag) schlossen i. d. R. aufgrund ihrer Exklusivität den Weiterverkauf an andere Netzteilnehmer aus. Das Fortbestehen der Gate-Verträge würde die Öffnung neuer Be-

²¹³ Das sind in der obigen Abbildung ein Zwischen-Ausspeisevertrag und Zwischen-Einspeisevertrag beim Übergang der öVNB-Ebene auf die RNB-Ebene sowie ein Zwischen-Ausspeisevertrag und Zwischen-Einspeisevertrag beim Übergang von der RNB- auf die öVNB-Ebene.

²¹⁴ Netzkoppelungspunkte sind Übergangsstellen zwischen verschiedenen Netzen. Netzbetreiber, deren Netzkoppelungspunkte miteinander verbunden sind, müssen gemäß § 25 GasNZV Netzkoppelverträge abschließen. In diesen Verträgen werden insbesondere technische Bedingungen der Netzkopplung, Informationsaustausch am Netzkoppelungspunkt sowie Messung und Allokation (endgültige Abrechnung) geregelt.

schaffungsalternativen verhindern und erhebliche Auswirkungen auf die Kapazitätsverfügbarkeit, -erbschaft und -buchung haben.²¹⁵

Das von der BNetzA favorisierte Modell ist hingegen Variante (a), das als Einspeise-Ausspeise-Modell (E/A) dargestellt wird. Für diese Variante hat sich der Name Zweivertragsmodell durchgesetzt, da die Gaslieferung, d. h. die Einspeisung des Gases in ein Marktgebiet (Einspeisevertrag) und die Ausspeisung des Gases an einen Endverbraucher (Ausspeisevertrag), durch nur zwei Verträge abwickelbar ist. Der Name **Zweivertragsmodell** steht allerdings im Widerspruch zu den in § 1 KoV geforderten Verträgen; hier wird neben dem Ein- und Ausspeisevertrag noch der Bilanzkreisvertrag als wesentlicher Vertrag genannt. Demnach hätte das Zweivertrags- eigentlich Dreivertragsmodell heißen müssen. Der Name Zweivertragsmodell hat dennoch seine Berechtigung, denn in der Netzzugangsverordnung, die neben dem EnWG eine weitere Grundlage der KoV ist, wird in § 3 GasNZV – den Grundlagen des Netzzugangs – von zwei Verträgen – dem Einspeise- und Ausspeisevertrag – gesprochen. Beide Verträge beinhalten demnach folgende Bestandteile: Kapazitätsvertrag²¹⁶, Portfoliovertrag²¹⁷, Bilanzkreisvertrag.²¹⁸ Das obige Beispiel ist exemplarisch für eine Vielzahl von Inkompatibilitäten zwischen Gesetz, Verordnungen und Vereinbarungen. Auch wenn grundsätzlich das höherrangige Recht maßgeblich ist, wäre es wünschenswert, wenn zwischen den verschiedenen Rechtsgrundlagen eine größere Einheitlichkeit geschaffen würde.

Die Gegenüberstellung der beiden Modellvarianten in Abbildung 4 - 8 zeigt, dass bei der Einzelbuchungsvariante kein wirkliches Zweivertragsmodell vorliegt, da weitere Zwischen-Ein- und -Ausspeiseverträge möglich sind. Weitere Verträge führen zu Mehraufwand für die Händler. Gleichzeitig ist es durch die individuell ausgestalteten Verträge (Citygate und Regiogate) möglich, Gas an bestimmten Punkten im Marktgebiet anzustellen, z. B. auf der Ebene des Regionalnetzes (Regiogate-Verträge) oder auf der Ebene des örtlichen Verteilnetzbetreibers (Citygate-Verträge). Durch diese konkrete Bereitstellung an bestimmten Punkten innerhalb des Marktgebietes kann die freie Verwendung und Handelbarkeit der Gasmengen innerhalb des Marktgebietes verhindert werden. Darüber hinaus können individuell ausgestaltete Gaslieferverträge diskriminierend sein. Damit verstößt das Einzelbuchungsmodell gegen beide von der BNetzA geforderten Bedingungen. Gerade die Bedingungen der Wirkungsgleichheit und Diskriminierungsfreiheit waren allerdings die Voraussetzung für die Duldung der Einzelbuchungsvariante als zusätzliche Option neben der grundlegenden Methode des Zweivertragsmodells.

Bereits im Juli hatten Nuon und der Bundesverband neuer Energieanbieter (bne) ein Verfahren gegen die Netzbetreiber RWE Transportnetz Gas, E.ON Hanse sowie die Stadtwerke Hannover eingeleitet. Es wurde beantragt, die Anwendung der Einzelbuchungsvariante gemäß KoV zu

²¹⁵ Vgl. bne (2006), S. 1 - 3.

²¹⁶ Durch den Kapazitätsvertrag werden Kapazitätsrechte des Transportkunden für den einzelnen Transportvorgang an bestimmten Ein- und Ausspeisepunkten begründet. Vgl. § 3 Abs. 2 Nr. 1 GasNZV.

²¹⁷ Der Portfoliovertrag dient der näheren Bestimmung der konkreten Transportleistung unter Verbindung von Kapazitätsrechten aus den Kapazitätsverträgen.

²¹⁸ Der Bilanzkreisvertrag dient der Einrichtung von Bilanzkreisen und zur Abrechnung von Differenzmengen.

untersagen und die Einteilung des gesamten deutschen Netzes in 19 Marktgebiete für unwirksam zu erklären.²¹⁹

Am 17. November 2006 entschied die Bundesnetzagentur nach eingehender Prüfung und Beobachtung der praktischen Abwicklung der Einzelbuchungsmethode durch die Marktparteien, dass die Einzelbuchungsmethode als zusätzliche Option neben dem Zweivertragsmodell gegen gesetzliche Vorgaben verstößt und nicht mehr angewendet werden darf.²²⁰ Dieser Schritt wurde damit begründet, dass der Markt durch zwei parallele Modelle zersplittert wird und somit kein funktionierender Wettbewerb entstehen kann, weil die verfügbaren Gasmengen auf eine unbegrenzte Anzahl von Handelsplätzen verteilt werden. Dadurch würde die Bildung liquider Handelsplätze verhindert bzw. verzögert und die Beschaffung von Gas durch neue Anbieter deutlich erschwert.²²¹ Der zweite Verfahrenspunkt der Kläger (Nuon und bne) bzgl. der Einteilung des deutschen Netzes in 19 Marktgebiete wurde von der BNetzA aufgrund formaljuristischer Gründe abgelehnt, jedoch betonte die BNetzA, dass die Anzahl der Marktgebiete zukünftig deutlich reduziert werden müsste.²²²

4.3.2 Die Kooperationsvereinbarung II (KoV II)

4.3.2.1 Grundlagen der Kooperationsvereinbarung

Aufgrund der Untersagung der Einzelbuchungsvariante stellt die Kooperationsvereinbarung (KoV II) eine in vielen Teilen neue Vereinbarung dar, die nur dort Regelungen der Vereinbarung vom Juni 2006 (KoV I) übernimmt, wo diese sich eindeutig auf das Zweivertragsmodell bezogen haben.

Der BGW, VKU und GEODE präsentierten daraufhin eine auf den 25. April 2007 datierte Kooperationsvereinbarung (KoV II)²²³. Diese wurde nach erneuter Prüfung durch die Bundesnetzagentur am 2. Mai 2007 als vorgabenkonform bestätigt. Die ab 1. Juni geltende KoV II mit dem Zweivertragsmodell als einziger Transportvariante sollte für einen effizienten, diskriminierungsfreien und wettbewerbsfreundlichen Netzzugang sorgen. Die KoV unterstreicht damit den Systemwechsel in der deutschen Gaswirtschaft – weg von monopolistischen Strukturen hin zu einem wettbewerbsorientierten Markt.²²⁴ Die Kooperationsvereinbarung ist ein 36-seitiges

²¹⁹ Vgl. Lohmann (2006), S. 3 - 5.

²²⁰ Gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur vom 17.11.2006 (BK7 - 06 - 074) ist die Einzelbuchungsvariante gemäß der Vereinbarung über die Kooperation nach § 20 Abs. 1 b EnWG EnWG untersagt worden.

²²¹ Vgl. Kurth (2007), S. 18.

²²² Vgl. BNetzA (2007), S. 142 ff.

²²³ Sofern nicht besonders gekennzeichnet, wird im Folgenden mit dem Begriff KoV stets die aktuellste Version der KoV (KoV II) verstanden.

²²⁴ Das volkswirtschaftliche Idealbild eines Marktes ist der vollkommene Markt. Dieser ist gekennzeichnet durch den Handel homogener Güter, freien Marktzugang sowie vollkommene Markttransparenz. Vgl. Ebenda (2006), S. 194.

Papier, das aus fünf Teilen besteht. Ergänzt wird sie durch drei Anlagen, welche die Ausgestaltung der Kooperationspflichten konkretisieren und verdeutlichen.²²⁵

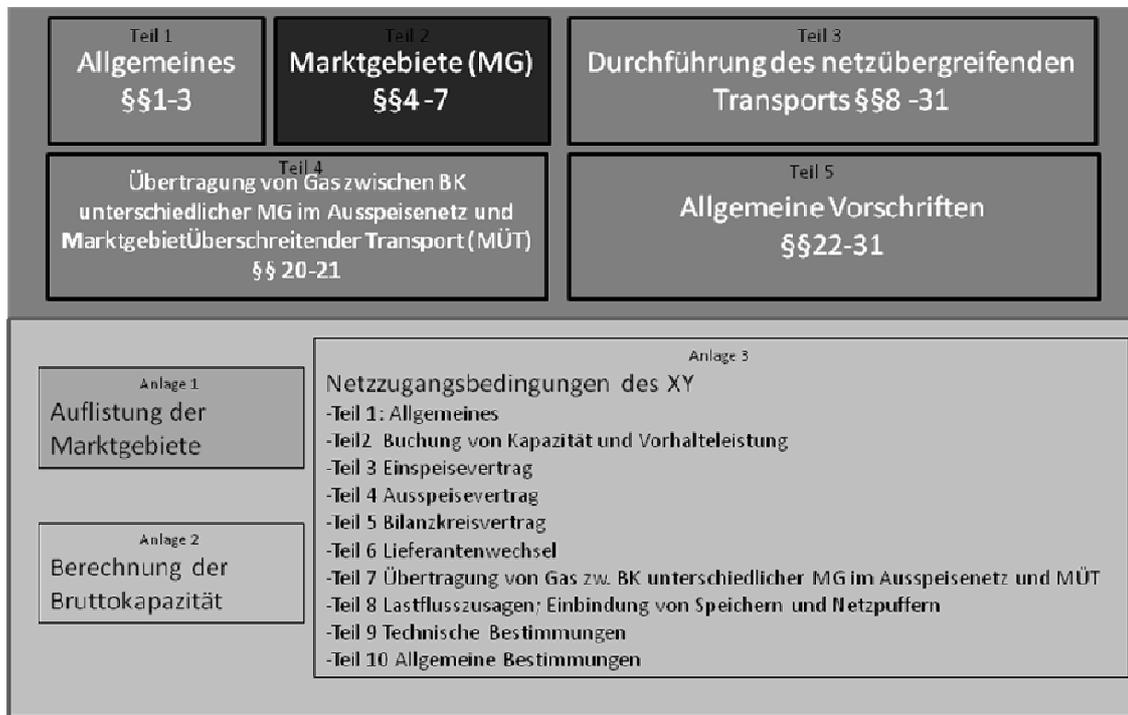


Abbildung 4 - 9: Aufbau der KoV II

Gegenstand der Kooperation ist gemäß § 1 KoV die Verpflichtung der Netzbetreiber „... untereinander in dem technisch möglichen und wirtschaftlich zumutbaren Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, damit der Transportkunde zur Durchführung netzübergreifender Transporte nur einen Einspeise- und einen (netzübergreifenden) Ausspeisevertrag abschließen muss“.

Anhand des ersten Paragraphen KoV werden verschiedene Dinge deutlich. Die Kooperationsvereinbarung (KoV) ist eine Vereinbarung zwischen Netzbetreibern und damit auch nur für diese, sofern sie die Kooperationsvereinbarung unterzeichnet haben, unmittelbar²²⁶ bindend. Die Vorgaben des § 1 KoV entsprechen den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (insbesondere § 20 1b EnWG). Weiterhin bleiben die Art und der Umfang, mit denen Netzbetreiber verpflichtend zusammenarbeiten müssen, vorerst nebulös. Bevor die Zusammenarbeitspflichten der Netzbetreiber konkretisiert werden können, müssen jedoch neben allgemeinen Vertragskonstrukten (§ 2 KoV) und Begriffsdefinitionen (§ 3 KoV) der grundlegende Aufbau und das Zusammenspiel des deutschen Gasnetzes und deren Betreiber definiert werden.

²²⁵ Vgl. Lohmann, (2007), S. 3 - 5.

²²⁶ Indirekt ist die Kooperationsvereinbarung für sämtliche Netznutzer bindend, da sie die Grundlage für Netzzugangsbedingungen der Netzbetreiber bildet, der jeder Transportkunde vor Transportbeginn zustimmen muss.

Neben dem bereits vorgestellten ersten Teil besteht die Kooperationsvereinbarung aus vier weiteren Teilen. Zu diesen gehören die Marktgebiete, die Durchführung des netzübergreifenden Transports, der marktgebietsüberschreitende Transport und die Übertragung von Gasmenngen zwischen Bilanzkreisen verschiedener Marktgebiete sowie die Allgemeinen Vorschriften (siehe Abbildung 4 - 9).

Das Konstrukt des Marktgebietes steht im Zentrum der Vereinbarung. Gäbe es nur ein Marktgebiet in Deutschland, könnten zahlreiche Paragraphen der Kooperationsvereinbarung gestrichen werden. Hierzu zählen insbesondere die Paragraphen zum marktgebietsüberschreitenden Transport, aber auch Detailfragen zum Kapazitätsmanagement und zur Bilanzkreisführung.

4.3.2.2 Das Konstrukt des Marktgebiets

Der zweite Teil der Kooperationsvereinbarung widmet sich den Marktgebieten. In Anlehnung an die vier Regelzonen beim Strom existieren beim Gas Marktgebiete (MG). Ein Marktgebiet ist eine Verknüpfung von über Netzkopplungspunkte (NKP) miteinander verbundenen (Teil-)Netzen, in denen ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen kann (siehe Abb. 4 - 10). Ein Marktgebiet setzt sich aus den in Kapitel 4.1.2 vorgestellten Netzkategorien des Fernnetzbetreibers (FNB), des regionalen Netzbetreibers (RNB) und des örtlichen Verteilernetzbetreibers (öVNB) zusammen. In einem Marktgebiet können je Netzkategorie ein oder mehrere Netze mit verschiedenen Eigentümern zusammengefasst werden. Die Liquidität und die Größe eines Marktgebietes haben Einfluss auf die Marktteilnehmer, die operativen Prozesse und die Netzentgelte. Teil zwei der Kooperationsvereinbarung beinhaltet beide Themenblöcke: den des Netzzugangs und den der Entgeltermittlung. Diese Verknüpfung beider Bereiche ist aufgrund zahlreicher Überschneidungen nachvollziehbar, dennoch wird im Folgenden versucht, beide Themenblöcke so weit wie möglich zu trennen.

Das Netz des Fernleitungsnetzbetreibers (FNB) stellt die oberste Netzebene dar. In einem Marktgebiet können sich mehrere Fernleitungsnetzbetreiber befinden. Der zentrale Netzbetreiber ist in einem solchen Konstrukt der marktgebietsaufspannende Fernleitungsnetzbetreiber (mFNB). Alle anderen Netzbetreiber (andere FNB; RNB und öVNB) sind dem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber nachgelagert. Auf der Ebene des marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibers befindet sich der Virtuelle Punkt (VP). Dieser nicht physisch vorhandene Punkt im mFNB-Netz wird über eine Einspeisebuchung erreicht. Vom virtuellen Punkt kann jeder Ausspeisepunkt in dem Marktgebiet erreicht werden, unabhängig davon, ob die Ausspeisung auf der Ebene des öVNB oder einer anderen Netzebene liegt. Darüber hinaus ermöglicht der Virtuelle Punkt den flexiblen Handel, ohne dass eine Transportbuchung notwendig ist (§ 4 Nr. 2 KoV). Der mFNB ist verpflichtet, die Bildung von Bilanzkreisen innerhalb seines Marktgebietes zu ermöglichen, sämtliche im Marktgebiet liegenden und dem Bilanzkreis zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen zu bilanzieren sowie Energie zum Ausgleich des Saldos aller in den Bilanzkreisen verbleibenden Differenzmengen – nach transparenten, nicht diskriminierenden, marktorientierten Verfahren – zu beschaffen (§ 2 Nr. 3 KoV).

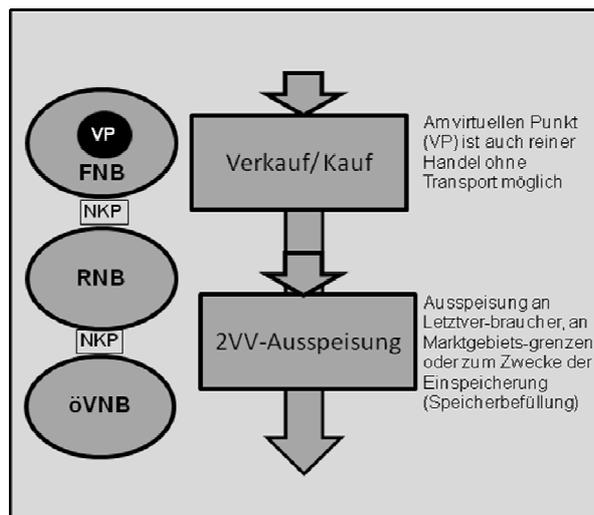


Abbildung 4 - 10: Darstellung eines Marktgebietes

Ein Marktgebiet stellt eine in sich geschlossene Einheit dar. Nur innerhalb eines Marktgebietes ist der freie Austausch von Gas ohne weitere Bedingungen möglich. Damit sich liquide Handelsmärkte entwickeln können, sind die Anzahl der Marktteilnehmer und das potenziell handelbare Gasvolumen von entscheidender Bedeutung. Gemäß der ersten Kooperationsvereinbarung war der deutsche Gasmarkt in 19 Marktgebiete eingeteilt. Diese 19 Marktgebiete setzten sich aus den fünf L-Gas-Gebieten (BEB/ExxonMobil; Erdgas Münster Transport [EGMT]; EWE Netz; E.ON Gastransport [GT] und RWE Transportnetz Gas) und den 14 H-Gas-Gebieten (Bayerngas; BEB/Dangas/Statoil/Hydro; E.ON GT Nord; E.ON GT Mitte; E.ON GT Süd; Gas-Union Transport; Gaz de France; GVS/ENI; Ontras - VNG; RWE Transportnetz Gas Nord; RWE Transportnetz Gas Süd; Wingas I; Wingas II; Wingas III) zusammen (siehe Abbildung 4 - 11). Auch wenn ein Marktgebiet eine in sich geschlossene Einheit darstellt, so darf man nicht dem Trugschluss erliegen, man könne den deutschen Gasmarkt in 19 – am besten gleich große und überschneidungsfreie – Einheiten aufteilen. Netzüberschneidungen – so können nachgelagerte Netze durch unterschiedliche marktgebietsaufspannende Netze mit Gas versorgt werden – Netzkapazitäten und Gasqualitäten stehen dem im Wege.

Zur initialen Marktgebietseinteilung gehören die Marktgebiete der EWE Netz und Gaz de France. Diese haben bei einem geschätzten Transportvolumen von jeweils 15 TWh einen Marktanteil von ungefähr 1,6 % des Transportvolumens des gesamten deutschen Marktes. Diese Einteilung führte zu einer starken Segmentierung des deutschen Marktes. Während ein Teil der Marktteilnehmer die Ursache für die Anzahl von 19 Marktgebieten in potenziellen Netzengpässen und aufgrund netzhydraulischer Gegebenheiten sah, verstanden andere Marktteilnehmer diese Einteilung als Möglichkeit, um den Netzzugang für Dritte zu erschweren. Beide Positionen hatten sicherlich ihre Berechtigung, denn es ist nicht zu bestreiten, dass für eine kleinere Anzahl von Marktgebieten der Ausbau der Netzkopplungspunkte und Aufbau zusätzlicher Kapazitäten erforderlich wird, um eine Kapazitätsverknappung zu vermeiden. Dass die Haltung der marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber (mFNB) jedoch sehr restriktiv war, zeigt die Reduzierung auf 14 Marktgebiete im Jahr 2007/2008 und die angekündigten 8 Marktgebiete zu Beginn des GWJ 2008/2009. Die durchaus restriktive Haltung der

mFNB wurde auch durch einen Schriftsatz der E.ON GT bestätigt. In diesem Schriftsatz wurde argumentiert, dass die Einteilung der Marktgebiete nicht allein von netzhydraulischen, sondern zusätzlich von unternehmenspolitischen und umsetzungsrelevanten Kriterien bestimmt gewesen sei.

Um den Netzzugang und den administrativen Aufwand der Transportkunden zu vereinfachen, ist eine Reduzierung der Marktgebiete unumgänglich. Gerade der Bilanzausgleich, der i. d. R. marktgebietsweise erfolgt, machte für einige Händler die Belieferung in kleineren Marktgebieten unattraktiv bzw. erhöhte die Kosten und Risiken.²²⁷ In Abbildung 4 - 11 wird die Entwicklung der Anzahl der Marktgebiete dargestellt. Dabei sind grau unterlegte Marktgebiete solche, in denen verglichen zur vorherigen Periode keine Veränderung stattfand. Weiß unterlegte Marktgebiete kennzeichnen die geplante bzw. realisierte Zusammenlegung von zwei oder mehr Marktgebieten und die schwarz unterlegten Marktgebiete charakterisieren Marktgebiete, deren geplante Zusammenlegung (noch) nicht funktioniert hat.

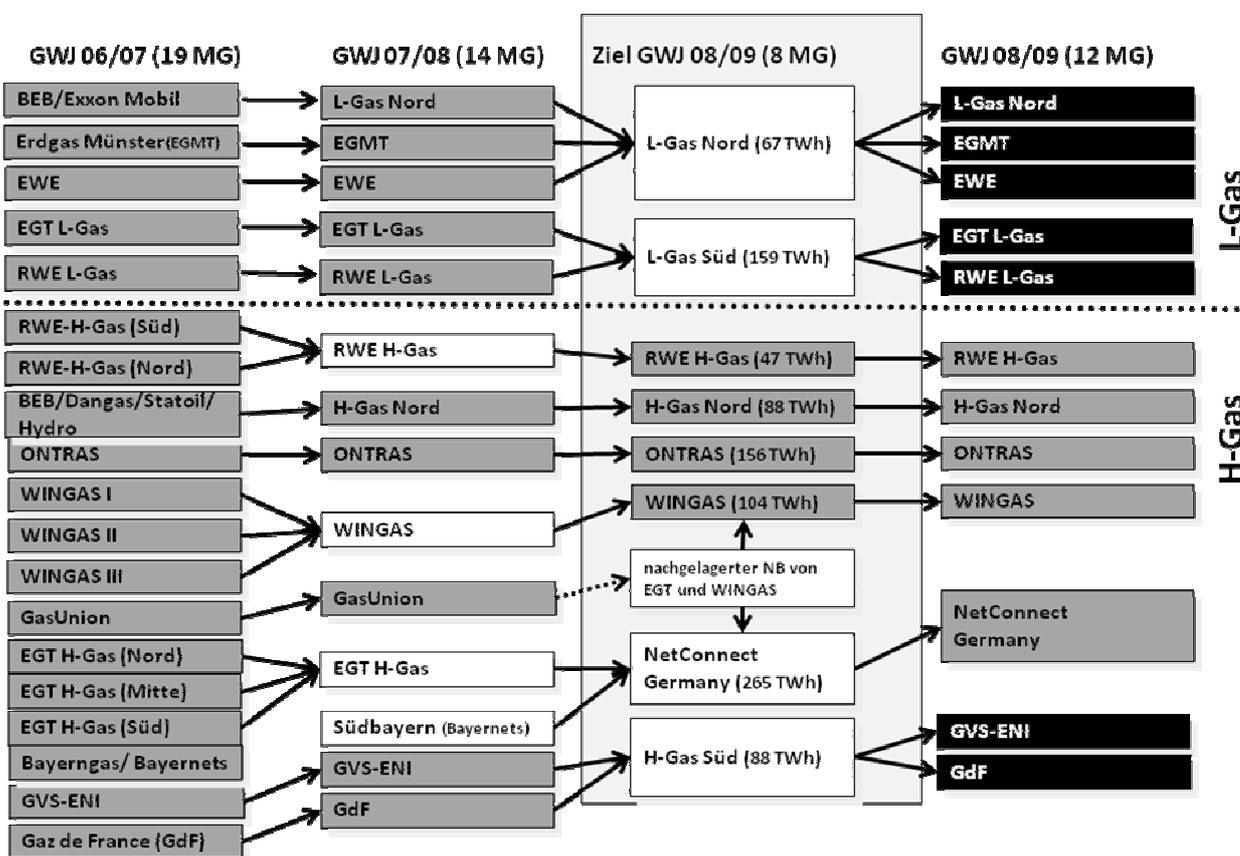


Abbildung 4 - 11: Reduzierung der Marktgebiete [MG]

Anfang Januar 2008 hatte die Bundesnetzagentur in einer Pressemitteilung verkündet, dass ab dem 01.10.2008 nur noch 8 Marktgebiete bestehen werden.²²⁸ Durch diese Konsolidierung

²²⁷ Vgl. Lohmann (2008), S. 4.

²²⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 1.

würden dann nur noch zwei L-Gas- und sechs H-Gas-Gebiete im deutschen Markt existieren. Eine weitere Reduzierung ist mittelfristig zu erwarten, jedoch soll sich dieses System gemäß M. Kurth²²⁹ die nächsten zwei bis drei Jahre bewähren, bevor sich eine endgültige Formation bilden wird.

Im August 2008 war klar, dass das durch die Bundesnetzagentur verkündete Ziel nicht einhaltbar war. Von den geplanten vier neuen Marktgebietskooperationen wurde nur eine, die von EGT - H und Bayernets, umgesetzt. Aber auch hier war eine saubere Marktgebietsabwicklung zum 01.10.2008 nur bedingt möglich. Händler mussten, um sämtliche Ausspeisepunkte im neuen Marktgebiet zu erreichen, zwei Bilanzkreisverträge schließen: einen für Bayernets und einen weiteren für EGT - H. Die Verknüpfung beider Bilanzkreisverträge war erst einige Wochen nach Start des Gaswirtschaftsjahres rückwirkend möglich. Damit wurde eine Situation erreicht, als ob das Marktgebiet bereits zum 01.10.2008 durch nur einen Bilanzkreis versorgt werden könnte. Dennoch führte die verspätete Verknüpfung der Bilanzkreise zu operativem Mehraufwand für die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen. Weiterhin wurde das Marktgebiet der Gas-Union aufgelöst und als nachgelagertes Netz den H-Gas-Marktgebieten der Wingas und Netconnect zugeordnet. Auch bei dieser Marktgebietsintegration bestanden operative Herausforderungen, da das Zuordnen einzelner Ausspeisepunkte zu den beiden marktgebietsaufspannenden Netzen der Netconnect und Wingas nicht immer eindeutig war. Neben diesen durchaus positiven Entwicklungen wurden die Marktgebietskooperationen der Gaz de France mit GVS - ENI abgesagt/verschoben. Genauso wie die geplante Zusammenlegung der L-Gas-Gebiete RWE - L und EGT - L sowie der Gebiete von Erdgas Münster, EWE und Gasunie (L - Gas - Nord). Gründe für diese Entwicklung gab es zahlreiche.

Anfang August verkündete die GdF, dass der Starttermin des gemeinsamen Marktgebietes der GdF und der GVS - ENI zum 01.10.2008 nicht einhaltbar sei. Als Ursache hierfür gebe es inhaltliche und formale Gründe. Formal sei die Gründung der Gesellschaft noch nicht abgeschlossen, außerdem fehle unter anderem noch die Zustimmung des Bundeskartellamtes. Inhaltlich gebe es noch Diskussionsbedarf, insbesondere bei der Anpassung an die Vorgaben des neuen Bilanzausgleichssystems.²³⁰

Als Nächstes meldeten sich RWE Transportnetz Gas und E.ON GT in einer Pressemitteilung am 15. Oktober.²³¹ In dieser kündigten sie ihre zumindest vorläufige Verabschiedung von der Kooperation an. Gründe hierfür waren die Verständigung zwischen der RWE und der EU-Kommission über den Verkauf des Transportnetzes und die laufenden Veränderungen der Rahmenbedingungen in den vergangenen Monaten sowie die sich daraus ergebenden immer wieder neuen konzeptionellen Ansätze. Hierbei wird der erste Grund wohl der entscheidende

²²⁹ M. Kurth (2008), Präsident der BNetzA

²³⁰ Pro Marktgebiet darf es nur noch einen Bilanzkreisnetzbetreiber geben. Dies erschwert die Absteuerung der Transitmengen an den großen Ausspeisepunkten aus Deutschland, Medelsheim und Wallbach. Vgl. Lohmann (2008), S. 3.

²³¹ Vgl. Lohmann (2008), S. 3.

sein. Die RWE dürfte vermutlich ein nachvollziehbares Interesse haben, einem voll funktionsfähigen Netzbetreiber zu verkaufen und nicht an ein um etliche Funktionen zusammengestutztes Gebilde. Ein weiterer Grund dürften aber auch die zähen Verhandlungen um die operative Umsetzung zwischen beiden Parteien gewesen sein.²³² Auch das neue System der Tagesbilanzierung und die Restriktion technischer Flussrichtungen wurden als zusätzliche Argumente angeführt.²³³

Die dritte vorläufig gescheiterte Marktgebietszusammenlegung von Gasunie, EWE und EGMT fand ohne öffentliche Ankündigung statt. Den Bilanzkreisverantwortlichen wurde lediglich am 20.09.2008 mitgeteilt, dass die geplante Kooperation sich aus verschiedenen Gründen verzögert.

Die Bundesnetzagentur kündigte daraufhin am 25. August die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens²³⁴ gegen L-Gas-Marktgebietsbetreiber RWE, E.ON GT, EWE Netz, Erdgas Münster Transport und Gasunie an. Dabei wird sich wohl auf die RWE und EWE fokussiert. Die RWE hatte mit ihrer Ankündigung und den Verweis auf die Verabredung mit der Kommission die deutsche Regulierungsbehörde an einer empfindlichen Stelle getroffen. Die EWE Netz bestand auf der Anerkennung der Kosten, die durch die Marktgebietszusammenlegung entstünden. Die Anerkennung der Kosten für die Marktgebietszusammenlegung dürfte auch im Interesse der anderen vier beteiligten L-Gas-Marktgebietsbetreiber sein. Die für die Kostenkontrolle zuständige Beschlusskammer 9 hatte sich bezüglich der Kosten für die Marktgebietszusammenlegung nicht geäußert. Damit dürften einige der betroffenen Unternehmen über das eingeleitete Missbrauchsverfahren nicht allzu unglücklich sein. Denn sofern die Bundesnetzagentur im Rahmen des Missbrauchsverfahrens über eine Zusammenlegung verfüge, müsse sie gleichzeitig auch die entstehenden Kosten anerkennen, so einzelne Unternehmensvertreter. Diese begründen ihre Argumentation damit, dass die Zusammenlegung dann nicht mehr aufgrund autonomer Unternehmensentscheidungen, sondern durch Verfügung der Regulierungsbehörde entstünde.²³⁵

Trotz der Einigkeit fast aller Marktteilnehmer, dass die Zahl der Marktgebiete weiter reduziert werden müsse,²³⁶ zeigt der gerade beschriebene Fall, dass es aus unternehmensstrategischer Sicht durchaus sinnvoll sein kann, den Fortgang des Liberalisierungsprozesses zu verzögern. Die spätere Marktgebietszusammenlegung könnte den Unternehmen nicht nur eine Verlängerung ihrer Macht als marktgebietsaufspannender Netzbetreiber ermöglichen, sondern auch noch die Ansetzbarkeit der durch die Kooperation zusätzlich verursachten Kosten.

²³² Die Geschäftsführer der RWE Transportnetz Gas, Klaus Homann und Wandulf Kaufmann hatten in einem Interview gesagt, dass man die Kooperation bekanntgegeben habe, ohne über ein Konzept bezüglich der Umsetzung zu verfügen. Vgl. Lohmann (2008), S. 3.

²³³ Vgl. H. Lohmann (2008), S. 4.

²³⁴ Der Präsident der Bundesnetzagentur hatte angekündigt, dass das Ziel des Missbrauchsverfahrens jetzt ein einziges L-Gas-Gebiet sein müsse. Vgl. Kurth (2008), S. 2.

²³⁵ Vgl. H. Lohmann (2008), S. 4.

²³⁶ Dies ist aus theoretischer Sicht für den Fortgang der Liberalisierung der einzig sinnvolle Weg.

4.3.3 Umsetzungsprobleme bei der praktischen Anwendung der KoV

Zum Betrieb und zur Steuerung der Netze waren in der Vergangenheit Datenerfassungen und Messungen an bestimmten Punkten ausreichend. Solange sämtliche Aufgaben zur Bereitstellung von Energie vom ehemaligen Gebietsmonopolisten angeboten wurden, waren bestimmte Messungen – z. B. Übergabemessungen im eigenen Netz – nicht unbedingt notwendig. Erst durch die Marktöffnung und die Trennung von Netz und Vertrieb und die dadurch steigende Komplexität wurden weitere durch die Marktteilnehmer – insbesondere Netzbetreiber – zu erfüllende Aufgaben und Anforderungen notwendig. Die neue Marktsituation mit vielen Transporteuren, Bilanzkreisverantwortlichen und Händlern auf der einen und Netzbetreibern auf der anderen Seite erfordert eine strikte Trennung und individualisierte Datenübermittlung an die jeweiligen Gruppen. Während der jeweilige Netzbetreiber eine Gesamtsicht auf sein Netz erhält, dürfen die einzelnen Netznutzer/Transporteure aus Wettbewerbsgründen nur noch ihre individualisierten Daten erhalten.

Die Notwendigkeit der Datenerfassung und zeitnahen Datenbereitstellung (insbesondere Bottom-up) in der neuen liberalisierten Welt wurde frühzeitig vom Gesetz- und Verordnungsgeber erkannt und durch § 21b EnWG i. V. m. § 33 GasNZV festgeschrieben. Der Gesetzes- und der Verordnungstext wurden jedoch nicht bzw. erst spät durch Bestimmungen und Vereinbarungen konkretisiert. Dadurch blieb es bei der allgemeinen Aussage einer „unverzöglichen Übermittlung des Informationsstandes über den Bilanzkreisstatus an den Transportkunden durch den Netzbetreiber, wobei der Transportkunde die Kosten für den Einbau und die Messung zu tragen hat“. Wie gegen einen Verstoß einer nicht zeitnahen Datenbereitstellung vorgegangen werden kann, welche Konsequenzen dies für die/den Netzbetreiber hat und welche rechtlichen Mittel dem Transportkunden zur Verfügung stehen, wurde nicht deutlich gemacht.

In der nicht liberalisierten und von vertikalen Strukturen geprägten Energiewirtschaft bestanden wenig Anreize, sämtliche Verbrauchsstellen mit einer Zählerfernauslesung auszustatten, da dadurch nur zusätzliche Kosten in der Wertschöpfungskette entstanden, denen aber keine Erlöse gegenüberstanden. Dadurch wurden nur zentrale Punkte, wie Grenzübergangs-, Netzkopplungs- sowie wichtige und/oder größere Ein- und Ausspeisepunkte mit einer Zählerfernauslesung ausgestattet. Die Forderung, dass sämtliche Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mindestens 1,5 Millionen kWh an ein Datenfernübertragungssystem angeschlossen werden müssen – gemäß § 33 Abs. 2 GasNZV –, wurde bis heute nicht vollständig erfüllt.

Die Idee mengenmäßig, größere Ein- und Ausspeisepunkte mit einer Zählerfernauslesung zu versehen, beruht auf dem Gedanken, dass durch zeitnahe Verbrauchsinformationen von Größtverbrauchern eine größere Netzstabilität erreicht werden kann. Ursachen, wieso die Vorgabe der Verordnung nicht vollständig umgesetzt wurde, gibt es zahlreiche. Zum einen ist es fraglich, ob die Notwendigkeit einer Datenfernauslesung ausschließlich von der jährlichen Entnahmhöhe des Letztverbrauchers abhängig sein sollte. Vielmehr wären für die

Auswahl weitere Kriterien wie z. B. temperaturabhängiger, prozessabhängiger oder sonstiger Gasverbrauch des Letztverbrauchers sinnvoll.

Gerade temperaturabhängige Gasverbraucher lassen sich mit der Hilfe von Standardlastprofilen sehr gut abbilden, ohne dass auf die teurere Methode der Datenfernauslesung zurückgegriffen werden muss. Außerdem haben temperaturgetriebene Gasverbraucher aufgrund von Temperaturunterschieden in einzelnen Jahren starke Schwankungen bei der jährlichen Abnahme. Dass der Transportkunde die teurere Variante der Zählerfernauslesung vermeiden möchte, sofern kein zusätzlicher Gewinn dadurch realisierbar ist, sollte nachvollziehbar sein. Folglich dürfte der Transportkunde im Zweifel die niedrigeren Verbrauchswerte des Kunden aufgrund eines warmen Verbrauchsjahres heranziehen, um somit die Vorgabe zu umgehen. Auch wenn letztendlich die Entscheidung beim Netzbetreiber liegt, so war zumindest in der Vergangenheit aufgrund der engen Verzahnung von Transportkunden und Netzbetreiber kein wirklicher Anreiz zu erwarten.

Prozessgetriebene Gasverbraucher mit einer Entnahme unterhalb der Verbrauchsschwelle zur Datenfernauslesung sind oft schwer durch Standardlastprofile abzubilden. Aus Netzsicht sind es gerade diese Kunden, die zur Stabilisierung des Gesamtsystems eine Zählerfernauslesung besitzen sollten.

Weiterhin ist die Aufgabenverteilung zwischen Netzbetreiber und Transportkunden nicht optimal. Demnach ist der Netzbetreiber bzw. ein von ihm gewählter Dienstleister für die Zählerinstallation und Datenbereitstellung zuständig und der Transportkunde für die dafür entstandenen Kosten. Der Netzbetreiber besitzt folglich nur geringe Anreize, eine möglichst kostengünstige Dienstleistung zur Datenbereitstellung zu erbringen. Folglich wird der Transportkunde die Dienstleistung des Netzbetreibers nicht nachfragen, sofern noch keine Zählerfernauslesung eingerichtet und er nicht mit zusätzlichen Kosten belastet wurde. Der Transportkunde wird vielmehr versuchen, die Zählerfernauslesung selbstständig und kostengünstiger als die vom Netzbetreiber angebotene Dienstleistung zu organisieren. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass der Transportkunde ein Interesse an der Installation eines Zählers zur Netzstabilität besitzt. Ansonsten würde der Transporteur diese Maßnahme ganz unterlassen, sofern die Zählerfernauslesung für ihn nicht vorteilhaft ist. Dadurch könnte er seine Vertriebsmarge erhöhen. Ein Anreiz für den Einbau einer Zählerfernauslesung für den Transporteur besteht nur dann, wenn die Kosten, die sich aufgrund der fehlenden zeitnahen Datenbereitstellung ergeben, die Kosten der Installation und des Betriebs der Zählerfernauslesung übersteigen. Dafür muss ein System geschaffen werden, in dem die zeitnahe Datenerfassung und damit die Verbesserung der Prognosegüte des Transporteurs belohnt werden bzw. ein Nichtnachkommen der Verpflichtungen gemäß der Verordnung entsprechend bestraft wird.

In den Niederlanden sind zahlreiche Transportkunden dazu übergegangen, bei Akquisition eines Kunden eigenständige Messungen für diesen zu installieren und bei Kundenverlust diese Messeinrichtungen weiter zu verkaufen bzw., sofern es zu keiner Einigung mit dem

neuen Transporteur kommt, diese wieder auszubauen. Der Ausbau der Datenfernauslesung durch den alten Lieferanten und der Einbau einer Zählerfernauslesung durch den neuen Lieferanten sind aus wirtschaftlicher Sicht als ineffizient abzulehnen.

Sofern eine Zählerfernauslesung für bestimmte Endverbraucher verpflichtend ist und ein Unterlassen zu Konsequenzen führt, würden sich zwei rational handelnde Marktteilnehmer²³⁷ immer auf einen Preis für das eingebaute Gerät der Datenfernauslesung einigen. Ansonsten entstünden für beide unnötige zusätzliche Kosten. Diese Situation sollte in der Regel dazu führen, dass sich für das Gerät der Datenfernauslesung ein Marktpreis ergibt.

Ein weiterer und wahrscheinlich entscheidender Grund für die noch immer fehlenden Zählerfernauslesungen für Kunden oberhalb der vorgegebenen Verbrauchsschwellen liegt in der fehlenden Kontrolle und Disziplinierung der Netzbetreiber durch den Verordnungsgeber.

In der nicht liberalisierten Welt konnten viele Datenanforderungen durch eine Top-down-Messung (auch sog. Randmessung) ermittelt werden. Das heißt, es wurden auf oberster Netzebene alle Einspeisungen gemessen, die mit der Summe aller Ausspeisungen, Netzpufferung, Netzverlusten und Differenzenergiemengen übereinstimmen mussten. Die Randmessung erfolgte auf hochaggrierter Ebene. Diese Daten wurden in einem nicht liberalisierten Markt dem „Vertrieb“ und nachgelagerten Netzen zur Verfügung gestellt. Im liberalisierten Gasmarkt sind die Randmessungen nur noch für Netzbetreiber – allerdings in unbereinigter Form – und nicht mehr für Händler und Bilanzkreisverantwortliche zugänglich.

Neben der Top-down-Messung findet auch eine Bottom-up-Messung statt. Bei der Bottom-up-Messung werden sämtliche Ausspeisepunkte erfasst. Bei richtiger Anwendung und Berücksichtigung aller Einflussgrößen sollten die Bottom-up-Messung und die Top-down-Messung zu gleichen Ergebnissen führen. Die aufgrund des Auslesens einer Vielzahl von Entnahmestellen deutlich komplexere Bottom-up-Messung hat im neuen Marktmodell für Ausspeisenetzbetreiber an Bedeutung gewonnen und ist seit Einführung der Kooperationsvereinbarung für diese verpflichtend geworden. Damit hat sich der Datenfluss teilweise umgedreht. Während in der Vergangenheit die Datenbereitstellung vom Fernleitungsnetzbetreiber an die nachgelagerten Netze – insbesondere Ausspeisenetze – stattfand, müssen nun von den nachgelagerten Netzen zeitnah Daten an den Bilanzkreisnetzbetreiber gemeldet werden (Bottom-up). Diese Umkehr des Datenflusses hat besonders im aktuellen und letzten Gaswirtschaftsjahr für erhebliche Verwirrungen und Herausforderungen gesorgt.

Einige Ausspeisenetzbetreiber waren nicht in der Lage, die nun an sie gestellten Anforderungen gemäß Kooperationsvereinbarung zu erfüllen. Häufig waren die Datenprozesse zur

²³⁷ Für weiterführende Ausführungen zum rationalen Entscheidenden siehe u. a. Eisenführ (2003).

SLP-Bilanzierung und Übermittlung nicht abschließend aufgesetzt bzw. eingerichtet und/oder es fehlten die Informationen aus der Datenfernauslesung für Kunden mit registrierender Leistungsmessung. Ohne sämtliche Informationen der nachgelagerten Netze ist es den Bilanzkreisnetzbetreibern (BKN) aber nicht möglich, den Bilanzkreisstatus zu ermitteln und endgültig abzurechnen. Durch den Wegfall der Netzbetreiber-Bilanzkreise im aktuellen Jahr und damit einer noch klareren Trennung zwischen Händler- und Netzbetreiberaufgaben hat die Bilanzierung der Ausspeisenetzbetreiber an Bedeutung gewonnen. Durch das neue Bilanzierungsregime und die Einführung der Tagesbilanzierung mit stündlichem Anreizsystem haben sich viele Prozesse erneut verändert und die Häufigkeit der Datenübertragung erhöht. Die nachgelagerten Ausspeisenetzbetreiber sind nun verpflichtet, täglich verbindliche SLP-Prognosen für den Folgetag an den Bilanzkreisnetzbetreiber zu übermitteln. Diese Informationen müssen bis spätestens 12:00 Uhr (D+1) beim Bilanzkreisnetzbetreiber vorliegen, damit dieser innerhalb einer Stunde (bis 13:00 Uhr) die Daten an die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen übermitteln kann. Für die rLM-Kunden finden eine „vorläufige“ tägliche Datenübertragung (D - 1) des Vortages und eine endgültige monatliche Datenübertragung (M+29/31 WT) statt. Des Weiteren müssen untertäglich rLM-Messungen des laufenden Gastages bis 18:00 Uhr (D) bereitgestellt werden. Das nächste Kapitel gibt einen Überblick über das neue Bilanzkreisregime.

4.3.4 Neues Bilanzierungsregime und KoV III

Für Bilanzkreisverantwortliche/Transportkunden ist die zeitnahe Bereitstellung von Messdaten (=Verbrauchsdaten) von entscheidender Bedeutung. Besonders für neue Marktteilnehmer mit geringerer Portfoliogröße und weniger Erfahrungen im deutschen Markt lässt sich das Risiko, das sich aufgrund von Informationsasymmetrien ergibt, durch eine zeitnahe Datenbereitstellung abbauen bzw. kompensieren. Durch die zeitnahe Datenbereitstellung kann auf Bilanzkreisungleichgewichte rechtzeitig reagiert werden. Damit können mögliche Strafzahlungen vermieden werden. Aufgrund der erheblichen Umsetzungsprobleme bei der praktischen Abwicklung der Kooperationsvereinbarung – siehe letztes Kapitel – und große Probleme vieler Bilanzkreisverantwortlicher und Transportkunden beim alten Bilanzkreisregime wurde über eine Modifizierung des Bilanzkreisregimes nachgedacht. Bemängelt wurden insbesondere eine zu kurze Bilanzierungsperiode von einer Stunde und hohe Ausgleichsenergieentgelte.

Um den mit dem aktuellen Bilanzierungsregime verbundenen Hemmnissen entgegenzutreten, begann die Bundesnetzagentur im Sommer 2007 mit einer umfassenden Bestandsaufnahme sowie internationalen Vergleich des derzeitigen in Deutschland praktizierten Bilanzierungssystems. Hierfür wurde die KEMA Consulting GmbH (KEMA) beauftragt, den

Status quo sowie Entwicklungsmöglichkeiten des deutschen **Regel- und Ausgleichsenergiemarktes Gas (RAM)** zu untersuchen. Das 125 Seiten umfassende KEMA-Gutachten²³⁸ stellt die Diskussionsgrundlage zur Neugestaltung des RAM für die Verbände BDEW, VKU, GEODE, VIK, EFET, bne und VCI dar. Am 15.02.2008 haben die Verbände BDEW, VKU und GEODE – nach Aufforderung der Bundesnetzagentur – ein Konzept für die Neuordnung des Regel- und Ausgleichsenergiemarkts ermittelt (sog. Konzept der Verbände zum RAM)²³⁹.

Als zentrale Ergebnisse des Verbändekonzepts und des KEMA-Gutachtens ergaben sich folgende Punkte:

- Klare Trennung von Regel- und Ausgleichsenergie
- Einsatz von interner und externer Regelenergie auf Basis eines Rückliefermodells²⁴⁰
- Einführung einer Tagesbilanzierung, ggf. schrittweise
- Abschaffung der Toleranzgrenzen, ggf. Einführung einer Sockeltoleranz
- Bepreisung der Ausgleichsenergie auf Basis eines Zweipreissystems mit Grenzkostenansatz²⁴¹ der eingesetzten Regelenergie
- Verrechnung der Kosten aus der Regelenergie und der Erlöse aus der Ausgleichsenergieabrechnung in Form einer Umlage
- Veröffentlichungspflichten für Regelenergiebedarf und -einsatz

Regelenergie bezeichnet dabei Energie, die aus dem Einsatz oder der Nutzung von Ausgleichsenergieleistungen zum physischen Ausgleich der Netze eines Marktgebietes im laufenden Betrieb resultiert (physischer Ausgleich für die Netzstabilität). § 22 EnWG verweist auf die Verwendung marktorientierter Verfahren zur Beschaffung von Regelenergie, jedoch fehlt die konkrete Ausgestaltung der Beschaffungsverfahren. Die KEMA-Studie geht an dieser Stelle einen Schritt weiter. Es wird zwischen interner Regelenergie – diese kostenneutrale Energie ergibt sich durch Netzpuffer und andere den Netzen zuzuordnenden Speichermöglichkeiten – und externer Regelenergie – für diese externe Energie fallen Kosten aufgrund des Einsatzes von netzexternen Speichern, Flexibilität aus der Gasproduktion, Anpassung der Einspeisemengen sowie dem Abschalten sogenannter abschaltbarer Kunden

²³⁸ Das KEMA Gutachten steht auf der Seite der Bundesnetzagentur. Vgl.

http://www.bundesnetzagentur.de/enid/Sonderthemen/Regel-_und_Ausgleichsenergiemarkt_Gas_4bg.html .

²³⁹ Vgl. Positionspapier der Verbände (2008), S. 11.

²⁴⁰ Unter dem Rückliefermodell versteht man einen dreistufigen Ansatz aus Kontrahierung der Leistungsvorhaltung, dem Einsatz im laufenden Betrieb sowie der Rücklieferung der eingesetzten Regelenergie am übernächsten Tag. Neben dem Rückliefermodell zur Beschaffung externer Regelenergie ist ein Market Maker Model denkbar. Vgl. Herwicker (2008), S. 7 - 9.

²⁴¹ Neben dem Zweipreissystem mit Grenzkostenansatz sind weitere Bepreisungsmodelle und Kostenansätze denkbar. Siehe hierzu Kapitel 4.4 und insbesondere die Tabellen 4 - 1 und 4 - 2.

an – unterschieden und (theoretische) Möglichkeiten werden aufgezeigt, wie das Regelenergieregime aussehen kann. Letzte Details gerade bei der praktischen Umsetzung müssten auch bei dem von KEMA vorgeschlagenen Konstrukt noch erarbeitet werden.

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenzmenge zwischen dem aggregierten Ist-Verbrauch (=Ausspeisung) und der aggregierten Nominierung (=Einspeisung) je Bilanzkreis (buchhalterischer Ausgleich). Damit spielt die Ausgleichsenergie eine zentrale Rolle für Transporteure (Bilanzkreisverantwortliche) und die Regelenergie für Netzbetreiber. Auch wenn beide Begriffe in einem gewissen – wenn auch nicht eindeutigen – Zusammenhang stehen, ist eine klare Trennung beider Begriffe sinnvoll. Es ist durchaus denkbar, dass Bilanzkreis A um 100 Mengeneinheiten Short und Bilanzkreis B im gleichen Marktgebiet um 100 Mengeneinheiten Long ist. Dadurch würden für beide Bilanzkreisverantwortlichen für ihre Inanspruchnahme (BK A) bzw. Bereitstellung von Ausgleichsenergie (BK B) abgerechnet, obwohl der Bilanzkreisnetzbetreiber keine Regelenergie in Anspruch nehmen müsste.

Weiterhin wurde die Einführung einer Tagesbilanzierung und die Abschaffung jeglicher Toleranzen (bzw. wenn Toleranzen, dann nur eine Sockeltoleranz) gefordert. Gegen eine stündliche Bilanzierung sprechen nach Aussage der Bundesnetzagentur und den Verfassern des KEMA-Gutachtens²⁴² gaswirtschaftliche und technische Gegebenheiten, da die Möglichkeit der Netze zur internen Speicherung (sog. „Netzatmung“) vernachlässigt würde.²⁴³ Der Transport von Erdgas ist relativ träge, sodass zwischen Ein- und Ausspeisung durchaus mehrere Stunden liegen können. Dies ist aufgrund der in (Transport-)Netzen vorhandenen Puffer- und Speichermöglichkeiten, der sogenannten Netzatmung (Netzpufferung) und dem Einsatz in- und externer Speicher möglich. Ein weiterer Grund für eine Tagesbilanzierung wurde in der derzeitigen Handelssituation gesehen. Da derzeit hauptsächlich Tages- und keine Stundenprodukte gehandelt werden, ist es für einen Transporteur äußerst schwierig, für einen stündlichen Ausgleich zu sorgen. Mit dem Vorschlag zur Abkehr von der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung wurde entgegen dem deutschen Strommarkt, bei dem auf Viertelstundenbasis bilanziert wird, die Bilanzierungsperiode ausgeweitet.

Darüber hinaus wurde gefordert, dass die Bepreisung der Ausgleichsenergie auf der Grundlage eines 2-Preis-Systems²⁴⁴ mit Grenzkostensatz der eingesetzten Regelenergie, ein Umlagekonto, in dem die Kosten aus Regelenergie und Erlöse aus Ausgleichsenergie ver-

²⁴² KEMA-Gutachten (2007), siehe Bundesnetzagentur.

²⁴³ Schmidt (2008), S. 11 und Herwicker (2008) S. 9.

²⁴⁴ Bei einem 2-Preis-System existiert eine unsymmetrische Preisbildung, d. h. es existieren zu jedem Zeitpunkt zwei unterschiedliche Preise, sodass BK mit einem Defizit i. d. R. einen höheren Preis als andere BK mit einem Überschuss erhalten.

rechnet würden, sowie die Veröffentlichung des Regelenergieeinsatzes und -bedarfs stattfindet.

Am 05.03.2008 wurde ein Erörterungstermin mit den Bilanzkreisnetzbetreibern sowie Verbänden der Netzbetreiber und Netznutzer bei der Bundesnetzagentur durchgeführt, mit der Absicht, dass alle Parteien sich zum Konzept der Verbände, das auf den Grundlagen des KEMA-Gutachten aufbaut, äußern konnten. Die Bilanzkreisnetzbetreiber haben daraufhin einen am Verbändekonzept angelehnten, jedoch weiterentwickelten Ansatz präsentiert (Änderungsfassung vom 14.03.2008). Auf der Grundlage des Verbändekonzepts und unter Berücksichtigung der Ansätze der Bilanzkreisnetzbetreiber hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur ein Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor („GABi Gas“) entwickelt und die Bilanzkreisnetzbetreiber aufgefordert, bis zum 07.04.2008 ein Standardangebot²⁴⁵ für einen Bilanzkreisvertrag vorzulegen, das die Vorgaben des Grundmodells vollständig umsetzt. Das von den Bilanzkreisnetzbetreibern vorgelegte Standardangebot wurde am 08.04.2008 auf der Internetseite der Beschlusskammer veröffentlicht und potenziellen Nachfragern sowie Netzbetreibern eine Frist zur Stellungnahme bis zum 22.04.2008 eingeräumt. Insgesamt 25 Stellungnahmen haben die Bundesnetzagentur innerhalb der Stellungnahmefrist und drei Stellungnahmen sowie zwei Ergänzungen außerhalb der Frist erreicht. Mehrheitlich wurde das Konzept der Tagesbilanzierung grundsätzlich begrüßt, jedoch gab es auch kritische Stimmen seitens des VIK, VDP und VCI.²⁴⁶

Am 28.05.2008 hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur die Ergebnisse des Verwaltungsverfahrens zur Festlegung in Sachen Ausgleichsleitungen Gas (Bilanzkreisvertrag u. a.) vorgelegt (GABi - Gas final)²⁴⁷. Das neue Bilanzierungsregime hat sich weitestgehend an den Vorschlägen der Verbände, dem KEMA-Gutachten sowie den darauf aufbauenden Regelungen des Standardangebotes (Entwurf vom 07.04.2008) durch die Netzbetreiber orientiert. Mit Einführung eines neuen Bilanzierungssystems zum 01.10.2008 verfolgt die Bundesnetzagentur das Ziel, ein transparentes, kostenorientiertes, diskriminierungsfreies, für alle Marktgebiete geltendes System zu erschaffen, um dadurch die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen und somit den Wettbewerb zu fördern.

Das zentrale Merkmal des neuen Systems, das ab dem 01.10.2008 eingeführt wird, ist der Wechsel von einer stündlichen Bilanzierung zu einer Tagesbilanzierung. Die Bilanzierungsperiode für sämtliche Gasmengen ist der Gastag, d. h. sämtliche Bilanzungleichgewichte werden am Ende der Bilanzierungsperiode (Gastag von 6 Uhr bis 6 Uhr) abgerechnet. Es bestehen keine Toleranzen mehr, d. h. anders als im bisherigen Bilanzierungsregi-

²⁴⁵ Vgl. Entwurf Standardangebot vom 07.04.2008.

²⁴⁶ Vgl. Lohmann (2008), S. 6f.

²⁴⁷ Vgl. GABi – Gas final (2008).

me (siehe Kapitel 4.3.1), bei dem innerhalb der Toleranzgrenzen keine zusätzlichen Kosten für den BKV entstehen, wird nun jede Abweichung zwischen ein- und ausgespeister Menge mit Ausgleichsenergieentgelt verrechnet. Das Tagesbilanzierungsregime wird jedoch durch ein stündliches Anreizsystem erweitert. Beim stündlichen Anreizsystem findet kein mengenmäßiger Ausgleich der Stundenabweichung statt, jedoch fällt für die betroffenen Verbrauchsgruppen/Entnahmestellen für jede Stundenabweichung (Über- oder Unterspeisung) außerhalb des Strukturierungsbandes zusätzlich zum Ausgleichsenergieentgelt noch ein Strukturierungsbeitrag an. Ziel des stündlichen Anreizsystems parallel zur Tagesbilanzierung ist die Verhinderung von Missbräuchen²⁴⁸ und damit die Reduzierung des Regelenergiebedarfs.

Bezüglich des Modells werden folgende Fallgruppen unterschieden:

- SLP-Entnahmestellen (synthetisch und analytisch)
- Sonstige rLM-Entnahmestellen
- Punkte mit besonderer Bedeutung für die Netzstabilität (insbesondere rLM-Entnahmestellen > 300 MW)

Die Standardlastprofil-Entnahmestellen können synthetisch oder analytisch bilanziert werden. Beim synthetischen Standardlastprofilverfahren ist die Tagesmenge des Lastprofils relevant, die sich bei Zugrundelegung der Prognose-Temperatur am Vortag ergibt. Beim analytischen Standardlastprofilverfahren erfolgt ein Zeitversatz um 48 Stunden. Bilanzkreisrelevant ist damit am Tag D die Ausspeisemenge des Vorvortages (D - 2), die sich aus der Zugrundelegung der Ist-Temperatur des Vorvortages (D - 2) ergibt.²⁴⁹

Die Nominierung (für SLP) erfolgt weiterhin stündlich.²⁵⁰ Sie wird der Allokation, die ein Tagesband darstellt, gegenübergestellt. Es gilt allokiert wie nominiert, d. h. für den Lieferanten können bei korrekter Anwendung des Lastprofils (LP) keine Differenzen entstehen; außerdem wird für die Kundengruppe der SLP-Kunden kein Strukturierungsbetrag fällig.²⁵¹ Für die Zuordnung und Anwendung von LP sind die Ausspeisenetzbetreiber zuständig.

Kommt der ANB seiner gesetzlichen Verpflichtung nicht nach, für alle SLP-Entnahmestellen Standardlastprofile anzuwenden, und/oder sollte er nicht in der Lage sein, dem Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) Lastprofile für seine SLP-Entnahmestellen zu mel-

²⁴⁸ Es soll verhindert werden, dass ein Transportkunde die gesamte Tagesmenge, die er für die Belieferung einer Entnahmestelle benötigt, innerhalb einer Stunde einspeist, und dies zu einem für das gesamte Netz ungünstigsten Zeitpunkt.

²⁴⁹ Siehe Anlage 1 § 9 c GABi – Gas final der Beschlusskammer 7.

²⁵⁰ Wird ein strukturiertes Stundenprofil für SLP geliefert, wird die Summe der Stundenmengen des jeweiligen Gastages gebildet und diese durch die Anzahl der Stunden des Gastages geteilt.

²⁵¹ Diese Aussage gilt nur, sofern der Bilanzkreisverantwortliche am Tag D - 1 die vom Ausspeisenetzbetreiber für den Tag D ausgerollten SLP-Werte nominiert.

den, wird der Bilanzkreisnetzbetreiber damit beauftragt. Der BKN ist berechtigt und verpflichtet, synthetische oder analytische SLP für die betroffenen Entnahmestellen zu entwickeln, zuzuweisen und vorläufig anzuwenden. Hierfür ist der jeweilige ANB verpflichtet, dem BKN eine vollständige Liste der SLP-Entnahmestellen und deren relevanten Jahresarbeitsmengen zu melden.

Die Gruppe der Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung ist in zwei Kategorien unterteilt: die Kategorie mit einer Leistung von bis zu 300 MW, den sogenannten sonstigen rLM, und die Kategorie ab 300 MW, den sogenannten Großverbrauchern. Für rLM-Kunden gilt im Gegensatz zur SLP-Gruppe allokiert wie gemessen²⁵², wodurch Ungleichgewichte zwischen Nominierung und Allokation die Regel sind. Die Gruppe der sonstigen rLM wird grundsätzlich genau wie die Gruppe der SLP stündlich nominiert und als Tagesband allokiert. Jedoch ist bei dieser Gruppe aufgrund von aktuelleren Informationen (Messdaten) die Renominierung innerhalb der Bilanzierungsperiode vorgesehen. Für die stündlichen Abweichungen fällt außerhalb des Strukturierungsbandes von +/- 15 % ein Strukturierungsbeitrag (SB) an. Zur Fallgruppe der Punkte mit besonderer Bedeutung für die Netzstabilität gehört neben sämtlichen Ein- und Ausspeisepunkten an Marktgebietsgrenzen, Speichern, Netzkopplungspunkten, virtuellen Ein- und Ausspeisepunkten, Einspeisepunkten zu inländischen Produktionsanlagen auch die Gruppe der Großverbraucher. Die Gruppe der Großverbraucher wird ebenfalls stündlich nominiert und wie bisher auch stündlich allokiert. Für stündliche Abweichungen außerhalb des Strukturierungsbandes von +/- 2 % fällt neben den Kosten für Ausgleichsenergie ebenfalls ein Strukturierungsbeitrag an. Das deutlich reduzierte Strukturierungsband bei den Großverbrauchern wird durch den Wegfall der Regelenergieumlage (RU) begründet, diese fällt nur für die Gruppen der SLP und sonstigen rLM-Entnahmestellen an.

Bei der Gruppe der sonstigen rLM – grundsätzlich alle rLM < 300 MW – und den Großverbrauchern – grundsätzlich alle rLM ≥ 300 MW – wird dem Bilanzkreisverantwortlichen ein Wahlrecht eingeräumt. Danach kann er entscheiden, ob er eine rLM-Entnahmestelle als Tagesband innerhalb der sonstigen rLM eingruppiieren möchte oder in die stundenscharfe Prognose wie bei den Großverbrauchern.²⁵³ Bevor das Wahlrecht ausgeübt wird, sollte der Bilanzkreisverantwortliche zwei Fragen beantworten. Erstens: Wie gut lässt sich die rLM-Entnahmestelle bzw. das Kundenverhalten prognostizieren? Zweitens: Welchen Strukturierungsbeitrag erwartet der BKV daraufhin bei den jeweiligen Fallgruppen? Grundsätzlich gilt hier: Je höher die Prognosegüte, desto ratsamer ist es, die Entnahmestelle der Fallgrup-

²⁵² Für rLM-Entnahmestellen, die in die Gruppe mit Tagesbilanzierung eingeordnet sind, werden die gemessenen Werte in ein Tagesband umgewandelt und dann erst allokiert.

²⁵³ Während der Wechsel von der Gruppe der sonstigen rLM in die Gruppe der Großverbraucher problemlos möglich ist, müssen bei einem Wechsel eines Großverbrauchers in die Gruppe der sonstigen rLM noch netztechnische Gegebenheiten überprüft werden, bevor der Wechsel vollzogen werden kann.

pe der Großverbraucher zuzuordnen. Zweitens muss der Transporteur die Frage beantworten, welchen Anteil an Regelenergieumlage – diese würde nur bei der Einordnung zur Gruppe der sonstigen rLM-Entnahmestellen anfallen – er für den Kunden erwartet. Nur bei Beantwortung beider Fragen kann der BKV eine aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten rationale Entscheidung für die Kategorisierung einer Entnahmestelle in die jeweilige Fallgruppe treffen. Die zweite Frage, die nach der Höhe der Regelenergieumlage, dürfte jedoch mit erheblicher Ungewissheit behaftet sein. Dies wird durch die Erläuterung der Kosten- und Erlösbestandteile der Ausgleichs- und Regelenergieverrechnung im nächsten Absatz deutlich.

Bei den Kosten und Erlösbestandteilen der Ausgleichs- und Regelenergieverrechnung im neuen System sind folgende Bestandteile zu unterscheiden:

- Ausgleichsenergie (AU)
- Strukturierungsbeitrag (SB)
- Regelenergieumlage (RU)

Da im neuen Regime keinerlei Toleranzen mehr gewährt werden, fällt für jede Abweichung zwischen nominierter und allozierter Menge Ausgleichsenergie an. Der Tagessaldo jedes Bilanzkreises wird mit dem Ausgleichsenergiepreis des relevanten Tages zwischen Bilanzkreisnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem abgerechnet. Unterschieden wird zwischen positiver Ausgleichsenergie – das ist das vom BKV an den BKN zu zahlende Entgelt für Ausgleichsenergie aufgrund einer Unterspeisung des Bilanzkreises, d. h. die Nominierung war geringer als der tatsächliche Erdgasverbrauch – und negativer Ausgleichsenergie – das ist die Vergütung des BKN an den BKV für eine Überspeisung des Bilanzkreises. Für positive und negative Ausgleichsenergie hat die Bundesnetzagentur eine Preisspreizung von +/- 10 % festgelegt; das bedeutet einen Faktor von 0,9 für negative Ausgleichsenergie und einen Faktor von 1,1 für positive Ausgleichsenergie.

Grundlage zur Ermittlung sowohl des Ausgleichsenergiepreises als auch des Strukturierungsbeitrags sind Referenzpreise. Als Referenzpreise in €/ct/kWh für den jeweiligen Gasstag gelten die an den Handelsplätzen Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, National Balancing Point (NBP) in Großbritannien, Zeebrugge in Belgien und der Virtual Point von E.ON - Gastransport (VP EGT) in Deutschland ermittelten Preise. Bei der Festlegung der liquiden Handelsplätze ist der BNetzA ein Fehler unterlaufen, der ursprünglich festgelegte National Balancing Point (APX Gas UK NBP) ist nicht öffentlich zugänglich.

Deswegen wurde mit dem APX Gas UK OCM SAP ein Ersatz-Handelsplatz in Großbritannien festgelegt.²⁵⁴

Der BKV hat an den BKN für positive Ausgleichsenergie das 1,1-Fache des zweithöchsten Preises an den oben aufgeführten Handelsplätzen für jede in Anspruch genommene Kilowattstunde Ausgleichsenergie zu zahlen. Bei Inanspruchnahme negativer Ausgleichsenergie erhält der BKV vom BKN eine Vergütung in Höhe des 0,9-Fachen des zweitniedrigsten Preises an den oben aufgeführten Handelsplätzen für jede zu viel eingespeiste Kilowattstunde an Ausgleichsenergie. Die Bundesnetzagentur ist weder dem Vorschlag der BKN gemäß Standardangebot gefolgt – in diesem war nur die Rede vom höchsten und niedrigsten Preis an den Handelsplätzen²⁵⁵ – noch der Forderung der Verbände BDEW, VKU, GEODE, die in ihrer Änderungsfassung nur eine Preisspreizung von +/- 3 % vorsahen. Auch die Forderung der E.ON Gastransport, den Handelsplatz Zeebrugge aufgrund fehlender Liquidität von der Liste der vier Handelsplätze zu streichen, wurde nicht erfüllt, jedoch eröffnet das finale Papier der Bundesnetzagentur den BKN, nach Rücksprache mit der BNetzA weitere Handelsplätze zu ergänzen bzw. Handelsplätze zu streichen, sofern die dort generierten Preisinformationen keine hinreichende Aussagekraft haben.

Im Rahmen des stündlichen Anreizsystems werden Überschreitungen von Stundendifferenzen außerhalb des Strukturierungsbandes vom BKN an den BKV verrechnet. Der Strukturierungsbeitrag fällt für alle rLM-Entnahmestellen außerhalb des Strukturierungsbandes für den Bilanzkreisverantwortlichen an. Das Strukturierungsband beträgt für sonstige rLM +/- 15 % und für Großverbraucher +/- 2 % und spannt sich um den Ist-Verbrauch auf. Der Strukturierungsbeitrag beträgt 15 % des Mittelwertes der beiden Ausgleichsenergiepreise (positive und negative Ausgleichsenergie). Abweichend hiervon können Bilanzkreisnetzbetreiber statt eines konstanten Strukturierungsbetrags von 15 % auch variable Strukturierungsbeiträge zwischen 5 % und 25 % für die Stunden des Gastages ansetzen. Allerdings muss der Tagesmittelwert 15 % der beiden Ausgleichsenergiepreise betragen.

Die dritte Komponente stellt die Regelenergieumlage dar. Mit der Regelenergieumlage legen die Netzbetreiber ihre Kosten für die untertägige Strukturierung der Entnahmestellen um, die als Tagesbänder allokiert werden. Die Regelenergieumlage wird auf Grundlage der physischen Ausspeisungen der SLP- und sonstiger rLM-Entnahmestellen pro ausgespeiste kWh erhoben. Das Umlagekonto wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber je Marktgebiet eingerichtet. Es enthält die Erlöse aus positiver Ausgleichsenergie, Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen, Kosten für negative Ausgleichsenergie sowie die Kosten und Erlöse aus der Be-

²⁵⁴ Im Gegensatz zu den vier Handelsplätzen, an denen Day-Ahead-Preise ermittelt werden, wird beim neuen Handelsplatz (APX Gas UK OCM SAP) ein Intraday-Preis bestimmt. Dadurch können Referenzpreise, die sich aus den vier Handelsplätzen ergeben, erst am Tag D+1 bestimmt werden.

²⁵⁵ Begründet wurde diese Festlegung damit, dass bei der Festlegung des zweithöchsten Kauf- bzw. zweitniedrigsten Verkaufspreises die Möglichkeit der Arbitrage eröffnet würde.

schaffung und Veräußerung von externer Regelenergie. Der Stand des Umlagekontos ist vom Netzbetreiber für die Umlageperiode²⁵⁶ zu prognostizieren. Fehlbeträge und Überschüsse des Umlagekontos werden in der nächsten Prognose korrigierend eingebracht und führen zu einer Senkung oder Erhöhung der Umlage. Die Höhe der tatsächlichen Regelenergieumlage pro €/ct/kWh ist derzeit schwer vorherzusagen und erschwert den Transportkunden die Kategorisierung ihrer Entnahmestellen.²⁵⁷

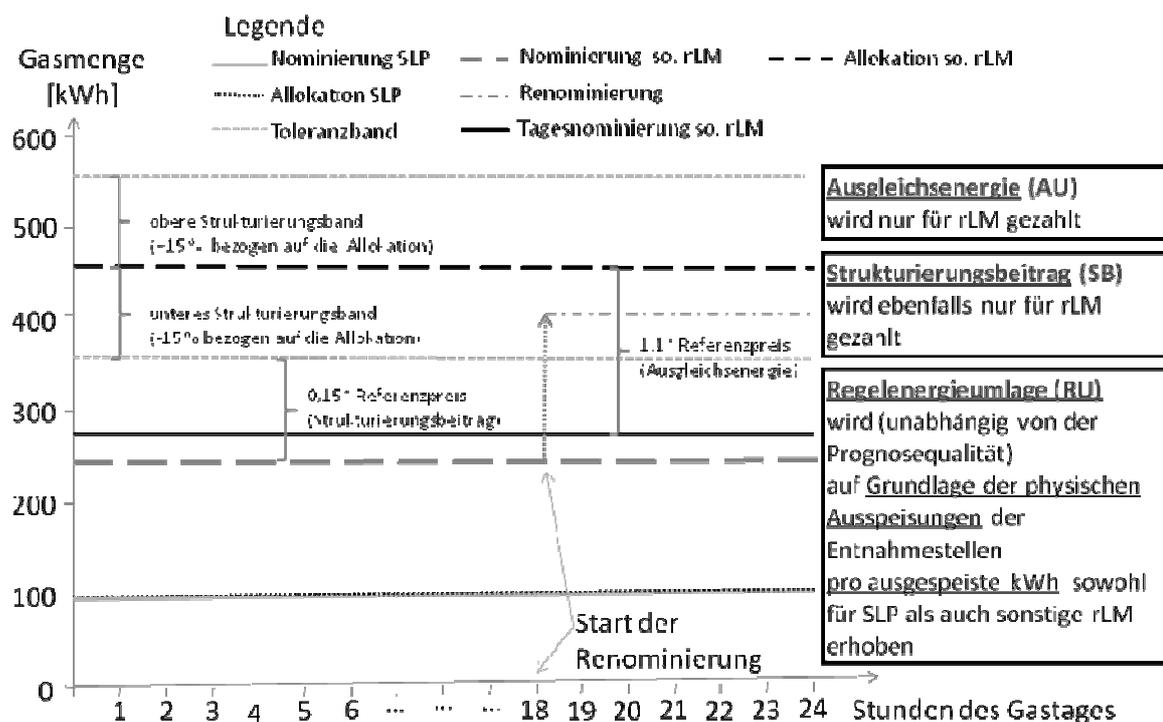


Abbildung 4 - 12: Neues Bilanzierungsregime

In Abbildung 4 - 12 wird für die Fallgruppen der SLP und der sonstigen rLM das Bilanzierungsregime grafisch erklärt. Auf eine gesonderte Darstellung der Großverbraucher wurde verzichtet, da sich die Ermittlung der Ausgleichsenergie und des Strukturierungsbeitrags im Wesentlichen mit der der sonstigen rLM deckt. Der Unterschied besteht nur darin, dass statt Tagesbänder Stundenwerte als Grundlage dienen und dass keine Regelenergieumlage anfällt. In der dargestellten Abbildung sind Tagesbänder der SLP-Nominierung (grau) und SLP-Allokation (schwarz gepunktet) erwartungsgemäß identisch (100 kWh pro Stunde). Es fällt weder Ausgleichsenergie noch ein Strukturierungsbeitrag an.

Bei den sonstigen rLM wurden 450 kWh pro Stunde als Tagesband allokiert (schwarz gestrichelt). Um dieses Tagesband spannt sich das obere und untere Strukturierungsband in

²⁵⁶ Die Umlageperiode erstreckt sich auf ein Gaswirtschaftsjahr, sie kann jedoch auf sechs Monate verkürzt werden. Vom diesem Recht wurde im GWJ 2008/2009 gebrauch gemacht.

²⁵⁷ Die Kategorisierung in die sonstigen rLM und rLM musste der BKV teilweise vor Veröffentlichung der RU durch die mBKN festlegen. Für die RU der ersten sechs Monate siehe Anhang G.

Höhe von +67,5 kWh pro h bzw. -67,5 kWh pro h (grau gepunktet). Am Tag vor der Lieferung (D - 1) wurde ein Tagesband von 250 kWh pro h eingestellt (grau gestrichelt). Am Liefertag (D) stellt der Bilanzkreisverantwortliche – aufgrund zeitnaher Datenbereitstellung – fest, dass seine Nominierung verglichen mit der zu erwartenden Allokation zu niedrig ist, und renominiert für die letzten 6 Stunden des Gastages eine höhere Stundenmenge mit 400 kWh pro h (grau gepunktet und gestrichelt).²⁵⁸ Dadurch ergibt sich als Tagesband für die Nominierung (rote Linie) ein Wert von 287,5 kWh pro h ($=250*18+400*6$).

Für den BKV entstehen nun folgende Kosten: Er zahlt für die Differenz zwischen Tagesallokation 10.800 kWh ($24*450$) und Tagesnominierung 6.900 kWh ($24*287,5$) – das sind 3.900 kWh – je kWh den Ausgleichsenergiepreis, der sich aus dem 1,1-Fachen des zweithöchsten Kaufpreises²⁵⁹ an den Handelsplätzen ergibt. Darüber hinaus hat der Transportkunde für die Unterschreitungsmenge 2.385 kWh [$= (382,5 - 250)*18$] der ersten 18 Stunden, die außerhalb des unteren Strukturierungsbandes liegen, je kWh einen Strukturierungsbeitrag zu zahlen, der 15 % des Mittelwertes der beiden Ausgleichsenergiepreise (positive und negative Ausgleichsenergie) beträgt.

Das neue Bilanzierungsregime stellt einen klaren Systemwechsel dar. Es findet nicht nur ein Wechsel von der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung statt, sondern die Aufgaben und Herausforderungen der Netzbetreiber werden deutlich erhöht. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, muss der Netzbetreiber die untertägige Strukturierung übernehmen. Dies gilt sowohl für die Gruppe der sonstigen rLM als auch der SLP. Der Transportkunde muss nur noch ein Tagesband einstellen, mit dem er den Tagesverbrauch seiner Entnahmestellen bestmöglich trifft. Um dies zu erreichen, wird ihm zusätzlich die Möglichkeit der Renominierung eingeräumt. Den Netzbetreibern – insbesondere dem Bilanzkreisnetzbetreiber – kommt eine zentrale Rolle in diesem Prozess zu.

Insgesamt ist das neue Bilanzierungsregime zu begrüßen. Aufgrund der Kostenermittlung für Regel- und Ausgleichsenergie anhand von Handelsplätzen, der Vereinheitlichung der Regeln für alle Marktgebiete und Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber wurde die Grundlage für transparente und diskriminierungsfreie Strukturen geschaffen. Für Bilanzkreisverantwortliche nimmt die Komplexität der Belieferung – insbesondere bei SLP-Kunden und sonstigen rLM-Kunden – deutlich ab. Der Bilanzkreisverantwortliche braucht sich für diese Gruppen keine Gedanken mehr über die stündliche Strukturierung des Profils zu machen, da er nur noch verpflichtet ist, den einfacher prognostizierbaren Tageswert bei den sonstigen rLM-Kunden zu ermitteln bzw. das vom Netzbetreiber angewendete Profil

²⁵⁸ Für eine Renominierung muss der BKV die „lead time“ berücksichtigen. D. h., er muss i. d. R. bis spätestens zwei Stunden vor dem Start der Renominierung diese an den BKN gemeldet haben.

²⁵⁹ Der berechnete Ausgleichsenergiepreis bezog sich auf positive Ausgleichsenergie, da im obigen Beispiel eine Unterspeisung des BK stattfand.

für SLP-Kunden als Tageswert am Tag vor der Belieferung²⁶⁰ einzustellen. Weiterhin haben Kapazitäten im Rahmen des neuen Bilanzierungsregimes für den Bilanzkreisverantwortlichen keine Bedeutung mehr. Durch das von Netzbetreibern geführte Umlagekonto wird der im alten System genutzte Netzbetreiberbilanzkreis überflüssig bzw. durch ein Netzkonto ersetzt. Der Netzbetreiberbilanzkreis wird im neuen System nicht mehr existieren; dadurch ist eine Verknüpfung von Netzbetreiberbilanzkreis und Händlerbilanzkreis nicht mehr möglich, wodurch es im alten System zu einer Vermischung von Aufgaben und Informationen des Netzbetreibers und Händlers kam.

Neben diesen positiven Effekten des neuen Systems gibt es auch einige zu hinterfragende Aspekte. Nicht unumstritten ist, ob der Systemwechsel mit der deutschen Gasnetzzugangsverordnung und höherrangigen Rechtsverordnungen vereinbar ist. Die Bundesnetzagentur begründet ihre Festlegung mit § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 42 Abs. 1 Nr. 1, Abs 3 und Abs. 6 GasNZV sowie § 43 GasNZV. Nach § 29 Abs. 1 i. V. m. § 42 Abs. 1 hat die Regulierungsbehörde das Recht, Entscheidungen über die Bedingungen und Methoden für den Netzanschluss und Netzzugang zu treffen. Dies gilt insbesondere für die Verträge und Geschäftsbedingungen für den Gastransport, solange kein Standardangebot²⁶¹ seitens der Netzbetreiber vorliegt. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur gemäß § 42 Abs. 3 das Recht, die Veröffentlichung von netznutzungsrelevanten Informationen nach § 21 GasNZV einzufordern und weitere Aufzeichnungs- sowie Veröffentlichungspflichten nach § 22 GasNZV einzufordern. § 42 Abs. 6 ermächtigt die Regulierungsbehörde, einen von § 30 Abs. 1 (Basisbilanzausgleich) abweichenden Prozentsatz festzulegen, sofern dies aufgrund der Marktsituation erforderlich ist. Die Regulierungsbehörde setzt folglich ab 01.10.2008 den für den Basisbilanzausgleich gültigen Prozentsatz auf 0 %, was einer faktischen Abschaffung des kostenlosen Basisbilanzausgleichs gleichkommt.

Sowohl die 25 Stellungnahmen zum Standardangebot vom 07.04.2008 als auch die 23 Stellungnahmen bis zum 30.04.2008 zum Festlegungsverfahren von Unternehmen und Verbänden sowie das Ausbleiben einer Stellungnahme durch den Länderausschuss oder der Kartellämter lassen neben einem großen Interesse auch einen relativ kurzfristig angelegten Beschlussprozess vermuten. Allein die mehr als 60-seitige Begründung durch die Bundesnetzagentur verdeutlicht die Überschneidung mit zahlreichen Gesetzen und Verordnungen. Den durch die Gas-Union aufgeworfenen Bedenken, dass ein Wechsel von der stündlichen Bilanzierung zur Tagesbilanzierung der stundenbezogenen Regelung des § 30 Abs. 1 wi-

²⁶⁰ Dies gilt für die synthetische Bilanzierungsmethode, bei der analytischen Bilanzierungsmethode muss der Tageswert (D - 1) am Tag vor der Lieferung (D) für den Liefertag (D+1) eingestellt werden (Versatz von 48 Stunden).

²⁶¹ Gemäß § 43 GasNZV über Verfahren zur Vereinheitlichung von vertraglichen Netzzugangsbedingungen kann die Regulierungsbehörde die Netzbetreiber auffordern, innerhalb einer bestimmten Frist ein Standardangebot vorzulegen. Dies ist im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur geschehen.

derspricht, tritt die Regulierungsbehörde entgegen.²⁶² Sie sieht im Gegensatz zur Gas-Union durch den im § 30 geregelten Basisbilanzausgleich keine Notwendigkeit für eine stündliche Bilanzierung, wenngleich sie an späterer Stelle einräumt, dass der Basisbilanzausgleich für ein System der stündlichen Bilanzierung zugeschnitten war.²⁶³

Neben diesen formal-juristischen Einwänden gibt es weitere kritisch zu hinterfragende Punkte bei der operativen Umsetzung. Der Datenbereitstellungsprozess durch die Netzbetreiber im aktuellen Gaswirtschaftsjahr ist aus Lieferantensicht nicht zufriedenstellend verlaufen. Im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 ist eine Datenbereitstellung zum 10. und 29. Werktag nach Ablauf des Transportmonats vorgesehen. Die Datenbereitstellung soll ab dem 01.10.2008 täglich erfolgen. Da die Datenbereitstellung beim durchaus moderaten Datenbereitstellungsintervall des aktuellen Gaswirtschaftsjahres nicht angemessen verlaufen ist, ist zu befürchten, dass eine Erhöhung des Intervalls ab dem nächsten Gaswirtschaftsjahr nicht zu einer Verbesserung der Situation führt.

Während in der Vergangenheit die Hauptverantwortung der Strukturierung einzelner Kunden beim Bilanzkreisverantwortlichen lag und der Netzbetreiber für die Systemstabilität verantwortlich war, findet nun eine Verschiebung der Aufgaben zum Netzbetreiber statt. Auch wenn diese Entwicklung grundsätzlich zu begrüßen ist, so sind doch Reibungsverluste durch diese Aufgabenverschiebung zu vermuten.

Die Bereitstellung und das Ausrollen von Standardlastprofilen sind Aufgabe des Ausspeisenetzbetreibers. Für den Fall, dass der ANB dazu nicht in der Lage ist, hat er dem Bilanzkreisnetzbetreiber die Jahresverbräuche der SLP-Entnahmestellen und die Kategorisierung zu nennen, damit der Bilanzkreisnetzbetreiber die Profile bereitstellen und ausrollen kann. Sollten hingegen weder Profile bereitgestellt und ausgerollt werden noch dem Bilanzkreisnetzbetreiber die Jahresverbräuche und Kategorisierung mitgeteilt worden sein, ist der Bilanzkreisnetzbetreiber zu einer Nullallokation für alle Entnahmestellen des Ausspeisenetzbetreibers berechtigt und verpflichtet²⁶⁴. Die ursprüngliche Weigerung des Bilanzkreisnetzbetreibers, Aufgaben des ANB zu übernehmen, ist durchaus verständlich, denn bis auf technische Restriktionen aufgrund fehlender IT-Systeme, die in der Größe des ANB liegen können, gibt es keine sachlich logische Begründung, wieso der Betreiber eines Ausspeisenetzes aufgrund seiner örtlichen Nähe zum Letztverbraucher nicht in der Lage sein sollte, ein besser geeignetes Lastprofil für seine SLP-Entnahmestellen zu generieren als der übergeordnete Bilanzkreisnetzbetreiber.

Insgesamt ist zu fragen, welchen Anreiz ein Netzbetreiber besitzt, ein möglichst dem tatsächlichen Verbrauch des Letztverbrauchers angemessenes Profil zu generieren, wo doch

²⁶² Vgl. Beschluss der Bundesnetzagentur, S. 14.

²⁶³ Vgl. Beschluss der Bundesnetzagentur, S. 55.

²⁶⁴ Vgl. erster Entwurf der KOV III vom 29. Juli 2008.

die Ausgleichs- und Regelenergie, die durch ein nicht adäquates Lastprofil verursacht werden kann,²⁶⁵ durch den Bilanzkreisverantwortlichen bzw. die an der Regelenergieumlage beteiligten Fallgruppen zu tragen ist. Dadurch entsteht ein klassisches Anreizproblem, da die durch den Netzbetreiber verursachten Kosten von einem anderen Marktteilnehmer zu tragen sind. Eine Lösung für dieses Problem könnte das Netzkonto sein. Dieses wird derzeit aber nicht genutzt, um Anreize für die Netzbetreiber zu schaffen.

Eine weitere Frage, die sich ergibt, ist, wer im Falle einer tatsächlichen Nullallokation – im Rahmen einer sogenannten Zwangsallokation durch den BKN – der Leidtragende ist. Im derzeitig angedachten System würden die betroffenen Entnahmestellen bei sachgemäßer Nominierung (einspeiseseitig) durch den BKV aufgrund einer Nullallokation (ausspeiseseitig) mit überproportional hohen Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie belastet. Wie der BKV bzw. der Endverbraucher die von ihm nicht verursachten Kosten zurückfordern kann, ist bisher ein ungeklärtes Problem. Auch die Aufforderung der Bundesnetzagentur, die Nullmengenallokation ersatzlos zu streichen²⁶⁶, hat nicht dazu geführt, dass die Nullmengenallokation kein Bestandteil der Kooperationsvereinbarung III ist. Damit steht die Kooperationsvereinbarung (KoV III), die für die Netzbetreiber maßgeblich ist, im Widerspruch zur Aussage der Bundesnetzagentur, die wiederum viele Transporteure für bindend halten.

Kritisch zu sehen sind auch die sozialisierende Wirkung des Umlagekontos je Marktgebiet und die Tagesbilanzierung. Ein am Umlageverfahren beteiligter Kunde trägt abhängig von seinem Ist-Verbrauch anteilig die durch das Umlagekonto verteilten Kosten bzw. Erlöse.²⁶⁷ Dies geschieht unabhängig davon, wie gut der Kunde prognostiziert wurde. Ein Letztverbraucher der Fallgruppe sonstiger rLM mit einer Prognosegüte von +/- 1 % stellt sich – bei gleichem Ist-Verbrauch – bezogen auf die RU nicht besser als ein Kunde mit einer Prognosegüte von unter +/- 15 %, obwohl der Letztere i. d. R. einen höheren relativen Anteil an Regel- und Ausgleichsenergie verursacht.

Bei einer reinen Tagesbilanzierung sind ebenfalls sozialisierende Effekte nicht zu vermeiden. Hier könnten Transporteure eine am Marktpreis ausgerichtete Gasbereitstellung innerhalb der Bilanzierungsperiode anstreben, ohne auf Aspekte der Netzstabilität zu achten. Um dies teilweise zu verhindern, hat die Regulierungsbehörde richtigerweise das System der Tagesbilanzierung um ein stündliches Anreizsystem für bestimmte Gruppen erweitert. Damit wurde für die Fallgruppe der Großverbraucher und sonstigen rLM ein stündliches

²⁶⁵ Ein nicht dem tatsächlichen Lastverlauf der Entnahmestelle entsprechendes Standardlastprofil würde im zukünftigen System i. d. R. zu einer Erhöhung der zu verrechnenden Umlage für Ausgleichs- und Regelenergie führen.

²⁶⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S.2.

²⁶⁷ Auch wenn das Umlagekonto sowohl einen positiven als auch einen negativen Saldo ausweisen und es somit zu einer Ausschüttung bzw. Verrechnung der Umlage kommen kann, ist die Möglichkeit eines positiven Saldos eher unwahrscheinlich.

System geschaffen, das von seiner Komplexität her dem einer stundenscharfen Bilanzierung nahekommt. Dennoch sind auch bei dem von der Bundesnetzagentur erwarteten Bilanzierungsregime mit stündlichem Anreizsystem sozialisierende Effekte zu erwarten. Gerade sozialisierende Effekte verhindern Wettbewerb und wirken kontraproduktiv bei der Etablierung eines Wettbewerbsmarktes.

Ein weiterer Kritikpunkt besteht im 48-stündigen Zeitversatz bei der Abwicklung des analytischen Bilanzierungsverfahrens. Dieses Verfahren sieht vor, dass ein Transportkunde die Last des Vortages (D - 1) am Tag (D) für den Liefertag (D+1) nominiert. Das bedeutet, dass der sonntägliche Verbrauch eines SLP-Kunden als Lastprofil für den Dienstag eingestellt wird. Aufgrund der Temperatursensibilität der SLP-Kunden, des Wochenendverhaltens und weiterer Effekte nimmt die Regulierungsbehörde hier bewusst eine falsche Tagesnominierung in Kauf,²⁶⁸ wodurch ein höherer Anteil an Regel- und Ausgleichsenergie zu erwarten ist.

Ob sich das neue Bilanzierungsregime als „... weiterer Meilenstein auf dem Weg zu einer wirksamen Öffnung des Gasmarktes für den Wettbewerb ...“, wie vom Präsidenten der BNetzA in einer Pressemitteilung vom 29. Mai 2008 verkündet, ergeben wird, muss die Zukunft zeigen. Sowohl das verbindliche Inkrafttreten der Prozesse der GeLi-Gas²⁶⁹ seit dem 01.08.2008 als auch das neu eingeführte Bilanzierungsregime vom 01.10.2008 können wichtige Impulse geben.

In den ersten zwei Monaten (Oktober und November) des aktuellen Gaswirtschaftsjahres hat sich jedoch ein noch größeres Datenchaos ergeben. Die Bilanzkreisnetzbetreiber beklagten, dass die ANB nicht ihrer Datenlieferungsverpflichtung nachkämen. Gleichzeitig waren aber auch die BKN mit der Bewältigung ihrer neuen Aufgaben gelegentlich überfordert. Bei der Wingas war aufgrund von IT-Problemen keine Datenlieferung an die BKV innerhalb der ersten Wochen möglich und seitens der EGT war zu hören, dass wegen unzureichender IT-Ressourcen die Fristen zur Datenlieferung derzeit nicht einzuhalten wären.

Insgesamt bleibt abzuwarten, ob sich mittelfristig – nachdem sich die Datenprozesse eingespielt haben und einheitlich umgesetzt wurden – nicht ein Bilanzierungsregime mit kürzeren Bilanzierungsperioden und damit ein verursachungsgerechteres Bilanzierungsregime mit weniger sozialisierenden Effekten ergeben wird.²⁷⁰

²⁶⁸ Aufgrund der von Branchenvertretern geäußerten Bedenken hat die Bundesnetzagentur signalisiert, dass der Netzbetreiber im Falle erheblicher Abweichungen aufgrund dieses Verfahrens Korrekturfaktoren ermitteln sollte, um die negativen Effekte zu mildern. Wie weit dies im Nachhinein umgesetzt wird, ist jedoch fraglich.

²⁶⁹ GeLi – Gas steht für Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel.

²⁷⁰ Vgl. Kurth (2008), S. 1.

4.4 Ausgestaltung der Gasmarktliberalisierung auf anderen europäischen Märkten

Auf den nationalen europäischen Gasmärkten haben sich verschiedene Systeme und Mechanismen für den Netzzugang, den Gastransport, die Bilanzierung und die Abrechnung ergeben. Ein vollständiger Vergleich der in Tabelle 4 - 1 und 4 - 2 aufgeführten Länder (Deutschland, Großbritannien, Frankreich, Niederlande, Österreich und Dänemark) gestaltet sich aufgrund individueller Unterschiede auf den jeweiligen Märkten als schwierig und ist nicht abschließend möglich. Eine Ursache hierfür sind die unterschiedlichen historischen Ausgangsbedingungen und die differierenden Liberalisierungsfortschritte der verschiedenen nationalen Märkte.

	Anzahl MG/Regelzonen	Preissystem	Basis Ausgleichsenergiepreise	Bilanzierungsperiode	Toleranzen	Vertragliche Beziehungen
Deutschland	8	2-Preis-System	Referenzpreis	täglich	keine	zwei Verträge für den Netzzugang
Großbritannien	1	1-Preis-System	Grenzkosten	täglich	keine	zwei Verträge für den Netzzugang
Frankreich	1	Kombination 1- und 2-Preis-System	Durchschnittskosten Regelenergie bzw. Referenzpreis	täglich und kumuliert	täglich kumulierte Toleranzen	ein Vertrag für den Netzzugang
Niederlande	1	1½-Preis-System	Referenzpreis (höchster bzw. niedrigster) aus Preiskorb	stündlich, kumuliert und täglich	stündlich kumulierte und tägliche Toleranzen	Verträge mit jedem beteiligten Netzbetreiber
Österreich	3	1-Preis-System	Durchschnittskosten	stündlich	keine	ein Vertrag für den Netzzugang
Dänemark	1	1-Preis-System	Durchschnittskosten Regelenergie bzw. Referenzpreis	täglich und kumuliert	keine	zwei Verträge für den Netzzugang

Tabelle 4 - 1: Europäischer Gasmarktvergleich ^{a271)}

²⁷¹⁾ Eigene Darstellung in Anlehnung an Prinz/Papanikolau/Albin(2007) S. 11 und (2007a), S. 25 sowie Hense (2005), S. 41f.

Der Gasmarkt Großbritanniens und der Niederlande gilt als vollständig liberalisiert²⁷², während auf anderen Märkten, wie z. B. dem deutschen und dem französischen Gasmarkt, die Liberalisierung als noch nicht abgeschlossen gilt. Grundsätzliche Ausrichtungen lassen sich jedoch feststellen. Zu diesen gehören die Anzahl der Marktgebiete oder Regelzonen, das Preissystem, die Basis für die Ausgleichsenergiepreise, die Bilanzierungsperiode, mögliche Toleranzen, die vertraglichen Beziehungen und die Verantwortlichen für das Bilanzkreismanagement.²⁷³

In der obigen Tabelle fällt Deutschland mit seinen 12 Marktgebieten auf. Eine weitere Konsolidierung wird als notwendig angesehen und von sämtlichen Marktparteien erwartet. Der Rückschluss, dass Deutschland bei der Zusammenlegung seiner Marktgebiete anderen Ländern gegenüber zurück ist, kann allerdings nur bedingt gezogen werden, da die deutsche Ausgangssituation verglichen zu den anderen europäischen Ländern um ein Vielfaches komplexer war.

Bei den Preissystemen lassen sich das 2-Preis-System, das 1-Preis-System und Kombinationen aus beiden Systemen unterscheiden. Beim 1-Preis-System (symmetrische Preisbildung) existiert nur ein einheitlicher Preis für positive und negative Ausgleichsenergie. Im Gegensatz hierzu existieren beim 2-Preis-System (unsymmetrische Preisbildung) zu jedem Zeitpunkt zwei verschiedene Preise: ein i. d. R. höherer für Defizite (positive Ausgleichsenergie) und ein i. d. R. niedrigerer für Überschüsse (negative Ausgleichsenergie). Es sind aber auch Mischformen wie z. B. das 1½-Preis-System der Niederländer denkbar. Dieses beruht auf einem 1-Preis-System, sofern nur in einer Richtung Regelenergie eingesetzt wurde, während beim Einsatz sowohl positiver als auch negativer Regelenergie innerhalb derselben Bilanzierungsperiode ein 2-Preis-System zum Tragen kommt.²⁷⁴ Das 1-Preis-System belohnt Bilanzkreise, deren Einsatz von Ausgleichsenergie nachweislich systemstabilisierend gewirkt hat, und bestraft Bilanzkreise, die zu Systemabweichungen beigetragen haben. Die Schwächen des 1-Preis-Systems liegen in der nicht mehr verursachungsgerechten Bewertung, sobald ein gegenläufiger Einsatz von Regelenergie getätigt wird²⁷⁵, und der Anfälligkeit für Missbrauch.²⁷⁶ Das 1½-Preis-System der Niederländer, das theoretisch zu einer maximalen Verursachergerechtigkeit führt, ist ebenfalls kritisch zu sehen, da aufgrund der nicht vorhersagbaren Höhe der Ausgleichsenergiepreise das System intranspa-

²⁷² Vgl. Anhang E.

²⁷³ Prinz/Papanikolau/Albin(2007) S. 12.

²⁷⁴ Vgl. KEMA (2008), S. 59f.

²⁷⁵ Je länger die Bilanzierungsperiode, desto wahrscheinlicher ist der gegenläufige Einsatz von Regelenergie.

²⁷⁶ Größere Transportkunden, können das 1-Preis-System unter bestimmten Umständen manipulieren. Vgl. KEMA (2008), S. 61.

rent ist und somit einem 2-Preis-System gleicht, bei dem allerdings die Nachteile eines 1-Preis-Systems wirken. Das 2-Preis-System, das aufgrund seiner grundsätzlichen Pönalisierung von Ausgleichsenergie deutlich schwieriger zu manipulieren ist, gibt einen Anreiz für alle Transportkunden, den Einsatz der eigenen Ausgleichsenergie zu minimieren. Damit werden Koordination und Optimierung des Netzsystems dem Netzbetreiber überlassen.

Weiterhin ist die Art der Preisbildung zu unterscheiden. Diese kann aufgrund von Durchschnittskosten, Grenzkosten oder vorab definierten Referenzpreisen erfolgen. Durchschnittskosten ergeben sich aufgrund von (mengengewichteten) durchschnittlich gewichteten Kosten. Grenzkosten stellen nach der ökonomischen Theorie die „optimalen Kosten“ dar, da sie die zusätzlichen Kosten für den Einsatz jeweils einer zusätzlichen Faktoreinheit wiedergeben. Für die praktische Ermittlung von Grenzkosten lassen sich am besten Marktpreise oder Börsenpreise heranziehen. Dies kann auf der Grundlage von Referenzpreisen erfolgen.

	Bilanzkreismanagement	Besonderheiten
Deutschland	Verantwortung beim marktaufspannenden Netzbetreiber; Abwicklung über Bilanzkreise	relativ hohe Anzahl MG
Großbritannien	keine Bilanzkreise; Verantwortung liegt beim Transportnetzbetreiber	geringe Anzahl Verteilernetzbetreiber; ein staatlicher Transportnetzbetreiber; Integration mit Intraday-Markt; Ex-post-Handel; Scheduling Charges
Frankreich	keine Bilanzkreise; Verantwortung liegt beim Transportnetzbetreiber	staatliches Energieversorgungsunternehmen; neu eingeführter Kurzfristmarkt, Kombination mehrerer Preissysteme
Niederlande	keine Bilanzkreise, Verantwortung liegt beim Transportnetzbetreiber	staatlicher Transportnetzbetreiber; überwiegend Pönalen; stark ausdifferenzierte Toleranzen – teilweise abhängig von Portfoliogrößen und Temperatur
Österreich	Verantwortung beim Regelzonenführer; Abwicklung über Bilanzgruppen	kein Einspeisevertrag notwendig; Einspeiseentgelte werden gewälzt in Ausspeiseentgelte
Dänemark	keine Bilanzkreise, Verantwortung liegt beim Transportkunden	nur eine Ausspeisezone

Tabelle 4 - 2: Europäischer Gasmarktvergleich b)²⁷⁷

Die Forderung nach einem System mit Grenzkostensatz für die eingesetzte Regelenergie sowie die spätere Verrechnung der Einnahmen mit den Ausgaben für den Energieeinsatz über ein Umlagekonto stellt eine wichtige Bedingung dar. Gerade Grenzkosten geben anders als Durchschnittskosten die zusätzlichen Kosten für die Beschaffung einer weiteren Einheit eines Gutes wieder; nur so können gemäß volkswirtschaftlicher Theorie Ressour-

²⁷⁷ Eigene Darstellung in Anlehnung an Prinz/Papanikolau/Albin(2007) S. 11 und (2007a), S. 25 sowie Hense (2005) ,S. 41f.

cen in die Richtung gelenkt werden, in der sie am meisten benötigt werden. Schwierig wird es jedoch bei der Ermittlung der Grenzkosten für Regelenergie, solange liquide europäische Gasmärkte derzeit noch die Ausnahme bilden. Die Verrechnung sämtlicher Ein- und Ausgaben für den Regel- und Ausgleichsenergiebedarf über ein Umlagekonto sowie die Veröffentlichungspflichten für den Regelenergiebedarf und -einsatz sollten die Transparenz erhöhen. Das neue Bilanzierungssystem gemäß KEMA würde die Netzbetreiber bei der Strukturierung der täglichen Transportmengen (Liefermengen) stärker in die Verantwortung nehmen und dem Bilanzkreisnetzbetreiber eine noch stärkere Moderationsrolle insbesondere bei der Bereitstellung von Regelenergie zuweisen.

5 Regulierung in der Netzwirtschaft II: Entgelte

5.1 Gasnetzentgeltverordnung von 2005

Die §§ 20 bis 24 des EnWG stellen die Rechtsgrundlage für die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) dar. Gemäß § 21 Abs. 2 EnWG müssen die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des Kapitals gebildet werden.²⁷⁸

Alle Netzentgelte müssen vorab genehmigt werden (Ex-ante-Regulierung), um zu gewährleisten, dass den Entgelten tatsächlich genehmigte Kosten der Unternehmen gegenüberstehen. Die Regulierungsbehörde hat die Möglichkeit, einen Vergleich der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen durchzuführen (Vergleichsverfahren gemäß § 21 Abs. 3 EnWG).

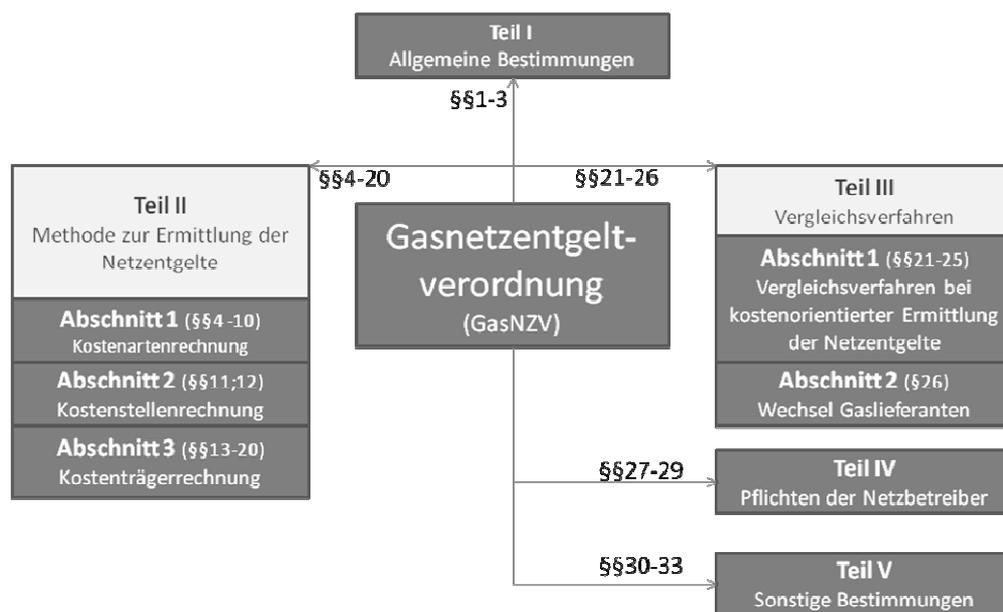


Abbildung 5 - 1: Aufbau der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)

Die Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 besteht aus 5 Teilen und 33 Paragraphen (siehe Abbildung 5 - 1). Die Verordnung gibt Richtlinien für die praktische Ausgestaltung der Netzentgelte vor. Damit steht die Gasnetzentgeltverordnung im Mittelpunkt des zweiten Themenblocks zur Liberalisierung, der Ermittlung der Entgelte.²⁷⁹ Da durch das System der Anreizregulierung, das am 01.01.2009 startet, auf die Grundlagen der Gasnetzent-

²⁷⁸ Ausnahmen von dieser kostenbasierten Entgeltermittlung werden durch § 24 EnWG geregelt.

²⁷⁹ Vgl. Kapitel 5.

geltverordnung zurückgegriffen wird, findet jetzt eine Betrachtung zweier zentraler Punkte statt. Diese bestehen in der Trennung der Netzkategorien und in den Kalkulationsmethoden für Langfristinvestitionen.

In der Gasnetzentgeltverordnung wird die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte geregelt. Hierbei wird ausdrücklich zwischen den Gasfernleitungsnetzen und Gasverteilnetzen unterschieden (gemäß § 1 GasNEV). In der aktuellen Fassung der GasNEV gibt es – entgegen den bisherigen Fassungen – keine pauschale Ausnahme von der kostenbasierten Entgeltermittlung für Fernleitungsnetze mehr.²⁸⁰ Für Fernleitungsnetze bestand in der Vergangenheit generell eine Ausnahme von der kostenbasierten Entgeltermittlung, da in diesem Sektor bestehender oder potenzieller Leitungswettbewerb unterstellt wurde. Die Neufassung weicht von einer pauschalen Ausnahmeregelung für Fernleitungsnetze ab, indem sie genaue Bestimmungen der Netze, die von der kostenbasierten Entgeltermittlung ausgenommen werden können, darlegt.

Hierzu werden Kriterien (gemäß § 2 Nr. 3 i. V. m. § 3 Abs. 2 GasNZV) beschrieben, die vorliegen müssen, damit eine Abweichung von der kostenbasierten Regelung möglich ist. Demnach ist ein überregionales Gasfernleitungsnetz ein Fernleitungsnetz, in das Gas an der Grenze zur Bundesrepublik Deutschland oder an einem Übergabepunkt aus einer inländischen Produktionsleitung eingespeist wird und das darüber hinaus mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt:

- Transport des Gases zu einem Ausspeisepunkt an der Grenze der BRD.
- Die Leitung dient ausschließlich oder überwiegend dem Import von Erdgas oder dem Transport von im Inland produziertem Erdgas und aus der im Inland ganz oder überwiegend Gas in nachgelagerte Verteilnetze eingespeist wird.

Betreiber eines überregionalen Gasfernleitungsnetzes können ihre Entgelte abweichend von der Kostenorientierung bilden, wenn das Fernleitungsnetz zum überwiegenden Teil einem wirksamen bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Dieser Wettbewerb wird vermutet, wenn eines der beiden folgenden Kriterien gegeben ist:

- Die überwiegende Zahl der Ausspeisepunkte dieses Netzes liegt in Gebieten, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können.

²⁸⁰ Durch diesen neuen Tatbestand zur Entgeltermittlung bei Fernnetzen fand bereits im Jahre 2005 mit der GasNEV ein Umdenken bei der Bewertung von Fernleitungsnetzen statt. Durch den Beschluss der BNetzA vom 21.10.2008, die FNBs im Rahmen der Anreizregulierung zu berücksichtigen, hat eine komplette Abkehr von der ursprünglichen Annahme, dass bei den Ferntransportnetzen Wettbewerb bestünde und deswegen keine Kostenregulierung notwendig sei, stattgefunden.

- Die überwiegende Menge des transportierten Erdgases wird in Gebieten ausgespeist, die auch über überregionale Gasverteilungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können.

Betreiber von überregionalen Fernnetzen haben diesen Nachweis unverzüglich²⁸¹ und danach in Abständen von zwei Jahren gegenüber der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Bis zur endgültigen Entscheidung der Regulierungsbehörde – diese kann in der Annahme bzw. Ablehnung der Abweichung von den kostenbasierten Entgelten bestehen – können die Netzbetreiber ihre Entgelte wie bisher bilden. Gibt es bis 6 Monate nach der Beantragung keine Einwände seitens der Bundesnetzagentur, gilt der Antrag als genehmigt.

Für alle anderen Netzbetreiber – inklusive der Netzbetreiber, deren Antrag auf Abweichung von der kostenbasierten Entgeltbestimmung von der Regulierungsbehörde abgelehnt wurde – erfolgt die Ermittlung der Netzentgelte anhand der Netzkosten gemäß Teil 2 Abschnitt 1 GasNEV (§§ 4 - 10) über die Kostenartenrechnung. Weiterhin hat es Änderungen bei der Kostenermittlung gegeben. So dürfen Netzbetreiber die Kosten für Leitungen, die sie von Dritten zur Erhöhung der Netzflexibilität beschaffen, in Ansatz bringen. Außerdem kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zum Abgleich von kalkulatorischen Abschreibungen und dem bilanzierten Wert des wiederbeschafften Anlagegutes erlassen. Darüber hinaus hat die Regulierungsbehörde das Recht, den Eigenkapitalzinsatz mit der Einführung der Anreizregulierung neu festzulegen und diesen alle zwei Jahre anzupassen. Dieser wurde gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV (oder gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV) bis zum Start der Anreizregulierung auf 9,21 % (7,91 %) vor Steuern bei Neuanlagen und 7,8 % (6,5 %) vor Steuern bei Altanlagen gesetzt.²⁸²

Bereits im Vorfeld der Energierechtsnovelle und der Netzentgeltverordnungen wurde eine intensive Diskussion über die Abschreibungsmethode für Netzinvestitionen geführt. Die etablierte Energiewirtschaft forderte nachdrücklich das in der VV II plus festgeschriebene Prinzip der Nettosubstanzerhaltung, während die Netznutzerverbände sich für das Prinzip der Realkapitalerhaltung aussprachen.²⁸³ Die eindeutige Positionierung der Netznutzer auf der einen und die Positionierung der Netzbesitzer auf der anderen Seite lassen vermuten, dass die Wahl der Kalkulationsmethode für Netzinvestitionen in der Energiewirtschaft deutlichen Einfluss auf die Netzentgelte und damit die Rendite der Netzbetreiber haben.

Netzinvestitionen sind langfristige über viele Jahre/Jahrzehnte getätigte Investitionen mit erheblichem Kapitalaufwand für die Eigentümer. Zur Gewährleistung eines dauerhaft sicheren Netzbetriebs wäre die Abschreibung einer solchen Investition auf der Grundlage

²⁸¹ Die unverzügliche Nachweispflicht wurde erfüllt, indem die Ergebnisse ein halbes Jahr nach Inkrafttreten der Verordnung der Regulierungsbehörde vorlagen.

²⁸² Vgl. Kindler (2008), S. 10.

²⁸³ Vgl. Borchert (2005), S. 4.

ihrer Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht ausreichend, da damit der intertemporale Wert dieser Anlagen, der sich anhand der Inflation und kalkulatorischer Zinsen ausdrücken lässt, nicht berücksichtigt würde. Es muss sichergestellt werden, dass nach dem Ende der Nutzungsdauer eines Anlagegutes die Höhe der Abschreibungen und die sich ergebende Eigenkapitalverzinsung ausreichend sind, um Ersatzinvestitionen vorzunehmen und dem Kapitalgeber eine angemessene risikoadäquate Verzinsung seines investierten Kapitals zu gewährleisten. Hierfür gibt es zwei mögliche Methoden mit der Nettosubstanzerhaltung auf der einen und der Realkapitalerhaltung auf der anderen Seite.

Bei der Methode der Nettosubstanzerhaltung orientiert sich die Restwertabschreibung für das eigenkapitalfinanzierte Anlagevermögen an dem angenommenen Wiederbeschaffungswert. Die Abschreibung auf Basis gestiegener Tagesneuwerte (TNW) erfolgt zum Zwecke der Substanzerhaltung. Zum Zeitpunkt der Bewertung liegen den ermittelten Wiederbeschaffungswerten (noch) keine objektivierten Zahlungen zugrunde.²⁸⁴ Damit erfolgt die Abschreibung unabhängig davon, ob eine Wiederbeschaffung des abgeschriebenen Anlagegutes vollständig, teilweise oder gar nicht stattfindet. Die Ursachen für eine zukünftige Teil- oder Desinvestition können in Überkapazitäten oder im Fall eines „stranded investments“²⁸⁵ liegen oder auch im technischen Fortschritt, bei dem effizientere und/oder kostengünstigere Investitionen angeschafft werden. Dadurch kann die Differenz zwischen dem abgeschriebenen TNW und den tatsächlichen Anschaffungs-/Herstellungskosten (AHK) als Gewinn ausgeschüttet werden. Damit eröffnet die Nettosubstanzerhaltung die Möglichkeit, Gewinne in den Kosten zu verdecken.²⁸⁶

Bei der Realkapitalerhaltung finden die Abschreibungen auf Basis der tatsächlichen AHK und nicht aufgrund (fiktiver) Wiederbeschaffungswerte, die als Kosten geltend gemacht werden, statt. Hier wird der höhere Nominalzinssatz angesetzt. Durch die Realkapitalerhaltung ist eine objektive und transparente Methode bei der Entgeltkalkulation möglich.

²⁸⁴Vgl. Baetge/Kirsch/Thiele (2002), S. 107f. u. 194.

²⁸⁵Vgl. Bellalah (2003), S. 14 - 16.

²⁸⁶Dies erklärt auch, warum Stromnetzbetreiber trotz einer angesetzten Eigenkapitalrendite von 6,5 % gemäß der VV II Plus tatsächlich Gewinne ausschütten konnten, die Zinssätzen in zweistelliger Höhe entsprachen. Vgl. Borchers (2005), S. 4 - 10.

Nettosubstanzerhaltung		Realkapitalerhaltung	
Nettosubstanzwert (für eigenkapitalfinanzierte Investitionen) und Anschaffungs-/Herstellungskosten (für fremdkapitalfinanzierte Investitionen)	Kalkulatorische Abschreibung	Anschaffungs-/Herstellungskosten	
Realzins auf betriebsnotwendiges Eigenkapital zu Tagesneuwerte/Anschaffungs-/Herstellungskosten	Kalkulatorische Zinsen	Nominalzins Auf Bilanzsumme bei Anschaffungs-/Herstellungskosten (WACC, nominal)	
Fremdkapitalzinsen gemäß Gewinn- und Verlustrechnung			
Anlagenspezifisch durch Tagesneuwerte	Inflation	Einheitlich durch Zinssatz	

Abbildung 5 - 2: Vergleich der Kalkulationsmethoden²⁸⁷

Anhand Abbildung 5 - 2 sieht man, dass die Realkapitalerhaltung und die Nettosubstanzerhaltung bei richtiger Anwendung theoretisch zum gleichen Ergebnis führen. Damit wäre bei beiden Verfahren aus theoretischer Sicht die Investitionsfähigkeit und damit Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Ergebnisgleichheit beider Methoden bei der theoretischen Darstellung ist allerdings kein Garant für eine Ergebnisgleichheit bei der praktischen Anwendung. Die beiden Kalkulationsmethoden geben damit ein klassisches Beispiel für die Diskrepanz zwischen theoretischem Konzept und der Praxis. Anders ausgedrückt reicht der Nachweis, dass zwei Methoden unter theoretischen Gesichtspunkten zu gleichen Ergebnissen führen, nicht aus. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass bei der praktischen Umsetzung zumindest annähernd gleiche Ergebnisse erzielt werden. Ist es möglich, grundlegend andere Ergebnisse bei der praktischen Anwendung beider Methoden zu erzielen, dürfen diese nicht als wirkungsgleich angesehen werden.

Dass bei der praktischen Anwendung der Nettosubstanzerhaltung und der Realkapitalerhaltung unterschiedliche Ergebnisse herauskommen können, ist durch die einseitige unterschiedliche Positionierung der Netznutzer und Netzbetreiber zu vermuten. Die Ursache hierfür wird nun analysiert. Sowohl der für die Nettosubstanzerhaltung benötigte Realzins als auch der bei der Realkapitalerhaltung benutzte Nominalzins können aus den Bundesbankberichten entnommen werden. Diese unterschiedlichen (Zins-)Parameter beider Methoden stellen somit kein Problem dar. Der zweite Parameter für die Realkapitalerhaltung –

²⁸⁷ Eigene Darstellung in Anlehnung an RWE.

die AHK – lässt sich aus der Bilanz entnehmen. Dadurch ergeben sich relativ geringe Gestaltungsspielräume bei der Ermittlung der Abschreibungen. Durch den Parameter des TNW bei der Nettosubstanzerhaltung hingegen ergeben sich erhebliche Gestaltungsspielräume und methodische Probleme, die zu einer beachtlichen Ansetzung von Sondererträgen führen können.²⁸⁸

Durch zu hoch angesetzte Tagesneuwerte lässt sich das Eigenkapital des Netzbetreibers erhöhen. Die Ursache hierfür liegt in der Bemessungsgrundlage für die Eigenkapitalverzinsung, die sich nicht an dem durch den Netzbetrieb tatsächlich bereitgestellten Eigenkapital ausrichtet, sondern auf der Grundlage des von TNW kalkulierten betriebsnotwendigen Eigenkapitals angesetzt wird. Dieser Effekt des „zusätzlichen“ Eigenkapitals wird durch die in den darauffolgenden Jahren über die Entgelterhebung erfolgende Verzinsung noch verstärkt.

Abschließend lässt sich festhalten, dass sich bei der praktischen Anwendung der Nettosubstanzerhaltung methodische Probleme ergeben können. Diese können z. B. in der fehlenden Berücksichtigung des technischen Fortschritts, dem Abbau von Überkapazitäten oder geänderter Systemtechnik liegen. Bestimmte historisch gewachsene Strukturen würden bei einer Ersatzinvestition nicht mehr in dieser Form reproduziert werden. Darüber hinaus stellt die Nettosubstanzerhaltung aufgrund der methodischen Probleme einen unververtretbaren bürokratischen Aufwand für den Regulator dar.²⁸⁹

Die durch den Gesetzgeber gewährten Ermessensspielräume bei der Bewertung von Anschaffungs- und Herstellungskosten²⁹⁰, die bei der Realkapitalerhaltung anzusetzen sind, bieten einen deutlich engeren Gestaltungsspielraum als die Tagesneuwerte bei der Nettosubstanzerhaltung. Damit stellt die Realkapitalerhaltung ein deutlich transparenteres Verfahren dar und ist bei der praktischen Anwendung dem der Nettosubstanzerhaltung vorzuziehen.

Der Einwand der Versorger, dass es beim Übergang von der Nettosubstanzerhaltung auf die Realkapitalerhaltung zu Kostenunterdeckungen bei einzelnen Netzbetreibern kommen kann, ist richtig. Genauso wie die Schlussfolgerung, dass diese Unterdeckung des Kapitalrückflusses zu einer Anhebung der Netznutzungsentgelte zur Abdeckung der Zinsaufwen-

²⁸⁸ Borchers spricht von der Möglichkeit eines um bis zu 20 % höher veranschlagten Netznutzungsentgelts bei der Nettosubstanzerhaltung gegenüber der Realkapitalerhaltung. Vgl. Borchers (2005), S. 6.

²⁸⁹ Sollte sich zu einem späteren Zeitpunkt herausstellen, dass die kalkulatorischen Abschreibungen überhöht waren, müsste neben der Rückführung des Differenzbetrages – dieser ergibt sich aus kalkulatorischen Abschreibungen und tatsächlichem Wiederbeschaffungswert – auch die zu viel berechneten Zinsen abgeschöpft werden. Gerade das Letztere dürfte aufgrund der Langlebigkeit der betroffenen Wirtschaftsgüter zu erheblichen Problemen bei der praktischen Umsetzung führen. Auch ist der Zinseszinsseffekt bei extrem kapitalintensiven Langfristinvestitionen der Energiewirtschaft nicht zu vernachlässigen.

²⁹⁰ Vgl. Baetge (2002), Kapitel IV zu den allgemeinen Bewertungsgrundsätzen und hier insbesondere S. 172f. und 180f.

dungen und Abschreibungen führen könnte. Allerdings dürfte dieses Problem nur unter bestimmten Umständen für eine kleine Zahl von Netzbetreibern zutreffen. Um dies zu vermeiden, schlägt Männel vor, dass zum Zeitpunkt des Systemwechsels die geführten TNW eingefroren und als fiktive AHK über die Restlaufzeit abgeschrieben werden. Außerdem müsste der Netzbetreiber ab dem Systemwechsel die Differenz zwischen Real- und Nominalzins auf den ursprünglich eingesetzten EK-Anteil zur Bildung einer Eigenkapitalrücklage für die Wiederbeschaffung verwenden.²⁹¹ Durch dieses Vorgehen dürfte der Einwand der Versorger entkräftet sein.

Die Überlegenheit der Realkapitalerhaltung gegenüber der Nettosubstanzerhaltung wird indirekt durch den Gesetz- bzw. Ordnungsgeber mit dem Wechsel zur Realkapitalerhaltung anerkannt. Gleichzeitig findet jedoch kein allgemeiner Systemwechsel bei bereits angeschafften und teilweise abgeschriebenen Investitionsgütern statt, sondern ein stichtagsbezogener Wechsel. Gemäß § 6 GasNEV gilt für Anlagegüter, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden – sogenannte Altanlagen –, die Kalkulationsmethode der Nettosubstanzerhaltung. Für alle später aktivierten Anlagegüter – sogenannte Neuanlagen – gilt die Kalkulationsmethode der Realkapitalerhaltung. Durch den stichtagsbezogenen Wechsel wird die Wirkung der überlegenen Realkapitalerhaltung entscheidend geschwächt. Bei den langfristigen Investitionsgütern der Energiewirtschaft mit einer Nutzungsdauer von 30 Jahren und mehr dürfte die Wirkung durch den Wechsel der Kalkulationsmethode erst deutlich später eintreffen. Gleichzeitig werden den Netzbetreibern Handlungsspielräume bei der Ausweisung von Neu- und Erweiterungsinvestitionen eingeräumt.²⁹²

Die hier aufgezeigte Diskrepanz zwischen Theorie und Praxis kann aber noch durch weitere Gegebenheiten verstärkt werden. Durch gesetzliche Vorgaben, als Resultat unseres demokratischen Prozesses, kann es zu Lösungen kommen, die äußerst fragwürdig sind.

5.2 Ansätze zur Regulierung

Um die Liberalisierung der europäischen und deutschen Energiewirtschaft zu forcieren, wurde die diskriminierungsfreie Nutzung der Netze durch verschiedene Marktteilnehmer vorangetrieben. Dies soll durch die Regulierung der Netzmonopole und hier insbesondere durch Kontrolle des Netzentgeltlevels erreicht werden. Es wird versucht, durch i. d. R. niedrigere Netzentgelte Impulse für die Liberalisierung zu geben. Dabei stellt sich die Fra-

²⁹¹ Vgl. Männel (2004), S. 73.

²⁹² Bei einer Neuinvestition ist Baubeginn entscheidend für die anzuwendende Kalkulationsmethode. Bei einer Erweiterungsinvestition ist diese Entscheidung nicht so trivial. Hätte allerdings ein tatsächlicher Systemwechsel stattgefunden, wäre die Unterscheidung in Neu- oder Erweiterungsinvestition für die Wahl der Kalkulationsmethode vernachlässigbar.

ge, welches System der Regulierung am besten geeignet ist, um folgende Ziele zu erreichen:

- Schaffung von Anreizen zu Produktivitätssteigerungen
- Sicherstellung der Versorgungsqualität
- Verteilung der durch die Produktivitätssteigerungen erwirtschafteten Renten auf die Produzenten und Verbraucher
- Maximale Wirkung (Als-ob-Wettbewerb)
- Minimierung der Regulierungskosten und des Regulierungsumfangs

Diese Regulierungsziele lassen sich indirekt in den Anforderungen der im Energiewirtschaftsgesetz formulierten Ziele einer sicheren, effizienten, preisgünstigen, umwelt- und verbraucherfreundlichen Versorgung wiederfinden.²⁹³ Darüber hinaus sollte ein optimales Regulierungssystem ein möglichst ausgewogenes Verhältnis der sich teilweise konterkarierenden Ziele erreichen.

Durch die Konzentration auf die Regulierung der Netzmonopole findet eine Regulierung gemäß der Essential-Facilities-Doktrin²⁹⁴ statt. Die Begrenzung der Regulierung auf einen Teil der Wertschöpfungskette unterscheidet sich von einer End-to-End-Regulierung, bei der ein über mehrere Marktstufen integriertes Monopol in seiner gesamten Wertschöpfungskette von der Exploration über Förderung bis zur Verteilung an die Endkunden reguliert wird. Der Vorteil einer Regulierung gemäß der Essential-Facilities-Doktrin besteht darin, dass nur Bereiche, die als Essential Facilities identifiziert wurden, reguliert werden, und dass in Bereichen, in denen Wettbewerb angenommen wird, keine Regulierung notwendig ist. Ein weiterer Vorteil der Regulierung von Teilbereichen in der Gaswirtschaft besteht darin, dass eine Regulierung der gesamten Wertschöpfungskette und hier insbesondere der Förderung nur noch bedingt möglich sind.²⁹⁵

Folglich ist die Regulierung gemäß der Essential-Facilities-Doktrin einer End-to-End-Regulierung hinsichtlich der Regulierungskosten und des Regulierungsumfangs vorzuzie-

²⁹³ Siehe Abbildung 2 - 6.

²⁹⁴ Damit eine Einrichtung als Essential Facility gilt, müssen folgende Bedingungen erfüllt sein: Die Einrichtung muss (1) unabdingbar sein, um Wettbewerbern die Durchführung ihrer Geschäftstätigkeiten zu ermöglichen. Weiterhin muss (2) es unmöglich sein, die Einrichtung im Zuge der Leistungserstellung zu umgehen, und es darf (3) nicht möglich sein, die Einrichtung mit wirtschaftlich zumutbaren Mitteln neu zu schaffen. Vgl. Knieps (2001), S. 6 in Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/2005.

²⁹⁵ Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die Energieverbrauchsschwerpunkte innerhalb der Europäischen Union liegen, die Förderung der Energierostoffe Öl, Gas und Kohle hingegen größtenteils außerhalb der Europäischen Union stattfindet.

hen. Bei der Essential-Facilities-Doktrin wird nur die Kontrolle eines regulierungsbedürftigen Teilbereiches notwendig. Allerdings sind die einmaligen Vorarbeiten für diese Form der Regulierung größer, da eine klare Trennung der verschiedenen Wertschöpfungsstufen sichergestellt werden muss. Im Rahmen des Unbundlings wurde aber genau eine solche Segmentierung der Wertschöpfungsstufen vorgenommen, wodurch das Argument der höheren anfänglichen Vorarbeiten entkräftet ist.

Die zentrale Aufgabe bei einer Regulierung der Essential Facilities (hier: Regulierung der Netzentgelte) besteht darin, die verbleibende netzspezifische Marktmacht zu identifizieren, um diese dann zu disziplinieren und somit einen symmetrischen Zugang zu den monopolistischen Infrastrukturen sicherzustellen. Ein Regulierungsregime, das sämtlichen hier beschriebenen Anforderungen gerecht wird, ist sicherlich schwer zu finden, zumal das optimale Regulierungsregime nicht zeitstabil sein muss und derzeit unbekannt ist. Es sollte deshalb demjenigen Regulierungsregime der Vorrang gewährt werden, das aus theoretischen und praktischen Überlegungen den anderen Ansätzen relativ überlegen ist.

Folgende Regulierungsansätze fanden in der weltweiten Regulierungspraxis besondere Aufmerksamkeit:

- Kostenorientierte Regulierung
- Anreizregulierung
 - Price-Cap-Regulierung
 - Revenue-Cap-Regulierung
 - Yardstick Competition (Vergleichsmarktansatz)

5.2.1 Kostenorientierte Regulierung

Bei der kostenorientierten Regulierung bilden die Kosten die Grundlage für den Regulierungsansatz. Bekannte Verfahren der kostenorientierten Regulierung sind die Rate-of-Return-Regulierung und die Kosten-Plus-Regulierung.

Die Kosten-Plus-Regulierung (Cost-Plus-Regulation) ist eine kostenorientierte Regulierung, bei der die Erlöse der Netzbetreiber ihr Kostenniveau zuzüglich einer angemessenen Rendite auf das eingesetzte Kapital nicht überschreiten dürfen. Diese Form der Regulierung hat den Vorteil, dass die Versorgungsunternehmen aufgrund der Kopplung ihrer Erlöse an die Kosten ihre Monopolmacht nicht ausnutzen können. Gleichzeitig wird durch diese Art der Regulierung ein Investitionsklima geschaffen, das Investitionssicherheit für die betroffenen Unternehmen gewährt. Es wurden Langfristinvestitionen getätigt und die Ver-

sorgungsqualität sichergestellt. Die Kehrseite der Kosten-Plus-Regulierung, in der nahezu risikolos Investitionsentscheidungen getroffen werden, ist die Tendenz zu Überinvestitionen und fehlenden Anreizen für effektive und effiziente Strukturen. Weiterhin existierten in der Vergangenheit aufgrund der fehlenden eindeutigen Trennung zwischen Netz und Vertrieb Abgrenzungsprobleme bei der Zuordnung der Kosten zu den Erlösen, wodurch eher eine End-to-End-Regulierung notwendig war. Aufgrund der direkten Kopplung der Erlöse an die Kosten des Unternehmens bestand wenig Anreiz, die Kosten zu senken, da jede Kostensenkung unmittelbar den Konsumenten in Form von niedrigeren Preisen zugute kam.

Der Vorteil der Investitionssicherheit bei den Verfahren der kostenorientierten Regulierung in den frühen Phasen des Netzmonopols (vgl. Abbildung 2 - 3) wurde durch Ineffizienzen in den folgenden Phasen teilweise kompensiert. Um die Produktivität der (Netz-)Branche zu erhöhen, ohne dabei Einbußen bei der Versorgungssicherheit oder dem Ausbleiben von Investitionen zu riskieren, musste ein System geschaffen werden, das neben den Vorteilen einer kostenbasierten Regulierung auch die Produktivität der Netzbetreiber steigert. Hierfür ist neben der eindeutigen Trennung der Netze (Unbundling) von den übrigen Tätigkeiten der Energieversorgungsunternehmen die Überwindung von Informationsasymmetrien entscheidend. Grundsätzlich haben die Energieversorgungsunternehmen einen Informationsvorsprung gegenüber dem Regulierer. Gleichzeitig besteht kein Anreiz für die Unternehmen, diesen Informationsvorsprung preiszugeben.

Es muss also eine Regulierung stattfinden, die Anreize setzt, die bestehenden Informationsasymmetrien zwischen den Marktteilnehmern abzubauen, Investitionsanreize setzt und gleichzeitig ein kostensenkendes Verhalten der Unternehmen fördert (Anreizregulierung).

5.2.2 Anreizregulierung

Mit dem Oberbegriff der Anreizregulierung (Incentive Regulation) beschreibt man ein Regulierungsregime, das Anreize setzt, um bestimmte (wünschenswerte) marktähnliche Ergebnisse zu erzielen. Für alle inländischen Netzbereiche in der Energiewirtschaft, die als Essential Facilities identifiziert wurden, ist die Anreizregulierung anzuwenden. Während bei der kostenorientierten Regulierung die Kosten im Vordergrund stehen (Ex-post-Bewertung), liegt der Fokus bei der Anreizregulierung auf dem Preis-/Erlösniveau des regulierten Unternehmens. Der wahrscheinlich elementarste Unterschied zur kostenorientierten Regulierung und Anreizregulierung ist die Ex-ante-Festlegung des Preis-/Erlösniveaus für einen bestimmten Zeitraum. Durch die Anreizregulierung sollen die bestehenden Informationsasymmetrien zwischen den Marktteilnehmern abgebaut werden, Investitionsanreize gesetzt und gleichzeitig ein kostensenkendes Verhalten der Unternehmen gefördert werden. Ziel der Anreizregulierung ist es, sowohl Unternehmen als auch Konsumenten an

den erzielten Effizienzgewinnen zu beteiligen, um somit eine wettbewerbliche Situation bestmöglich zu erreichen („Als-ob-Wettbewerb“).

Das Grundprinzip jeder Anreizregulierung besteht darin, dass der Regulierer den Unternehmen ein bestimmtes Preis- oder Erlösniveau vorgibt. Nun sind die betroffenen Unternehmen aufgefordert, ihre Preise oder Erlöse nach einem vorgegebenen Muster anzupassen. Die Form der Anpassung kann sich an einer zuvor definierten Formel aufgrund der erwarteten Effizienzsteigerung eines Unternehmens oder einem durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt einer Branche orientieren oder anhand von Vergleichsmarktanalysen stattfinden. Grundsätzlich lassen sich drei Anreizregulierungsansätze unterscheiden: die Price-Cap-Regulierung, die Revenue-Cap-Regulierung und die Yardstick Competition (Vergleichsmarkansatz).

Die zentralen Parameter der Anreizregulierung sind:²⁹⁶

- das Ausgangsniveau,
- der Vergleichspreisindex,
- der sogenannte X-Faktor,
- die Dauer der Regulierungsperiode
- und die periodenübergreifende Anreizwirkung.

Die Höhe bzw. Justierung dieser Parameter hat erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis der Anreizregulierung. Dabei wirken die Parameter nicht unabhängig voneinander, da eine starke Interdependenz zwischen ihnen besteht und durch alle eine verstärkte bzw. geminderte Anreizwirkung verursacht werden kann.

Das Ausgangsniveau, als sogenannte Basis der Anreizregulierung, setzt den Startpunkt für den Anreizwirkungspfad, der durch die Parameter X und I bestimmt wird. Die Bestimmung eines Ausgangspreisniveaus, das die Ausgangspreise missbrauchsfrei ermittelt, ist die notwendige Bedingung, damit die weiteren Parameter eine Wirkung erzielen können. Wird das Ausgangsniveau zu hoch angesetzt, können die übrigen Parameter ihre Anreizwirkung nicht mehr voll entfalten, da es dem regulierten Unternehmen ohne jegliche Anstrengung möglich wird, den vorgegebenen Pfad der Kosten und Erlösentwicklung zu erreichen. Umgekehrt würde bei einem zu niedrig angesetzten Ausgangspreisniveau jegliche

²⁹⁶ Vgl. Franz/Schäffner/Trage (2005), S. 89 – 97.

Anreizwirkung verloren gehen, da die regulierten Unternehmen trotz größter Anstrengung keine marktübliche Rendite erwirtschaften könnten.

Der Vergleichspreisindex I gibt die Veränderung des Preisniveaus an. Er ist somit ein Indikator für die Entwicklung der Inputpreise und -kosten, die der direkten Kontrolle des Unternehmens entzogen sind. Die regulierten Unternehmen dürfen jährlich ihre Preise in Höhe dieses Faktors erhöhen. Nur wenn der Faktor I das relevante Preisniveau wiedergibt, ist sichergestellt, dass exogene Kostenschübe durch das Unternehmen verarbeitet werden können. Es ist wichtig, dass der Vergleichspreisindex eine adäquate Entwicklung der Inputpreise des Sektors widerspiegelt. Gleichzeitig sollte der Index durch die unternehmensindividuelle Lohn- und Preispolitik des regulierten Unternehmens nur geringfügig bzw. nicht beeinflusst werden. Aus Sicht der Regulierungsbehörde und der betroffenen Unternehmen sollte der Vergleichspreisindex mit geringem Aufwand ermittelbar und gleichzeitig objektiv nachvollziehbar und transparent sein.²⁹⁷

Der X-Faktor gibt den durch die Regulierungsbehörde erwarteten Produktivitätsfortschritt für das regulierte Unternehmen an. Zusammen mit dem I-Faktor wird die Veränderung des Ausgangspreisniveaus in jeder Periode vorgegeben. Durch den Einfluss des X-Faktors auf die Veränderung des Verkaufspreises hat dieser Faktor – bei adäquater Bestimmung des Ausgangsniveaus – wesentlichen Einfluss auf die Verteilung der Gesamtwohlfahrt. Es gilt c. p., je höher der X-Faktor, desto größer der Zuwachs an der Konsumentenrente und folglich je geringer der verbleibende Anteil an Produzentenrente. Der X-Faktor zwingt somit den regulierten Unternehmer, trotz fehlenden Wettbewerbsdrucks seine (nominalen) Preise zu senken.

Die Dauer der Regulierungsperiode bestimmt den Zeitraum, in dem ein bestimmtes Preis-/Erlösniveau für den betroffenen Sektor festgeschrieben ist. Dadurch findet eine zeitlich befristete Entkopplung der Erlösentwicklung von der Kostenentwicklung statt und es entsteht somit ein Anreiz für ein effektives, produktionssteigerndes Verhalten. Die Länge der Regulierungsperiode hat Einfluss auf die Anreizwirkung. Bei einer langen Regulierungsperiode kann das regulierte Unternehmen seine getätigten Kostenersparnisse länger einbehalten. Es gilt, je länger die Dauer der Regulierungsperiode, desto größer der Anreiz zur Kostensenkung für den Netzbetreiber (High Powered Regime). Weiterhin gilt, je früher der Netzbetreiber seine Kosten innerhalb der Regulierungsperiode senkt, desto länger profitiert er von seinem gesunkenen Kostenniveau. Der Grund hierfür ist, dass der Barwert seiner Einsparungen gegenüber dem Preispfad zu Beginn der Regulierungsperiode am höchsten

²⁹⁷ Vgl. Neu/Speckbacher/Stumpf (1992), S. 91.

ist. Gleichzeitig ist zu beobachten, dass die Anreize zur Kostenreduzierung gegen Ende der Regulierungsperiode abnehmen. Dies ist neben dem geringeren Barwert auch damit zu begründen, dass die beobachtbaren Kosten im letzten Jahr der Regulierungsperiode einen starken Einfluss auf die Preissetzung der nächsten Periode haben. Gerade im letzten Jahr der Regulierungsperiode versuchen die Unternehmen, ihren „Typ“ zu tarnen.²⁹⁸

Wäre die Entkopplung von Erlösen und Kosten nicht zeitlich begrenzt (unbegrenzte Regulierungsperiode), könnte der Unternehmer dauerhaft sämtliche Kosteneinsparungen zur Gewinnmaximierung nutzen (maximale Anreizwirkung zur Kostensenkung). Damit der Endverbraucher auch von den Kosteneinsparungen der regulierten Unternehmen profitieren kann (Verteilung der Rente auf die Produzenten und Konsumenten), ist eine regelmäßige Anpassung der Erlöse an die Kostenentwicklung notwendig. Ein weiterer Grund, der gegen eine unbegrenzte Dauer der Regulierungsperiode in diesem Regime spricht, wäre, dass sich die vereinbarten Werte der Regulierungsformel im Zeitablauf aufgrund geänderter ökonomischer Parameter ändern sollten. Die Unterlassung eines regelmäßigen „Regulatory Review“, dazu gehört die regelmäßige Überprüfung der Wirkungsweise der Inputparameter, könnte erhebliche negative Folgen haben.

Die Wahl einer zu kurzen Regulierungsperiode (Low Powered Regime) führt zu einer schnellen Anpassung des Preis-/Erlösniveaus an die tatsächlichen Produktionskosten. Hierbei gilt, je schneller eine Anpassung der Erlöse an das niedrigere Kostenniveau stattfindet, desto geringer ist der Anreiz zur Kostensenkung für die Unternehmen, da die Kosteneinsparungen zeitnah den Endverbrauchern in Form von niedrigeren Preisen zugute kommen. Die Dauer der Entkopplung der Kosten- und Erlösentwicklung (Dauer der Regulierungsperiode) hat damit einen entscheidenden Einfluss auf die Anreizwirkung zur Kostensenkung der betroffenen Unternehmen.²⁹⁹ Eine zu kurze Regulierungsperiode ist abzulehnen, da für die Unternehmen ein stabiles und verlässliches Regulierungsumfeld geschaffen werden muss. Vor allem in Industrien wie der leitungsgelassenen Energiewirtschaft muss das Unternehmensrisiko durch eine längere Regulierungsperiode vermindert und die Planbarkeit für längerfristige Investitionen erhöht werden. Eine relativ lange Regulierungsperiode führt zu einer besseren Ausbeute der produktiven Effizienz. Gleichzeitig

²⁹⁸ Vgl. Franz (2005), Anreizregulierung nach dem neuen EnWG, S. 92.

²⁹⁹ Bei der Kosten-Plus-Regulierung würde ein potenzieller Effektivitätsgewinn der Unternehmen durch die zeitnahe Anpassung der Erlöse fast ausschließlich die Konsumentenrente erhöhen und stellt damit keinen Anreiz für Unternehmen dar.

nimmt die allokative Effizienz ab, da der Anpassungsdruck der Unternehmen, ihre Preise an die tatsächlichen Kosten anzupassen, sinkt.³⁰⁰

Der Rückschluss, dass die Regulierungsperiode der durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen des betroffenen Sektors entsprechen sollte, kann jedoch nur bedingt gezogen werden. Gerade bei langlebigen Investitionsgütern mit einer durchschnittlichen Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten ist das Risiko von Fehleinschätzungen prohibitiv hoch. Außerdem ist die durchschnittliche Kapitalbindung in den Unternehmen bei glatten Investitionszyklen deutlich geringer als die tatsächliche Lebensdauer der einzelnen Anlagen. Auch steigt bei einer relativ langen Regulierungsperiode das Risiko, dass sich bei Änderungen des Branchen- und technologischen Umfeldes starke Abweichungen zwischen tatsächlich anfallenden Kosten und den Erlösen ergeben. Die optimale Regulierungsdauer ist somit auch im Hinblick auf die möglichen Synergien durch Kooperationen und Innovationspotenzial der Branche zu bestimmen. In der internationalen Regulierungspraxis haben sich Regulierungsperioden von vier bis fünf Jahren durchgesetzt.

Ein weiterer durch die Regulierungsbehörde zu beachtender Parameter ist die periodenübergreifende Anreizwirkung. Am Ende der Regulierungsperiode müssen die Parameter der Regulierungsformel überdacht und angepasst werden. Häufig wird eine solche Anpassung ausschließlich über eine Anpassung des X-Faktors vorgenommen. Der Umfang der Ermittlung des neuen X-Faktors bestimmt gleichzeitig den zukünftigen Regulierungsaufwand. Zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen besteht im Rahmen dieses Konsultationsprozesses ein erheblicher Informationsaustausch. Sobald sich für das regulierte Unternehmen die zukünftige Ausrichtung der Anreizregulierungsformel abzeichnet, wird das betroffene Unternehmen seine Investitions- und Tarifpolitik in Sinne der künftigen Regel ausrichten, wodurch die Anreize unscharf werden. Die Regulierungsbehörde muss sich entscheiden, welchen Anteil der Effizienzfortschritte sie den Konsumenten und welchen Anteil sie dem zu regulierenden Unternehmen zugesteht.

Würde der Regulierer in der ersten Periode sämtliche Effizienzgewinne den Konsumenten direkt zukommen lassen, sodass selbst effiziente Unternehmen auf einem niedrigen Kostenniveau fixiert würden („Ratchet-Effekt“), hätte dies verheerende Auswirkungen auf die zukünftige Anreizwirkung. In einer solchen Situation würden die Unternehmen versuchen, ihre Kostensenkungspotenziale nicht oder nur verdeckt auszuschöpfen und gleichzeitig Informationen zu verschweigen, die zu einer ungünstigeren Einstufung ihres Unterneh-

³⁰⁰ Vgl. Armstrong (1994), S. 78 - 79 .

mens führen würden. Der Regulierer hätte somit ein Glaubwürdigkeitsproblem.³⁰¹ Um eine periodenübergreifende Anreizwirkung aufrechtzuerhalten, müsste sich der Regulierer glaubhaft verpflichten, dass er seine technisch-ökonomischen Erkenntnisse nicht ausschließlich zuungunsten des Unternehmens einsetzt. Es muss sichergestellt werden, dass relativ effiziente Unternehmen weiterhin einen Anreiz haben, ihre Kosten zu senken, und relativ ineffiziente Unternehmen dauerhaft ihr Überleben nur durch deutliche Kostensenkungsmaßnahmen sicherstellen können.³⁰²

Die Faktoren I und X gehen in folgendem Verhältnis in die Regulierungsformel ein: $(1+I - X)$. Abhängig vom Vorzeichen von X und I sowie dem Ergebnis aus der Subtraktion von I - X sind verschiedene nominale und reale Preiskombinationen möglich, siehe unten stehende Tabelle.

Fall	Nominale Senkung	Reale Senkung	Beispiel
$X \geq 0; I \geq 0; I - X \geq 0$	Nein	Ja	$X=5; I=6; \Delta P=1$
$X \geq 0; I \geq 0; I - X < 0$	Ja	Ja	$X=3; I=1; \Delta P= - 2$
$X \geq 0; I < 0; I - X < 0$	Ja	Ja	$X=2; I= - 1; \Delta P= - 3$
$X < 0; I < 0; I - X < 0$	Ja	Nein	$X= - 2; I= - 3; \Delta P=-1$
$X < 0; I > 0; I - X > 0$	Nein	Nein	$X= - 4; I=3; \Delta P=7$
$X < 0; I < 0; I - X \geq 0$	Nein	Nein	$X= - 4; I= - 3; \Delta P=1$

Tabelle 5 - 1: Unterschiedliche Kombinationen von I und X und die daraus resultierenden Preise³⁰³

Durch die Regulierung eines Unternehmensbereiches wird versucht, die Produktivität des betroffenen Bereiches zu erhöhen. Ein X-Faktor von 0 würde c. p. keine Anreizwirkung zur Produktivitätssteigerung des Sektors haben. Ein X-Faktor von 0 wäre angebracht, sofern in einem regulierten Sektor keinerlei Übergewinne mehr erzielt würden. Ein X-Faktor < 0 würde es sogar dem Unternehmen erlauben, seine Produktivität zu senken und dennoch das Gewinnniveau zu halten. Die Regulierung eines Sektors findet jedoch unter anderem statt, wenn aufgrund fehlenden Wettbewerbs unterdurchschnittliche Produktivitätssteigerungen beobachtet werden. Bei der Regulierung eines Sektors sollte zumindest anfänglich mit einem stärkeren Produktivitätswachstum gerechnet werden (X-Faktor ≥ 0). Aus diesem Grund wäre ein X-Faktor < 0 kontraproduktiv und eher für eine theoretische Betrachtung zu gebrauchen.

³⁰¹ Ein mögliches Glaubwürdigkeitsproblem des Regulierers steht unter anderem in direktem Zusammenhang mit der regulatorischen Ungewissheit, die von demselben ausgehen kann.

³⁰² Vgl. Franz/Schäffner/Trage (2005), S. 93.

³⁰³ Eigene Darstellung in Anlehnung an Franz.

Ein positiver I-Faktor (Steigung des Preisniveaus) ermöglicht dem regulierten Unternehmen/Bereich, seine Preise entsprechend zu erhöhen, während ein positiver X-Faktor das Gegenteil bewirkt. Es sind nun folgende Fälle denkbar:

- $I \geq X$, damit können die Unternehmen ihre Preise nominal erhöhen bzw. konstant halten,
- $I < X$, wodurch die Unternehmen ihre Preise nominal und real senken müssen.

Wie bereits oben beschrieben, lassen sich drei Anreizregulierungsansätze unterscheiden: die Price-Cap-Regulierung, die Revenue-Cap-Regulierung und die Yardstick Competition. Bei der konkreten Ausgestaltung dieser Regulierungsansätze finden regelmäßig Überschneidungen zwischen den genannten Ansätzen statt. Häufig ergeben sich daraus „neue“, hybride Ansätze, sodass eine eindeutige Klassifizierung oft nur schwer möglich ist. Um einen Überblick über die drei genannten Ansätze zu erhalten, wird im Folgenden der grundlegende Aufbau der Ansätze erläutert, um danach Überschneidungen, Kombinationsmöglichkeiten sowie jeweilige Vor- und Nachteile zu beschreiben.

5.2.2.1 Price-Cap-Regulierung

Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von Price-Cap-Varianten. Die wohl wichtigste und theoretisch eleganteste ist die Variante, die dem Laspeyres-Index folgt und in Formel 5 - 1 bzw. 5 - 2 dargestellt wird.³⁰⁴

$$\sum_{i=1}^n p_{i,t} * w_i \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} * w_i (1 + I_{t-1} - X)$$

Formel 5 - 1: Price-Cap-Formel

In der Formel (5 - 1) bezeichnet $p_{i,t}$ den Preis des Gutes i im Jahr t und $p_{i,t-1}$ den Preis des Gutes i im Vorjahr. Der Parameter w_i bezeichnet das Gewicht des Preises für Gut i . Der Regulierer besitzt die Möglichkeit, die Gewichtung (w_i) vorzugeben oder diese aufgrund der abgesetzten Vorjahresmengen (q_{t-1}) zu bestimmen. Aufgrund fehlender besserer Informationen wählt der Regulierer häufig die abgesetzten Vorjahresmengen zur Bestimmung der Gewichte. Die Fortschreibung der Vorjahresmengen zur Gewichtung der Preise für die Folgeperiode hat den Vorteil, dass diese Zahlen leicht ermittelbar sind (geringe Informationskosten) und dass der Regulierer aufgrund fehlender bzw. unvollständiger Informationen keine ungeeigneten Gewichte ansetzen wird. Die Fortschreibung der Absatzmen-

³⁰⁴ Vgl. Brunekreeft (2000), S. 7.

gen zur Bestimmung der Gewichte in den Folgeperioden wird durchaus unterschiedlich bewertet. Während die Bundesnetzagentur in dieser Methode aus Sicht eines Netzbetreibers eine exogene Größenermittlung zur Bestimmung der Gewichte sieht, ist für O. Franz und D. Schäffner der Rückgriff auf historische Absatzmengen des Netzbetreibers als quasi endogene Größe für diesen zu sehen.³⁰⁵ Durch Berücksichtigung der historischen Absatzmengen zur Gewichtsbestimmung ändert sich Formel 5 - 1 wie folgt:

$$\sum_{i=1}^n p_{i,t} * q_{t-1} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} * q_{t-1} (1 + I_{t-1} - X)$$

Formel 5 - 2: Modifizierte Price-Cap-Formel

Die Steigerungsrate des Vergleichsindex wird mit I ausgedrückt. Der Vergleichsindex I sollte der Inflationsrate der Güter des betroffenen Sektors entsprechen, um die Preise zunächst real konstant zu halten. Da die Datenerfassung zur allgemeinen Inflationsentwicklung bzw. speziellen Inflationsentwicklung eines Sektors sehr aufwendig ist und nur eine Ex-post-Betrachtung möglich ist, wird aus Vereinfachungsgründen häufig die Inflationsentwicklung des Vorjahres (t - 1) angesetzt. Mit X wird die durch die Regulierungsbehörde erwartete Effizienzsteigerung (Produktivitätsfortschritt) des regulierten Unternehmens/Sektors für die Dauer der Regulierungsperiode angegeben.

Durch die Kombination der Faktoren I und X erfolgt nun eine zumeist (nominale) Senkung der Preise des Unternehmens. Diese Preissenkungen führen dazu, dass der Unternehmer seine Produktivität steigern (Kosten senken) muss, um keine Gewinneinbußen zu erleiden. Gelingt dem Unternehmer eine größere Produktivitätssteigerung als die durch die Preisanpassung geforderte, kann er für die Regulierungsperiode zusätzliche Gewinne realisieren. Umgekehrt bedeutet dies, dass bei einer geringeren Produktivitätssteigerung als gefordert Gewinneinbußen realisiert werden. Im Extremfall führt dies zu Verlusten des Unternehmens.

Grundsätzlich wird bei der Price-Cap-Regulierung die gewichtete durchschnittliche maximale Preisobergrenze festgelegt.³⁰⁶ Es wird ein sogenannter Korb gebildet, deren gewichte-

³⁰⁵ Vgl. 1. Referenzbericht Anreizregulierung der Bundesnetzagentur S. 6 und Franz (2005), S. 94.

³⁰⁶ Vgl. Brunekreeft (2000), S. 5- 10.

ter Durchschnittspreis als Obergrenze der Anreizregulierung dient.³⁰⁷ Da das regulierte Unternehmen den gewichteten Durchschnittspreis für den vorgegebenen Produktkorb nicht überschreiten darf, führt dies zu einer gemeinsamen Regulierung unterschiedlicher Produkte in dem Korb. Dadurch werden den Unternehmen Anreize gegeben, ihre Tarifstruktur zu überdenken.

Die Price-Cap-Regulierung in dieser Grundform gibt Anreize, dass die durch das Unternehmen gewählte Preisstruktur zu einer (second best, wohlfahrtsmaximierenden) Ramsey-Preisstruktur konvergiert. Anders ausgedrückt wird das regulierte Unternehmen seinen Gewinn maximieren, indem es seine Preise an den jeweiligen Preiselastizitäten der Nachfrage je Produktebene ausrichten wird.³⁰⁸ Dadurch würden sich auf Märkten mit geringerer Preiselastizität tendenziell höhere Preise als bei reagibleren Märkten einstellen, wodurch eine gesamtwirtschaftlich optimale Lösung erzeugt würde.³⁰⁹ Ein weiterer Vorteil bei der Price-Cap-Regulierung ist, dass sämtliche Informationen, die zur Cap-Festlegung benötigt werden, vorhanden sind und dass somit über die gesamte Planungsperiode den regulierten Unternehmen Planungssicherheit bezüglich der Preisobergrenze gewährt wird. Als kritisch zu betrachtende Aspekte der Price-Cap-Regulierung wird strategisches Verhalten der Unternehmen gesehen. Theoretisch könnte ein reguliertes Unternehmen auf Märkten mit hoher Wettbewerbsintensität seinen Preis unter die Bereitstellungskosten senken, um dadurch Wettbewerber aus dem Markt fernzuhalten. Auch bestünde bei der Einführung neuer Produkte die Herausforderung, dass keine historischen Mengen vorliegen und damit die angesetzte Menge geschätzt werden müsste.

5.2.2.2 Revenue-Cap-Regulierung

Die Revenue-Cap-Regulierung ist eine weitere Methode der Anreizregulierung. Wie der Name bereits offenbart, wird bei der Revenue-Cap-Regulierung der Umsatz und nicht das Preisniveau betrachtet. Genau wie bei der Price-Cap-Regulierung muss sich der Regulierer auf ein Ausgangsniveau (Umsatz-/Erlösniveau), einen Vergleichspreisindex, einen X-Faktor sowie die Dauer der Regulierungsperiode festlegen und sich mit der periodenüber-

³⁰⁷ Alternativ zu gewichteten Durchschnittspreisen aller Produktpreise wäre eine konkrete Festlegung von Einzelpreisen denkbar. Dies ist bereits eine Erweiterung des Price-Cap-Ansatzes, der vorerst nicht berücksichtigt werden soll. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die konkrete Festlegung von Einzelpreisen kritisch betrachtet werden muss. Zum einen würde es sich um einen deutlich stärkeren staatlichen Eingriff handeln als möglicherweise notwendig und zum anderen sollte aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen die Tarifpolitik grundsätzlich beim Unternehmen liegen. Ausnahmen von dieser Regel werden später betrachtet.

³⁰⁸ Vgl. G. Brunekreeft (2000), S. 8.

³⁰⁹ Dass diese gesamtwirtschaftlich optimale Lösung zu einer einseitigen Belastung und damit verteilungspolitischen Problemen führen könnte, wird vorerst nicht betrachtet.

greifenden Anreizwirkung beschäftigen. Auch die Wirkung der Parameter I und X sind bei beiden Regulierungsansätzen, wie aus unten angegebener Formel ersichtlich, identisch.

$$\sum_{i=1}^n r_{i,t} \leq \sum_{i=1}^n r_{i,t-1} (1 + I_{t-1} - X) \Leftrightarrow \sum_{i=1}^n p_{i,t} * q_{i,t} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t} * q_{i,t} (1 + I_{t-1} - X)$$

Formel 5 - 3: Cap-Revenue-Formel

Der zentrale Unterschied beider Verfahren besteht darin, dass durch die Berücksichtigung des Umsatzes (r) keine durchschnittliche maximale Preisobergrenze, sondern eine absolute Obergrenze für den erlaubten Gesamterlös (Preis(p)-Mengen(q)-Kombination) festgelegt wird. Eine weitere Besonderheit ergibt sich dadurch, dass zur Begrenzung des Gesamterlöses beim Revenue Cap die zukünftigen Mengen geschätzt werden müssen. Die geschätzten Mengen dienen dem Regulierer zur Festlegung des Erlöspfades.³¹⁰ Dadurch, dass der erlaubte Gesamterlös unabhängig von den tatsächlich realisierten Mengen ist, muss das regulierte Unternehmen laufend seine Preise adjustieren. Bei dieser Form der Regulierung findet eine Ex-post-Kontrolle durch den Regulierer statt, da die Erlöse des jeweiligen Jahres erst nach dessen Ablauf festzustellen sind.

Bei ausschließlicher Betrachtung des Gesamterlöses eines Unternehmens behandelt der Regulierer das Unternehmen wie eine Einheit, die nur „ein Produkt“ vertreibt. Diese Form der Regulierung hätte den Vorteil, dass keine gesonderten Kenntnisse über die Einzeltarifebene notwendig sind. Gleichzeitig würden dem regulierten Unternehmen jedoch Spielräume in seinen Tarifstrukturen eingeräumt. Bei der Schätzung der zukünftigen Mengen befindet sich der Regulierer in einem Dilemma. Einerseits ist ihm bewusst, dass das Unternehmen aufgrund vollständigerer Informationen die zukünftigen Mengen adäquater einschätzen kann. Andererseits hätte das Unternehmen die Möglichkeit, bei Festlegung von Einzeltarifen und gleichzeitiger Bestimmung der zukünftigen Verbrauchsmengen seine Marktmacht zu missbrauchen. Da die falsche Einschätzung der zukünftigen Mengen zu großen Abweichungen von der angestrebten Erlössituation führen kann, müssten die Preise angepasst werden, um die zuvor aufgetretenen Mehr- oder Mindererlöse zu korrigieren.

Da die Mengen q_i in beiden vorgestellten Regulierungsregimen eine wichtige Rolle spielen, wird nun die Wirkung einer Mengenänderung auf die Anreizwirkung eines Price- und Revenue Cap betrachtet.

³¹⁰ Auch hier bestünde die Möglichkeit des Regulierers, statt einer Fixierung des Gesamterlöses eine Beschränkung auf Einzeltarifebene vorzunehmen, doch diese Möglichkeit soll aufgrund der direkten Überschneidung mit einer möglichen Form der Price-Cap-Regulierung nicht betrachtet werden.

	Price Cap	Revenue Cap
Menge steigt	Erlöse steigen; Preise sinken nach Vorgabe	Erlöse konstant; Preise müssen gesenkt werden, um Vorgabe zu erfüllen
Menge sinkt	Erlöse sinken; Preise sinken nach Vorgabe	Erlöse konstant; Preise müssen erhöht werden, um Vorgabe zu erfüllen
Konsequenz	Mengenausdehnung ist grundsätzlich vorteilhaft, da fallende Mengen zu Erlöseinbußen führen	Tendenz zur Mengensenkung , da steigende Mengen durch sinkende Preise kompensiert werden müssen

Tabelle 5 - 2: Einfluss von Mengenänderungen bei Preis- und Revenue Caps

Der zentrale Vorteil des Revenue Caps besteht darin, dass die Regulierungsinstanz weniger detaillierte Informationen über die Preis- und Produktstruktur benötigt. Damit stellt der Revenue Cap eine vergleichsweise einfache und praktische Form der Anreizregulierung dar. Weiterhin sprechen Gründe der ökologischen Effizienz für einen Revenue Cap, da hier kein Anreiz zur Mengenausdehnung gegeben wird.

Aus ökonomischer Sicht ist der Price Cap in seiner Grundform dem Revenue Cap theoretisch überlegen. Dies wurde in Aufsätzen von Helm und Littlescheid gezeigt.³¹¹ Insbesondere die durch den Price Cap wohlfahrtstheoretisch günstige Preisstruktur und das Vorliegen sämtlicher Informationen bei der Price-Cap-Bestimmung geben hier den Ausschlag.

5.2.2.3 Yardstick Competition (Vergleichsmarkansatz)

Die Yardstick Competition ist ein weiterer Anreizregulierungsansatz, der sich auf Shleifer (1985) zurückführen lässt. In seinem Artikel „A theory of yardstick competition“ schlägt Shleifer vor, eine „echte“ exogene Preissenkungsrate vorzugeben, die sich am durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt einer Branche orientiert. Die Grundidee der Yardstick Competition besteht darin, durch Vergleich mehrerer Unternehmen im gleichen Markt einen Maßstab zu finden, um die Entgelte festzulegen. Es werden vergleichbare Unternehmen in einer Gruppe zusammengefasst.³¹² Die Kostenunterlagen dieser als vergleichbar identifizierten Unternehmen werden nun anhand verschiedener statistischer Verfahren ausgewertet und adaptiert, um Soll-Kosten für jedes einzelne Unternehmen festzulegen.

³¹¹ Vgl. Helm (1988); PSA (1994); Littlescheid (1983) und auch Aussagen der Bundesnetzagentur im 1. Referenzbericht Anreizregulierung S. 8.

³¹² Vgl. Burns/Jenkins(2005), S. 99.

Die Yardstick Competition kann ausschließlich zur Entgeltregulierung oder in Kombination mit anderen Regulierungsregimen genutzt werden. So ist es denkbar, dass zur Ermittlung des Kostenniveaus oder des Produktivitätsfortschritts die Yardstick Competition verwendet wird, um die ermittelten Parameter dann in einen Price Cap oder Revenue Cap einfließen zu lassen.³¹³

5.2.2.4 Hybride Ansätze

Die vorgestellten Price-Cap- und Revenue-Cap-Regulierungsansätze finden in ihrer Reinform in der Regulierungspraxis kaum Anwendung. Hierfür gibt es zwei zentrale Ursachen. Zum einen werden die theoretisch entwickelten Verfahren häufig nicht der Komplexität der realen Welt gerecht. So ist es notwendig, aufgrund spezieller Anforderungen in den jeweiligen Ländern bzw. betroffenen Sektoren die Modelle individuell zu erweitern. Die zweite Ursache für die Modifizierung der „theoretischen Grundform“ ist damit zu begründen, dass die Konzepte i. d. R. einen demokratischen Prozess durchlaufen müssen, in dem zahlreiche Anpassungen stattfinden. Dabei ist anzumerken, dass die „theoretische Idealform“ selbst in der Wissenschaft durchaus unterschiedlich bewertet wird und vom Betrachtungsstandpunkt abhängig ist. Die fehlende abschließende theoretische Durchdringung, Informationsasymmetrien und die Arbeit sämtlicher Interessengruppen während der gesetzlichen Verankerung führen zu einer Veränderung der Konzepte, die sich teilweise weit von dem wissenschaftlichen Ansatz entfernt haben.

Häufig werden die Parameter der vorgestellten Regulierungsformeln erweitert bzw. durch zusätzliche Parameter ergänzt. Zusätzliche Parameter in der Regulierungsformel können mögliche Mengeneffekte (M)³¹⁴ berücksichtigen oder auch (Mindest-)Qualitätsstandards (Q) festlegen. Wie bereits erwähnt, können nicht berücksichtigte Mengeneffekte negative Auswirkungen auf die Anreizwirkung haben. Das Gleiche gilt bezüglich der Qualitätsstandards. Es kann nicht im Sinne des Regulierers sein, dass die Outputmenge eines Unternehmens zulasten der Qualität oder Sicherheit erhöht wird. Für außergewöhnliche Änderungen, die nicht durch das Unternehmen beeinflussbar sind, könnte ein weiterer Parameter Z (Cost-Pass-Through-Methode) sinnvoll sein. Jedoch ist ein solcher Parameter mit Vorsicht zu genießen, da Unternehmen leichtfertig beeinflussbare Kosten als nicht beeinflussbare Kosten darstellen könnten.

³¹³ Für weitere Kombinationsmöglichkeiten siehe auch 5.2.2.4 Hybride Ansätze.

³¹⁴ In Großbritannien, Norwegen und anderen Ländern werden Mengenschwankungen explizit in einer (Revenue-)Cap-Formel berücksichtigt: $R_t \leq R_{t-1} * (a * A_t / A_{t-1} + b * M_t / M_{t-1})$ mit $a+b=1$. Wobei A die Veränderungsraten der Anschlüsse und M die Veränderung der Mengen ausdrückt.

Weitere Modifikationen der Regulierungssysteme bestehen durch sogenannte „Profit-Sharing-Mechanismen“³¹⁵. Bekannte Gewinnaufteilungsmechanismen sind „Sliding Scale“ und „Glide Path“. Beide Mechanismen haben dabei einen wirkungsgleichen Ansatz, der darin besteht, mit einer Ex-post-Gewinnverteilung (Profit Sharing) die Summe der erzielten Gewinne oder Verluste auf das betroffene Unternehmen bzw. die Verbraucher aufzuteilen. Es wird bestimmt, wie bei einer überproportionalen Rendite eines regulierten Unternehmens die Überschüsse während oder in der nächsten Regulierungsperiode aufgeteilt werden können. Gewinnaufteilungsregeln können eine optimale Ergänzung zum Price Cap darstellen. D. Hawdon zeigt, dass ein Price Cap, der durch einen Slide Path ergänzt wird, signifikante Wohlfahrtsgewinne gegenüber einem Price Cap ohne Modifikation erzielt.³¹⁶ Es stellt sich heraus, dass Sliding Scales besonders attraktiv sind, wenn die Kostensenkungsmöglichkeiten nicht bekannt sind. Die Ergänzung um einen Sliding Scale ist jedoch mit hohem informatorischen Aufwand für den Regulierer verbunden, da neben einem akzeptablen Renditekorridor die Kapitalstruktur des regulierten Unternehmens bekannt sein muss. Darüber hinaus bedeutet die Kontrolle der Rendite einen signifikanten Eingriff in die Investitionstätigkeit der Unternehmen.³¹⁷

5.3 Rechtliche Grundlagen der Anreizregulierung in Deutschland

Mit § 21 Abs. 2 EnWG hat der Gesetzgeber das System der Kostenregulierung zur Bestimmung der Netzentgelte bestimmt. Die Entgelte müssen „... auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals ...“ gebildet werden. Sofern eine kostenorientierte Entgeltbildung im Sinne § 21 Abs. 2 EnWG erfolgt, ermöglicht der Gesetzgeber abweichend von der Bestimmung der Netzentgelte gemäß § 21 Abs. I - IV auch eine Methode zur Bestimmung der Netzentgelte, die auf Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (Anreizregulierung). Gemäß § 21a Abs. 6 ist die Bundesregierung ermächtigt, zusammen mit dem Bundesrat zu bestimmen, ob und ab welchem Zeitpunkt die Netzzugangsentgelte im Wege einer Anreizregulierung bestimmt werden. Zur Unterstützung der Bundesregierung bei der Entwicklung der Verordnung hatte die Bundesnetzagentur – in Zusammenarbeit

³¹⁵ Vgl. Grewe (1999), S. 30.

³¹⁶ Vgl. Hawdon (2005), S. 10f.

³¹⁷ Vgl. 1. Referenzbericht Anreizregulierung, S. 16.

mit den Ländern, der Wissenschaft und den betroffenen Wirtschaftskreisen – bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht vorzulegen.³¹⁸

Am 29.10.2007 wurde die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bestehend aus 5 Teilen mit 34 Paragrafen und drei Anlagen verabschiedet. Die Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen im Wege der Anreizregulierung soll ab dem 01.01.2009 erfolgen (gemäß § 1 ARegV).³¹⁹ Die Anreizregulierung soll die bisherige Kostenregulierung ablösen, jedoch wird mit Einführung der Anreizregulierung keine vollständige Abwendung von der Kostenregulierung stattfinden.

Der gewählte Regulierungsansatz ist ein hybrider Ansatz auf der Grundlage eines Revenue Caps. Damit hat sich der Ordnungsgeber für einen Regulierungsansatz entschieden, für den in seiner theoretischen Grundform weniger detaillierte Informationen notwendig sind als bei einem Price Cap. Durch die konkrete Ausgestaltung der deutschen Anreizregulierungsformel (Hybrider Ansatz der Revenue-Cap-Regulierung) wird der Informationsbedarf der Regulierungsbehörde jedoch gravierend gesteigert.³²⁰

Der Startzeitpunkt der Anreizregulierung sollte jedoch nicht über die umfangreichen Vorarbeiten, die bis dahin geleistet wurden und noch zu leisten sind, hinwegtäuschen. Bereits vor Beginn der Anreizregulierung wurden die Kosten der (Verteilnetz-)Netzbetreiber detailliert geprüft. Neben der Entgeltermittlung gemäß Netzentgeltverordnung wird dabei eine Effizienzprüfung vorgenommen, um extrem überhöhte Kosten zu korrigieren. Vor dem Start der ersten Anreizregulierungsperiode am 01.01.2009 ist eine Kostenprüfung durchzuführen, deren Ergebnis bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus und für die Bestimmung der Erlösobergrenzen dient. Damit kam dem zweiten Netzentgelt-Antragsverfahren (gemäß § 23a EnWG), das bis zum 30.09.2007³²¹ zu erfolgen hatte, eine entscheidende Bedeutung zu. Dass dem zweiten und letzten Netzentgeltantrag vor dem Übergang zur Anreizregulierung eine besondere Bedeutung zuteilwird und dieser auch zur Entwicklung einer Routine zur Netzentgeltfindung dienen könnte, war durchaus zu erwar-

³¹⁸ Am 30. Juni 2006 wurde der Bericht zur Anreizregulierung (gemäß § 112a) von der Bundesnetzagentur (M. Kurth) an das Wirtschaftsministerium (M. Glos) überreicht.

³¹⁹ Der 01.01.2008 als ursprünglich geplanter Starttermin für die Anreizregulierung wurde damit um ein Jahr überschritten.

³²⁰ Die genaue Ausgestaltung der Formel gemäß Verordnung wird in Kap. 5.4 betrachtet.

³²¹ Bei Betreibern von Stromnetzen war der Netzentgelt-Antrag bereits zum 30.06.2007 abzugeben.

ten.³²² Eine Übersicht über die Schritte hin zur Anreizregulierung und die ersten zwei Regulierungsperioden gibt Grafik 5 - 3.

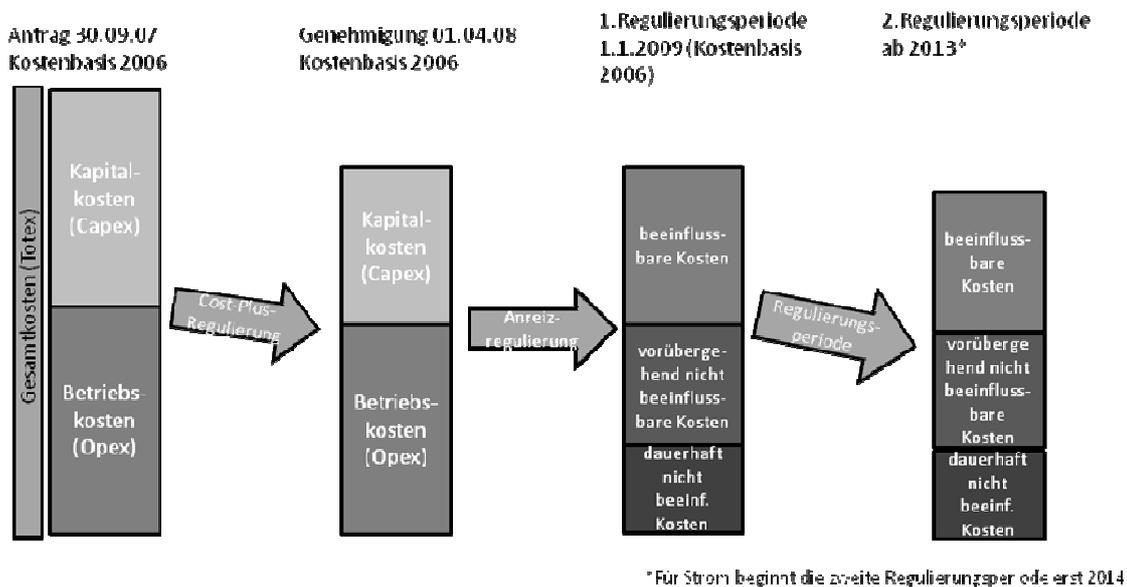


Abbildung 5 - 3: Der Weg zur Anreizregulierung³²³

Für den Netzentgeltantrag wurden die Gesamtkosten (Totex) der Netzbetreiber neben der gesetzlichen Vorgabe des § 23a EnWG auf der Grundlage der Entgeltverordnungen für Strom und Gas ermittelt. Der Gesamtkostenblock ist dabei in die Kapitalkosten und die Betriebskosten zu unterteilen. Der durch die Netzbetreiber beantragte Kostenblock wurde im Rahmen einer Kostenkontrolle durch die Regulierungsbehörde um Positionen gekürzt, die nach Auffassung der Regulierungsbehörde als nicht anrechnungsrelevant im Sinne der Verordnung sind bzw. durch die Regulierungsbehörde als überhöht beanstandet wurden. Aufgrund von Ermessensspielräumen der gesetzlichen Regelungen und Verordnungen sowie struktureller Unterschiede der mehr als tausend Netzbetreiber im Strom- und Gasbereich kam es zu gravierenden Unterschieden bei den Kostenbestandteilen der Netzentgeltanträge. Die Regulierungsbehörde hatte nun die Aufgabe, diese Anträge rechtskonform, diskriminierungsfrei und einheitlich zu beurteilen, um potenzielle Kürzungen³²⁴ vorzunehmen. Dass dieser Prozess ohne gerichtliche Einsprüche der Netzbetreiber vonstattengehen

³²² Während Döring (2007) die Entwicklung einer Routine zur Netzentgeltfindung aus dem zweiten Netzentgeltverfahren als nicht zu erwartend bezeichnet, weisen Zander und Opatrzil (2007) rechtzeitig auf die Bedeutung und eine solche mögliche Entwicklung hin. Vgl. Döring (2007), S. 16 und Zander (2007), S. 1.

³²³ In Anlehnung an Döring (2007), S. 20.

³²⁴ Kürzungen von 30 oder mehr % waren bei der Genehmigungsrunde keine Ausnahme. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die tatsächliche Kürzung der Netzentgelte häufig bei deutlich unter 10 % lag.

würde, war nicht zu erwarten. Aufgrund der Möglichkeit der Streitparteien³²⁵, die verschiedenen gerichtlichen Instanzen³²⁶ anzurufen, bestand wenig Aussicht auf ein zügiges abschließendes Urteil. Das endgültige Urteil des BGH vom 14.08.2008, in dem die Kürzung der Netzentgelte im Wesentlichen bestätigt wurde, kam erst nach dem Beginn der zweiten Regulierungsperiode.³²⁷ Durch diese prozessualen Schritte wurde die zweite Netzentgelt-runde der Bundesnetzagentur begonnen, bevor eine endgültige Klarheit und Rechtssicherheit über die Bescheide der ersten Genehmigungsrunde bestanden. Auch ist die beschleunigte Bearbeitung der Bundesnetzagentur als bedenklich zu sehen.³²⁸ Die Alternative eines weiter verzögerten Starts der Anreizregulierung wäre jedoch aus Sicht des Autors nicht vertretbar gewesen.

Auf der Grundlage der letzten genehmigten Entgelte (01.04.2008) wurden Routinen, die zur Netzentgeltfindung dienen, entwickelt. Gleichzeitig wurden die Kostenblöcke Kapitalkosten und Betriebskosten in die Kostenblöcke beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenblöcke – entsprechend den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes und der Anreizregulierungsverordnung – überführt.³²⁹

5.4 Konkrete Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung

Die in § 7 ARegV i. V. m. Anlage 1 festgelegte Regulierungsformel lautet:

³²⁵ Dazu gehören vor allem die Netzbetreiber auf der einen Seite (Kläger) und die Regulierungsbehörde/staatlichen Institutionen (Beklagter) auf der anderen Seite.

³²⁶ Das OLG Düsseldorf hatte in einem ersten Verfahren die Kürzung der Durchleitungsgebühren durch die Bundesnetzagentur im Wesentlichen als rechtens befunden, gleichzeitig die kostenmindernde Berücksichtigung aufgrund von vergangenen Mehrerlösen der Netzbetreiber abgelehnt. Daraufhin machten beide Streitparteien von ihrem Recht Gebrauch, vor den BGH zu ziehen. Vgl. FAZ.NET (2008), S. 1.

³²⁷ Vgl. Strom-Magazin (2008), S. 1.

³²⁸ Vgl. Döring (2007), S. 16 und 18.

³²⁹ Während das Energiewirtschaftsgesetz eine Unterscheidung in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile vorsieht (§ 21a Abs. 4), wird in der Anreizregulierungsverordnung bei den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zwischen den Kategorien dauerhaft nicht beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen unterschieden (§ 11 ARegV).

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + Q_t + S_t$$

EO_t	Erlösobergrenze im Jahr t
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer (dnb) Kostenanteil (KA) im Jahr t
$KA_{vnb,0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer (vnb) Kostenanteil (KA) bezogen auf das Basisjahr (t=0)
$KA_{b,0}$	beeinflussbarer Kostenanteil (KA) bezogen auf das Basisjahr (t=0)
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen im Jahr t
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr (t=0)
PF_t	Produktivitätsfaktor im Jahr t
EF_t	Erweiterungsfaktor im Jahr t
Q_t	Qualitätselement im Jahr t
S_t	Saldo des Regulierungskontos im Jahr t

Formel 5 - 4: Die deutsche Anreizregulierungsformel

Die deutsche Regulierungsformel enthält neben den bereits bekannten Parametern aus der Standardform des Revenue Cap weitere Elemente, die im Folgenden genauer analysiert werden. Auffallend ist, dass sich der zu „berücksichtigende Umsatz r_t “³³⁰ in verschiedenen Parametern der deutschen Regulierungsformel wiederfindet. Dabei sind insbesondere die unterschiedlichen mengengewichteten Kostenanteile (KA) zu beachten. Im Unterschied zur Vorgabe des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 21a Abs. 4 EnWG), das eine Einteilung der Kosten in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile vorsieht, gibt es in der Anreizregulierungsverordnung (§ 11 ARegV) eine weitere Untergliederung der nicht beeinflussbaren Kostenanteile in dauerhaft nicht beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bzw. Erlöse sind in § 11 Abs. 2 in einer abschließenden Aufzählung festgelegt³³¹.

³³⁰ Während in der Grundform sämtliche mengengewichteten Umsätze in Revenue-Formel mit nur einem Parameter r_t ausgedrückt werden können, sieht die deutsche Regulierungsformel hierfür mehrere Parameter vor. Siehe hierzu Kapitel 5.4.

³³¹ Gemäß § 11 Abs. 2 gehören hierzu die gesetzlichen Abnahme-/Vergütungspflichten (Nr. 1), Konzessionsabgaben (Nr. 2), Betriebssteuern (Nr. 3), Kosten für Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4), das genehmigte Investitionsbudget (Nr. 6), Kosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln (Nr. 7), Vergütungen für dezentrale Einspeisungen (Nr. 8), Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich (Nr. 8a), Kosten für betriebliche oder tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen [bei Abschluss vorm 31.12.2008] (Nr. 9), Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr. 10), Kosten für Berufsaus- und Weiterbildung im Unternehmen und für Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Nr. 11), pauschalisierte Investitionszuschläge (Nr. 12) und die Auflösung von Baukostenzuschüssen (Nr. 13).

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten sind nicht vordefiniert, sondern ergeben sich durch die Multiplikation der Gesamtkosten mit dem bereinigten Effizienzwert³³² nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile.

Den dritten Kostenanteil bilden die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$). Diese ergeben sich durch Subtraktion der beiden anderen Kostenbestandteile ($KA_{vnb,0}$ und $KA_{dnb,t}$) von den Gesamtkosten. Die beeinflussbaren Kosten werden mit dem Verteilungsfaktor zum Abbau von Ineffizienzen multipliziert. Damit kommt dem Verteilungsfaktor die Aufgabe zu, die ermittelten Ineffizienzen ($KA_{b,0}$) über eine oder mehrere Regulierungsperioden gleichmäßig abzubauen.³³³ Grundsätzlich soll der Abbau von Ineffizienzen innerhalb einer Regulierungsperiode stattfinden. Für die erste Regulierungsperiode wird der Verteilungsfaktor allerdings so gestreckt, dass der Abbau der Ineffizienzen erst am Ende der zweiten Regulierungsperiode abgeschlossen ist (gem. § 16 Abs. 1). Da die ersten zwei Regulierungsperioden für Gas 9 Jahre³³⁴ und für Strom 10 Jahre betragen, würde der Verteilungsfaktor jedes Jahr um 1/9 bzw. 1/10 zunehmen.

Für die Berücksichtigung der Inflation wurde der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichte Verbraucherpreisindex (VPI) gewählt. Der Verbraucherpreisindex des vorletzten Jahres vor dem Start der Anreizregulierung (VPI_t) wird ins Verhältnis zum Verbraucherpreisindex des Basisjahres (VPI_0) gesetzt. Damit gilt für das erste Jahr $VPI_{2007} / VPI_{2005} = 103,9/100 = 1,039$ ³³⁵.

Der generelle sektorale Produktivitätsindex (PF_t) wird errechnet, indem die Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt (PF_{nw}) vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt (PF_{gw}) und die Abweichung der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung (EP_{gw}) von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung (EP_{nw}) errechnet wird (§ 9 Abs. 1). Die Verordnung gibt für die erste Regulierungsperiode einen Wert von 1,25 % und für die zweite Regulierungsperiode einen Wert von 1,5 % vor.

$$PF_t = PF_{nw} - PF_{gw} + EP_{gw} - EP_{nw}$$

³³² Der bereinigte Effizienzwert (gemäß §15 ARegV) stellt einen Aufschlag auf den durch die Regulierungsbehörde ermittelten Effizienzwert dar. Der bereinigte Effizienzwert ermöglicht dem Netzbetreiber, Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe und damit nicht berücksichtigte Kosten anzusetzen. Notwendige Bedingung hierfür ist, dass die nicht berücksichtigten Kosten mindestens 3 % der Gesamtkosten ausmachen.

³³³ Soll der Abbau der Ineffizienzen in z. B. 3 Jahren stattfinden, so würde $V_1=1/3$; $V_2=2/3$; $V_3=1$ betragen.

³³⁴ Die erste Regulierungsperiode für Gas beträgt nur 4 Jahre statt normalerweise 5 Jahre. Begründet wird das unterschiedliche Ende der Regulierungsperioden in Strom und Gas damit, dass dadurch eine Entlastung der Behörden und Betriebe stattfindet und die Entwicklung bei Gas noch nicht so weit fortgeschritten sei. Vgl. Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg S. 12.

³³⁵ Der VDI-Wert für 2007 wurde als Mittelwert aus den Monatswerten des Jahres 2007 gebildet. Vgl. <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/>.

Formel 5 - 5: Ermittlung des Produktivitätsindex (PF_t)

Das Gesamtergebnis aus Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor wird mit dem Erweiterungsfaktor multipliziert und wirkt sich damit direkt auf die zugelassene Erlösobergrenze (EO_t) aus.

Durch den Erweiterungsfaktor (EF_t) ist es dem Regulierer möglich, auf nachhaltig geänderte Versorgungsaufgaben eines Netzbetreibers während der Regulierungsperiode zu reagieren. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe kann sich z. B. durch Erschließung neuer Versorgungsgebiete oder aufgrund der Bevölkerungsentwicklung in einer Region ergeben. Sie liegt vor, wenn sich die Fläche des versorgten Gebietes, die Anzahl der Anschluss-/Ausspeisepunkte³³⁶ in den Netzen oder die Jahreshöchstlast dauerhaft in erheblichem Umfang ändern.³³⁷ Weiterhin ist die Regulierungsbehörde ermächtigt, zusätzliche relevante Parameter festzulegen. Mit zusätzlichen Parametern besitzt die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, auch die unterschiedlichen Erschließungs- und Anschlussgrade in der Gasversorgung adäquat zu erfassen.

Der Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV wird nach den Formeln in Anlage 2 ARegV ermittelt:

$$EF_{t_Netz} = 1 + \frac{1}{2} * \max\left(\frac{F_t - F_0}{F_0}; 0\right) + \frac{1}{2} * \max\left(\frac{AP_t - AP_0}{AP_0}; 0\right)$$

Formel 5 - 6: Formel zur Bestimmung des Erweiterungsfaktors (EF_{t,Netz})

$$EF_{t_Regelanlagen} = 1 + \max\left(\frac{L_t - L_0}{L_0}; 0\right)$$

Formel 5 - 7: Formel zur Bestimmung des Erweiterungsfaktors (EF_{t,Regelanlage})

Zu unterscheiden ist der Erweiterungsfaktor, der das Netz (EF_{t,Netz}) betrifft, und der Erweiterungsfaktor (EF_{t,Regelanlagen}), der die Regelanlagen³³⁸ betrifft. Der Erweiterungsfaktor für das Netz wird anhand der versorgten Fläche (F_t) und der Anzahl der Ausspeisepunkte (AP_t)

³³⁶ Beim Gas spricht man von Ausspeisepunkten, während beim Strom die Rede von Anschlusspunkten ist.

³³⁷ Von einer erheblichen Änderung kann gesprochen werden, wenn sich die Gesamtkosten eines Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um mindestens 0,5 % erhöhen (§ 10 Abs. 2 ARegV).

³³⁸ Regelanlagen sind wieder ein gasspezifischer Begriff, das Pendant im Strom heißt Umspannebenen.

ermittelt. Es wird jeweils das Maximum aus der relativen Veränderung der versorgten Fläche und null sowie das Maximum der relativen Veränderung der Ausspeisepunkte und null errechnet. Beide Parameter gehen zu gleichen Teilen in den Erweiterungsfaktor_{Netz} ein. Für den Erweiterungsfaktor für Regelanlagen ($EF_{t,Regelanlagen}$) ist nur ein Parameter – die Last (L_t) – relevant. Auch hier wird das Maximum der relativen Veränderung der Last und null ermittelt.³³⁹

Ein weiteres Element der Anreizregulierungsformel ist der Qualitätsfaktor (Q_t). Durch dieses Element ist es der Regulierungsbehörde möglich, Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze vorzunehmen. Die Qualität eines Netzes wird durch die Netzzuverlässigkeit³⁴⁰ und die Netzleistungsfähigkeit beschrieben. Kennzahlen zur Bestimmung der Netzzuverlässigkeit sind die Dauer (1) und Häufigkeit (2) der Unterbrechung der Energieversorgung, die Menge (3) der nicht gelieferten Energie sowie die Höhe (4) der nicht gedeckten Last (§ 20 Abs. 1). Für die Netzleistungsfähigkeit können die Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen und die Dauer des Einspeisemanagements nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz stehen (§ 20 Abs. 5). Sofern der Regulierungsbehörde keine hinreichend belastbaren Daten zur Beurteilung des Qualitätselements vorliegen, soll das Qualitätselement für Strom in der zweiten und bei Gas zur bzw. erst im Laufe der zweiten Regulierungsperiode starten.³⁴¹

Der letzte Parameter steht für das Regulierungskonto (S_t). Das Regulierungskonto enthält die Differenzen, die sich aufgrund der vorgegebenen Erlösobergrenze und den tatsächlichen Erlösen³⁴² des Netzbetreibers ergeben.³⁴³ Das Regulierungskonto wird bei der Regulierungsbehörde geführt. Der Saldo des Kontos wird im letzten Jahr der Regulierungsperiode für die vorangegangenen Jahre bestimmt. Die sich ergebenden Zu- und Abschläge sind zu verzinsen und gleichmäßig über die kommende Regulierungsperiode zu verteilen.

³³⁹ Während bei Gas der Erweiterungsfaktor unabhängig von den Druckstufen für das gesamte Netz/die Regelanlagen ermittelt wird, wird beim Strom zwischen den Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung unterschieden. Dazu wird in den Formeln für Strom jeder Parameter der obigen Formel um die Ebene i erweitert.

³⁴⁰ Gemäß § 19 Abs. 3 beschreibt die Netzzuverlässigkeit die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren und die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.

³⁴¹ Die Formulierung in der Verordnung lässt darauf schließen, dass das Qualitätselement frühestens zur zweiten Regulierungsperiode Anwendung findet, da neben den vorgeschlagenen Startzeitpunkten die endgültige Entscheidung zur Einführung des Qualitätselements bei der Bundesnetzagentur liegt (§ 20 Abs. 2).

³⁴² Die Differenz entsteht unter anderem aufgrund der tatsächlichen Mengenentwicklung, die i. d. R. von den vorher geschätzten Mengen abweicht.

³⁴³ Gleiches gilt für die tatsächlich entstandenen Kosten und die in der Erlösobergrenze berücksichtigten Kosten.

5.5 Beurteilung des Modells der deutschen Anreizregulierung

Die in der Anreizregulierungsverordnung dargestellte Formel zur deutschen Anreizregulierung stellt ein sehr komplexes und theoretisch ausgewogenes Regulierungssystem dar. Der Erfolg der Anreizregulierung hängt jedoch entscheidend von den durch die Bundesnetzagentur ermittelten Ergebnissen ab. Zentralen Einfluss hat der durch die Bundesnetzagentur durchzuführende Effizienzvergleich (§ 12 ARegV). Die Analyse der Bundesnetzagentur muss objektiv, diskriminierungsfrei und nachvollziehbar sein, um möglichen gerichtlichen Einsprüchen der Netzbetreiber frühzeitig die Grundlage zu entziehen.

Bereits durch konkrete Vorgaben in der Verordnung ergeben sich nach Meinung des Autors einige unerwünschte Effekte. Auf diese wird im Folgenden eingegangen. Von den 14 vordefinierten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen sind besonders die Nr. 9 bis 11 kritisch zu hinterfragen. § 11 Abs. 2 Nr. 9 ermöglicht, die Kosten, die aus betrieblichen und tariflichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen in der Zeit vor dem 31.12.2008 abgeschlossen wurden, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzusetzen. Es ist durchaus nachvollziehbar, dass die in der Vergangenheit eingegangenen Verpflichtungen durch die Netzbetreiber als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesetzt werden können.³⁴⁴ Dass sich die Anrechenbarkeit aber nicht bis zum Jahresende der Kostenbasis für den Netzentgeltantrag (31.12.2006) oder zumindest auf einen Zeitraum, der deutlich vor Verabschiedung der Anreizregulierungsverordnung gilt, ist nicht verständlich. Durch die Ansetzbarkeit der Kosten für Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen für Abschlüsse, die vor dem Jahresende getätigt werden, animiert der Ordnungsgeber zu zusätzlichen (unnötigen) Abschlüssen.³⁴⁵

Auch die Berücksichtigung von Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr. 10) und die Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen sowie die Kosten für Betriebskinderstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Nr. 11) ist kritisch zu beurteilen. Diese Kosten stehen in keinem originären Zusammenhang mit den

³⁴⁴ Eigentlich wäre hier die Bezeichnung vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten sinnvoller. Durch die Betrachtung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten jeweils zum Zeitpunkt t wird aber genau dies erreicht. Außerdem ist die Begrifflichkeit „vorübergehend nicht beeinflussbar“ schon für einen anderen Sachverhalt in der Verordnung belegt.

³⁴⁵ Auffallend hierbei ist, dass noch im Entwurf der Anreizregulierungsverordnung vom 4. April die Ansetzungsfrist auf Abschlüsse bis zum 31.12.2006 begrenzt war und erst nach der finalen Verabschiedung mit Zustimmung des Bundesrates auf den 31.12.2008 verlängert wurde.

Tätigkeiten eines Netzbetreibers und sollten deswegen kein Bestandteil der später angesetzten „Betriebskosten“ sein.³⁴⁶

Die durch die Regulierungsformel vorgesehenen drei Kostenanteile ermöglichen eine differenzierte Beurteilung von unterschiedlichen Kosten der Netzbetreiber. Aufgrund der pauschalen Definition der beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile³⁴⁷ wird die Möglichkeit zu differenzieren allerdings stark eingeschränkt. Wie groß der Kostenanteil beeinflussbar und der Kostenanteil vorübergehend nicht beeinflussbar ist, hängt ausschließlich vom bereinigten Effizienzwert ab. Die beiden Kostenanteile beeinflussen jedoch unterschiedlich die Höhe der Erlösgrenze. Gemäß Regulierungsformel wirkt der Verteilungsfaktor ausschließlich auf die beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{b,0}$). Damit tragen die beeinflussbaren Kostenanteile zu einer deutlich zügigeren Senkung der Erlösobergrenze bei als die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten. Der Netzbetreiber hat damit einen Anreiz, möglichst viele Kosten als zumindest vorübergehend nicht beeinflussbar kategorisieren zu lassen. Dies erreicht er, sofern er nachweist, dass der für ihn ermittelte Effizienzwert nicht adäquat ermittelt wurde. Oder indem er zeigt, dass der für ihn ermittelte Effizienzwert seiner besonderen Versorgungsaufgabe nicht gerecht wird und seine Kosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs mindestens 3 % höher liegen (§ 15 AregV). Aufgrund zahlreicher Kriterien – wie z. B. der unterschiedlichen Größe der Netzbetreiber, gebietsstruktureller Unterschiede, Abschreibungsstand der Anlagegüter etc. – werden die Netzbetreiber versuchen, die Besonderheiten ihrer Versorgungsaufgabe darzustellen. Gelingt dies, ist die Regulierungsbehörde verpflichtet, einen Aufschlag auf den von ihr ermittelten Effizienzwert zu gewähren (bereinigter Effizienzwert) und so eine Verschiebung zugunsten der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten.

Die scheinbare bessere Untergliederung in drei Kostenblöcke hat damit nicht unmittelbar zu einer Verbesserung der Regulierungsmethode geführt. Vielmehr wurde durch die Aufspaltung in vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kostenanteile ein komplexeres System geschaffen, in dem der bereinigte Effizienzwert eine entscheidende Rolle spielt. Wäre der Verordnungsgeber dem Gesetz gefolgt und hätte nur die Kostenanteile der dauerhaft nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kosten gewählt, könnte über den Verteilungsfaktor und den Erweiterungsfaktor ein ebenso effektives System etab-

³⁴⁶ Die Würdigung des sozialen Engagements einzelner Netzbetreiber sollte der Gesetzgeber auf einen anderen Weg berücksichtigen, z. B. durch Steuererleichterungen. Die hier stattfindende Vermischung von relevanten und nicht relevanten Kosten des Netzbetriebs sollte jedoch vermieden werden.

³⁴⁷ Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{vnb}) ergeben sich durch Multiplikation der Gesamtkosten mit dem bereinigten Effizienzwert nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{dnb}). Die beeinflussbaren Kosten (KA_b) ergeben sich wiederum durch die Differenz aus Gesamtkosten und dauerhaft sowie vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

liert werden. Dass die Wirkung des Verteilungsfaktors (individuelle Effizienzvorgabe) noch nicht abschließend austariert ist, zeigt auch, dass der Verteilungsfaktor in der ersten Regulierungsperiode so bestimmt wird, dass der Abbau von Ineffizienzen erst nach zwei Perioden abgeschlossen sein soll. Durch § 16 Abs. 2 ARegV wird diese Regelung zusätzlich abgeschwächt. Der Netzbetreiber kann von seiner individuellen Effizienzvorgabe abweichen, sofern er nachweist, dass er die individuelle Effizienzvorgabe nicht erreichen bzw. übertreffen kann.

Die Berücksichtigung der Inflation findet über die relative Gewichtung des Verbraucherpreisgesamtindex statt. Da der Index veröffentlicht wird, genügt er den Anforderungen einer transparenten und einfach ermittelbaren Inflationsrate. Ob es für die Inflationsrate einen besser geeigneten Index gibt, soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden.³⁴⁸

Für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor hat sich der Verordnungsgeber eine komplexere Berechnungsmethode ausgedacht. Er bestimmt zunächst den gesamtwirtschaftlichen zum netzwirtschaftlichen Produktivitätsindex. Hierzu addiert er die gesamtwirtschaftliche zur netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung.³⁴⁹ Diese komplexere Berechnung des Produktivitätsfaktors geht zulasten der Transparenz, da die Zahlen nicht unmittelbar ermittelbar sind.

Die Vorgaben für den Produktivitätsfaktor in der ersten und zweiten Regulierungsperiode sind 1,25 % bzw. 1,5 %. Dass diese Zahlen politisch gewollt statt wirklich errechnet wurden, ist offensichtlich. Ein Indiz hierfür ist, dass im Entwurf für die Anreizregulierung noch ein Wert von 1,5 % für die erste und kein Wert für die zweite Periode festgelegt waren. Die Festlegung der Produktivitätsfaktoren für die erste und zweite Regulierungsperiode schränkt eine effektive Regulierung ein. Erkenntnisse während der ersten Periode können nicht mehr in den Produktivitätsfaktor für die zweite Periode eingehen. Weiterhin ist zu kritisieren, dass der Produktivitätsindex für die zweite Periode größer ist als der für die erste Periode. Gerade in regulierten Bereichen sollten die möglichen Produktivitätssteigerungen – im Vergleich zur Gesamtwirtschaft – im Laufe der Zeit abnehmen. Ein Produktivitätsfaktor größer null ist so lange notwendig, bis sich die Produktivität der Gesamtwirtschaft und des regulierten Bereichs angepasst haben. Die Festlegung eines geringeren Faktors in der ersten als in der zweiten Periode widerspricht diesem Gedanken.

³⁴⁸ Im Zuge der Weltwirtschaftskrise ist es jedoch fraglich, ob eine Anpassung an die Inflation mit einem Versatz von einem Kalenderjahr angemessen erscheint oder ob flexiblere Instrumente gewählt werden müssen, um die tatsächliche Inflation besser abzubilden.

³⁴⁹ Siehe auch Formel 5 - 5.

Die derzeitige weltweite Rezession, die ihren Ursprung in der Finanzkrise hatte, zeigt, wie gravierend sich Inputparameter eines Modells verändern können. Die Festschreibung des Produktivitätsfortschritts für ein Jahrzehnt oder die starre Anwendung der definierten Inflationsparameter des Vorjahres kann durchaus zu Verzerrungen bei der Anreizregulierung führen. Es ist wünschenswert, dass der europäische und deutsche Gesetzgeber flexible Möglichkeiten finden, um auf solch außergewöhnliche Ereignisse entsprechend reagieren zu können.

Weiterhin ist zu kritisieren, dass innerhalb der EU verschiedene nationale Regulierungen existieren. Dadurch können Wettbewerbsnachteile in einzelnen Ländern entstehen. Durch die deutsche Anreizregulierungsverordnung, die den Landesregulierungsbehörden Sonderregelungen einräumt, wird dieser Sachverhalt noch verstärkt. Es ist zu befürchten, dass keine deutschlandweite Regulierung durch die Bundesnetzagentur stattfindet, sondern teilweise eine Regulierung, die abhängig von den Regulierungsbehörden in den Bundesländern ist. Dies gilt insbesondere für Ausnahmen bei der Bestimmung des Qualitätsfaktors gem. § 20 Abs. 4, aber auch für die Besonderheiten gemäß der De-minimis-Regelung. Das individuelle Entscheidungsrecht der Bundesländer sollte im Rahmen einer Harmonisierung weitgehend begrenzt werden, um zu einheitlichen Regelungen zu gelangen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Anreizregulierung dem deutschen Gesetz- und Verordnungsgeber ein wirkungsvolles und, aufgrund ihrer Ausgestaltungsmöglichkeiten, flexibles Instrument zur Verfügung stellt. Bis auf einige verbesserungsfähige Aspekte der deutschen Anreizregulierung (-sformel), ist durch diese Form der Entgeltregulierung eine adäquate Entgeltbestimmung möglich. Aufgrund der fehlenden deutschen Erfahrung mit dieser Form der Entgeltregulierung wird eine endgültige Bewertung allerdings erst nach dem Praxistest ab 01.01.2008 möglich sein.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Liberalisierung der nationalen Energiemärkte wird in der Europäischen Union seit vielen Jahren betrieben. Während einzelne Gasmärkte wie z. B. der niederländische oder der britische als vollständig liberalisiert gelten, sind andere Märkte wie der französische oder deutsche Gasmarkt dieser Entwicklung hinterher. Ursachen für diese Entwicklung gibt es zahlreiche. Ein zentraler Grund liegt in der historisch gewachsenen Struktur des deutschen Gasmarktes. Anders als z. B. der niederländische, britische oder französische Markt, die durch nur einen überregionalen Ferntransportnetzbetreiber gekennzeichnet sind, besteht der deutsche Erdgasmarkt auf allen Netzebenen aus einer Vielzahl von Netzbetreibern. Die deutschen Netzeigentümer besitzen durch ihre im Grundgesetz verankerten Eigentumsrechte Mitspracherechte bei der Verwendung ihres Eigentums.

Der freie Leitungsbau und die Einführung von Gebietsmonopolen, die sich überwiegend in privater Hand befanden, haben dazu geführt, dass nicht ein, sondern zahlreiche überregionale Ferntransportnetze und verschiedene Eigentümer im deutschen Markt existieren. Damit ist die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes deutlich komplexer als z. B. die des britischen oder des französischen Marktes, in denen nur ein Staatsmonopol existierte. Aufgrund der höheren Komplexität des deutschen Gasmarktes und der Informationsasymmetrien, die zwischen Regulierer und Energieversorgungsunternehmen lagen bzw. noch liegen, war der Ansatz einer selbst auferlegten Regulierung im Rahmen der Verbändevereinbarung durchaus richtig. Dadurch konnte der Gesetzgeber Informationsasymmetrien abbauen und nur dort eingreifen, wo ein Eingriff notwendig war. Dass sich die verschiedenen Marktparteien mit ihren individuellen Interessen bei Detailfragen nicht abschließend einigen konnten und sich am Ende gegenseitig blockierten, war eine in demokratischen Gesellschaften nicht außergewöhnliche Entwicklung.

Auch das relativ späte Eingreifen in den Prozess durch eine übergeordnete staatliche Instanz lässt sich damit erklären, dass eine abschließend theoretische Durchdringung sämtlicher fachlichen Einzelfragen gefehlt hat und teilweise bis heute fehlt. Der Gesetzgeber wollte vermeiden, in einer so zentralen Industrie wie der Energiebranche durch übertriebene Eingriffe negative Wirkungen auf die Gesamtwirtschaft zu verursachen. Ob die zögerliche Haltung des Gesetzgebers richtig war, ist schwer zu beurteilen, da eine damalige potenzielle Alternative nicht exerciert wurde und Ex-post-Aussagen grundsätzlich einfacher sind.

Das rundum erneuerte Energiewirtschaftsgesetz von 2005 und die neuen Verordnungen stellen einen Systemwechsel dar. Der deutsche Gesetzgeber hat sich für einen Wechsel vom Ansatz der Selbstregulierung zur normierenden Regulierung entschieden. Da Gesetze und Verordnungen eine Signalwirkung für die Marktteilnehmer besitzen, wurde frühzeitig versucht, den Gesetzgebungsprozess zu beeinflussen. Da keine abschließende theoretische Betrachtung vor dem Gesetzgebungsprozess stattgefunden hatte bzw. möglich war, wurden mit dem ENWG 2005 allgemeine Rahmenbedingungen vorgegeben.

Auf dieser Grundlage konnten weitere konkretisierende Schritte erfolgen. Die Verabschiedung der Zugangs- und Entgeltverordnungen unmittelbar nach der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes haben zu einer weiteren Prozessstabilität geführt. Dennoch wurde schnell deut-

lich, dass zahlreiche Ausführungen der Verordnungen nicht für die praktische Umsetzung ausreichen bzw. im Rahmen des Fortschritts der Liberalisierung modifiziert werden mussten. Es wurden zusätzliche Leitfäden entwickelt und Beschlüsse abgewartet. Dadurch konnten die Schritte zur deutschen Gasmarktliberalisierung/-regulierung etappenweise weiterentwickelt und modifiziert werden. Gleichzeitig wurden aber auch Widersprüche in den verschiedenen Texten und Beschlüssen zu bereits bestehenden Rechtsgrundlagen geschaffen. Hierbei gilt nicht, dass die am aktuellsten verabschiedeten Dokumente/Leitfäden grundsätzlich Weisungscharakter besitzen. Solange höherrangiges Recht Interpretationsspielräume lässt, können einzelne Marktteilnehmer sich auf dies bis zu einer endgültigen richterlichen Entscheidung bzw. Weisung des Gesetzgebers berufen.

Durch die Komplexität des Systems und der möglichen Einflussparameter (z. B. Entwicklung der europäischen Richtlinien, der deutschen Gesetzgebung, der deutschen Verordnungen/Vereinbarungen oder sonstigen Beschlüssen) gab und gibt es teilweise widersprüchliche Aussagen. Dies wurde bei Aussagen der Bundesnetzagentur und Vorschriften in den Kooperationsvereinbarungen deutlich, aber auch im Rahmen des ersten Themenblocks zur Liberalisierung, dem Gasnetzzugang, und auch beim zweiten Themenblock, der Entgeltermittlung.

Beim Gasnetzzugang bestehen Widersprüche zwischen Gasnetzzugangsverordnung, Kooperationsvereinbarung, Leitfäden usw. Auch stehen noch zu klärende Aspekte zwischen den Marktparteien aus. Dies wurde u. a. bei der Einführung des neuen Bilanzkreisregimes deutlich. Die ausführliche Stellungnahme der Bundesnetzagentur und die intensiven Auseinandersetzungen zwischen den Marktparteien zeigten, dass kein abschließender Konsens gefunden wurde und weitere Entscheidungen und Beschlüsse abzuwarten sind. Dies gilt auch bei der Konsolidierung der Marktgebiete.

Im November wurde bekannt, dass das Ministerium an einer (kurzfristigen) Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung arbeitet. Dies ist ausdrücklich zu begrüßen. Da die Gasnetzzugangsverordnung in der rechtlichen Hierarchie direkt unter dem Energiewirtschaftsgesetz steht, ist eine Vereinheitlichung und zusätzliche Rechtssicherheit beim Gasnetzzugang zu erwarten.

Auch bei der Entgeltbestimmung besteht zukünftig weiterer Abstimmungsbedarf insbesondere zwischen den sich überschneidenden Anwendungsbereichen der Gasnetzentgelt- und Anreizregulierungsverordnung. Die teilweise widersprüchlichen und sich überschneidenden Aussagen bei der Entgeltermittlung im Rahmen der Gasnetzentgelt- und Anreizregulierungsverordnung sollten abschließend geklärt werden. Auch dürfte die praktische Ausgestaltung und Anwendung der Anreizregulierung(-sverordnung) im kommenden Jahr für erheblichen Gesprächsbedarf sorgen.

Abschließend lässt sich sagen, dass sich in den letzten Jahren die Struktur der deutschen Gaswirtschaft entscheidend verändert hat und große Schritte zu mehr Wettbewerb im Gassektor vollzogen wurden. Die Liberalisierung durch Regulierung hat viele kritische Punkte offengelegt und gezeigt, dass eine Marktöffnung nicht nur positive Auswirkungen hat. Auch der Liberalisierungsprozess auf den „europäischen Vorzeigemärkten“ wie z. B. Großbritannien und Niederlande wurde nicht problemlos abgewickelt und unterliegt einem stetigen Wandel.

Sowohl bei der innereuropäischen Koordination der Energiemärkte als auch im deutschen Markt sind weitere Impulse zur Liberalisierung zu erwarten. Aufgrund neuer Erkenntnisse und Ereignisse bleibt der Wandel auf dem deutschen Gasmarkt auch in den nächsten Jahren ein spannendes Themengebiet.

Literaturverzeichnis

- Adam, Dietrich (2000): Investitionscontrolling, 3. Auflage, Oldenburg.
- Alai, Pooya/Gray, Robert/Hurley, Michel und Matharu, Andrew (2004): Rising liquidity in the LNG market, in: Petroleum Economist (Hrsg.) Fundamentals of Gas Shipping 2004, Petroleum Economist, Sigtto 25 years, S. 40 - 43.
- Alazard, Nathalie (1996): Technical and Scientific Progress in Petroleum Exploration-Production: Impact on Reserves and Costs, in: Energy Exploration and Exploitation, Vol. 14, Nr. 2, S. 103 - 118.
- Armstrong, Marc/Cowan, Simon/ Vickers, John (1994): Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience, Cambridge.
- Babusiaux, Denis und Boy de la Tour, Thierry (1999): Technology Improvements in the Petroleum Industry and the Impact on Costs, in: Energy Exploration and Exploitation, Vol. 17, Nr. 2, S. 111 - 121.
- Baetge, Jörg/Kirsch, Hans-Jürgen/Thiele, Stefan (2002): Bilanzierung, 6. aktualisierte Auflage, Düsseldorf.
- Behr, Giorgio und Caliz, Stefan (2001): Schwächen der herkömmlichen Bewertungsmethoden und notwendige Anpassungen, in: Der Schweizer Treuhänder 11, S. 1139 - 1146, [http://www.unisg.ch/org/aca/behf/nsf/0/6a00395255f75851c12569ae0033d4b5/\\$FILE/ST_11_01b.pdf](http://www.unisg.ch/org/aca/behf/nsf/0/6a00395255f75851c12569ae0033d4b5/$FILE/ST_11_01b.pdf) (AVL, 26.03.2005 letzter Zugriff).
- Bellalah, Mondher (2003): On irreversibility, sunk costs and investment under incomplete information, in: Real R&D Options, Paxsaon, Dean A. (Hrsg.), S. 11 - 29.
- Berliner Landgericht (2003): Urteil zur Verbändevereinbarung Gas.
- Bergschneider, Claus (1998): Durchleitungsrechte – Chancen und Risiken aus Sicht eines Gasunternehmers, S. 105 - 129, in: Risk Management in der Energiewirtschaft, Burger Michael, Wiesbaden.

- Bitz, Michael/Ewert, Jürgen und Terstege, Udo (2004): Finanzwirtschaft und Banken – Investitionsmanagement, FernUniversität Hagen, Hagen.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2006): Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen, S. 1 - 12, Berlin.
- Bne (Bund neuer Energieanbieter) (2003): Energiemarkt Chronik, S. 1 - 4.
- Borchers, Henning (2005): Abschreibungsmethoden und Netznutzungsentgelte in der Energiewirtschaft; bne Kompass, Januar, S. 1 - 15.
- British Petroleum (2007): BP Statistical Review of World Energy; 56th edition; siehe http://www.deutschebp.de/liveassets/bp_internet/germany/STAGING/home_assets/assets/deutsche_bp/broschueren/statistical_review_of_world_energy_full_report_2007.pdf (AVL, 15.10.2007 letzter Zugriff).
- British Petroleum (2004): Statistical Review of World Energy, Juni 2004, <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=2012411&contentId=2018340> (AVL, 25.05.2006 letzter Zugriff).
- Brealey, Richard A. und Myers, Steward C. (2003): Principles of Corporate Finance, 7. Auflage, Boston.
- Breuer, Wolfgang (2002): Investition I – Entscheidungen bei Sicherheit, 2. Auflage, Wiesbaden.
- Brunekreeft, Gert (2000): Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie, S. 1 – 25.
- Burns, Phil/Jenkins, Cloda (2005): Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, S. 99 – 101.
- Bundesnetzagentur (2008): Ab Herbst 2008 nur noch acht Marktgebiete, Pressemitteilung der Bundesnetzagentur am 08.01.2008.
- Bundesnetzagentur (2008a): Entscheidung für mehr Wettbewerb im Ferngasnetz, Pressemitteilung der Bundesnetzagentur am 21.10.2008.

- Bundesnetzagentur (2007): Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas – im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Gasnetzzugangsmodells, KEMA Gutachten.
- Cayrade, Patrick (2004): Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure. – What is the Impact on the Security of Supply?, www.feem.it/Feem/Pub/Publications/WPapers/default.htm (AVL, 09.03.2005 letzter Zugriff).
- Clark, Martin (2004): Bigger and better, in: Petroleum Economist (Hrsg.) Fundamentals of Gas Shipping 2004, Sigtto 25 years, S. 35 - 39.
- Clegg, Michael W. (2001): Introduction, in: The future of natural gas in the world energy market, S. 1 - 8, New York.
- Copeland, Thomas E./Weston, Fred J. und Shastri, Kuldeep (2005): Financial Theory and Corporate Policy, 4. Auflage, Boston et al.
- Cornot-Grandolphe, Sylvie (2003): Natural gas supply and demand in Europe – the importance and changing nature of flexibility, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, S. 99 - 108.
- Dudenhausen, Roman A./Latkoviv, Krunoslav/ König, Raoul (2003), Unbundlingvorgaben konstruktiv umsetzen, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb April, S. 9 - 12.
- Ebrecht, Caspar (2004): Netzzugang in der Gaswirtschaft, Berlin.
- Eisenführ, Franz und Weber Martin (2003): Rationales Entscheiden, 4. Auflage, Berlin et al.
- E.ON (2008): E.ON Ruhrgas steigt in Gate LNG-Terminal in Rotterdam ein, na. Presseportal 05.08.2008.
- Europäische Kommission (2003a): Toward a competitive and regulated European electricity and gas market, Brüssel, http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/2004_07_09_memo_en.pdf (AVL, 10.05.2005 letzter Zugriff).

- Europäische Kommission (2003b): Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, Brüssel, http://europa.eu.int/comm/energy/gas/benchmarking/index_en.htm (AVL, 01.05.2005 letzter Zugriff).
- Fisher, Irving (1930): The Theory of Interest, New York.
- Flakowski, Sven (2002): Die erschöpfbare Ressource Erdgas – Auswirkungen der Transporteigenschaften auf die Preisbildung und Strategien in Europa, Münster et al.
- Frank, Robert (1996): Das „Gesetz von Angebot und Nachfrage“, München.
- Franke, Günter und Hax, Herbert (2004): Finanzwirtschaft des Unternehmens und Kapitalmarkt, 5. Auflage, Berlin et al.
- Franz, Oliver/Schäffener, Daniel/Trage, Bastian (2005): Anreizregulierung nach dem neuen EnWG – Optionen und offene Fragen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 2, S. 89 – 98.
- Greve, Joachim (1999): Price Caps als Regulierungsinstrumente in der Leitungsgebundenen Energieversorgung, Göttingen.
- Grob, Heinz L. (2001): Leistungs- und Kostenrechnung, 3. Auflage, München.
- Gans, Joshua S./King Stephen P. King (2003): Access Holidays and the Timing of Infrastructure Investment, S. 1 - 28.
- Gans, Joshua S./King Stephen P. King (2003a): Access Holidays for Network Infrastructure Investment, S. 163 - 178.
- Hense, Andreas (2005): Gasmartregulierung in Europa – Österreich; in: WIK - Diskussionsbeitrag 263, S. 41 - 52.
- Hensing, Ingo/Pfaffenberger, Wolfgang und Ströbele, Wolfgang (1998): Energiewirtschaft, München et al.
- Hirshleifer, Jack (1958): On the Theory of Optimal Investment Decision, in Journal of Political Economy, Vol. 66, S. 329 - 352.

- Hirshleifer, Jack und Riley, John G. (1992): The Analytics of Uncertainty and Information, Cambridge.
- Hirshleifer, Jack (1974): Kapitaltheorie, Köln.
- Hönighaus, Reinhard (2008): EU-Parlament stimmt für Netzabtrennung, Financial Times Deutschland 18.06.2008
- Herwicker, Christian/Kesting, Stefanie (2007): Der deutsche Regel und Ausgleichsenergiemarkt Gas.
- Horsnell, Paul (2001): Liberalization of the European Natural Gas Industry and its Implications, in: The future of natural gas in the world energy market, New York, S. 28 - 43.
- Hosius, Tillmann (2004): Netzzugang und Reziprozität bei grenzüberschreitenden Erdgaslieferungen in Europa, München.
- Hügging, Thomas/Fest, Claus/Stötzel, Jan (2005): Mehr-;Mindermengenermittlung und -abrechnung Gas nach neuem EnWG, in Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb im Dezember 2005 (Sonderdruck), S. 1 - 8.
- Hügging Thomas (2006a): Verteilnetzbilanzierung, Dokument RWE-Transportnetz Gas, S. 1 - 28.
- Hügging, Thomas/Dress, Michael/Fest, Claus (2006): Aufgaben und Herausforderungen der Bilanzkreisführung in der Zwei-Vertrags-Variante, in: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb im Juni, S. 14 - 18.
- Hütten, Frank (2008), in: Dow Jones TradeNews Energy vom 14.11.2008, S. 1 - 8.
- International Energy Agency (2002): Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, Paris <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/gasflexibility2002.pdf> (AVL, 16.05.2005 letzter Zugriff).
- International Energy Agency (2003): World Energy Investment Outlook, Paris
- International Energy Agency (2004): Security of Gas Supply in Open Markets – LNG and Power at a Turning Point, Paris.

- International Energy Agency (2004a): World Energy Outlook 2004, Paris.
- International Energy Agency (2005): Projected Costs of Generating Electricity, Paris.
- Jochimsen, Reimut (1966): Theorie der Infrastruktur – Grundlagen der marktwirtschaftlichen Entwicklung, Tübingen.
- Jütte, Sven (2008): Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz, Dortmund
- Kindler, Johannes (2008): Regulierung des Gasmarktes; 14. Euroforum-Jahrestagung „Erdgas 2008“; 13.10.2008, Berlin.
- Klaue, Siegfried und Schwintowski, Hans-Peter (2003): Zugang zum deutschen Gasnetz – Lieferansprüche gegen norwegische Gasproduzenten, Baden-Baden.
- Knieps, Günter (2000): Price-Caps als inivatives Regulierungsmanagement in liberalisierten Netzsektoren, Bergisch Gladbach.
- Knieps, Günter (2001): Wettbewerbsökonomie, Berlin et al.
- Knieps, Günter (2002a): Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft – Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten im Auftrag der Ruhrgas AG, Essen.
- Knieps, Günter (2002b): Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Heft 26, S. 171 - 179.
- Knieps, Günter und Brunekreeft, Gert (2003): Zwischen Regulierung und Wettbewerb, 2. Auflage, Heidelberg.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2001): Erster Benchmarkingbericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, S. 1 - 55.
- Kühling, Jürgen/El-Barudi (2005): Das runderneuerte Energiewirtschaftsgesetz, S. 1470 - 1482.
- Kurth, Matthias (2008): Neue Marktregeln für die Bilanzierung im Gasbereich, S. 1-3.
- Krumrey, Henning (2003): Versorgungssicherheit – Renaissance eines Begriffs, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 10, S. 616 - 618.

- Lewington, Ilka/Weisheimer, Martin (1995), Zur Regulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft., in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Heft 4, S. 277 - 283.
- Logan, Eloise (2005): Will long-term contracts prevent global LNG market development?, in: Energy Economist, Nr. 279, S. 25 - 27.
- Lohmann, Heiko (2004), in: Gasmarkt Deutschland im Juli.
- Lohmann, Heiko (2004): German market roundup – outlook for 2005, in: European Gas Markets, 16. Dezember, S. 8 - 9.
- Lohmann, Heiko (2005), in: Gasmarkt Deutschland im März.
- Lohmann, Heiko (2006), in: Gasmarkt Deutschland im April.
- Lohmann, Heiko (2008), in: Gasmarkt Deutschland im Februar.
- Lohmann, Heiko (2008), in: Gasmarkt Deutschland im März.
- Lohmann, Heiko (2008), in: Gasmarkt Deutschland im September.
- Lohmann, Heiko (2008), in: Gasmarkt Deutschland im August.
- Männel, Wolfgang (2004): Kalkulationsmethodik des künftigen stromverteilungsspezifischen Regulierungskonzeptes (Gutachten), o. O. S. 1 - 126.
- Märkt, Jörg (o. J.): Gewaltenteilung als Voraussetzung für den politischen Wettbewerb? – Zur Disaggregation des natürlichen Monopols „Staat“, Handelskammer Hamburg, <http://www.eucken.de/veranstaltungen/workshop2004/JMaerkt.pdf> (AVL, 10.04.2005 letzter Zugriff).
- Neu, Werner/ Speckbacher, Walburga (1992): Preisregulierung im Monopolbereich des Postdienstes, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 92.
- Neumann, Anne und von Hirschhausen, Christian (2004): Less Long-Term Gas to Europe? – A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, S. 175 - 181.
- Noreng, Oystein (2001): The World Natural Gas Market and its Implications for the World Oil Market, in: The future of natural gas in the world energy market, S. 85 - 109, New York.

- Opatrzil, Marcus (2007): Kostenbasierte Netzentgeltanträge im Jahr 2007, S. 1 -2.
- Ott, Frank M. (2000): Strategisches Investitionscontrolling in internationalen Konzernen – Konzeption und Umsetzung in der chemischen Industrie, Wiesbaden.
- O. V. (2000): Kommission genehmigt die Fusion von VEBA und VIAG unter weitreichenden Auflagen, Brüssel.
- O. V. (2002): Verbändevereinbarung - Minister setzt Vertragsparteien unter Druck, in: Handelsblatt, S. 1.
- Perner, Jens (2002): Die langfristige Erdgasversorgung Europas – Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS, München.
- Perridon, Louis und Steiner, Manfred (1999): Finanzwirtschaft der Unternehmung, 10. Auflage, München.
- Prinz, Michael/Papanikolau, Nikolas/Albin, Jan (2007): Der deutsche Gasnetzzugang im Vergleich, in: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Februar, S. 6 – 11.
- Prinz, Michael/Papanikolau, Nikolas/Albin, Jan (2007a): Der deutsche Gasnetzzugang im Vergleich, in: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Februar, S. 20 – 25.
- 1. Referenzbericht Anreizregulierung der Bundesnetzagentur (2005): Price-Caps, Revenue Caps und hybride Ansätze, S. 1- 27.
- Rubner, Harald und Stanger, Thomas (2003): Die Zukunft des europäischen Gasmarktes, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, S. 308 - 313.
- RWE (2005): Das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Grundlage für eine neue Netzregulierung, Juli 2005, S. 1 – 11.
- Schmidt, Reinhard H. und Terberger, Eva (1997): Grundzüge der Investitions- und Finanzierungstheorie, 4. Auflage, Wiesbaden.
- Schünemann, Ralf (2004): Gasmarkt 2004: Noch lässt der umfassende Wettbewerb auf sich warten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, S. 701 - 704.
- Schumann, Jochen/Meyer, Ulrich und Ströbele, Wolfgang (1999): Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Auflage, Berlin.

- Seba, Richard D. (2003): Economic of the Worldwide Petroleum Production, 2. Auflage, Tulsa.
- Seidel, Michael und Weyand, Martin (1999): Netzzugang auf dem deutschen Erdgasmarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, S. 603 - 605.
- Sercu, Piet und Uppal, Raman (1995): International Financial Markets and the firm, London.
- Siebel, Ulf R. (2001): Projekte und Projektfinanzierung: Handbuch der Vertragsgestaltung und Risikoabsicherung bei deutschen und internationalen Projekten, München.
- Spremann, Klaus (1996): Wirtschaft, Investition und Finanzierung, 5. Auflage, München et al.
- Stoppard, Michael (1996): A new order for Gas in Europe?, Oxford.
- Ströbele, Wolfgang (1999): Zugangsregelung und Durchleitungsentgelte für den Erdgastransport, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, S. 389 - 396.
- Sturn, Richard (2002): Die Grenzen des Marktes, in: Ökonomie und Gesellschaft, 18. Jahrbuch, Marburg.
- Süchting, Joachim (1995): Finanzmanagement – Theorie und Politik der Unternehmensfinanzierung, 6. Auflage, Wiesbaden.
- Teskekos, Andrianos E. (2003): Investment under economic and implementation uncertainty, in: Real R&D Options, Paxsaon, Dean A. (Hrsg.), S. 30 - 47.
- Theobald, Christian/Hummel, Konrad (2003): Entgeltregulierung im künftigen Energiewirtschaftsrecht, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, S. 176 - 186.
- Utsch, Wieland (1997): Third-Party-Access – Wettbewerb in der Gaswirtschaft, Bochum.
- VKU (2000), Pressemitteilung des VKU zum Lieferantenwechsel.
- Weimann, Joachim (2004): Wirtschaftspolitik – Allokation und kollektive Entscheidung, 3. Auflage, Berlin et al.

- Wöhe, Günter (2000): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 20. Auflage, München.
- Zander, Wolfgang/Borowka, Jürgen/Wußing, Eva (2000): VV Gas- nur ein kleiner Schritt in Richtung Marktöffnung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, S. 712 – 716.
- Zenke, Ines und Schäfer, Ralf (2005): Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate –, München.
- Zitzelberger, Gerd (2005): Milliarden Investitionen sollen Ölpreis senken, in: Handelsblatt, 27.04.2005, S. 1.

Weitere Internetquellen:

- www.argusononline.com/wwwroot/pa-html/netbacks/netbacks.pdf
- www.ecgd.gov.uk/index/ps_home/overseasinvestment.htm
- http://europa.eu.int/eurlex/pri/de/oj/dat/2003/l_176/l_17620030715de00570078.pdf
- http://europa.eu.int/eurlex/pri/de/oj/dat/1998/l_204/l_20419980721de00010012.pdf
- http://europa.eu.int/pol/comp/index_de.htm
- www.fh-merseburg.de/~blazejcz/fernstudium/geldkredit/folien/finanzsystem.ppt#5
- www.Lloyds.com/index.asp/insurance
- www.oecd.org/countrieslist
- http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/l_176/l_17620030715de00570078.pdf
- www.opec.de

Anhang

A Weltweit nachgewiesene Vorkommen und Produktionsraten sowie Verbrauch von Erdgas der einzelnen Länder

Jahr 2003	Reserven		Förderung		Verbrauch [bcm]
	[tcm]	Gesamtanteil	[bcm]	Veränderung zum Vorjahr	
USA	5,23	3,0%	549,5	0,70%	629,8
Kanada	1,66	0,9%	180,5	- 3,90%	87,4
Mexiko	0,42	0,2%	36,4	3,00%	45,4
Nordamerika	7,31	4,2%	766,3	- 0,30%	762,6
Argentinien	0,66	0,4%	41	13,70%	34,6
Bolivien	0,81	0,5%	5,2	5,20%	-
Brasilien	0,25	0,1%	10,1	9,20%	15,9
Kolumbien	0,11	0,1%	6,1	- 1,50%	6
Peru	0,25	0,1%	-	-	0,5
Trinidad & Tobago	0,74	0,4%	24,8	43,40%	-
Venezuela	4,15	2,4%	29,4	3,40%	29,4
Andere	0,22	0,1%	2,1	2,30%	23,1* ¹
Mittel- und Südamerika	7,19	4,1%	118,6	13,90%	109,5
Aserbaidshan	1,37	0,8%	4,8	- 0,30%	8
Weißrussland	-	-	-	-	16,4
Belgien und Luxemburg	-	-	-	-	16
Bulgarien	-	-	-	-	2,9
Dänemark	0,09	0,1%	7,9	- 5,30%	5,2
Deutschland	0,21	0,1%	17,7	4,10%	85,5
Finnland	-	-	-	-	4,5
Frankreich	-	-	-	-	43,8
Griechenland	-	-	-	-	2,3
Irland	-	-	-	-	4,1
Italien	0,22	0,1%	13,7	- 6,00%	71,7
Kasachstan	1,9	1,1%	12,9	22,70%	12,6
Litauen	-	-	-	-	3,1
Niederlande	1,67	0,9%	58,3	- 3,80%	39,3
Norwegen	2,46	1,4%	73,4	12,00%	4,3
Österreich	-	-	-	-	8,6
Polen	0,12	0,1%	4	1,20%	12,5
Portugal	-	-	-	-	3
Rumänien	0,31	0,2%	12,6	- 4,40%	18,4
Russ. Föderation	47	26,7%	578,6	4,20%	405,8
Schweden	-	-	-	-	0,8
Schweiz	-	-	-	-	2,8
Slowenien	-	-	-	-	7,1
Spanien	-	-	-	-	20,8
Tschechische Republik	-	-	-	-	9
Türkei	-	-	-	-	21
Turkmenistan	2,9	1,6%	55,1	10,40%	14,6
Ukraine	1,11	0,6%	17,7	1,80%	67,5
Ungarn	-	-	-	-	13
Usbekistan	1,85	1,1%	53,6	- 0,30%	47,2
Großbritannien	0,63	0,4%	102,7	- 0,90%	95,3

Andere	0,46	0,3%	10,6	- 4,80%	13
Europa & Eurasien	62,3	35,4%	1023,9	3,40%	1084,1
Bahrain	0,09	-	9,6	2,00%	-
Iran	26,69	15,2%	79	5,30%	80,4
Irak	3,11	1,8%	-	-	-
Kuwait	1,56	0,9%	8,3	3,80%	8,3
Oman	0,95	0,5%	16,5	10,00%	-
Katar	25,77	14,7%	30,8	4,40%	11,6
Saudi –Arabien	6,68	3,8%	61	7,60%	61
Syrien	0,3	0,2%	6,3	25,00%	-
Vereinigte Arabische Emirate	6,06	3,4%	44,4	2,30%	37,5
Jemen	0,48	0,3%	-	-	-
Andere	0,05	-	1,8	- 32,70%	23,9
Mittlerer Osten	71,72	40,8%	257,7	5,30%	222,7
Algerien	4,52	2,6%	82,8	3,10%	21,4
Ägypten	1,76	1,0%	25	10,10%	24,6
Lybien	1,31	0,7%	6,4	12,70%	-
Nigeria	5	2,8%	19,2	35,20%	-
Andere	1,19	0,7%	8,1	1,00%	20,7
Afrika	13,78	7,8%	141,4	8,10%	66,8
Australien	2,55	1,4%	33,2	1,70%	26,3
Bangladesch	0,34	0,2%	12,2	6,90%	12,2
Brunei	0,35	0,2%	12,4	7,80%	-
China	1,82	1,0%	34,1	6,80%	32,8
Indien	0,85	0,5%	30,1	4,80%	30,1
Indonesien	2,56	1,5%	72,6	3,20%	35,6
Malaysia	2,41	1,4%	53,4	10,10%	28,4
Myanmar	0,36	0,2%	6,9	7,20%	-
Neuseeland	-	-	5,4	- 2,20%	4,6
Pakistan	0,75	0,4%	21,1	2,50%	21,1
Papua-Neuguinea	0,43	0,2%	-	-	-
Thailand	0,44	0,2%	19,6	3,70%	26,6
Vietnam	0,23	0,1%	-	-	-
Andere	0,39	0,2%	9,6	22,80%	127,1* ²
Asien-Pazifik	13,47	7,7%	310,5	5,50%	345,5
Welt	175,78	100,0%	2618,5	3,40%	2591

*¹: Hierzu gehören auch Chile (7 bcm) und Ecuador (0.1 bcm).

*²: Hierzu gehören auch Hongkong (1,5 bcm), Japan (76,5 bcm), Philippinen (1,8 bcm), Singapur (5,3 bcm), Südkorea (26,9 bcm), Taiwan (8,7 bcm) und Andere (6,1 bcm).

Tabelle 6 - 1: Weltweit nachgewiesene Vorkommen, Produktionsraten und Verbrauch von Erdgas der einzelnen Länder³⁵⁰

³⁵⁰ Vgl. BP (2004) und (2007).

B Ertragswertüberlegungen Fishers

Die Investitionstheorie beschäftigt sich mit der intertemporalen Verteilung von Ressourcen, die entweder für den Konsum oder für die Produktion eingesetzt werden. Unter einer Investition versteht man die Hingabe bestimmter, vorher beschaffter bzw. bereits verfügbarer Ressourcen³⁵¹ für einen bestimmten, auf die Zukunft gerichteten Zweck.³⁵² Investitionen lassen sich in materielle³⁵³ und immaterielle Sachinvestitionen sowie Finanzinvestitionen klassifizieren.³⁵⁴ Im Folgenden sind, sofern nicht explizit erwähnt, mit dem Begriff Investition Sachinvestitionen im Sinne von Realinvestitionen gemeint.

Das Fisher'sche Separationstheorem³⁵⁵ und die Weiterentwicklung durch Hirshleifer³⁵⁶ bilden den theoretischen Rahmen für jede Finanzierungs- und Investitionsentscheidung und werden im Folgenden vorgestellt. Fisher stellt in seinem Modell das optimale Realinvestitionsprogramm bei Existenz eines vollkommenen Kapitalmarktes³⁵⁷ dar. Hierfür betrachtet Fisher einen nutzenmaximierenden Investor. Der Investor erhält Nutzen aus Konsum C_t und Vermögenswertmaximierung W_T . Fasst man den zukünftigen Konsum und die Vermögenswertmaximierung zu G_1 zusammen, vereinfacht sich die Nutzenfunktion³⁵⁸ von U zu U^M .

Formel 6 - 1: Nutzenfunktion

$$U = U(C_0, C_1, \dots, C_T, W_T) \Rightarrow U^M = U^M(C_0, G_1)$$

Hat der Investor einen Anfangsbetrag I_{\max} , den er zur Nutzensteigerung für den Konsum C_t oder Vermögenswertmaximierung G_1 einsetzen kann, so hat er eine unbegrenzte Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten. Die beiden Extreme wären vollständiger Konsum³⁵⁹ in C_0 , sodass gilt: $C_0 = I_{\max}$ und $G_1 = 0$, oder minimaler Konsum in C_0 , sodass gilt $C_0 = 0$ und $G_1 = G_{\max}$. Der geometrische Ort sämtlicher C_0 - G_1 -Kombinationen wird durch die Realinvestitionskurve³⁶⁰

³⁵¹ Die verfügbaren oder beschafften Ressourcen können Zahlungsmittel oder andere Wertgegenstände sein, die in Zahlungsmittel konvertiert werden. Sämtliche angelegten Ressourcen kennzeichnen das Investitionsbudget. Das Investitionsbudget ist optimal, wenn die Kosten der zuletzt beschafften Geldeinheit mit dem maximal vom Investitionsprojekt erwirtschaftbaren Ertrag übereinstimmen, m. a. W. sollten die Grenzausgaben der Investition mit den Grenzerträgen der Investition übereinstimmen. Vgl. Adam (2000), S. 54.

³⁵² Vgl. Spreemann (1996), S. 363.

³⁵³ Ein anderes Wort für materielle Sachinvestitionen ist Realinvestitionen.

³⁵⁴ Vgl. Ott (2000), S. 43 und Grob (1999), S. 5.

³⁵⁵ Vgl. Fisher (1930).

³⁵⁶ Vgl. Hirshleifer (1958).

³⁵⁷ Eigenschaften des vollkommenen Kapitalmarkts sind die Abwesenheit von Transaktionskosten und Steuern, gleicher Haben- und Sollzins bei unbegrenzten Finanzierungsspielräumen sowie homogene Erwartungen der Kapitalgeber und Unternehmen und Rational- und Mengenanpasserverhalten aller Marktteilnehmer Vgl. Breuer (2002), S. 44 und Franke/Hax (2004), S. 153.

³⁵⁸ Für genauere Ausführungen bezüglich der Nutzenfunktion siehe z. B. Schumann et al. (1999).

³⁵⁹ Je geringer der Konsum in C_0 , desto größer ist der Investitionsanteil und sind damit auch die zukünftigen Einzahlungsüberschüsse, die für den zukünftigen Konsum oder die Vermögenswertmaximierung genutzt werden können.

³⁶⁰ Die Krümmung der Realinvestitionskurve ergibt sich aufgrund der Annahme, dass mit steigendem Investitionsvolumen die Einzahlungsüberschüsse steigen, allerdings mit abnehmenden Zuwachsraten.

ausgedrückt. Der Investor mit seiner individuellen Nutzenfunktion wird nun diejenige C_0 - G_1 -Kombination wählen, die seinen Nutzen maximiert. Der optimale und damit nutzenmaximierende Konsumplan für den Investor ergibt sich im Punkt C^* ³⁶¹ (Abbildung 1).

Fisher beweist nun, dass bei Existenz des vollkommenen Kapitalmarktes das optimale Realinvestitionsprogramm genau dann erreicht ist, wenn die Bruttorendite (r) der zuletzt investierten Geldeinheit der Rendite, die man auf dem Kapitalmarkt $(1+i)$ erzielen kann, gleich ist. Wäre die Bruttorendite der zuletzt investierten Geldeinheit größer ($r=1+i+\varepsilon$), dann könnte der Kapitalgeber einen Kredit von einer Geldeinheit aufnehmen und diese investieren, sodass sein Ertrag im Endzeitpunkt (T) der Summe ε ($=1+i+\varepsilon - (1+i)$) entspricht. Bei einer Bruttorendite ($r=1+i - \varepsilon$), die kleiner als die zuletzt investierte Geldeinheit ist, würde der Investor statt zu investieren die Geldeinheit am Kapitalmarkt anlegen.

Das optimale Realinvestitionsprogramm liegt folglich im Tangentialpunkt von Kapitalmarktlinie³⁶² und Realinvestitionskurve (Punkt R^*). Das ist der Punkt, in dem sich die Steigungen der Realinvestitionskurve und der Kapitalmarktlinie entsprechen und somit die Bruttorendite der zuletzt investierten Geldeinheit mit der Rendite des Kapitalmarkts übereinstimmt. Das optimale Realinvestitionsvolumen ist demnach für jeden Investor gleich und damit unabhängig von seiner individuellen Nutzenfunktion und der Konsumententscheidung. Die Investitionsentscheidung wird folglich nur von einem objektiven Marktkriterium, der Vermögensmaximierung, bestimmt. Die Tatsache, dass jeder Investor unabhängig von seiner persönlichen Präferenz die gleiche Investitionsentscheidung (R^*) trifft, hat erheblichen Einfluss auf die Unternehmenspolitik, denn nun ist die Delegation von Investitionsentscheidungen an Manager problemlos möglich. Der Investor in Abbildung 7 - 1 würde den Manager einer Unternehmung anweisen, die Produktionskombination (C_0^{**} , G_1^{**}) zu realisieren.³⁶³ Der durch diese Produktionsentscheidung generierte Einzahlungsüberschuss wird durch Geldanlage bzw. Kreditaufnahme entsprechend der persönlichen Zeitpräferenzrate eines Investors transformiert. Durch Geldanlage bzw. Kreditaufnahme bewegt sich der Investor so lange entlang der Kapitalmarktlinie, bis sich seine individuelle Indifferenzkurve und die Kapitalmarktlinie tangieren. Dies ist für den Investor in Abbildung 7 - 2 im Punkt (C^*) der Fall. In diesem Punkt konsumiert der Investor (C_0^*) und damit weniger, als ihm aufgrund der Produktionskombination (R^*) zustehen würde

³⁶¹ Im Punkt C^* tangiert die Nutzenindifferenzkurve die Realinvestitionskurve, d. h. beide Kurven haben in diesem Punkt die gleiche Steigung. Die Steigung der Realinvestitionskurve gibt die Bruttorendite einer zusätzlich investierten Geldeinheit an. Die Steigung der Indifferenzkurve beschreibt das Verhältnis des partiellen Grenznutzens. Für den Investor besteht damit das optimale Investitionsprogramm in dem Punkt, in dem die Bruttorendite der letzten investierten Geldeinheit dem Verhältnis der Grenznutzen entspricht.

³⁶² Die negative Steigung der Kapitalmarktlinie wird durch die Bruttorendite $(1+i)$ determiniert.

³⁶³ Diese Produktionsentscheidung ist optimal, weil dadurch alle Investitionsprojekte mit einer Mindestrendite von i (Rendite des Kapitalmarkts) realisiert werden.

(C_0^{**}). Durch diesen Konsumverzicht ($C_0^{**} - C_0^*$) hat der Investor zusätzliche Geldmittel ($G_1^{***} - G_1^*$), die er anlegt, um dadurch sein Vermögen zu mehren.³⁶⁴

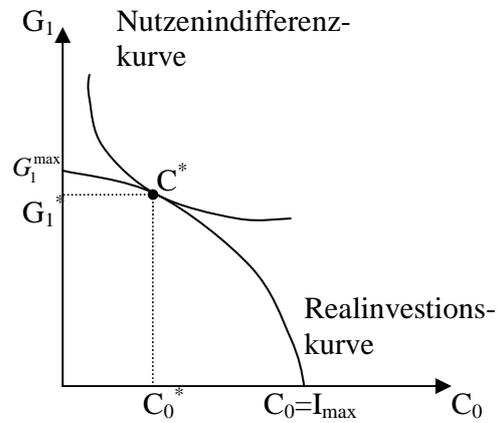


Abbildung 6 - 1: Optimaler Konsumplan des Investors

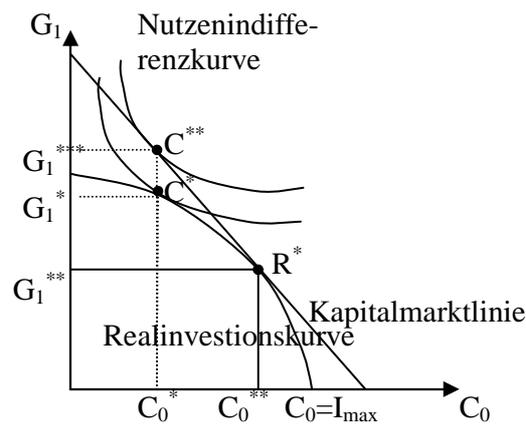


Abbildung 6 - 2: Optimales Realinvestitionsprogramm

Das Modell von Irving Fisher wird häufig als Separationsmodell bezeichnet, da es die Unabhängigkeit von Konsum- und Investitionsentscheidungen sowie von Investitions- und Finanzierungsentscheidungen beschreibt. In Fishers Modell würde die Unternehmensfinanzierung keine Rolle spielen, da sämtliche Zahlungsströme aufgrund des vollkommenen Kapitalmarktes beliebig auf der Zeitachse verschoben werden könnten. Durch die Existenz des vollkommenen Kapitalmarktes ist es jedem Investor möglich, eine höhere Indifferenzkurve zu erreichen und

³⁶⁴ Für die Ausführungen zum Fisher-Theorem vergleiche Fisher (1930); Franke/Hax (2004), S. 151 - 155 und Copeland/Weston/Shastri (2005), S. 8 - 12.

damit seinen Nutzen zu steigern.³⁶⁵ Die Annahme des vollkommenen Kapitalmarktes ist allerdings realitätsfern. Hirshleifer (1958) hat das Modell von Fisher durch die Einführung des beschränkten Kapitalmarktes³⁶⁶ erweitert. Im Fall des beschränkten Kapitalmarktes werden unterschiedliche, allerdings konstante Soll- (i_s) und Habenzinssätze (i_h) unterstellt, wobei gilt: $i_s > i_h$. Hirshleifer beweist, dass das Separationstheorem von Fisher nur unter der sehr restriktiven Annahme des vollkommenen Kapitalmarktes seine Gültigkeit besitzt. Abbildung 3 verdeutlicht, dass der optimale Investitionsplan eines Investors, der Kapital anlegt (Punkt A), von dem Investitionsplan eines Investors, der einen Teil seines Konsums über Kredite finanziert (Punkt C), aufgrund des unterschiedlichen Soll- und Habenzinssatzes abweicht.³⁶⁷ Der optimale Investitionsplan eines Investors hängt somit von seiner Zeitpräferenzrate ab, wodurch die Investitionsentscheidung nicht an den Manager eines Unternehmens delegiert werden kann, sofern dieser nicht die Zeitpräferenzrate des Investors kennt.^{368 369}

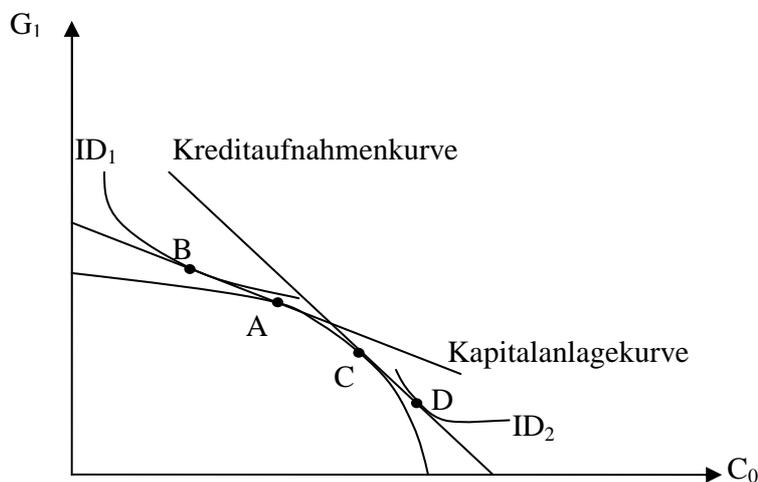


Abbildung 6 - 3: Optimales Investitionsprogramm bei gespaltenem Soll- und Habenzins

Sowohl das Modell von Fisher als auch die Erweiterung von Hirshleifer haben den Zusammenhang von Finanzierungs- und Investitionsaspekten deutlich gemacht. Finanzierung und Investition sind zwei Seiten einer Medaille. Engt man die Betrachtung von Finanzierungs- und Investitionsprojekten auf die ihnen zugrunde liegenden Zahlungen ein, so stellen Investitionen

³⁶⁵ Der Investor realisiert nun die Konsum-Vermögens-Kombination C^{**} statt C^* und erreicht bei gleichem Konsum C_0^* ein um die Differenz $G_1^{***} - G_1^*$ höheres Vermögen.

³⁶⁶ Vgl. Schmidt/Terberger (1997), S. 98 - 99.

³⁶⁷ Die Steigungen von Kreditaufnahme- und von Geldanlagekurve werden durch die jeweiligen Zinssätze i_s und i_h determiniert. Aufgrund der Bedingung $i_s > i_h$ lässt sich auch der, verglichen mit der Geldanlagekurve, steilere Verlauf der Kreditaufnahmekurve erklären.

³⁶⁸ Für die Ausführungen zum Hirshleifer-Modell vergleiche Hirshleifer (1958), S. 329 - 352; Hirshleifer (1974), S. 61 - 66; Franke/Hax (2004) S. 158 - 161; Copeland et al. (2005), S. 3 und Bitz/Ewert/Terstege (2004), S. 26 - 28.

³⁶⁹ Für Großprojekte, bei denen verschiedene Unternehmen bzw. Investoren beteiligt sind, führt die fehlende Delegierbarkeit zu Investitionsentscheidungen, die i. d. R. nicht für alle Beteiligten optimal sind.

Zahlungsreihen dar, die mit Auszahlungen beginnen und später mit Einzahlungen enden, wohingegen Finanzierungen mit Einzahlungen beginnen und mit Auszahlungen enden.³⁷⁰

C Berechnung des Kapitalwerts

Exemplarisch nehmen wir an, dass der Zeitraum der Phase B vier Jahre beträgt, der Diskontierungssatz in Szenario A 6 % und in Szenario B 9 % beträgt und in beiden Szenarien folgende Zahlungsströme³⁷¹ sicher prognostizierbar sind:

alle Zahlungsgrößen Mio. €	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4
Einzahlungen	600	700	750	800	950
Auszahlungen	900	800	750	700	550
Zahlungsreihe	- 300	- 100	0	100	400

Tabelle 6 - 2: Zahlungsreihe für eine Investition

Würde man die intertemporalen Zahlungsströme einfach zusammenzählen, ergäbe sich ein Wert von 100 GE (-300GE - 100GE + 400GE + 100GE); dabei würde man jedoch vernachlässigen, dass eine Geldeinheit heute einen höheren Wert als eine Geldeinheit morgen besitzt. Berücksichtigt man den Kapitalwert gemäß Szenario A, dann ergibt sich folgender positiver Kapitalwert:

$$(2.1a) \quad C_0^a = -300 + \frac{-100}{1,05} + \frac{0}{1,05^2} + \frac{100}{1,05^3} + \frac{400}{1,05^4} = 20,23$$

In Szenario B hingegen würde sich ein negativer Kapitalwert ergeben:

$$(2.1 b) \quad C_0^b = -300 + \frac{-100}{1,09} + \frac{0}{1,09^2} + \frac{100}{1,09^3} + \frac{400}{1,09^4} = -31,15$$

Das bedeutet, dass ein Investor bei einer Ceteris-paribus-Betrachtung – sofern er einen Diskontierungssatz in Höhe des Szenarios A erwartet – investieren würde, wohingegen er die Investition bei einem Diskontierungssatz gemäß Szenario B unterlassen würde.

Hätte der Investor lediglich den Zeitraum von t_0 bis t_b zur Bewertung, so würde er die Investition ablehnen, da die Fläche der Ausgaben die Fläche der Einnahmen überschreitet. Mit anderen Worten würde die Summe der intertemporalen Zahlungsströme anders als im voran-

³⁷⁰Vgl. Schmidt/Terberger (1999), S. 124 - 125.

³⁷¹ Die Zahlungsreihen können in der Realität auch nur näherungsweise bestimmt werden, da viele Faktoren die Einnahmen- (z. B. Rohstoffpreisentwicklung, Steuern, Preissensitivität der Abnehmer usw.) und Ausgabenseite (z. B. Preise für Instandhaltung und Erweiterung, Personalkosten, Regulierungs- und Verwaltungsaufgaben usw.) beeinflussen.

gegangenen Szenario B mit einem positiven Wert einen negativen Wert ergeben und dies bereits ohne Berücksichtigung der Diskontierung dieser intertemporalen Zahlungsströme.

D Kapazitäten als Besonderheit des Gasmarktes

In der Gaswirtschaft spielen Kapazitäten eine wichtige Rolle. Die Relevanz beim Gastransport wurde bereits im Kapitel 2 (insbesondere im Kapitel 2.3.3.1 mit Abbildung 2 - 3) deutlich. Kapazitäten stellen nicht nur die Basis für den Netzzugang und zur Entgeltberechnung dar, sondern sind(/waren) auch für andere Prozesse wie z. B. Regeln des Bilanzausgleichs oder für marktgebietsüberschreitende Transporte (MüT) und für die Planbarkeit und Steuerung des Netzes von entscheidender Bedeutung. Im alten System der VV Gas II bestanden Transaktionsidentitäten bezüglich der Person des Netzzugangskunden, der gebuchten Transportkapazität und des Buchungszeitraums für den gesamten Transaktionspfad. Durch das neue Netzzugangsmodell (Entry-Exit-Modell) wurden diese Identitäten obsolet.³⁷² Ein- und Ausspeisekapazitäten können unabhängig voneinander gebucht werden. Dadurch wird es möglich, dass z. B. ein Gashändler eine Eingangskapazität bucht, ohne eine Ausspeisekapazität zu buchen. Der Lieferant buchte für einen Letztverbraucher eine Ausgangskapazität. Werden sich Händler und Gasverbraucher handelseinig, werden die Kapazitäten in einem Bilanzkreis zugeordnet. Eine Übersicht über sämtliche Kapazitätsbegriffe liefert Abb. 6 - 3.

Die Kapazität oder Leistung eines Pipelinenetzes wird in der Einheit Kubikmeter pro Stunde [m^3/h]³⁷³ ausgedrückt. Damit ein Kunde Gas durch ein Pipelinenetz transportieren kann, ist die Buchung einer Transportkapazität zwingend notwendig, m. a. W., der Transportkunde muss einen Leitungsanteil des Transportnetzes buchen, um das Gas durch die Leitung zu transportieren. Mit der Buchung einer bestimmten Kapazität legt der Gastransporteur die maximal mögliche Transportmenge fest.

³⁷² Vgl. von K. D. Barbknecht (2004), S. 7.

³⁷³ Für die Abrechnung wird die Kapazität auch entsprechend des Energiegehaltes kW oder kWh/h ausgedrückt.

Begriff	Definition	GasNZV /KoV
Technische Kapazität	Das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber (NB) unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann.	§2 Nr. 13 NZV
Frei zuordenbare Kapazität /Bedingte Kapazität	Frei zuordenbare Kapazitäten sind vom Netzbetreiber (NB) anzubieten. Diese ermöglichen es , gebuchte Ein- und Ausspeisekapazität ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen. (Grundgedanke des Einspeise- Ausspeisemodells gem. 21 Abs. 1b EnWG). Sind alle frei zuordenbaren Kapazitäten vergeben, kann der NB bedingte Kapazitäten(unterbrechbar oder mit Zurordnungsaufgabe) ausschreiben. Diese ermöglichen es dem Kapazitätsinhaber nur einen bestimmten Transportpfad zu nutzen. Durch frei zuordenbare und bedingte Kapazitäten ist eine optimale Ausnutzung des Netzes gewährleistet.	§4 Abs. 2 i. V. m. §6 NZV
Freie Kapazität	Das Maximale Volumen pro Stunde pro Stunde in Normkubikmeter am Ein- oder Ausspeisepunkt, das sich aus der Differenz zwischen technischer Kapazität und der Summe der gebuchten Kapazitäten für diesen Punkt ergibt. (Freie Kapazität =Technische Kapazität - \sum gebuchten Kapazitäten je Punkt)	§ 2 Nr. 9 NZV
Gebuchte Kapazität	Sind die vom Transportkunden (TK) beim jeweiligen Netzbetreiber anzumeldenden/ zu buchenden Kapazitäten , die notwendig sind um Gas transportieren zu können. Hierfür bucht der TK eine Einspeisekapazität und eine Ausspeisekapazität .	
Anwendbare (Anrechenbare) Kapazitäten	Sind die Grundlage für den Basisbilanzausgleich. Die anwendbare Kapazität wird vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber (mBKN) einmal jährlich im Voraus festgelegt. Dafür ermittelt der mBKN die Summe der Einspeisekapazitäten und die Summe der Ausspeisekapazitäten/Vorhalteleistungen an Letztverbraucher. Für den Fall das die Summe der Einspeisekapazitäten > Summe der Ausspeisekapazitäten ist, entspricht die anwendbare Kapazität der gebuchten Ausspeisekapazität des Transportkunden (TK). Andernfalls wird die anwendbare Kapazität des TK errechnet, indem man seine gebuchte Ausspeisekapazität mit dem Quotienten aus der Summe der Einspeisekapazität und der Summe der Ausspeise kapazität multipliziert. (sogenannter Marktgebietsfaktor)	§24 Abs. 3 Anlage 3 KoV
Feste/ Unterbrechbare Kapazitäten	Der Netzbetreiber muss seinen Kunden feste Kapazitäten und unterbrechbare Kapazitäten anbieten. Die Buchung von festen Kapazitäten ermöglicht dem Transportkunden eine beliebig gesicherte Inanspruchnahme der Kapazitäten. Dem gegenüber stehen die i. d. R. preiswerteren unterbrechbaren Kapazitäten, durch diese Kapazitäten kann der NB zur Netzstabilisierung bestimmte Gastransporte vorübergehend nach Ankündigung unterbrechen.	§4 Abs. 1 KoV
Brutto/ Bestellte Kapazitäten	Im Rahmen der internen Bestellung müssen nachgelagerte Netzbetreiber bei den vorgelagerten Netzbetreibern einmal jährlich ihre benötigten Kapazitäten melden . (siehe Kapitel 3.2.4 zur KoV II)	§8 i.V.- m. §4 Abs. 1 Anlage 2 Kov

Tabelle 6 - 3: Arten von Kapazitäten

Beträgt die gebuchte Kapazität z. B. 100 Mengeneinheiten [kW], so hat der Transportkunde das Recht, maximal 100 Energieeinheiten Gas [kWh] pro Stunde [h] durch das Netz zu transportieren. Aufgrund der starken Absatzschwankungen beim Gas – so ist es keine Seltenheit, dass die täglich von Haushalten nachgefragte Menge an Erdgas zwischen den Sommer- und Wintermonaten im Verhältnis eins zu sechs variiert³⁷⁴ – wird ein Großteil der von Transport-

³⁷⁴ Vgl. D. Reiche (2005), S. 75.

kunden ganzjährig gebuchten Kapazitäten in den Sommermonaten nicht genutzt. Innerhalb der Gaswirtschaft gibt es eine Vielzahl von Kapazitätsbegriffen.

E Wettbewerb im Gasnetz

Wettbewerbsintensität im Gassektor	Länder
Nicht vorhanden	Alle neuen Mitgliedsländer, Finnland, Portugal, Griechenland
Sehr gering	Deutschland, Luxemburg, Schweden, Belgien (fr)
Gering	Österreich, Belgien (nl), Frankreich, Italien, Dänemark
Funktionierend	Niederlande, Irland, Spanien
Vollständig	Großbritannien

Tabelle 6 - 4: Wettbewerb im Gasnetz³⁷⁵

F Kosten und Entgeltwälzung

§ 6 KoV i. V. m. § 12 KoV bildet die Grundlage zur Kosten- und Entgeltwälzung. Diese findet innerhalb eines Marktgebietes von oben nach unten statt, d. h. die Entgelte der vorgelagerten Netzbetreiber werden auf die nachgelagerten Netzbetreiber gewälzt.

³⁷⁵ Vgl. Europäische Kommission (2003a)

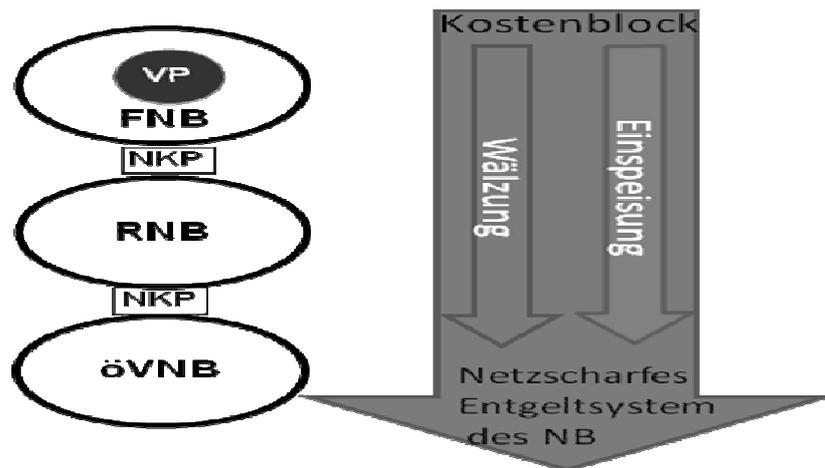


Abbildung 6 - 4: Kosten- und Entgeltwälzung

Es wird zwischen den Kostenblöcken „Einspeisung“, der hauptsächlich auf der FNB-Ebene anfällt, und dem Kostenblock der Wälzung unterschieden. Der Kostenblock Wälzung, der bei jedem Netzbetreiber außer dem marktgebietsaufspannenden gebildet wird, ermittelt sich auf der Grundlage der genehmigten Entgelte. Dieser wird vom Netzbetreiber (NB) als ganzer umgelegt, unabhängig seiner Herkunft z. B. aus unterschiedlichen MG, unterschiedlichen vorgelegten Netzen und Arbeits-, Leistungs- oder Grundpreisen oder Kapazitätsentgelten. Die Kostenblöcke Einspeisung und Wälzung werden durch die Summe der Ausspeisekapazitäten dividiert, die für die Entgeltkalkulation des Netzbetreibers zugrunde gelegt wurden. Das netzscharfe Entgeltsystem des Netzbetreibers ergibt sich aus der Summe der auf den Einspeiseentgelten basierenden spezifischen Entgelte und den jeweiligen Ausspeiseentgelten.

G Regelenergieumlage

	Umlageperiode 01.10.2008 – 01.04.2009
RWE H-Gas	0,009 €ct/kWh
RWE L-Gas	0,008 €ct/kWh
EGT H-Gas	0,005 €ct/kWh
EGT L-Gas	0,008 €ct/kWh
WINGAS	0,008 €ct/kWh
ONTRAS	0,006 €ct/kWh
H-Gas Nord	0,009 €ct/kWh
L-Gas Nord	0,017 €ct/kWh
EGMT	0,009 €ct/kWh
EWE	0,015 €ct/kWh
GVS	0,008 €ct/kWh
GdF	0,000 €ct/kWh

Tabelle 6 - 5: Prognostizierte Regelenergieumlage

