

DISSERTATION  
- zur Erlangung des akademischen Grades Dr. oec. -

**Kapitalkosten in der Regulierung –  
Identifizierung und Begrenzung von Freiräumen bei der  
Bestimmung durch Netzbetreiber und Regulierungsbehörde**



eingereicht an der  
UNIVERSITÄT HOHENHEIM  
FAKULTÄT FÜR WIRTSCHAFTS- UND SOZIALWISSENSCHAFTEN  
INSTITUT FÜR FINANCIAL MANAGEMENT  
LEHRSTUHL FÜR RECHNUNGSWESEN UND FINANZIERUNG

bei  
HERRN PROFESSOR DR. DIRK HACHMEISTER

von  
DIPLOM-BETRIEBSWIRTIN ANDREA ROMER  
HANS-STÜTZLE-STRASSE 2  
81249 MÜNCHEN

2016

Dekan der Fakultät Wirtschaft- und Sozialwissenschaften:  
Herr Professor Dr. Dirk Hachmeister

Erstberichter:  
Herr Professor Dr. Dirk Hachmeister

Mitberichter:  
Herr Professor Dr. Holger Kahle

Mündliche Prüfung unter Vorsitz von Herrn Professor Dr. Ulrich  
Palm:  
28. April 2016 in Stuttgart-Hohenheim

## ***Vorwort***

Die vorliegende Untersuchung wurde vom Fachbereich Betriebswirtschaftslehre (insb. Rechnungswesen und Finanzierung) der Universität Hohenheim in 2015 als Dissertation angenommen. Diese Arbeit ist zum Großteil während meiner Tätigkeit im Regulierungsbereich der Stadtwerke München GmbH entstanden. Hierbei war ich vor allem für die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten des Unternehmens zuständig. Die Motivation entstammt daraus, sich neben der operativen Tätigkeit auch theoretisch mit einem Thema aus dem Bereich der Regulierung auseinanderzusetzen. Die behandelte Fragestellung ergab sich aufgrund der tiefen Einblicke in die Regulierungspraxis und den bestehenden Problemstellungen auf Seiten der Regulierungsbehörde und bei den Netzbetreibern.

Herrn Prof. Dr. Dirk Hachmeister gilt mein Dank für die gute Betreuung und fachliche Unterstützung bei meiner Dissertation. Dr. Niklas Lampenius danke ich herzlich für die Betreuung, Unterstützung, seine Bereitschaft zu fachlichen Diskussionen und außerfachlichen Gesprächen mit vielen wertvollen Ratschlägen und konstruktiven Anregungen.

Bei meinen Vorgesetzten – Dr. Jürgen Gay, Franziska Buchard-Seidl, Andreas Fischer, Werner Leuschner und Adrian Saft – möchte ich mich für die großzügige Unterstützung und dem Rückhalt bedanken. Ebenso danke ich meinen Kollegen, die mich während dieser Zeit unterstützt und motiviert haben.

Ebenso möchte ich meinen Korrekturlesern – Jürgen Apfel, Bettina Fulst, Niklas Merk, Steffen Merk, Andreas Michelberger, Christine Romer, Felix Rückner und Heiko Seifert – danken, dass sie sich die Zeit genommen haben, diese Arbeit zu korrigieren. Durch ihre Anmerkungen und persönliche Diskussionen waren sie mir eine große Unterstützung.

Mein ganz besonderer Dank gilt letztlich meinen Eltern Christine und Alfred Romer, meinem Bruder Ralf, Niklas Merk, meiner Oma sowie meinen Freunden und Verwandten für ihre fortwährende liebevolle Unterstützung. Ihr Verständnis sowie ihre moralische Aufbauarbeit haben mir den notwendigen Rückhalt zur Durchführung dieser Arbeit gegeben.

München, 07.09.2015

Andrea Romer

# Inhaltsverzeichnis:

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>VI</b>
------------------------------	-----------

<b>TABELLENVERZEICHNIS:</b>	<b>VIII</b>
-----------------------------	-------------

<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS:</b>	<b>XI</b>
-------------------------------	-----------

<b>I. EINFÜHRUNG</b>	<b>1</b>
----------------------	----------

1. EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG	1
-------------------------------	---

2. AKTUELLER STAND DER FORSCHUNG	5
----------------------------------	---

3. WISSENSCHAFTLICHES VORGEHEN UND AUFBAU DER ARBEIT	6
--	---

<b>II. REGULIERUNG DER ENERGIENETZE</b>	<b>11</b>
---	-----------

1. GRUNDLAGEN DER REGULIERUNG	11
-------------------------------	----

1.1. REGULIERUNGSBEDARF DER ENERGIENETZE	11
--	----

1.2. ANSATZPUNKTE DER REGULIERUNG	18
-----------------------------------	----

1.3. AKTUELLE REGULIERUNGSMETHODE IN DEUTSCHLAND	22
--	----

1.4. DIE REGULIERUNGSPERIODEN IN DEUTSCHLAND	26
--	----

2. DAS REGULIERUNGSKONSTRUKT IN DEUTSCHLAND	28
---	----

3. REGULIERUNG BEI ASYMMETRISCHER INFORMATIONSVERTEILUNG (PRINCIPAL-AGENT-THEORIE)	34
---	----

3.1. DIE PRINCIPAL-AGENT-THEORIE	34
----------------------------------	----

3.2. DIE PRINCIPAL-AGENT-THEORIE IM BEREICH DER REGULIERUNG	38
---	----

4. GENERELLER INFORMATIONSBEDARF DER REGULIERUNGSBEHÖRDEN	45
---	----

<b>5. MÖGLICHKEITEN DER INFORMATIONSBESCHAFFUNG UND - VERARBEITUNG FÜR DIE REGULIERUNGSBEHÖRDE</b>	<b>48</b>
--	-----------

**III. BESTANDTEILE UND BEDEUTUNG DER KAPITALKOSTEN BEI  
REGULIERTEN UNTERNEHMEN 56**

<b>1. ABSCHREIBUNG UND ZINSEN ALS WICHTIGE KOMPONENTEN DER KAPITALKOSTEN</b>	<b>56</b>
<b>2. KAPITALMARKTMODELLE ZUR BERECHNUNG DER ZINSKOSTEN</b>	<b>62</b>
2.1. CAPITAL ASSET PRICING MODEL	62
2.2. ARBITRAGE PRICING THEORY	66
2.3. DAS 3-FAKTOREN MODELL VON FAMA/FRENCH	71
2.4. CONSUMPTION CAPM (CCAPM)	72
2.5. ZUSAMMENFASSUNG UND KURZE BEURTEILUNG	74
<b>3. BEDEUTUNG DER KAPITALKOSTEN BEI DEN REGULIERTEN UNTERNEHMEN</b>	<b>78</b>

**IV. ERMITTLUNG DER KAPITALKOSTEN IM RAHMEN DER  
REGULIERUNG 85**

<b>1. GRUNDLAGEN DER KAPITALKOSTENERMITTLUNG BEI REGULIERTEN UNTERNEHMEN</b>	<b>85</b>
<b>2. ERMITTLUNG DER KALKULATORISCHEN ZINSKOSTEN MITHILFE DES WACC</b>	<b>87</b>
2.1. DER WACC-ANSATZ	87
2.2. ERMITTLUNG DER KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALVERZINSUNG	89
2.3. KALKULATORISCHE FREMDKAPITALVERZINSUNG	101
2.4. VERZINSUNGSBASIS UND KAPITALSTRUKTUR	102
<b>3. KALKULATORISCHE ABSCHREIBUNG</b>	<b>106</b>
<b>4. KRITIK AN DER AKTUELLEN ERMITTLUNG DER KAPITALKOSTEN DER DEUTSCHEN NETZBETREIBER</b>	<b>108</b>

## **V. SPIELRÄUME BEI DER ERMITTLUNG DER KAPITALKOSTEN 121**

<b>1. BESTIMMUNG DER FREIRÄUME BEI DER KAPITALKOSTENERMITTLUNG DER NETZBETREIBER UND DER REGULIERUNGSBEHÖRDE</b>	<b>121</b>
<b>2. MAßNAHMEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDEN IN BEZUG AUF DIE KAPITALKOSTENERMITTLUNG</b>	<b>123</b>
2.1. SPIELRÄUME DER REGULIERUNGSBEHÖRDE BEI DER FESTLEGUNG DER KAPITALKOSTEN	123
2.2. BESONDERE MAßNAHMEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE IM RAHMEN DER KOSTENPRÜFUNG FÜR DIE ERSTE ENTGELTGENEHMIGUNG (NETZNUTZUNGSENTGELTE AB 2006)	131
2.3. BESONDERE MAßNAHMEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE IM RAHMEN DER KOSTENPRÜFUNG FÜR DIE ZWEITE ENTGELTGENEHMIGUNG (NNE AB 2008) UND AUSGANGSPUNKT FÜR DIE ERSTE REGULIERUNGSPERIODE	138
2.4. BESONDERE MAßNAHMEN DER REGULIERUNGSBEHÖRDE IM RAHMEN DER KOSTENPRÜFUNG ZUR ZWEITEN REGULIERUNGSPERIODE	147
<b>3. MÖGLICHE SPIELRÄUME DER NETZBETREIBER BEI DER KAPITALKOSTENERMITTLUNG</b>	<b>159</b>
3.1. MAßNAHMEN ZUR BEEINFLUSSUNG DER KALKULATORISCHEN KAPITALKOSTEN	159
3.2. OPTIMIERUNG IN BEZUG AUF DIE INVESTITIONSTÄTIGKEIT	160
3.3. OPTIMIERUNG DER KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALVERZINSUNG DURCH REDUZIERUNG DES ABZUGSKAPITALS	162
3.4. OPTIMIERUNG DES UMLAUFRVEMÖGENS	164
3.5. ANSATZ EINES RISIKOZUSCHLAGS BEIM FREMDKAPITALZINSSATZ	166
3.6. ANSATZ DER WIBERA-INDEXREIHEN FÜR DIE BERECHNUNG DER TAGESNEUWERTE	168
3.7. OPTIMIERUNG DURCH VERWENDUNG EINES PACTHMODELLS	169
<b>4. ANALYSE DER SPIELRÄUME DER NETZBETREIBER</b>	<b>171</b>
4.1. ZIEL DER ANALYSE	171
4.2. VORGEHEN UND METHODIK BEI DER AUSWERTUNG	172

4.3.	ANALYSE DER TÄTIGKEITSABSCHLÜSSE ANHAND VON SUMMIERTEN WERTEN	174
4.4.	ANALYSE DER TÄTIGKEITSABSCHLÜSSE ANHAND VON STANDARDISIERTEN WERTEN	193
4.5.	ERGEBNIS DER ANALYSE DER SUMMIERTEN UND STANDARDISIERTEN WERTE	196
5.	<b>ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER SPIELRÄUME BEI DER KAPITALKOSTENERMITTLUNG</b>	<b>200</b>

**VI. BEGRENZUNG DER SPIELRÄUME UND MÖGLICHE OPTIMIERUNG BEI DER KAPITALKOSTENBERECHNUNG 204**

1.	OPTIMIERUNG DER KAPITALKOSTENBERECHNUNG AUFGRUND DER IDENTIFIZIERTEN SPIELRÄUME	204
2.	BEGRENZUNG DER SPIELRÄUME BEI DER ERMITTLUNG DER VERZINSUNGSBASIS	205
3.	MÖGLICHE OPTIMIERUNG BEI DER ERMITTLUNG DES EIGENKAPITALSATZES	213
3.1.	OPTIMIERUNG BEIM EIGENKAPITALZINSSATZ	213
3.2.	AUSWAHL EINES GEEIGNETEN KAPITALKOSTENMODELLS	213
3.3.	OPTIMIERUNGEN BEI DER ERMITTLUNG DES KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALZINSSATZES	215
4.	BEGRENZUNG DER SPIELRÄUME IN BEZUG AUF DIE INVESTITIONEN	233
5.	ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER MÖGLICHKEITEN ZUR BEGRENZUNG DER SPIELRÄUME	236

**VII. THESENFORMIGE ZUSAMMENFASSUNG, FAZIT UND ERMITTLUNG DES FORSCHUNGSBEDARFS 241**

1.	ZUSAMMENFASSUNG, KRITISCHE BETRACHTUNG UND FAZIT	241
2.	WEITERER FORSCHUNGSBEDARF	245

<b>ANHANG</b>	<b>248</b>
<b>ANLAGE I: AUSWERTUNG DES BDEW ZU INVESTITIONEN IM GASNETZ</b>	<b>249</b>
<b>ANLAGE II: JAHRESABSCHLÜSSE DEUTSCHER NETZBETREIBER</b>	<b>258</b>
<b>ANLAGE III: UNTERNEHMENSGRÖÙE DER NETZBETREIBER NACH HGB</b>	<b>301</b>
<b>ANLAGE IV: ANALYSE DER TÄTIGKEITSABSCHLÜSSE DER DEUTSCHEN NETZBETREIBER NACH UNTERNEHMENSGRÖÙE</b>	<b>303</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS</b>	<b>I</b>

## Abbildungsverzeichnis:

ABBILDUNG 1: PREISBILDUNG IM MONOPOL	13
ABBILDUNG 2: DAS HARBERGER-DREIECK - VERLUST AN KONSUMENTEN- UND PRODUZENTENRENTE AUFGRUND DER MONOPOLSITUATION	14
ABBILDUNG 3: ÜBERBLICK ÜBER DIE PRINZIPIEN DER REGULIERUNG	17
ABBILDUNG 4: ANSATZPUNKTE FÜR DIE REGULIERUNG	19
ABBILDUNG 5: SENKUNGSVORGABEN FÜR DIE ERSTE REGULIERUNGSPERIODE	25
ABBILDUNG 6: ZEITSTRAHL DER NETZENTGELT- BZW. ERLÖSOBERGRENZEGENEHMIGUNG (EIGENE DARSTELLUNG)	27
ABBILDUNG 7: DIE WESENTLICHEN AKTEURE AUF DEM REGULIERUNGSMARKT IN DEUTSCHLAND (VEREINFACHTE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN KURTH (2009))	28
ABBILDUNG 8: DAS REGULIERUNGSDREIECK MIT DEN DAZUGEHÖRIGEN AUFGABEN (EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN KNIEPS (2011))	30
ABBILDUNG 9: ÜBERBLICK ÜBER DIE AGENCY-KOSTEN	36
ABBILDUNG 10: ÜBERSICHT KOSTENBASIS FÜR DIE NETZENTGELTE (EIGENE DARSTELLUNG)	60
ABBILDUNG 11: MODELLE ZUR ERMITTLUNG DER EIGENKAPITALKOSTEN	62
ABBILDUNG 12: ANTEIL DER CAPITALKOSTEN AN DEN NETZKOSTEN DEUTSCHER GASNETZBETREIBER IN PROZENT	80
ABBILDUNG 13: ANTEIL DER ABSCHREIBUNGEN AN DEN NETZKOSTEN DEUTSCHER GASNETZBETREIBER IN PROZENT	81
ABBILDUNG 14: ANTEIL DER CAPITALKOSTEN AN DEN NETZKOSTEN DEUTSCHER STROMNETZBETREIBER IN PROZENT	82
ABBILDUNG 15: ANTEIL DER ABSCHREIBUNGEN AN DEN NETZKOSTEN DEUTSCHER STROMNETZBETREIBER IN PROZENT	83
ABBILDUNG 16: ZEITVERZUG BEI INVESTITIONEN INS GASNETZ (EIGENE DARSTELLUNG)	161
ABBILDUNG 17: INVESTITIONEN DER DEUTSCHEN GASWIRTSCHAFT 2000 BIS 2010	177
ABBILDUNG 18: INVESTITIONEN DER GASVERTEILNETZBETREIBER DER JAHRE 2002 BIS 2011	178
ABBILDUNG 19: INVESTITIONEN DER GASVERTEILNETZBETREIBER NACH ANLAGENGRUPPEN FÜR DIE JAHRE 2002 BIS 2011	179

ABBILDUNG 20: AUSWERTUNG DER INVESTITIONEN DER STROMNETZBETREIBER IM RAHMEN DER EVALUIERUNG DER ANREIZREGULIERUNG	180
ABBILDUNG 21: AUSWERTUNG DER INVESTITIONEN DER GASNETZBETREIBER IM RAHMEN DER EVALUIERUNG DER ANREIZREGULIERUNG	181
ABBILDUNG 22: INVESTITIONSQUOTE DER DEUTSCHEN STROM-UND GASNETZBETREIBER	182

## **Tabellenverzeichnis:**

TABELLE 1: INFORMATIONSMÖGLICHKEITEN DER BUNDESNETZAGENTUR .....	55
TABELLE 2: ERMITTLUNG DES BETRIEBSNOTWENDIGEN EIGENKAPITALS ZUR BERECHNUNG DER KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALVERZINSUNG (EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN DIE GASNEV BZW. STROMNEV) .....	104
TABELLE 3: BERECHNUNG DER KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALVERZINSUNG (EIGENE DARSTELLUNG).....	106
TABELLE 4: ERMITTLUNG DER KALKULATORISCHEN ABSCHREIBUNG (EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN § 6 STROMNEV BZW. GASNEV) .....	108
TABELLE 5: ÜBERSICHT ÜBER DEN ANTEIL DER FORDERUNGEN UND DES KASSENBESTANDES AM UMSATZ DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN FÜR DIE JAHRE 2004, 2009 UND 2010.....	126
TABELLE 6: ÜBERSICHT ÜBER DEN ANTEIL DER FORDERUNGEN UND DES KASSENBESTANDES AM UMSATZ DER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNGUNTERNEHMEN FÜR DIE JAHRE 2009 UND 2010 .....	127
TABELLE 7: ABWEICHUNG ZWISCHEN DEM BNETZA-INDEX UND DEM WIBERA- INDEX BEI AUSGEWÄHLTEN INDEXREIHEN (EIGENE DARSTELLUNG) .....	140
TABELLE 8: ERMITTLUNG DER TAGESNEUWERTE MIT WIBERA-INDEXREIHEN UND BNETZA-INDEXREIHEN .....	142
TABELLE 9: ERMITTLUNG DER KALKULATORISCHEN ABSCHREIBUNG MIT TAGESNEUWERTE AUF BASIS DER WIBERA-INDEXREIHEN UND DER BNETZA-INDEXREIHEN.....	143
TABELLE 10: SCHEMA ZUR ERMITTLUNG DER KOSTENBASIS FÜR DIE ZWEITE REGULIERUNGSPERIODE .....	154

TABELLE 11: ANNAHMEN BZW. HYPOTHESEN IN ZUSAMMENHANG MIT DER ANALYSE DER TÄTIGKEITSABSCHLÜSSE .....	173
TABELLE 12: ENTWICKLUNG DES SACHANLAGEVERMÖGENS VON 2010 BIS 2012 BEI SUMMIERTER BETRACHTUNG .....	175
TABELLE 13: ENTWICKLUNG DER FORDERUNGEN BEI DEN NETZBETREIBERN VON 2010 BIS 2012 BEI SUMMIERTER BETRACHTUNG .....	184
TABELLE 14: ENTWICKLUNG DES KASSENBESTANDS DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 BEI SUMMIERTER BETRACHTUNG.....	185
TABELLE 15: ENTWICKLUNG DER VERBINDLICHKEITEN BEIM NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 BEI SUMMIERTER BETRACHTUNG .....	187
TABELLE 16: ENTWICKLUNG DER RÜCKSTELLUNGEN DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 BEI SUMMIERTER BETRACHTUNG.....	189
TABELLE 17: ERMITTLUNG DER KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALVERZINSUNG DER PÄCHTER (STROMNETZ) .....	191
TABELLE 18: ERMITTLUNG DER KALKULATORISCHEN EIGENKAPITALVERZINSUNG DER PÄCHTER (GASNETZ) .....	192
TABELLE 19: ENTWICKLUNG DES SACHANLAGEVERMÖGENS DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 ANHAND VON STANDARDISIERTEN WERTEN.....	193
TABELLE 20: ENTWICKLUNG DES FORDERUNGSBESTANDS DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 ANHAND VON STANDARDISIERTEN WERTEN	194
TABELLE 21: ENTWICKLUNG DES KASSENBESTANDS DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 ANHAND VON STANDARDISIERTEN WERTEN .....	194
TABELLE 22: ENTWICKLUNG DER VERBINDLICHKEITEN DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 ANHAND VON STANDARDISIERTEN WERTEN	195
TABELLE 23: ENTWICKLUNG DER RÜCKSTELLUNGEN DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2012 AUF BASIS STANDARDISierter WERTE ANHAND VON STANDARDISIERTEN WERTEN .....	196

TABELLE 24: GEGENÜBERSTELLUNG DER ANNAHMEN BZW. HYPOTHESEN MIT DEN ERGEBNISSEN DER ANALYSE DER TÄTIGKEITSABSCHLÜSSE .	199
TABELLE 25: VERSCHIEDENE BILANZPOSITIONEN DEUTSCHER UNTERNEHMEN IM VERHÄLTNIS ZU DEN UMSATZERLÖSEN .....	207
TABELLE 26: VORSCHLAG ZUR ANERKENNUNG DER EINZELNEN BILANZPOSITIONEN IN DER VERZINSUNGSBASIS .....	210
TABELLE 27: ERMITTLUNG DER VERZINSUNGSBASIS AUF BASIS DER NEU ERMITTELTEN VORGABEN .....	212
TABELLE 28: ERMITTLUNG DES RISIKOLOSEN ZINSSATZES AUF BASIS VON WERTPAPIEREN MIT EINER RESTLAUFZEIT VON ÜBER SIEBEN JAHREN .....	218
TABELLE 29: ERMITTLUNG DES RISIKOLOSEN ZINSSATZES AUF BASIS VON WERTPAPIEREN MIT EINER RESTLAUFZEIT VON NEUN UND ZEHN JAHREN .....	219
TABELLE 30: ERMITTLUNG DES RISIKOLOSEN ZINSSATZES AUF BASIS VON ZINSSTRUKTURKURVEN MIT EINER RESTLAUFZEIT ZEHN JAHREN	220
TABELLE 31: ÜBERSICHT ÜBER EUROPÄISCHE VERGLEICHSUNTERNEHMEN ..	224
TABELLE 32: NICHT-EUROPÄISCHE VERGLEICHSUNTERNEHMEN DER BUNDESNETZAGENTUR .....	224
TABELLE 33: REFERENZGRUPPE ZUR ERMITTLUNG DES BETA-FAKTORS FÜR SCHWEIZER NETZBETREIBER .....	225
TABELLE 34: MARKTRISIKOPRÄMIE AUF BASIS DER DMS-DATENBANK (RELATIV ZU ANLEIHEN, 1900-2010) .....	227
TABELLE 39: MÖGLICHE MAßNAHMEN ZUR BEGRENZUNG DER SPIELRÄUME BEI DER KAPITALKOSTENERMITTLUNG .....	240

## Abkürzungsverzeichnis:

Abs.	=	Absatz
ACER	=	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AfA	=	Absetzung für Abnutzung
Az.	=	Aktenzeichen
AHK	=	Anschaffungs- und Herstellungskosten
AKU	=	Arbeitskreis Unternehmensbewertung
APT	=	Arbitrage Pricing Theory
ARegV	=	Anreizregulierungsverordnung
BAB	=	Betriebsabrechnungsbogen
BDEW	=	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGH	=	Bundesgesetzhof
BilMoG	=	Bilanzmodernisierungsgesetz
BKZ	=	Baukostenzuschüsse
BMT	=	Benchmarking Transparenz
BNE	=	Bundesverband neuer Energieanbieter
BNetzA	=	Bundesnetzagentur
Bzw.	=	Beziehungsweise
CAPM	=	Capital Asset Pricing Model
CAPEX	=	Capital expenditures (Kapitalkosten)
CCAPM	=	Consumption Capital Asset Pricing Model
CDAX	=	Composite DAX
DAX	=	Deutscher Aktienindex
DV	=	Deprival Value
EDV	=	Elektronische Datenverarbeitung
EF	=	Erweiterungsfaktor
EK	=	Eigenkapital
EK-Quote	=	Eigenkapitalquote
EnWG	=	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	=	Erlösobergrenze

FK	=	Fremdkapital
FK-Quote	=	Fremdkapitalquote
GasNEV	=	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	=	Gasnetzzugangsverordnung
HAK	=	Hausanschlusskostenbeiträge
HGB	=	Handelsgesetzbuch
IDW	=	Institut der Wirtschaftsprüfer
IKD	=	Investitionskostendifferenz
IT	=	Informationstechnik
Jg.	=	Jahrgang
kV	=	Kilovolt
KA <sub>dnb</sub>	=	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile
KA <sub>vnb</sub>	=	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile
KA <sub>b</sub>	=	beeinflussbare Kostenanteile
Kalk.	=	kalkulatorisch
LRegB	=	Landesregulierungsbehörde
LNG	=	Flüssigerdgas
MFIs	=	Kreditinstitute (Monetary Financial Institutions)
MRP	=	Marktrisikoprämie
NNE	=	Netznutzungsentgelte
NRV	=	Net Realizable Value
OPEX	=	Operational expenditure (Betriebskosten)
PIZ	=	Pauschalierter Investitionszuschlag
PüS	=	Periodenübergreifende Saldierung
PV	=	Present Value
RC	=	Replacement Cost
Rd.-Nr.	=	Randnummer
Q	=	Qualitätselement
SAV	=	Sachanlagevermögen
StromNEV	=	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	=	Stromnetzzugangsverordnung
UV	=	Umlaufvermögen

VDI	=	Verein Deutscher Ingenieure
VIK	=	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	=	Verband kommunaler Unternehmen
VPI	=	Verbraucherpreisindex
$V_t$	=	Verteilungsfaktor
VK	=	Volatile Kosten
VVII+	=	Verbändevereinbarung II+
WACC	=	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete Kapitalkosten)
WACC <sup>Reg</sup>	=	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete Kapitalkosten) im Rahmen der Regulierung
WIK	=	Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste



# I. Einführung

## 1. Einleitung und Zielsetzung

Seit Einführung der Regulierung bei den deutschen Strom- und Gasnetzbetreibern steht eine angemessene und sachgerechte Ermittlung der Netzkosten für die Bestimmung der Netzentgelte im Fokus. Diese Entgelte sollen vor allem die Kosten für den Bau und Betrieb der Strom- und Gasleitungen decken. Sie sind ein wesentlicher Bestandteil der Strom- und Gaspreise<sup>1</sup> und damit von hohem Interesse für die Politik und die Energieverbraucher in Deutschland. Die beteiligten Parteien am Regulierungsprozess verfolgen jedoch in diesem Zusammenhang unterschiedliche Ziele. Für die Netzbetreiber und deren Eigentümer steht die Rendite an erster Stelle, während die Energiekunden ein Interesse an niedrigen Strom- und Gaspreisen haben. Diese können aufgrund des vorhandenen natürlichen Monopols ohne staatliche Eingriffe nicht erreicht werden, weil sich der Preis nicht durch Nachfrage und Angebot ergibt, sondern die Netzbetreiber in der Regel aufgrund des fehlenden Wettbewerbs den gewinnmaximierenden Preis ansetzen, was zu gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverlusten führt. Neben der Monopolsituation stellt auch die Informationsasymmetrie ein großes Problem dar, da die Netzbetreiber einen Informationsvorsprung gegenüber der Regulierungsbehörde haben, den sie bei der Kostenfestlegung nutzen können. Mit Einführung der Regulierung sollte daher sichergestellt werden, dass in den Netzkosten nur die Kosten enthalten sind, die für den Netzbetrieb erforderlich und mit denen eines Wettbewerbsunternehmens vergleichbar sind. Dafür ist es notwendig, dass die Netzentgeltkalkulation durch die Regulierungsbehörde überwacht wird und gesetzliche Regelungen für die Ermittlung der einzelnen Positionen vorhanden sind. Diese sind in der Strom- und Gasnetzverordnung (Strom-/GasNEV) sowie

---

<sup>1</sup> Im Jahr 2014 betrug der Anteil der Netzentgelte am Strompreis ca. 24% und am Gaspreis ca. 20%.

der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) niedergeschrieben. Vor der Abbildung in diesen Verordnungen war die Grundlage für die Kostenermittlung die Verbändevereinbarung VII<sup>2</sup>.

Ein wesentlicher Bestandteil der Netzkosten sind die kalkulatorischen Kapitalkosten, die aufgrund des hohen Bestands an Sachanlagevermögen bei den Netzbetreibern entstehen. Die Nutzungsdauer dieser Anlagen beträgt durchschnittlich 30 bis 40 Jahre, was eine hohe Kapitalbindung bedeutet und die Wichtigkeit dieser Position unterstreicht. Bei den Kapitalkosten, insbesondere bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, wird häufig diskutiert, wie diese Position sachgerecht ermittelt werden kann. Das Ziel der Kapitalkostenermittlung sollte in erster Linie sein, Anreize für den Netzbetreiber zu schaffen, notwendige Investitionen zu einer angemessenen Rendite durchzuführen. Es soll aber auch verhindert werden, dass Netzbetreiber überteuerte Maßnahmen durchführen, weil sie diese Kosten an den Netzkunden weitergeben können und somit in der Regel kein Interesse haben, ineffiziente Investitionen zu vermeiden. Daher ist eine sachgerechte Festlegung der Kapitalkosten von besonderer Bedeutung für angemessene Netzentgelte. Der Kapitalkostenbegriff beschränkt sich hierbei nicht nur auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, sondern auch auf die kalkulatorische Abschreibung, wobei der Fokus auf der Verzinsung liegt. Die bisherigen Diskussionen in Bezug auf die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung beschränkten sich oft auf die Bestimmung des kalkulatorischen Zinssatzes, der im Rahmen der Regulierung berücksichtigt wird. Dieser Zinssatz ist von großer Bedeutung,

---

<sup>2</sup> Die Verbändevereinbarungen sind Vereinbarungen in der Energiewirtschaft, die die Durchleitung von Energie (Strom und Gas) in Deutschland bis 2004 regelten. Diese Vereinbarungen wurden zwischen den Interessenvertretungsverbänden der deutschen Industrie und den deutschen Energieversorgungsunternehmen geschlossen.

denn die Netzbetreiber stehen mit anderen Unternehmen im Wettbewerb um Kapital. Die Eigenkapitalgeber können frei entscheiden, in welchen Unternehmen sie ihr Kapital einsetzen. Diese Entscheidung hängt im Wesentlichen von der Risikopräferenz und der damit in Relation stehenden Verzinsung des Kapitals ab. Somit erhalten Netzbetreiber Kapital nur zu den Voraussetzungen, denen auch wettbewerbliche Unternehmen mit einer vergleichbaren Kreditwürdigkeit unterliegen.<sup>3</sup> Es muss daher von Seiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) sichergestellt werden, dass diese Bedingungen bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes berücksichtigt werden. Denn es gilt der Grundsatz, dass ein Investor nur Eigenkapital für den Netzbetrieb zur Verfügung stellt, wenn die entsprechenden Anreize gegeben sind. Daher ist eine angemessene Eigenkapitalverzinsung nicht nur im Sinne des Netzbetreibers, sondern auch im Interesse aller Netznutzer und damit der Energieverbraucher hinsichtlich einer gesicherten Energieversorgung.<sup>4</sup> Bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes muss jedoch beachtet werden, dass dieser im Vergleich zur zugestandenen Rendite der Regulierungsbehörde von zahlreichen Faktoren beeinflusst wird. Zu diesen Faktoren gehören beispielsweise die Begrenzung der Eigenkapitalquote, der generelle sektorale Produktivitätsfaktor und nicht anerkannte Kosten. Daher gibt es zahlreiche Diskussionen zu der Frage, ob das geltende Recht, das in den Verordnungen festgelegt ist, in der von der Bundesnetzagentur praktizierten Art und Weise den Forderungen nach einer angemessenen und wettbewerbsfähigen Verzinsung des investierten Kapitals gerecht wird.<sup>5</sup> Die Antwort darauf liegt zum einen in einer angemessenen Höhe des Eigenkapitalzinssatzes, zum anderen aber in einer sachgerechten Ermittlung der Verzinsungsbasis. Dieser zweite Teil wird in der Regel nur

---

<sup>3</sup> Vgl. KEMA (2011), Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304, S. 2

<sup>4</sup> Vgl. Büdenbender (2011), Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft, S. 5

<sup>5</sup> Vgl. Büdenbender (2011), S. 6

nachrangig berücksichtigt, obwohl nur ein sachgerechtes Zusammenwirken dieser beiden Faktoren und damit auch eine entsprechende fachliche Durchdringung dieser Themenstellung zu einem angemessenen Ergebnis führen. Eine ausschließliche Betrachtung des Eigenkapitalzinssatzes verengt die Thematik auf unzulässige Weise.<sup>6</sup> Diese zweite Facette der zu verzinsenden Eigenkapitalbasis wird ebenso wie der Zinssatz von vielen Faktoren beeinflusst, die den beteiligten Parteien gewisse Spielräume bei der Ermittlung geben. Diese sollten daher im Rahmen der Bestimmung von effizienten Kapitalkosten beschränkt bzw. unterbunden werden.

Das Ziel dieser Arbeit besteht folglich darin, die bestehenden Spielräume der Netzbetreiber sowie der Regulierungsbehörde zu identifizieren und zu erläutern. Dazu muss im ersten Schritt eine kritische Auseinandersetzung mit der aktuellen Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Netzkostenbestimmung der regulierten Strom- und Gasnetze erfolgen. Um dies fundiert darstellen zu können, werden in den ersten Abschnitten die Grundlagen der Regulierung und der Kapitalkostenbestimmung sowie eine ausführliche Beschreibung der aktuellen Ermittlung der Kapitalkosten mithilfe des Capital Asset Pricing Model (CAPM) aufgeführt. Anhand der aktuellen Berechnung soll auf die bestehenden Freiräume der Netzbetreiber, aber auch der Regulierungsbehörde eingegangen werden, die sich aufgrund der gesetzlichen Regelungen ergeben. Mithilfe einer Analyse der Tätigkeitsabschlüsse ausgewählter Netzbetreiber soll zudem dargelegt werden, ob die Netzbetreiber die erkannten Spielräume tatsächlich nutzen. Neben der Identifizierung der Spielräume ist ein weiteres Ziel, Möglichkeiten der Begrenzung dieser und Optimierung der Kapitalkostenberechnung aufzuzeigen.

---

<sup>6</sup> Vgl. Büdenbender (2011), S. 6

## 2. Aktueller Stand der Forschung

Die Regulierung der Strom- und Gasnetzbetreiber und die damit verbundenen Fragen sind Inhalt diverser Forschungsarbeiten und Gutachten. In den vergangenen Jahren beschäftigte vor allem die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze eine Vielzahl von Gutachtern. Dabei war neben der richtigen Berechnung der einzelnen Komponenten des CAPM auch die Rentabilität der Netzbetreiber ein wichtiges Thema. In diesem Zusammenhang wurde vor allem zu Beginn der Anreizregulierung die Auswirkung dieser auf den Eigenkapitalzinssatz herausgearbeitet. Hierbei wurden die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes in der Anreizregulierung<sup>7</sup>, die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite<sup>8</sup> sowie die grundsätzliche Rendite von Netzinvestitionen<sup>9</sup> untersucht. Daneben ist auch die grundsätzliche Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Anreizregulierung Gegenstand verschiedener Forschungen, wie die Arbeit von Sebastian Haubold aus dem Jahr 2007 mit dem Thema „Kapitalkosten regulierter Stromnetzbetreiber“ zeigt. Auch die Regulierungsformen und deren Eignung für die deutschen Netzbetreiber waren in der Vergangenheit Inhalt zahlreicher Untersuchungen vor bzw. während der Einführung der Anreizregulierung. Die wesentlichen Inhalte waren dabei die Cap-Regulierung<sup>10</sup> und die Yardstick Regulierung<sup>11</sup> sowie Regulierungsmechanismen kostenbasierter Regulierung<sup>12</sup>. Die Bedeutung der Kapitalkosten und die Auswirkungen der Anreizregulierung auf die

---

<sup>7</sup> Vgl. Schäffner (2007), Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors

<sup>8</sup> Vgl. Büdenbender (2011), Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft

<sup>9</sup> Vgl. Kirchberg (2010), Rentabilität von Netzinvestitionen. Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor

<sup>10</sup> Vgl. Keller (2009), Cap-Regulierung im Elektrizitätssektor

<sup>11</sup> Vgl. Kühn (2006), Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber

<sup>12</sup> Vgl. Wicht (2004), Regulierungsmechanismen - kostenbasierte Regulierung

Investitionen<sup>13</sup> sowie die wesentlichen Investitionsanreize<sup>14</sup> waren Thema verschiedener Ausarbeitungen und Gutachten. Es setzten sich auch zahlreiche Untersuchungen mit der allgemeinen Regulierungsausgestaltung auseinander<sup>15</sup>. Es wird somit deutlich, dass ein Großteil der Themen in Bezug auf die Kostenermittlung im Rahmen der Regulierung schon untersucht wurde. Jedoch wurde die Frage, welche Spielräume bei der Ermittlung der Kapitalkosten bei den beteiligten Parteien bestehen und wie diese begrenzt werden können, bisher nicht ausreichend beleuchtet. Dabei ist die Bedeutung dieses Themas für die sachgerechte und angemessene Ermittlung dieser Kosten enorm.

### **3. Wissenschaftliches Vorgehen und Aufbau der Arbeit**

Die vorliegende Arbeit beleuchtet in den ersten Kapiteln die Grundlagen der Regulierung, die Bedeutung der Kapitalkosten und die Theorie zur Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten im Rahmen der Anreizregulierung. Im zweiten Schritt wird auf Basis dieser Ausführungen dargestellt, welche Spielräume sich bei der Kapitalkostenermittlung ergeben. Hierzu werden auf Informationen aus den verschiedenen Kostenprüfungen und Erlösobergrenzenfestlegungen zurückgegriffen. Zudem erfolgt eine Analyse von Tätigkeitsabschlüssen der deutschen Netzbetreiber. Den Abschluss bilden Überlegungen zu möglichen Wegen zur Begrenzung dieser Spielräume und damit auch zur Optimierung der Kapitalkostenberechnung. Detaillierte Angaben zu den einzelnen Kapiteln werden nachfolgend aufgeführt.

---

<sup>13</sup> Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2010)

<sup>14</sup> Vgl. Eisenbast (2011)

<sup>15</sup> Vgl. Heuterkes/Janssen (2008)

Abschnitt II beschäftigt sich nach einer kurzen Einführung mit den Grundlagen der Regulierung. Hierbei wird beschrieben, aus welchem Sachverhalt sich der Regulierungsbedarf ergibt und an welchen Punkten die Regulierung ansetzt. Zur Verdeutlichung der weiteren Faktoren wird zudem dargestellt, welche Akteure am Re-gulierungsgeschehen teilnehmen und welche Rolle sie dabei wahrnehmen. Die drei weiteren Unterpunkte des Abschnitts beschäftigen sich mit dem Thema „Informationen“, das bei der Regulierung von besonderer Bedeutung ist. Hierbei wird zum einen aufgeführt, welchen Informationsbedarf die Regulierungsbehörden haben, damit sie ihre Aufgaben erfüllen können. Zum anderen wird veranschaulicht, wie sich die Informationsasymmetrie auf die Regulierung auswirkt und welche Maßnahmen dagegen ergriffen werden können. Mit den Wegen der Informationsbeschaffung der Regulierungsbehörde wird dieser Abschnitt abgeschlossen. Es soll dargelegt werden, welche Möglichkeiten der Regulierungs-behörde aufgrund der gesetzlichen Regelungen zur Verfügung stehen und welche Daten sie daraus nutzen kann.

Das dritte Kapitel befasst sich mit den Kapitalkosten und Investitionsentscheidungen. Zum Einstieg in das Thema wird erläutert, wie Kapitalkosten betriebswirtschaftlich definiert werden und welche Rolle diese bei den Unternehmen spielen. Der Fokus liegt hierbei lediglich auf der Eigenkapitalverzinsung. Im zweiten Schritt werden in diesem Zusammenhang die wesentlichen Kapitalmarktmodelle für die Berechnung dieses Zinssatzes vorgestellt. Dabei werden das CAPM, die Arbitrage-Pricing-Theorie, das 3-Faktoren-Modell von Fama/French und das CCAPM betrachtet. Neben der allgemeinen Betrachtung der Kapitalkosten wird auf diese Kosten im Rahmen der Regulierung eingegangen, die neben der Eigenkapitalverzinsung auch die kalkulatorische Abschreibung umfassen. Hierbei wird mit verschiedenen Auswertungen die Bedeutung dieser Kosten bei den Netz-betreibern aufgezeigt. Darüber hinaus werden die

Grundsätze bei der Kapitalkostenermittlung der deutschen Netzbetreiber erläutert.

In Kapitel IV wird die aktuelle Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Regulierung aufgezeigt. Hierbei werden zum einen die kalkulatorische Verzinsung und zum anderen die kalkulatorische Abschreibung erläutert. Der Zinssatz für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung wird auf Basis der Weighted Average Cost of Capital (WACC) ermittelt und dabei in einen Eigen- und Fremdkapitalzinssatz unterteilt. Die Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes basiert auf dem CAPM. Die Ermittlung der einzelnen Komponenten dieses Modells in der Regulierung wird hierbei ausführlich beschrieben. Anschließend wird auf die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes eingegangen. Für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals sind neben dem Zinssatz auch die Verzinsungsbasis und die dafür erforderliche Kapitalstruktur von Bedeutung. Diese beiden Themen werden im vierten Abschnitt dieses Kapitels dargestellt. Die kalkulatorische Abschreibung ist Inhalt des zweiten Unterpunkts. Hierbei wird das aktuelle Verfahren kurz vorgestellt. Abgeschlossen wird dieses Kapitel mit einer kritischen Auseinandersetzung zur aktuellen Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten. Hierbei stehen insbe-

sondere das CAPM und die Ermittlung der einzelnen Komponenten im Fokus.

Abschnitt V beschäftigt sich mit den Spielräumen der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern bei der Kapitalkostenermittlung. Der erste Abschnitt befasst sich mit den Maßnahmen der Regulierungsbehörde, die vor allem das Ziel einer Senkung der Kostenbasis und damit der Netzentgelte verfolgt. Die gegebenen Spielräume ermöglichen ihr hierbei verschiedene Ansatzpunkte, die wesentliche Auswirkungen auf die kalkulatorischen Kapitalkosten haben. Die bedeutendsten Maßnahmen werden im ersten Unterpunkt beschrieben. Die darauffolgenden

Unterpunkte beschreiben weitere Vorgehensweisen, die den einzelnen Kostenprüfungen zugeordnet sind. Hierdurch wird auch ersichtlich, dass sich die Regulierungsbehörde bei ihren Maßnahmen im Laufe der Regulierung weiterentwickelt und auf die Schritte der Netzbetreiber reagiert hat. Im zweiten Teil dieses Abschnitts werden die möglichen Maßnahmen der Netzbetreiber dargestellt, mit denen sie die vorhandenen Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung zur Erreichung einer Kostenerhöhung bzw. Erhaltung der Kostenbasis nutzen können. Die wesentlichen Punkte beziehen sich dabei auf die Investitionen, das Umlaufvermögen sowie das Abzugskapital. Der dritte Abschnitt umfasst die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse von deutschen Netzbetreibern. Mithilfe dieser Betrachtung soll untersucht werden, ob die beschriebenen Möglichkeiten zur Beeinflussung der Kapitalkosten durch die Netzbetreiber auch angewendet wurden, um hiermit deren Netzkosten zu optimieren. Hierbei stehen das Anlagevermögen, die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände, der Kassenbestand, die Verbindlichkeiten und die Rückstellungen im Mittelpunkt der Analyse. Es wird dabei die Entwicklung dieser Vermögensgegenstände in den Jahren 2010 bis 2012 betrachtet. Neben der Analyse der Tätigkeitsabschlüsse sollen Auswertungen des BDEW und der Bundesnetzagentur die durchgeführten Optimierungen untermauern. Abgeschlossen wird dieser Abschnitt mit einer Bewertung der verschiedenen Maßnahmen der Regulierungsbehörde und der Netzbetreiber sowie deren Auswirkungen auf die Kapitalkosten.

Kapitel VI umfasst Möglichkeiten zur Begrenzung dieser Spielräume sowie Wege zur Optimierung der Kapitalkosten. Im ersten Schritt wird auf die Verzinsungsbasis eingegangen, die die meisten Spielräume bei der Bestimmung der genannten Kosten bietet. Hierbei stehen die einzelnen Positionen des Umlaufvermögens sowie die Passivseite im Mittelpunkt der Betrachtung. Der zweite Abschnitt beschäftigt sich mit der Optimierung bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Hierbei wird

neben der Frage, ob das CAPM auch das geeignetste Verfahren ist, die Ermittlung der einzelnen Komponenten beleuchtet. Der anschließende Teil beschäftigt sich mit den Möglichkeiten, die Optimierung der Netzbetreiber in Bezug auf die Investitionen zu begrenzen. In diesem Zusammenhang wird das Thema der jährlichen Berücksichtigung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze betrachtet. Abgeschlossen wird dieses Kapitel mit einer zusammenfassenden Bewertung zur Begrenzung der Spielräume sowie der Optimierung der Kapitalkostenberechnung zur Sicherstellung von sachgerechten und angemessenen Netzentgelten.

In Abschnitt VII erfolgt eine abschließende Zusammenfassung der wesentlichen Inhalte dieser Arbeit. Dabei stehen die Spielräume der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde im Mittelpunkt. Des Weiteren sollen die Schwachstellen der Auswertung dargelegt und ein Fazit hinsichtlich der Zielsetzung der Untersuchung gezogen werden. In einem abschließenden Punkt wird der weitere Forschungsbedarf in Zusammenhang mit der Kapital-kostenermittlung der deutschen Netzbetreiber aufgezeigt.

## II. Regulierung der Energienetze

### 1. Grundlagen der Regulierung

#### 1.1. Regulierungsbedarf der Energienetze

Eine Grundvoraussetzung für eine effiziente Ressourcenallokation über den Preismechanismus ist ein funktionierender Wettbewerb. Als Effizienzkriterium zur Bewertung des Wettbewerbs wird das Pareto-Prinzip herangezogen, das eine vollkommene Konkurrenz auf allen Märkten voraussetzt. Die grundlegende Aussage dieses Prinzips besteht darin, dass eine Situation pareto-effizient ist, wenn bei gegebenen Ausgangsbedingungen kein Wirtschaftssubjekt besser gestellt werden kann, ohne dass gleichzeitig mindestens ein anderes schlechter gestellt wird.<sup>16</sup> Derartige Verhältnisse werden in der Realität selten vorgefunden. Grund hierfür ist, dass in der Regel Gegebenheiten vorliegen, die zu einem Marktversagen führen. Hierbei können folgende Sachverhalte angeführt werden:

- Natürliches Monopol
- Ruinöse Konkurrenz<sup>17</sup>
- Externe Effekte<sup>18</sup>
- Öffentliche Güter<sup>19</sup>
- Asymmetrische Informationen<sup>20</sup>

---

<sup>16</sup> Vgl. Brückmann (2004), Probleme der Deregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, S. 19

<sup>17</sup> Von einer ruinösen Konkurrenz wird gesprochen, wenn effiziente Unternehmen den Markt verlassen müssen, weil der Ausleseprozess ineffizient ist.

<sup>18</sup> Unter externen Effekten sind solche Situationen zu verstehen, die aufgrund des Handels eines Marktteilnehmers Auswirkungen auf ein unbeteiligtes Wirtschaftssubjekt haben. Hierbei kann zwischen positiven (z.B. Forschung) und negativen externen Effekten (z.B. Lärmbelästigung) unterschieden werden.

<sup>19</sup> Bei öffentlichen Gütern handelt es sich um vom Staat bereitgestellte Güter und Dienste (z.B. Bildung, Infrastruktur usw.), die keinen Markt haben, auf dem über Angebot und Nachfrage ein Preis festgelegt wird.

Aufgrund dieser Gegebenheiten und des daraus resultierenden Marktversagens hat die staatliche Regulierung die bedeutende Aufgabe, mit unterschiedlichen Maßnahmen und Methoden den Wettbewerb zu ersetzen, wenn dieser als Kontroll- und Steuerungsmechanismus entfällt. Hierunter werden in der Regel die Eingriffe durch staatliche Regulierung verstanden, die den Aufbau der Märkte und den Handlungsspielraum der Marktteilnehmer definieren und damit den Wettbewerb behindern.<sup>21</sup> Dies ist jedoch unter den gegebenen Umständen intendiert, da es bei einem Marktversagen keinen funktionsfähigen Wettbewerb geben kann.

Der Regulierungsbedarf bei den deutschen Elektrizitäts- und Gasnetzen ergibt sich aus der Gegebenheit, dass in diesen Bereichen ein natürliches Monopol vorhanden ist. Von einem natürlichen Monopol wird gesprochen, wenn das monopolistische Unternehmen den nachgefragten Leistungsumfang kostengünstiger bereitstellen kann als zwei oder mehrere andere Unternehmen. Diese Situation wird als Subadditivität bezeichnet, da kein anderer Anbieter die benötigte Infrastruktur für Strom- und Gasnetze zu diesem Zeitpunkt anbieten kann.<sup>22</sup> Diese Monopolsituation führt zu einem Marktversagen, welches Faktorfehlallokationen und Wohlfahrtsverluste zur Folge hat. Denn während der Wettbewerb auf freien Märkten in der Regel dazu führt, dass sich die Kosten und Preise annähern, steht das Streben nach Gewinnmaximierung in monopolistischen Märkten im Vordergrund, da kein Preisdruck durch eine Konkurrenzsituation hervorgerufen wird.<sup>23</sup> Um seinen Gewinn zu maximieren, setzt der Monopolist seinen Preis auf der Preisabsatzfunktion an dem Punkt fest, an dem der Grenzerlös mit den Grenzkosten übereinstimmt. Dieser Preis liegt dann immer über dem

---

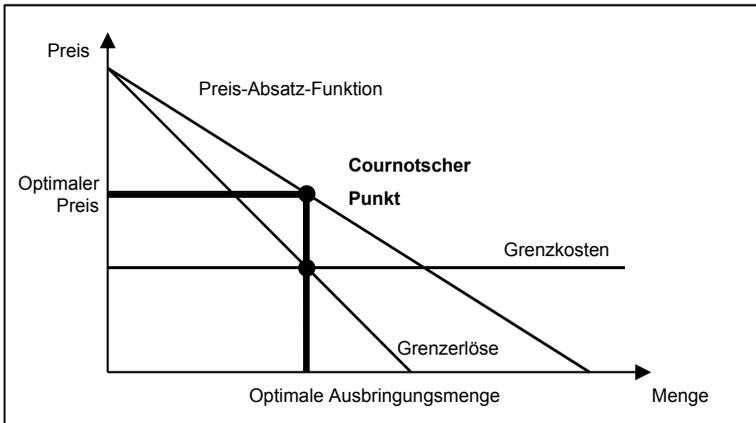
<sup>20</sup> Vgl. Brückmann (2004), S. 19

<sup>21</sup> Vgl. Brückmann (2004), S. 19f.

<sup>22</sup> Vgl. Brückmann (2004), S. 20

<sup>23</sup> Vgl. Berliner (2012), Informationsbefugnisse der Bundesnetzagentur im Telekommunikationsrecht, S. 77

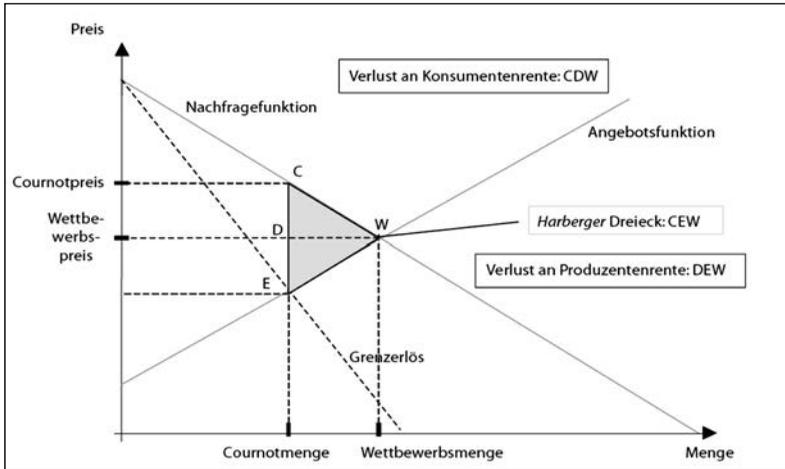
wohlfahrtsmaximierenden Preis, der den Grenzkosten entspricht.<sup>24</sup> Diese Sachverhalte werden in der nachfolgenden Abbildung zur Preisbildung in Monopolmärkten grafisch dargestellt.



**Abbildung 1: Preisbildung im Monopol**

In Abbildung 2 wird zusätzlich deutlich, dass die Preisbildung im Monopol zu einer Mengenreduzierung und einer Preiserhöhung (Punkt C = Cournotscher Punkt) im Vergleich zur Preisbildung bei vollständiger Konkurrenz führt (Punkt W). Grund hierfür ist, dass auf freien Märkten der Preis durch Angebot und Nachfrage bestimmt und nicht durch den Monopolisten mit dem Ziel der Gewinnmaximierung festgelegt wird.

<sup>24</sup> Vgl. Noth (1994), Regulierung bei asymmetrischer Verteilung, S. 6



**Abbildung 2: Das Harberger-Dreieck - Verlust an Konsumenten- und Produzentenrente aufgrund der Monopolsituation<sup>25</sup>**

Das Harberger-Dreieck, das in der Abbildung durch das Dreieck CEW dargestellt ist, stellt die Differenz zwischen der Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente bei vollständiger Konkurrenz und der entsprechenden Summe in der Monopolsituation dar. Es zeigt somit den Wohlfahrtsverlust an, der durch die monopolistische Preissetzung im Vergleich zur wohlfahrtsoptimalen Preissetzung bei vollständiger Konkurrenz entsteht. Ziel der Regulierung muss deshalb die Verringerung dieses Harberger-Dreiecks und damit auch der Wohlfahrtseinbußen sein.<sup>26</sup>

Sind neben dem natürlichen Monopol noch irreversible Kosten vorhanden, die den Markteintritt für Konkurrenten erschweren, so sind Markteingriffe aufgrund des Vorliegens einer stabilen netzspezifischen Marktmacht in Form einer staatlichen Regulierung in der Regel gerechtfertigt und nachvollziehbar. Unter den genannten irreversiblen Kosten werden solche

<sup>25</sup> Vgl. Kurth (2009), Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? – Die Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung, S. 681

<sup>26</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 680f.

Kosten verstanden, die bereits entstanden sind und auch durch Verkauf nicht mehr rückgängig gemacht werden können.<sup>27</sup> Oft werden diese Kosten als versunkene Kosten oder „sunk costs“ bezeichnet. Wenn Subadditivität und Irreversibilität gegeben sind, wird von einem monopolistischen Bottleneck gesprochen, das auch bei den Netzbetreibern anzutreffen ist. Aufgrund dieses monopolistischen Bottleneck haben sie eine stabile Marktmacht, die bestehen bleibt, wenn die anderen Marktteilnehmer vollständig informiert sind, die Nachfrager den Anbieter wechseln würden oder eine Veränderung des Preises zu einer Wanderung der Nachfrage führen würde. Ein wesentlicher Vorteil der vorhandenen Netzbetreiber ist, dass die beschriebenen irreversiblen Kosten für sie nicht mehr entscheidungsrelevant sind, für potentielle Wettbewerber jedoch schon, da diese die benötigte Infrastruktur neu aufbauen und die dafür notwendigen Investitionen tätigen müssten.<sup>28</sup> Daraus ergibt sich, dass die etablierten Netzbetreiber auf jeden Fall geringere Kosten haben als Unternehmen, die den Eintritt in diesen Markt anstreben, sodass unter wirtschaftlichen Bedingungen kein adäquater Ersatz für die vorhandene Netzinfrasturktur gebaut werden kann, was eine Abhängigkeit von der existierenden Infrastruktur bedeutet. Diese Voraussetzungen begründen in diesen Bereichen eine Regulierung zur Disziplinierung der Akteure. So soll sichergestellt werden, dass der systematische Zugang zu den monopolistischen Bottleneck-Bereichen gewährleistet werden kann, damit der Wettbewerb auch auf allen komplementären Märkten zum Zuge kommt.<sup>29</sup>

Da es sich bei den Energienetzen um ein langfristiges Monopol handelt, ist es wichtig, für einen möglichst dauerhaften und kontinuierlichen Regulierungsrahmen zu sorgen. Die Regulierung muss jedoch auf die

---

<sup>27</sup> Vgl. Knieps (2011), Warum und wozu Regulierung im europäischen Mehr-Ebenen-System? – Gründe für bzw. Ziele von Regulierung, S. 5f.

<sup>28</sup> Vgl. Growitsch/Müller/Stronzik (2008), Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft, S. 1

<sup>29</sup> Vgl. Knieps (2011), S. 5f.

Wertschöpfungsstufen beschränkt werden, in denen auch ein natürliches Monopol vorhanden ist. In der Energieversorgung trifft dies auf den Bereich der lokalen Verteilung von Energie an die Haushalts- und Gewerbekunden sowie auf die Übertragungsnetzbereiche zu. Dagegen liegen bei der Erzeugung der Energie und deren Vertrieb keine natürlichen Monopole vor, da diese Bereiche dem Wettbewerb unterliegen.<sup>30</sup> Dennoch sollten die oligopolistischen Strukturen auf den anderen Wertschöpfungsstufen neben dem Monopolbereich einer regelmäßigen Überprüfung (z.B. durch das Bundeskartellamt) unterzogen werden. Laut Kurth (2009) kann eine Regulierungsbedürftigkeit dieser Bereiche in der Zukunft nicht ausgeschlossen werden.<sup>31</sup>

Es wird somit deutlich, dass die Preisregulierung auf die Kontrolle von Marktmacht, den Umfang und die Qualität der Güterversorgung sowie auf gesellschaftliche Ziele ausgerichtet werden soll. Durch diese Vorgaben lassen sich klare Vorhaben und Prinzipien der Regulierung ableiten, die auf die Schaffung von mehr Wettbewerb und die Steigerung der Wohlfahrt der Bürger bzw. die Verringerung der Wohlfahrtseinbußen, die auf einem Monopolmarkt entstehen, ausgerichtet sind.<sup>32</sup> Daneben ist die Bekämpfung der Faktorfehlallokationen aufgrund des Marktversagens als wichtiger Vorsatz anzuführen. Dennoch muss berücksichtigt werden, dass aufgrund möglicher Anreizverzerrungen sowie durch die Kosten der Regulierung nicht das Erreichen eines Pareto-Optimums, sondern einer Second-Best-Lösung<sup>33</sup> die Zielsetzung sein muss. Es soll grundsätzlich der Wettbewerb im Energiesektor gesichert und intensiviert werden, mit der Absicht,

---

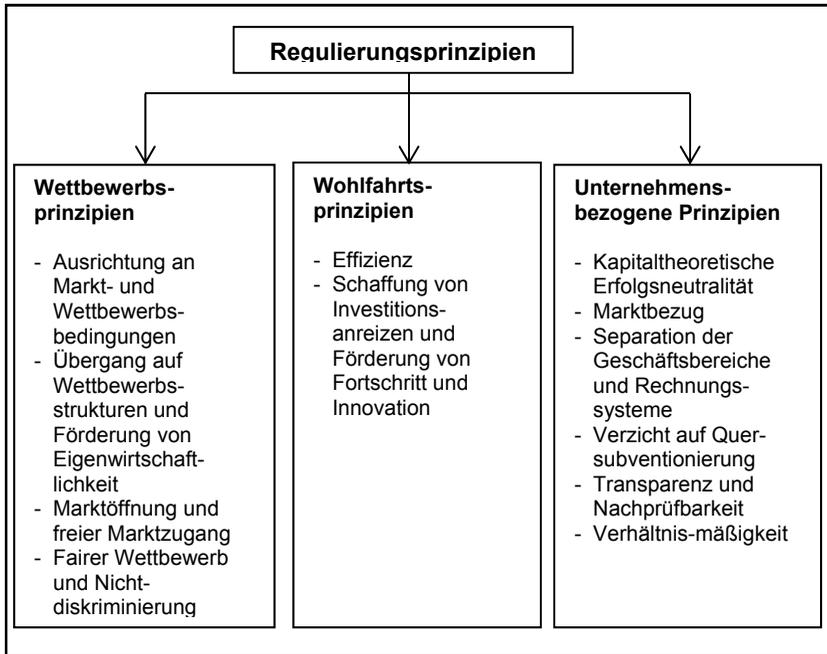
<sup>30</sup> Vgl. Noth (1994), S. 10

<sup>31</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 680

<sup>32</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), Differenzierung von Zinssätzen zur Kapitalkostenermittlung regulierter Telekommunikationsvorleistungsprodukte, S. 20

<sup>33</sup> Die Second-Best-Lösung oder auch die Theorie des Zweitbesten beschäftigt sich mit dem Wohlfahrtsoptimum unter der Bedingung des Marktversages wie es im Monopolbereich vorliegt. Ziel dieser Lösung ist es, unter den gegebenen Voraussetzungen einen effizienten Ressourceneinsatz zu gewährleisten. Relevant wird diese Lösung, wenn das Pareto-Optimum nicht erreicht werden kann.

Anreize für Innovationen und Investitionen nicht zu vernachlässigen.<sup>34</sup> Aus diesen Zielen lassen sich auch die wichtigsten Regulierungsprinzipien ableiten, die in der nachfolgenden Abbildung dargestellt sind.<sup>35</sup>



**Abbildung 3: Überblick über die Prinzipien der Regulierung<sup>36</sup>**

Mit den Wettbewerbsprinzipien sollen Bedingungen auf dem regulierten Markt geschaffen werden, die denen auf freien Märkten möglichst nahe kommen. Es wird das Ziel verfolgt, die Entgelte so festzulegen, wie sie den Preisen auf Märkten mit funktionierendem Wettbewerb entsprechen, damit die Endnutzer und Wettbewerber nicht durch preispolitische Maßnahmen eines marktbeherrschenden Unternehmens benachteiligt werden. Der geforderte Wettbewerb ist daher kein Selbstzweck, sondern dient letztlich

<sup>34</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 680

<sup>35</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 20f.

<sup>36</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 21

dem Nutzen eines Landes sowie seiner Bevölkerung und damit auch der Wohlfahrt.<sup>37</sup>

Die Wohlfahrtsprinzipien zielen vor allem auf die Effizienz und die Investitionsanreize, die eine wesentliche Grundlage des Regulierungsrahmens sein sollten. Da sich in einer dynamischen Welt die Rahmenbedingungen durch technischen Fortschritt und andere Faktoren verändern, wird eine einmal erreichte Effizienz nur dann bewahrt, wenn der Fortschritt gefördert wird und die Unternehmungen Anreize zur Reduktion der Kosten, zur Umsetzung von Investitionen und zur Steigerung der Qualität bekommen. Daher sind Effizienz- und Anreizprinzipien wichtige Instrumente für die Erreichung der Wohlfahrt und somit auch grundlegende Kriterien bei den Regulierungsvorgaben.

Die dritte Säule, die unternehmensbezogenen Prinzipien, beschreibt die wesentlichen Punkte, die sich durch die Regulierung im Unternehmen ändern müssen und sollen. Hierzu zählen die Transparenz und die Nachprüfbarkeit der Kostenstruktur sowie die klare Aufteilung der Geschäftsbereiche in Vertrieb, Erzeugung und Energienetze (Unbundling),<sup>38</sup> denn die Quersubventionierung zwischen diesen Bereichen war in der Vergangenheit ein bedeutendes Problem bei den Energieversorgern und soll mittels der Regulierung verhindert werden.

## **1.2. Ansatzpunkte der Regulierung**

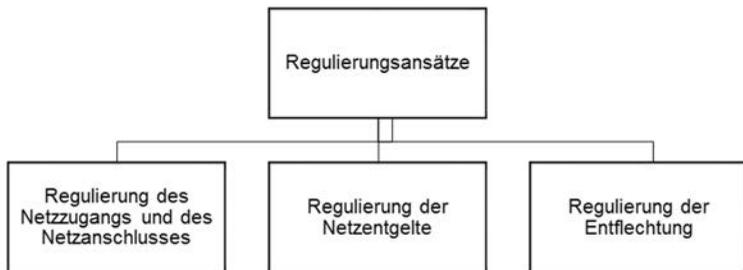
Neben dem grundsätzlichen Regulierungsbedarf der Energienetze soll bei der vorliegenden Arbeit der Frage nachgegangen werden, welche Bereiche von der Regulierung überhaupt betroffen sind. Die wichtigsten Ansatzpunkte sind die Regulierung der Netzentgelte, des Netzzuganges

---

<sup>37</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 20f.

<sup>38</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 20f.

und des Netzanschlusses sowie Maßnahmen zur Entflechtung. Diese wichtigen Punkte beeinflussen sich dabei gegenseitig.



**Abbildung 4: Ansatzpunkte für die Regulierung<sup>39</sup>**

Mithilfe der Zugangs- und Entgeltregulierung soll die Bundesnetzagentur dem wichtigsten Ziel der Regulierung, der Wettbewerbsförderung und damit der Vermeidung überhöhter Preise, gerecht werden. Die beiden Punkte stellen – aufgrund ihrer großen Bedeutung in Bezug auf den Wettbewerb – die Basis einer wirksamen Regulierung dar.

Die Aufgabe der Zugangsregulierung ist in erster Linie, die Nutzbarkeit von Netzen unabhängig von der Eigentümerstellung zu gestalten.<sup>40</sup> Aufgrund der hohen Bedeutung dieses Themas wurden die detaillierten Regelungen zum Netzzugang in eigenen Verordnungen festgelegt. Im Stromnetzbereich ist dies die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), die im Jahr 2005 in Kraft getreten ist und im Gasnetzbereich die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die im Jahr 2005 verabschiedet wurde. Das Ziel dieser Verordnungen ist ein diskriminierungsfreier Netzzugang und Netzanschluss für alle Marktteilnehmer, denn der Wettbewerb im Energieversorgungsbereich kann nur funktionieren, wenn alle Marktteilnehmer einen unbegrenzten Zugang zum Netz haben.<sup>41</sup> Zur

---

<sup>39</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 682

<sup>40</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 78

<sup>41</sup> Vgl. GasNZV und StromNZV

Gewährleistung dessen wird der Netzzugang durch die Bundesnetzagentur reguliert und kontrolliert.

Die Entgeltregulierung soll verhindern, dass der Netzeigentümer seine Machtposition durch Preisgestaltung gegenüber Endkunden und Wettbewerbern ausnutzt, indem er den Zugang zum Netz nur zu ungünstigeren Bedingungen verschafft, als sie ihm selber vorliegen. Zudem sollen die Bevorzugung einzelner Nachfrager (z.B. des eigenen Vertriebs) bei der Preisgestaltung und die Weitergabe der finanziellen Folgen ineffizienten Wirtschaftens unterbunden werden. Somit stellt die Entgeltregulierung eine wichtige Voraussetzung für die Netzzugangsregulierung dar. Zur Sicherstellung dieser Bedingungen erfolgt seit Einführung der Anreizregulierung eine Prüfung und Genehmigung der Kosten durch die Regulierungsbehörde mithilfe einer Ex-Ante-Regulierung.<sup>42</sup> Die bestimmende Frage bei der Genehmigung dieser Entgelte ist die Höhe der Kosten, die unter Wettbewerbsbedingungen und einer effizienten Leistungserbringung entstehen würden. Neben den entstandenen Kosten soll den Netzbetreibern dabei eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals zugestanden werden, damit die Investitionsanreize bestehen bleiben. Die große Herausforderung ist hierbei, die sachgerechten Kosten der Netzbetreiber bzw. deren Leistung zu bestimmen. Diese Aufgabe soll mithilfe der Informationsbefugnisse gelöst werden, was jedoch aufgrund der vorhandenen Informationsasymmetrie schwierig ist. Zusätzlich erhöhen die Zuordnung der Gemeinkosten sowie leistungsunabhängigen Fixkosten diese Problematik.<sup>43</sup>

Der dritte Ansatzpunkt hat die Aufgabe, betriebliche Einheiten eines Unternehmens bzw. eines Unternehmensverbundes zu trennen und somit die Grundlage für die Entgeltbestimmung zu schaffen. Das Ziel hierbei ist die Herstellung bzw. Stärkung der Unabhängigkeit zwischen

---

<sup>42</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 78

<sup>43</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 79

verschiedenen Geschäftsbereichen aufgrund von gesetzlichen und regulatorischen Vorschriften.<sup>44</sup> Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes hat die Anforderungen hinsichtlich der Entflechtung des Netzbetriebes deutlich verschärft. Vertikal integrierte Versorgungsunternehmen haben eine weitestgehende Trennung der Energienetze von den anderen Wertschöpfungsstufen wie Erzeugung und Vertrieb vorzunehmen. So soll verhindert werden, dass Kosten anderer Geschäftsbereiche an den Netzkunden weitergegeben werden. Die Entflechtung wird im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften vor allem in den folgenden Ausprägungen gefordert:

- Buchhalterische bzw. rechnerische Entflechtung
- Informatorische Entflechtung
- Operationelle Entflechtung
- Gesellschaftsrechtliche Entflechtung<sup>45</sup>

Es betrifft alle strategischen, rechtlichen, steuerlichen, buchhalterischen, organisatorischen, personellen und IT-technischen Sachverhalte. Teilweise wird auch die eigentumsrechtliche Entflechtung gefordert, bei der der Netzbetrieb vollständig aus dem vertikal integrierten Unternehmen herauszulösen und strikt von den übrigen Wertschöpfungsketten zu trennen ist. Dieser Ansatz wurde bisher bei der Regulierung der Energieversorgungsunternehmen nicht umgesetzt. Grundsätzlich lassen sich zum aktuellen Zeitpunkt drei Gestaltungsmodelle unterscheiden:

- Komplette Übertragung des gesamten operativen Netzbetriebs einschließlich des Netzes und sonstiger betriebsnotwendiger Vermögensgegenstände sowie des für den Netzbetreiber zuständige Personals in eine eigene Netzgesellschaft.

---

<sup>44</sup> Vgl. Growitsch/Müller/Stronzik (2008), S. 3

<sup>45</sup> Vgl. Growitsch/Müller/Stronzik (2008), S. 3-6

- Übertragung des operativen Netzbetriebs einschließlich des Personals sowie der betriebsnotwendigen Vermögensgegenstände, ohne das Netz in eine eigene Netzgesellschaft.
- Ausschließliche Übertragung des Netzbetriebes ohne Personal und Netz in eine eigene Netzgesellschaft.<sup>46</sup>

Bei der zweiten und dritten Alternative muss der Netzbetreiber zur Wahrnehmung seiner Aufgabe, über das Netz weitgehend unabhängig zu disponieren, dieses vom Energieversorgungsunternehmen/ Mutterunternehmen pachten.<sup>47</sup> Im Rahmen der Regulierung wird hierbei nur vorgegeben, dass die Pachtaufwendungen nicht höher sein dürfen als die Aufwendungen, die entstehen würden, wenn der Netzbetreiber das Energienetz in seinem Anlagenvermögen hätte.<sup>48</sup>

### **1.3. Aktuelle Regulierungsmethode in Deutschland**

Seit 2009 wird in Deutschland als Regulierungsmethode die Anreizregulierung eingesetzt. Grundsätzlich soll hierbei die vollständige Entkoppelung der Erlöse von den Kosten der Netzbetreiber sowie die Produktivitätssteigerung der regulierten Unternehmen erreicht werden. Mithilfe der Anreizregulierung soll durch eine Simulation von Wettbewerb ein Anreiz zur effizienten Leistungserbringung durch eigenständige Kostenreduktion geschaffen werden. Des Weiteren soll die fortwährende Überprüfung der Kosten, die im Rahmen der Kostenregulierung<sup>49</sup> not-

---

<sup>46</sup> Vgl. Appel/Beisheim/Edelmann/Kaufmann (2006), Praxis des Unbundling - der Teufel steckt im Detail, S. 36

<sup>47</sup> Vgl. Appel/Beisheim/Edelmann/Kaufmann (2006), S. 36

<sup>48</sup> Vgl. § 4 Abs. 5 StromNEV bzw. GasNEV

<sup>49</sup> Bei der Kostenregulierung basieren die Netzkosten auf die Kosten des Unternehmens plus eines entsprechenden Gewinnzuschlags. Es wird dabei häufig

wendig war, minimiert werden.<sup>50</sup> Das Ziel der Versorgungssicherheit soll mithilfe der zusätzlich eingeführten Qualitätsregulierung<sup>51</sup> erreicht werden. Die Anreizregulierung wird in Theorie und Praxis als beste Methode bewertet, um Ineffizienzen zu erkennen, diese abzubauen und somit einen effizienten Netzbetrieb sicherzustellen.<sup>52</sup>

Die Anreizregulierung kann in Form der Revenue-Cap-Regulierung (Erlösobergrenzenregulierung) oder der Price-Cap-Regulierung (Preisobergrenzenregulierung) umgesetzt werden. In Deutschland wird die erstgenannte angewendet, die vorgibt, wie hoch die Erlösobergrenze sein darf und nicht, wie die Preisstruktur aussehen soll. Diese Erlösobergrenze wird zu Beginn der Regulierungsperiode, die in der Regel fünf Jahre dauert, festgelegt und verändert sich bis auf einige Ausnahmen über die Periode nicht. Die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis einer Kostenprüfung nach den Vorgaben der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung. Ausgehend von den hierdurch genehmigten Kosten wird die Erlösobergrenze für die ganze Regulierungsperiode bestimmt, die nur durch Anpassung des Verbraucherpreisindex und der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, der volatilen Kosten sowie des Erweiterungsfaktors jährlich verändert wird. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze hat der Verordnungsgeber nach Anlage 1 in Verbindung mit § 7 ARegV eine Regulierungsformel vorgegeben, die sowohl auf

---

auch von einer Cost-Plus-Regulierung gesprochen. Eine ständige Überprüfung der Kosten war daher notwendig.

<sup>50</sup> Vgl. Growitsch/Müller/Stronzik (2008), S. 11f.

<sup>51</sup> Die Qualitätsregulierung soll sicherstellen, dass die Qualität der Netze durch Einsparungen nicht verschlechtert wird. Hierzu werden die Ausfallzeiten der Netze erfasst. Aktuell wird die Qualitätsregulierung nur bei den Stromnetzen durchgeführt. Die Ausgestaltung bei den Gasnetzen muss noch geregelt werden.

<sup>52</sup> Vgl. Ufer/Hoffjan/Ißleib/Schuchardt (2010), Investitionsanreize der Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft, S. 1

individuellen als auch auf gesamtwirtschaftlichen Faktoren basiert.<sup>53</sup> Diese Formel setzt sich wie folgt zusammen:<sup>54</sup>

$$EOG_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

mit

$V_t$	=	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen
$VPI_t$	=	Verbraucherpreisindex des Jahrs $t$
$VPI_0$	=	Verbraucherpreisindex für das Basisjahr
$PF_t$	=	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV
$EF_t$	=	Erweiterungsfaktor nach Maßgabe des § 10 ARegV für das Jahr $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$Q_t$	=	Qualitätselement (Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze aufgrund der Netzqualität)
$VK_t$	=	volatiler Kostenanteil, der nach § 11 Absatz 5 im Jahr $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet
$VK_0$	=	volatiler Kostenanteil nach § 11 Absatz 5 im Basisjahr
$S_t$	=	Zu- oder Abschläge aufgrund des Regulierungskontos der vorangegangenen Regulierungsperiode <sup>55</sup>

Die Formel zeigt, dass die Gesamtkosten, die in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, nach den in § 11 ARegV genannten Positionen aufgeteilt werden müssen. Die Zuordnung der entsprechenden Kosten ist hier ebenfalls geregelt.

- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{dnb}$ ) nach § 11 Abs. 2 ARegV,
- vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{vnb}$ ) nach § 11 Abs. 3 ARegV sowie
- beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_b$ ) nach § 11 Abs. 4 ARegV.<sup>56</sup>

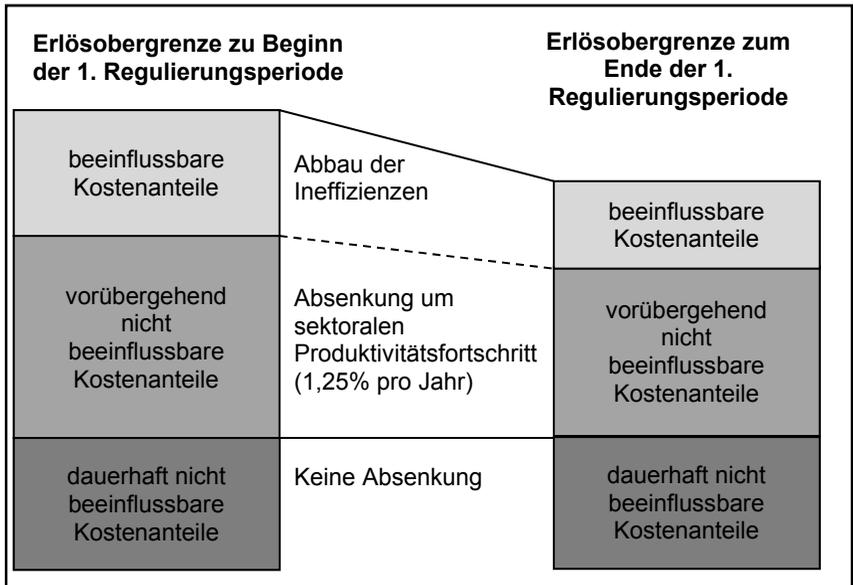
<sup>53</sup> Vgl. PriceWaterhouseCoopers (2008), Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, S. 445

<sup>54</sup> Vgl. Anreizregulierungsverordnung (2007), Anlage 1, S. 21

<sup>55</sup> Vgl. Anreizregulierungsverordnung (2007), Anlage 1, S. 21

<sup>56</sup> Vgl. § 11 ARegV

Diese genannten Kostenanteile unterliegen verschiedenen Senkungsvorgaben, wie die Abbildung 5 deutlich macht.



**Abbildung 5: Senkungsvorgaben für die erste Regulierungsperiode<sup>57</sup>**

Dabei müssen die beeinflussbaren Kostenanteile um die Ineffizienzen abgebaut werden, die mithilfe eines Benchmark-Verfahrens zu Beginn der Regulierungsperiode aufgedeckt werden. Die Bundesnetzagentur hat die Effizienzwerte der einzelnen Unternehmen festgelegt, die dann auch die individuellen ineffizienten Kostenanteile der Netzbetreiber bestimmen. Der Abbau dieser ineffizienten Kosten erfolgt dann über die Regulierungsperioden. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile müssen lediglich um den sektoralen Produktivitätsfortschritt reduziert werden. Dieser ist für jede Regulierungsperiode in der Verordnung geregelt. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile

<sup>57</sup> Vgl. Theobald/Hummel/Gussone/Felle (2008), Anreizregulierung – eine kritische Untersuchung, S. 33

werden dagegen nicht abgesenkt, sondern jährlich angepasst, was die Veränderung dieser Kosten im Unternehmen mit einem Zeitverzug von zwei Jahren widerspiegelt. Dabei muss sichergestellt werden, dass die Deckung der Gesamtkosten einschließlich der entscheidungsrelevanten Kapitalkosten gewährleistet ist.<sup>58</sup> Jedoch ist dies aufgrund der bestehenden Informationsasymmetrie zwischen dem regulierten Unternehmen und der Behörde eine komplexe Aufgabe.<sup>59</sup>

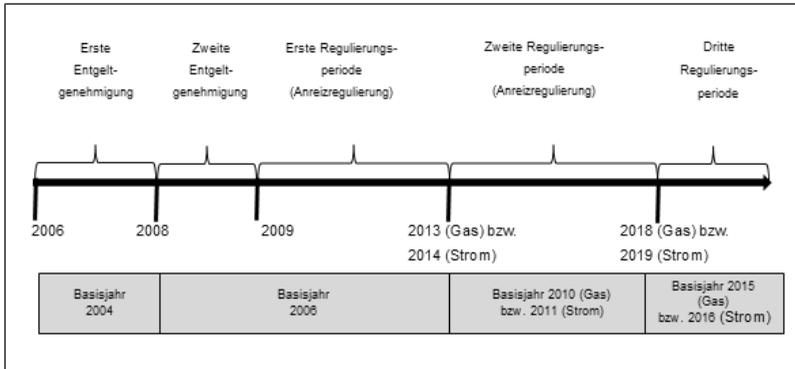
## **1.4. Die Regulierungsperioden in Deutschland**

Seit Einführung der Regulierung in Deutschland gab es verschiedenen Regulierungsformen mit unterschiedlichen Zeitspannen. Im Zeitraum von 2006 bis 2009 war die Cost-Plus-Regulierung die verwendete Regulierungsform. Die jeweiligen Entgeltbescheide galten maximal zwei Jahre. Im Jahr 2009 wurde die Anreizregulierung eingeführt. Eine Regulierungsperiode umfasst in der Regel fünf Jahre, wobei die erste Regulierungsperiode bei den Gasnetzen nur vier Jahre dauerte. Für einen besseren Überblick zu den Regulierungsperioden und den dazugehörigen Basisjahren sind diese in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, da auf diese verschiedenen Zeiträume im Rahmen dieser Arbeit zurückgegriffen wird.

---

<sup>58</sup> Vgl. Knieps (2011), S. 8

<sup>59</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 79



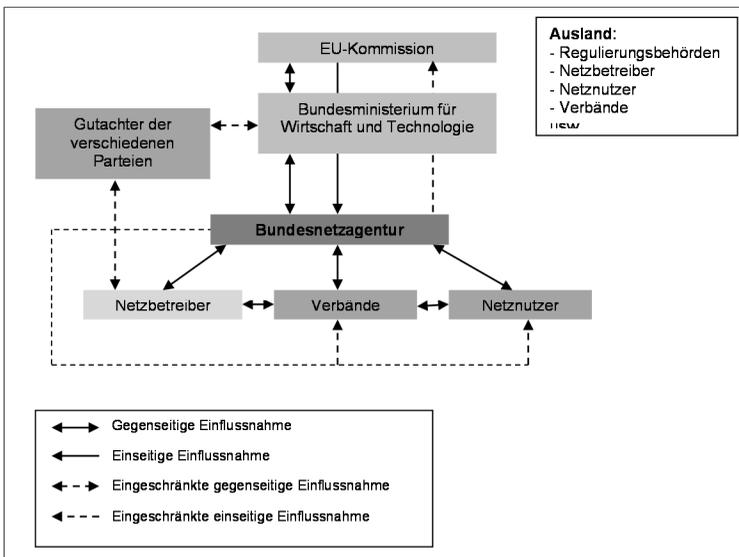
**Abbildung 6: Zeitstrahl der Netzentgelt- bzw. Erlösbergrenzegenehmigung (Eigene Darstellung)**

Die Zeitspanne von 2006 bis 2008 bezieht sich auf die erste Entgeltgenehmigung mit dem Basisjahr 2004, die die Netzentgelte für die Jahre 2006 und 2007 festgelegt hat. Die zweite Entgeltgenehmigung war Basis für das Jahr 2008 und die erste Regulierungsperiode von 2009 bis 2012 (Gasnetze) bzw. 2013 (Stromnetze). Das Basisjahr für die Entgeltbestimmung war hierbei das Jahr 2006. Der dritte Zeitraum umfasst die Bestimmung der Erlösbergrenze für die zweite Regulierungsperiode, die für die Jahre 2013 bis 2017 im Gasnetzbereich bzw. 2014 bis 2018 im Stromnetzbereich gelten. Als Basisjahr wird bei den Gasnetzen das Jahr 2010 und bei den Stromnetzen das Jahr 2011 herangezogen. Es muss beachtet werden, dass beim Übergang von der Kostenprüfung zur Anreizregulierung keine neue Ausgangsbasis der Kosten bestimmt wurde. Vielmehr wurde lediglich eine Aufteilung der Kosten in dauerhaft nicht beeinflussbare, beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile vorgenommen. Daneben wurde ein Effizienzwert für die erste Regulierungsperiode bestimmt, der den Erlösbergrenzenpfad und damit die Kostenreduktion vorgibt. Des Weiteren wurden die Eigenkapitalzinssätze in Bezug auf die Kostenbasis angepasst. Diese wurden die erste Regulierungsperiode neu bestimmt. Auf die dargestellten

verschiedenen Zeiträume der Regulierung wird im Laufe der Arbeit Bezug genommen.

## 2. Das Regulierungskonstrukt in Deutschland

Bei der Regulierung der Energienetze sind neben der Bundesnetzagentur und den Netzbetreibern weitere Teilnehmer eingebunden. Die unterschiedlichen Akteure auf dem Regulierungsmarkt haben eine Vielzahl von Beziehungen (Vgl. Abbildung 7) miteinander und wirken aufeinander ein.



**Abbildung 7: Die wesentlichen Akteure auf dem Regulierungsmarkt in Deutschland (Vereinfachte Darstellung in Anlehnung an Kurth (2009))<sup>60</sup>**

<sup>60</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 683

Abbildung 7 zeigt, dass von der Regierung über die regulierten Unternehmen bis zum Endkunden verschiedene Gruppen von der Regulierung betroffen sind. Der Akteur, der den größten Nutzen aus der Regulierung der Energienetze ziehen soll, ist der Netznutzer. Dieser Netznutzer bzw. Endkunde kann im Bereich der Strom- und Gasnetze in die Gruppen Industriekunden, Haushaltskunden und Gewerbekunden unterteilt werden.<sup>61</sup>

Der größte Einfluss auf die Bundesnetzagentur bzw. die Bundesregierung und auf die Verbände sowie deren verfasste Gutachten kann – aufgrund von Lobbyarbeit und der zentralen Bedeutung für die deutsche Wirtschaft – von den Industriekunden ausgeübt werden. Der direkte Einfluss der Haushaltskunden ist eher von untergeordneter Bedeutung. Die genannten Verbände sind ein weiterer Teilnehmer auf dem Regulierungsmarkt. Diese können unterschieden werden in Verbände, die sich für die Interessen der Netzbetreiber einsetzen und solchen, die die Anliegen der Netzkunden vertreten. Zur ersten Gruppe zählen unter anderem der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) und Geode. Die Interessen der Netzkunden vertreten der Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) oder Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK).<sup>62</sup> Die Aufgabe der Verbände besteht darin, die Interessen der Mitglieder zu bündeln und diese zum einen gegenüber der Regulierungsbehörde und zum anderen gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zu vertreten. Die Verbände sollen auch dazu beitragen, dass die Regulierungspraxis optimiert und unter Umständen kontrolliert wird. Eine weitere Aufgabe der Verbände kann darin bestehen, Gutachten in Auftrag zu geben, da die einzelnen Netzbetreiber bzw. Netzkunden in der Regel diesen Aufwand nicht tragen

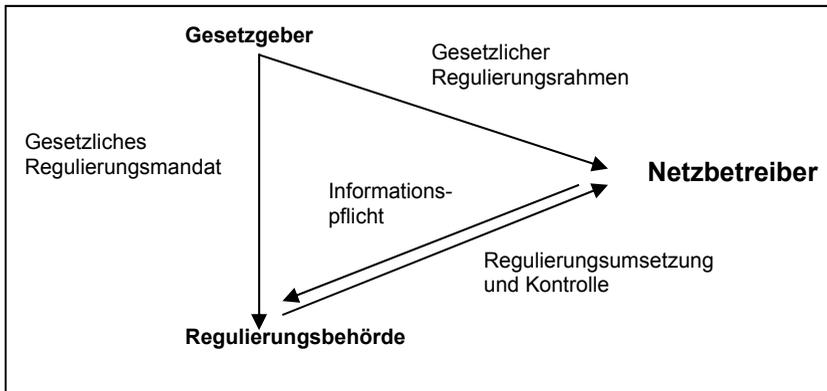
---

<sup>61</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 683f.

<sup>62</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 683f.

wollen oder können bzw. die finanziellen Mittel nicht haben. Die beauftragten Gutachten befassen sich in der Regel mit Themen, die alle Netzbetreiber bzw. Netzkunden betreffen und interessieren und werden oft auch als Gegendarstellung zu Gutachten der Regulierungsbehörde erstellt (z.B. bei der Eigenkapitalverzinsung).

Neben diesen Teilnehmern stehen die folgenden Akteure im Fokus der Regulierung: der Gesetzgeber (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), die Regulierungsbehörde und die regulierten Unternehmen sowie die Netzbetreiber (Vgl. Abbildung 8).



**Abbildung 8: Das Regulierungsdreieck mit den dazugehörigen Aufgaben (eigene Darstellung in Anlehnung an Knieps (2011))<sup>63</sup>**

Ausgehend vom Regulierungsbedarf und den dazugehörigen Zielen sowie den unterschiedlichen Interessen der Akteure auf dem Regulierungsmarkt kann die Aufgabe und Rolle der Regulierungsbehörde abgeleitet werden. Die Regulierungsbehörde, die in Deutschland vom Gesetzgeber in Form der Bundesnetzagentur eingesetzt wurde, soll eine mit Wissen ausgestattete Verwaltungsstelle darstellen und als neutraler Akteur auftreten, der die Vorgabe der Wohlfahrtsmaximierung verfolgt.<sup>64</sup> Sie hat

<sup>63</sup> Vgl. Knieps (2011), S. 9

<sup>64</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 686

die Aufgabe, die Regulierungsziele umzusetzen, um einen funktionsfähigen und chancengleichen Wettbewerb sicherzustellen. Unterstützt wird die Bundesnetzagentur von den Landesregulierungsbehörden, die die Regulierungsaufgaben in den Bundesländern wahrnehmen und vor allem für kleinere Netzbetreiber zuständig sind.<sup>65</sup>

Die Landesregulierungsbehörden sind dabei der Bundesnetzagentur nicht untergeordnet. Dennoch erfolgt in der Regel eine Abstimmung mit der Bundesnetzagentur. § 64a Abs. 1 EnWG regelt in diesem Zusammenhang, dass sich die Bundesbehörde und die Landesbehörden gegenseitig bei der Wahrnehmung der ihnen obliegenden Aufgaben unterstützen sollen, wobei die Bundesnetzagentur den größeren Aufgabenumfang hat.<sup>66</sup> Zum bundeseinheitlichen Vollzug der verschiedenen Gesetze wurde zudem ein Länderausschuss bei dieser installiert, der aus jeweils einem Vertreter der Landesregulierungsbehörden gebildet wird. Die Bundesnetzagentur ist hierbei grundsätzlich nicht vertreten, hat aber die Möglichkeit, den Präsidenten an der Sitzung teilnehmen zu lassen. Eine Besonderheit hierbei ist, dass dieser zu allen Themen gehört werden muss, aber keine Entscheidungsbefugnis hat.<sup>67</sup>

Die primären Aufgaben der Landesregulierungsbehörden werden im § 54 Abs. 2 EnWG aufgeführt. Hierzu gehören beispielsweise die Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang, die Genehmigung oder Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang sowie die Überwachung der Vorschriften zur Entflechtung. Zudem ist hier festgelegt, dass in den Zuständigkeitsbereich der Landesregulierungsbehörden nur Energieversorgungsunternehmen fallen, die weniger als 100.000 Kunden an ihre Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetze angeschlossen haben.<sup>68</sup>

---

<sup>65</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 21

<sup>66</sup> Vgl. PriceWaterhouseCoopers (2008), S. 268

<sup>67</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 21

<sup>68</sup> Vgl. EnWG § 54

Alle anderen Netzbetreiber der Bundesländer fallen in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur. Diese ist nach § 1 Satz 2 BEGTPG eine selbstständige Bundesbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, die neben dem Bereich der Energienetze (Elektrizität und Gas) auch für die Telekommunikation und die Eisenbahnnetze zuständig ist. Sie ist von der Rechtsstellung her mit dem Bundeskartellamt vergleichbar und muss ihre Befugnisse unparteiisch und transparent ausüben. Durch die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur soll es dieser ermöglicht werden, eine eigene Regulierungspolitik zu entwickeln.<sup>69</sup> Deshalb verzichtet auch das EnWG darauf, die Aufgaben der Regulierungsbehörden durch eine Generalklausel allgemein und übergreifend festzulegen. Die Aufgaben der Behörden werden dabei in zahlreichen Einzelbestimmungen definiert.<sup>70</sup> Dazu gehören beispielsweise die Genehmigung der Netzentgelte für den Netzzugang, die Bearbeitung von Anträgen zum Erweiterungsfaktor, die Bestimmung der Effizienzwerte sowie die Überwachung der Vorschriften zur Entflechtung. Eine weitere bedeutende Aufgabe ist die Koordination der Informationssammlungs- und Informationsverwertungsprozesse vor allem im Rahmen der Kostenprüfung und bei der Bearbeitung der eingehenden Anträge.<sup>71</sup>

Des Weiteren ist die Sicherstellung einer konsistenten und angemessenen Regulierung von Bedeutung, vor allem in Bezug auf Entscheidungen mit längerfristigem Charakter. In den Netzindustrien sind diese langfristigen Entscheidungen in Form von Investitionen gegeben, wobei die Investitionsbereitschaft von der Berechenbarkeit und Planbarkeit der Investitionsprojekte abhängig ist. Hieraus entsteht die grundlegende Forderung einer konsistenten Regulierung, deren Regelungen angemessen sind und effiziente Investitionsanreize setzen. Dies bedeutet, dass

---

<sup>69</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 21

<sup>70</sup> Vgl. PriceWaterhouseCoopers (2008), S. 271

<sup>71</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 21

die Maßnahmen der Regulierung und die dafür maßgeblichen Prinzipien einheitlich sind und einer systematischen Ordnung unterliegen müssen. Diese Voraussetzung ist auch für den zeitlichen Aspekt wichtig, da die Planbarkeit und Berechenbarkeit nur gewährleistet ist, wenn die Regulierung keinen unerwarteten Erneuerungen unterliegt.<sup>72</sup> Zur Erfüllung der genannten Aufgaben erfolgt eine Übertragung der Regulierungskompetenzen von der gesetzgebenden Instanz auf die Regulierungsbehörde. Im Rahmen dieser Aufgaben soll sichergestellt werden, dass die Regulierungsbehörde einerseits wohlfahrtschädigende Einflussnahme begrenzt und andererseits den für die Ex-Ante-Regulierung erforderlichen Handlungsspielraum erhält. Eine gewisse Autonomie ist dabei vom Gesetzgeber gewünscht, damit das System flexibel ist.<sup>73</sup>

Die Aufgabe des Gesetzgebers besteht vor allem darin, die im Rahmen dieses Konstrukts als Basis notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Form von Gesetzen und Verordnungen festzulegen. Diese gesetzlichen Vorschriften, wie zum Beispiel EnWG, ARegV, StromNEV und GasNEV gelten dabei für die Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber. Zur Unterbindung der Willkürlichkeit durch die gegebene Souveränität unterliegt die Regulierungsbehörde der gerichtlichen Kontrolle und Entscheidung und muss daher auch die Regulierungsvorschriften aus den genannten Gesetzen und Verordnungen umsetzen sowie die Einhaltung dieser überwachen.<sup>74</sup>

Der Netzbetreiber als reguliertes Unternehmen muss ebenso die gesetzlichen Vorgaben umsetzen und die Regulierungsbehörde bei Aufforderung über die Kosten und relevanten Sachverhalte informieren. Es besteht eine Informationspflicht gegenüber der Regulierungsbehörde, die von der Bundesnetzagentur mithilfe von Abfragen der notwendigen

---

<sup>72</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 23

<sup>73</sup> Vgl. Knieps (2011), S. 9

<sup>74</sup> Vgl. Knieps (2011), S. 9

Unternehmensdaten bei den Netzbetreibern umgesetzt wird. Die Netzbetreiber sind deswegen verpflichtet, die Kosten und Erlöse auf Grundlage einer ordnungsgemäßen Buchführung zu dokumentieren und bei Bedarf der Regulierungsbehörde zur Verfügung zu stellen. So kann sichergestellt werden, dass die Regulierungsbehörde die erforderlichen Daten einfach abfragen kann und die geforderten Werte auch vergleichbar sind.<sup>75</sup> In Abschnitt II.5 werden die Möglichkeiten der Informationsbeschaffung der Bundesnetzagentur erläutert.

Eine weitere wichtige Aufgabe der Netzbetreiber besteht darin, dafür zu sorgen, dass die Infrastruktur gewartet und instandgesetzt wird, um die Versorgungssicherheit, die im Energiewirtschaftsgesetz gefordert wird, zu garantieren.

### **3. Regulierung bei asymmetrischer Informationsverteilung (Principal-Agent-Theorie)**

#### **3.1. Die Principal-Agent-Theorie**

Die Durchführung einer staatlichen Regulierung kann dadurch behindert werden, dass die Eigentümer und Entscheidungsträger der regulierten Unternehmen einen Wissensvorsprung gegenüber den Regulierungsbehörden haben. Das Problem dieser asymmetrischen Informationen im Rahmen der Regulierung von Netzentgelten ist von zentraler Bedeutung und kann einen wesentlichen Einfluss auf eine effiziente Regulierung ausüben. Einer der Gründe hierfür ist das Marktversagen auf dem Monopolmarkt und der damit einhergehende fehlende Wettbewerb. Zur Untersuchung von Entscheidungsproblemen bei

---

<sup>75</sup> Vgl. Knieps (2011), S. 9

asymmetrischer Informationsverteilung wird in erster Linie die Principal-Agent-Theorie herangezogen.

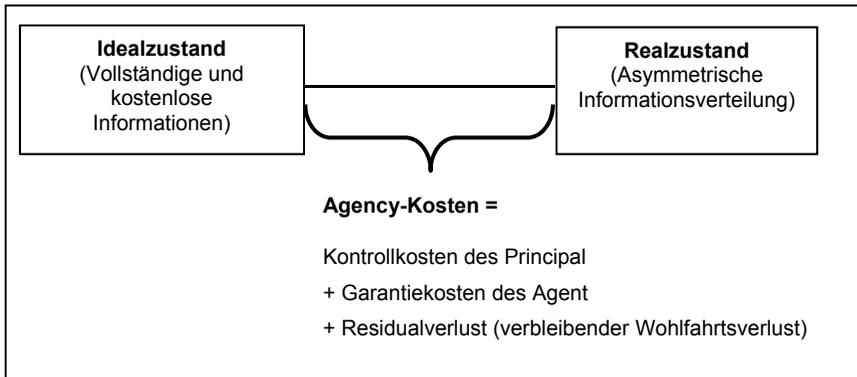
Die Agency-Theorie beschäftigt sich mit der Analyse von Wirtschaftsbeziehungen, bei der ein Beteiligter einen Wissensvorsprung gegenüber dem (oder den) anderen Beteiligten hat, der die Entscheidungsfindung teilweise einschränken kann. Dabei hat die Agency-Theorie verschiedene Formen: die Principal-Agent-Theorie und die Multiple-Agent-Theorie. Die Multiple-Agent-Theorie wird im Rahmen dieser Arbeit nicht näher erläutert, da bei der Regulierung nur die Beziehung zwischen zwei Parteien von Bedeutung ist.

Die Prinzipal-Agent-Theorie beschäftigt sich mit der Gestaltung von Delegationsbeziehungen zwischen dem Auftraggeber (Prinzipal) und dem Auftragnehmer (Agent) und ist dadurch charakterisiert, dass die Entscheidungen des Agenten Auswirkungen auf sein eigenes Wohlergehen, aber auch auf das Nutzenniveau des Principals haben. Dies zeigt, dass in der Realität eine Unvollkommenheit auf den Kapitalmärkten vorliegt.<sup>76</sup> Wäre eine kostenlose und vollständige Informationsbeschaffung für alle Beteiligten möglich, gäbe es keine Principal-Agent-Probleme. Jedoch ist das Wissen grundsätzlich unvollständig und nicht gleichverteilt. Aufgrund dieses Informationsvorsprungs ergeben sich für den Agent Handlungsspielräume, die er für seine eigenen Interessen bzw. Ziele nutzen und somit zu seinem Vorteil umsetzen kann. Folglich treten Abweichungen zwischen dem Idealzustand, der vollständige und kostenlose Informationen voraussetzt, und dem Realzustand mit einer

---

<sup>76</sup> Vgl. Rebien (2006), Kapitalkosten in der Unternehmensbewertung – Auswahl und Einsatz von Ermittlungsmethoden zur sachgerechten Ableitung von Risikokosten unter Berücksichtigung fundamentaler Faktoren, S. 205

asymmetrischen Informationsverteilung auf, die mithilfe der Agency-Kosten dargestellt werden (Vgl. Abbildung 9).<sup>77</sup>



**Abbildung 9: Überblick über die Agency-Kosten<sup>78</sup>**

Diese Agency-Kosten setzen sich zum einen aus den Kontrollkosten des Principals und zum anderen aus den Garantiekosten des Agenten zusammen. Zusätzlich zu diesen Kosten der beteiligten Parteien fallen Residualverlust bzw. Wohlfahrtsverluste an. Ziel muss es sein, mit geeigneten Mitteln diese Kosten bzw. Verluste zu minimieren.<sup>79</sup>

Hinsichtlich der Ursachen für das Informationsgefälle zwischen den beteiligten Parteien kann zwischen drei verschiedenen Problemtypen unterschieden werden: Hidden Action, Hidden Information und Hidden Characteristics. Von einer Hidden Action wird gesprochen, wenn der Principal die Handlungen des Agenten nicht oder zumindest nicht kostenlos beobachten bzw. überblicken kann. Bei der Hidden Information hat der Principal in der Regel bestimmte Informationen bezüglich entscheidungsrelevanter Merkmale nicht, über die der Agent verfügt.

<sup>77</sup> Vgl. Ordeltelheide/Rudolph/Büßelmann (1991), Betriebswirtschaftslehre und Ökonomische Theorie, S. 150

<sup>78</sup> Ordeltelheide/Rudolph/Büßelmann (1991), S. 151

<sup>79</sup> Vgl. Ordeltelheide/Rudolph/Büßelmann (1991), S. 151

Zudem kann hier der Fall eintreten, dass der Principal die Handlungen des Agenten problemlos beobachten, aber aufgrund des fehlenden Sachverstands nicht richtig beurteilen kann. Die Hidden Characteristics, die durch die Hidden Action und Hidden Information entstehen können, beschreiben bedeutende Eigenschaften des Agenten, die dem Principal ex-ante (z.B. beim Vertragsabschluss) unbekannt sind, wodurch es zur Auswahl unerwünschter Vertragspartner kommen kann. In der Praxis können sich diese beschriebenen Schwierigkeiten auch überschneiden bzw. zusammen auftreten. Die Principal-Agent-Probleme treten dabei vor allem im Bereich der Unternehmensfinanzierung, der Gestaltung von Anreiz- sowie Informations- und Kommunikationssystemen auf.<sup>80</sup>

Zur Lösung dieser Principal-Agent-Probleme wird daher vorgeschlagen, dass die Entgelte des Agenten an Ergebnisse, z.B. Kurswerte des Unternehmens, Umsätze oder Kosten, gekoppelt werden, die für beiden Parteien objektiv nachvollziehbar sind. Die formale Prinzipal-Agent-Theorie sucht in der Regel nach optimalen ergebnisorientierten Entgeltsystemen. Jedoch scheitert dies oft an der optimalen Ausgestaltung der Verträge.<sup>81</sup> Die Gründe hierfür sind in der relativen Risikoaversion der Akteure, der Genauigkeit der Ergebnismessung, dem Grenzertrag zusätzlicher Agentenanstrengungen, der Reaktion der Agenten auf Anreize und der Möglichkeit der gleichmäßigen Messung verschiedener Aufgaben zu suchen. Zielkonflikte zwischen den Akteuren bestehen vor allem hinsichtlich der optimalen Anreizintensität und Risikoverteilung. Dies kann zudem zur Folge haben, dass unerwünschte Nebenwirkungen wie Beeinflussungs- und Fehlleistungskosten auftreten. Allgemein wird davon ausgegangen,

---

<sup>80</sup> Vgl. Ordelheide/Rudolph/Büsselmann (1991), S. 151f.

<sup>81</sup> Vgl. Mühlkamp (2006), Öffentliche Unternehmen aus der Sicht der Neuen Institutionenökonomie, S. 396

dass die Beobachtung bzw. Messung der Anstrengungen des Agenten das einzig unlösbare Vertragsproblem ist.<sup>82</sup>

Zur Bekämpfung der Principal-Agent-Probleme werden in der Literatur verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt. Eine Option hierbei ist, dass der Agent den Informationsstand des Principals anpasst, indem er ihm Daten, z.B. in Form von Berichten des Jahresabschlussprüfers, zukommen lässt. Ein weiterer Weg, der sich bei der Vertragsbeziehung zwischen dem Principal und dem Agent anbietet, ist eine Auswahl zwischen mehreren unterschiedlichen Verträgen. Hierbei kann aufgrund der Entscheidung des Agenten der Principal weitere Einblicke in die Informationslage erhalten.<sup>83</sup> Jedoch lassen sich diese Lösungsmöglichkeiten in der Praxis schwer umsetzen.

### **3.2. Die Principal-Agent-Theorie im Bereich der Regulierung**

Das Thema der Informationsasymmetrie spielt innerhalb des Regulierungsmarkts zwischen den verschiedenen Parteien eine zentrale Rolle und macht deutlich, dass auch hier die Principal-Agent-Theorie von Bedeutung ist. Im Regulierungskontext können viele verschiedene Principal-Agent-Beziehungen aufgeführt werden, da die Informationen aufgrund der hohen Anzahl an unterschiedlichen Akteuren ungleich verteilt sind. Eine dieser Beziehungen besteht zwischen der Bundesnetzagentur und dem Bundeswirtschaftsministerium. Hierbei verfügt die Regulierungsbehörde über mehr Informationen als das Ministerium, die sie auch zur Verfolgung ihrer eigenen Interessen einsetzen kann. Das Principal-Agent-Problem kann dadurch verstärkt werden, dass die Aktionen

---

<sup>82</sup> Vgl. Mühlenkamp (2006), S. 396

<sup>83</sup> Vgl. Rebien (2006), S. 208

der Regulierungsbehörde teilweise schwer zu beobachten sind („Hidden Action“).<sup>84</sup> Daher ist es unabdingbar, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, durch gerichtliche Verfahren die Entscheidungen der Regulierungsbehörde anzugreifen. Weitere anzuführende Beziehungen ergeben sich zwischen den Gutachtern und den Auftraggebern sowie zwischen den Verbänden und ihren Mitgliedern. Diese Beziehungen werden nicht genauer untersucht und erläutert, da sie im Rahmen dieser Arbeit von untergeordneter Bedeutung sind.

Die wesentliche Principal-Agent-Beziehung für die Regulierung besteht jedoch zwischen der Bundesnetzagentur als Principal und dem regulierten Unternehmen als Agenten. Es wird dabei angenommen, dass ein relatives Informationsdefizit bei den Regulierungsbehörden in Bezug auf die operativen Informationen vorliegt. Aus diesem Informationsvorsprung ergeben sich Spielräume, die die regulierten Unternehmen nutzen können, ihre eigenen Interessen zu verfolgen.<sup>85</sup> Grundsätzlich beruht die Prinzipal-Agent-Theorie im Bereich der Regulierung auf einem hierarchischen Prinzip und setzt einen starken Staat voraus.<sup>86</sup> Bei einer Regulierung auf europäischer Ebene muss diese Bedingung auf Europa ausgeweitet werden. Allein aus dem Informationsvorsprung, den das regulierte Unternehmen in der Regel hat, wird deutlich, dass die Regulierungsbehörde große Kompetenz und Macht haben muss, um ihre Ziele verordnen und schlussendlich durchsetzen zu können. Diese Entscheidungsbefugnis kann sie nur vom Staat erhalten, der hinter der Regulierungsbehörde stehen muss.<sup>87</sup> In Deutschland ist diese Voraussetzung dadurch erfüllt worden, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie die Bundesnetzagentur für diese Aufgabe benannt und ihr die damit verbundenen Kompetenzen übertragen hat. Die Regulierungsbehörde

---

<sup>84</sup> Vgl. Mühlenkamp (2006), S. 396

<sup>85</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 684

<sup>86</sup> Vgl. Picot (2009), S. 659

<sup>87</sup> Vgl. Finger (2006), De- und Re-Regulierung der Netzindustrien: Wohin geht die Reise?, S. 8

nimmt somit nicht nur die Funktion einer ausführenden Behörde wahr, sondern stellt im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufträge auch eine Antrags-, Beschwerde und Beschlussinstanz dar. Sie ist somit die Mischform zwischen einer exekutiven und Normen setzenden Verwaltung, die dennoch der gerichtlichen Kontrolle unterliegt und sich an die gesetzlichen Vorgaben halten muss.<sup>88</sup>

Für die Erreichung der Wohlfahrtsmaximierung benötigt die Regulierungsbehörde Informationen bezüglich der Produktionskosten des regulierten Unternehmens sowie über die Nachfragefunktion der angebotenen Güter.<sup>89</sup> Das Problem bei der Erreichung dieses Zieles besteht darin, dass die Regulierungsbehörden teilweise Schwierigkeiten haben, verlässliche Informationen über die tatsächlichen Verhaltensweisen sowie Kosten- und Nachfragestrukturen des Netzbetreibers zu gewinnen. Diese Informationen sind beispielsweise notwendig, um die Einhaltung der Vorgaben zu überwachen oder die Kosten der effizienten Leistungserbringung zu bestimmen. Die Realität zeigt, dass die Manager eines Unternehmens in der Regel viel besser über die Kosten- und Nachfragebedingungen informiert sind als die Regulierungsbehörden, insbesondere was die Kostenbereinigungspotentiale betrifft. Oft liegt es im Interesse der Netzbetreiber, den Regulierungsbehörden wesentliche Informationen vorzuenthalten und den dadurch vorhandenen Informationsvorsprung für sich und ihre Ziele zu nutzen. In dieser Problematik liegt auch der Ausgangspunkt für die Regulierung, die zur Reduktion der asymmetrischen Informationsprobleme beitragen und Anreizverbesserungen im Sinne der Incentive-Regulierung formulieren soll.<sup>90</sup>

---

<sup>88</sup> Vgl. Picot (2009), Unternehmen zwischen Markt und Staat – Regulierung als Herausforderung, S. 659

<sup>89</sup> Vgl. Mühlenkamp (2006), S. 401

<sup>90</sup> Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2010), Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, S. 8f.

Das Regulierungssystem soll als längerfristiger Vertrag zwischen der Regulierungsbehörde und dem regulierten Unternehmen verstanden werden, um die Regulierungsziele auch bei Vorliegen der beschriebenen Informationsasymmetrie zu erreichen.<sup>91</sup> Die dazu benötigten Regulierungsinstrumente müssen hierbei aus dem jeweiligen Kontext abgeleitet werden. Eine erfolgreiche Regulierung kann jedoch nur auf Grundlage eines weit entwickelten Rechnungs- und Berichtswesens der regulierten Unternehmen sowie eines umfassenden Einblicks der Regulierungsbehörde in die Unternehmen und das Marktgeschehen umgesetzt werden.<sup>92</sup> Zur Umsetzung dieser Anforderung wurde im Rahmen der Regulierung eine buchhalterische Trennung der Kosten der regulierten Bereiche von den Wettbewerbsbereichen vorgeschrieben (Buchhalterisches Unbundling). Aktuell erhält die Regulierungsbehörde umfassende Angaben zur Kostenstruktur im Jahr der Kostenprüfung, die nur alle fünf Jahre stattfindet. Hier werden die operativen Kosten laut Jahresabschluss sowie die kalkulatorischen Kapitalkosten abgefragt. Diese Informationen sind jedoch nicht ausreichend und detailliert genug, um den Informationsvorsprung auszugleichen. In Bezug auf die Investitionen bestehen ebenfalls asymmetrische Informationen zu Gunsten des regulierten Unternehmens. Dies führt dazu, dass der Netzbetreiber zwar grundsätzlich einen Investitionsanreiz hat, jedoch nicht im Sinne einer effizienten Ressourcenallokation, da keine großen Anreize zur Kostenminimierung bestehen. In manchen Fällen gibt es sogar Anreize, Ressourcen zu verschwenden, um höhere Erlöse zu erhalten.<sup>93</sup>

Die vorherigen Ausführungen machen nochmals deutlich, dass im Monopolmarkt der Energienetze ein paradigmatischer Fall der Prinzipal-Agent-Theorie vorhanden ist, da der Agent Informationen hat, die er grundsätzlich zu seinem Vorteil und zum Nachteil der

---

<sup>91</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 685

<sup>92</sup> Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2010), S. 8f.

<sup>93</sup> Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2010), S. 8f.

Regulierungsbehörde bzw. der Konsumenten nutzen kann. Es ist in der Praxis daher sinnvoller, anstelle der Recherche nach den kompletten Informationen, mithilfe der Regulierung Anreize für die Unternehmen zu schaffen, um deren wirtschaftliches Verhalten in die gewünschte Richtung zu lenken. Diese Anreize sollen leicht zu implementieren und zu überwachen sein.<sup>94</sup> Ein Ansatz besteht darin, den regulierten Netzbetreibern ökonomische Gewinne zuzustehen, damit die Unternehmen überhaupt Anreize haben, sich effizienter zu verhalten. Denn anstelle von Märkten, auf denen die Unternehmen im Wettbewerb stehen und um Kunden konkurrieren, rückt folglich die Regulierung als langfristiger Vertrag zwischen der Regulierungsbehörde und dem Netzbetreiber in den Mittelpunkt.<sup>95</sup> Im Rahmen dieses Vertrages muss dem Unternehmen die Möglichkeit zur Erlangung von Gewinnen gegeben werden. Dennoch liegen die zentralen Schwächen dieser informationstheoretisch fundierten Anreizregulierung in ihrer mangelnden ordnungspolitischen bzw. wettbewerbspolitischen Sensibilität, um einem funktionsfähigen Wettbewerb auch in Netzindustrien so weit wie möglich zu vertrauen.<sup>96</sup>

Es zeigt sich, dass der Informationsbedarf zum Zweck einer optimalen und effizienten Regulierung unter realistischen Umständen kaum gedeckt werden kann. Eine Lösung dieses Problems ist daher äußerst komplex. Vor allem in der Praxis kann dieser Informationsvorsprung kaum beseitigt werden, weshalb die Regulierungsmethoden mit vergleichsweise geringen Informationsanforderungen – wie zum Beispiel die Preisobergrenzen- bzw. Erlösobergrenzenregulierung in Form einer Anreizregulierung – bevorzugt angewendet werden.<sup>97</sup> Aber auch Benchmarks oder Vergleichsmärkte sind möglich. Die konventionellen kostenorientierten Regulierungsmethoden (z.B. Cost-Plus-Regulierung, Rate-of-Return) haben dagegen Defizite

---

<sup>94</sup> Vgl. Picot (2009), S. 671f.

<sup>95</sup> Vgl. Knieps (2000), Price Cap als innovatives Regulierungsinstrument in liberalisierten Netzsektoren, S. 5

<sup>96</sup> Vgl. Knieps (2000), S. 5

<sup>97</sup> Vgl. Mühlenkamp (2006), S. 402

hinsichtlich der Anreizwirkung zu einer produktiven Effizienz. Zudem ist der Informationsbedarf bei der Cost-Plus-Regulierung relativ hoch, da die Regulierungsbehörde die Entgelte auf Basis der tatsächlichen Kosten festlegt. Der Regulierer muss daher nicht nur die genaue Kostenstruktur des regulierten Unternehmens kennen, sondern auch bewerten können. Das regulierte Unternehmen hat hier einen Informationsvorsprung und daher einen großen strategischen Anreiz, Kosteninformationen, die es der Regulierungsbehörde übermittelt, unter den Gegebenheiten des regulatorischen Rahmens zu seinem Vorteil zu beeinflussen, da sich hieraus die Höhe seiner Entgelte und damit auch seine Erlöse bestimmt.<sup>98</sup>

Aufgrund dieser Problematik wurde im Jahr 2009 in Deutschland die Anreizregulierung im Zusammenhang mit einer Qualitätsregulierung eingeführt. Ziel dieser Methodik ist, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen und gleichzeitig die Netzqualität nicht zu vernachlässigen. Die Einführung der Anreizregulierung hat aus heutiger Sicht dazu beigetragen, dass mit dem Problem der Informationsasymmetrie zwischen der Regulierungsbehörde und dem regulierten Unternehmen effizienter umgegangen wird. Gründe hierfür sind zum einen das Benchmarking und zum anderen die Vorgabe der Erlösobergrenze, die den Netzbetreibern den Anreiz setzt, diesen Wert kostenseitig zu unterschreiten, um so zusätzliche Renditen zu erzielen. Zudem verringert sich die Informationsasymmetrie bei der Bundesnetzagentur durch die durchgeführten Kostenprüfungen, bei denen die Netzbetreiber die Kostenpositionen offenlegen müssen. Hierdurch kann die Bundesnetzagentur beispielsweise eine Überbewertung des Sachanlagevermögens durch die Netzbetreiber ermitteln, die in

---

<sup>98</sup> Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2010), S. 8

Vergangenheit oftmals dazu beigetragen hatte, dass überhöhte Netzentgelte verlangt wurden.<sup>99</sup>

In der Regulierungspraxis wird aber auch deutlich, dass die Bundesnetzagentur einen gewissen Informationsvorsprung gegenüber den Netzbetreibern hat. Die liegt in der Tatsache begründet werden, dass in der Energiebranche zahlreiche regulierte Unternehmen vertreten sind. Die einzelnen Unternehmen haben zwar einen Informationsvorsprung in Bezug auf ihre eigenen Daten. Dagegen hat die Bundesnetzagentur bezogen auf die Daten anderer regulierter Unternehmen einen besseren Überblick über den kompletten regulierten Bereich. Daraus können unterschiedliche Interpretationen von Informationen durch die Regulierungsbehörde und die Unternehmen resultieren, die auch abweichende Schlussfolgerungen bzw. Ergebnisse auf Grundlage dieser unterschiedlichen Informationsbasis zur Folge haben können. Als Beispiel hierfür kann das Projekt „Benchmarking Transparenz 2008“ angeführt werden, das von den Verbänden BDEW, VKU und Geode durchgeführt wurde. Ziel des Projektes war es, die Durchführung des Benchmarkverfahrens der Bundesnetzagentur zu überprüfen und gegebenenfalls anhand des Ergebnisses den kleinen Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, zu unterscheiden, ob sie das vereinfachte Verfahren oder das Regelverfahren wählen sollen. Jedoch resultieren aus der Teilnehmerquote von lediglich 85% der Netzbetreiber im Einzelfall unterschiedliche Ergebnisse zwischen dem Projekt und dem BNetzA-Benchmark, wobei der Großteil der Werte ziemlich ähnlich war. Dies führte teilweise dazu, dass die beteiligten Netzbetreiber falsche Schlussfolgerungen gezogen haben.

Zudem wird hierdurch deutlich, dass ein derartiges Projekt in der Regel nicht dazu beitragen kann, dass die Informationsasymmetrie zwischen den regulierten Unternehmen und der Regulierungsbehörde bzw. zwischen

---

<sup>99</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 688

allen regulierten Unternehmen untereinander abgebaut werden kann. Das Problem der Informationsasymmetrie kann letztendlich nur durch eine erhöhte Transparenz auf dem Regulierungsmarkt bekämpft werden, indem alle regulierungsrelevanten Informationen über alle Netzbetreiber öffentlich zugänglich gemacht werden.<sup>100</sup> Hierbei stellt sich jedoch die Frage, ob dies von den beteiligten Parteien erwünscht ist. In diesem Zusammenhang kann auch auf die hold-up-Problematik als Regulierungsrisiko verwiesen werden.

#### **4. Genereller Informationsbedarf der Regulierungsbehörden**

Die Regulierungsbehörde, die mit der Vorgabe eingesetzt wurde, die Wohlfahrtsverluste zu minimieren, soll in erster Linie die „klassische“ Verwaltungsaufgabe übernehmen. In Zusammenhang mit der Regulierung von Energienetzen bedeutet dies, dass Informationen vorliegen müssen, mit denen die Behörde die Möglichkeit zur Kontrolle der Marktteilnehmer hat, mit dem Ziel, die Endkunden in Bezug auf Netzzugang und Netzzugangsentgelte zu schützen.<sup>101</sup> Die Regulierung des Netzzuganges stellt dabei die Regulierungsbehörde vor ein vielschichtiges Problem der Informationsbeschaffung und -verarbeitung. Gründe hierfür können vor allem in dem Wissensgefälle zwischen den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde liegen, was auch als „hold-up“-Problematik<sup>102</sup> bekannt ist und ein Regulierungsrisiko darstellt. Daneben spielt aber auch die Dynamik der Märkte hierbei eine entscheidende Rolle.<sup>103</sup> Die Aufgabe der Regulierungsbehörde ist es daher, entscheidungsrelevantes Wissen

---

<sup>100</sup> Vgl. Kurth (2009), S. 685

<sup>101</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 19f.

<sup>102</sup> Die hold-up-Problematik ergibt sich aufgrund unvollständiger Informationen, die die Vertragspartner über die Möglichkeiten, Interessen und Absichten des anderen besitzen.

<sup>103</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 19f.

aufzubauen, denn das Generieren von Entscheidungswissen und die dafür notwendige Informationssammlung sind funktional notwendige Elemente der Regulierungsarbeit. Erschwerend kommt hinzu, dass die Regulierungsbehörde im Gegensatz zum Kartellamt nicht nur reaktiv auf wettbewerbliche Missstände reagieren, sondern für die Herstellung eines Wettbewerbs aktiv sorgen muss. Das heißt, sie untersucht die Entwicklung dieses Sektors nicht nur anlassbezogen, sondern gestaltet diese aktiv mit. Somit steht auch die effiziente Leistungserbringung stets im Mittelpunkt.<sup>104</sup>

Mit Einführung der Anreizregulierung soll im Gegensatz zur vorher geltenden Cost-Plus-Regulierung der Informationsbedarf reduziert werden. Jedoch wird schnell deutlich, dass auch für die Ermittlung der Erlösobergrenze jeder Regulierungsperiode zahlreiche Informationen notwendig sind. Zur Bestimmung des Ausgangsniveaus einer Regulierungsperiode sind in erster Linie die operativen Kosten wichtig. Diese werden auf Basis des Jahresabschlusses, insbesondere der Gewinn- und Verlustrechnung, ermittelt. Die unterschiedlichen Kostenarten, die im Betriebsabrechnungsbogen (BAB) abgefragt werden, basieren auf der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) der Netzbetreiber, die nach den entsprechenden Kostenarten aufgeteilt werden müssen. Die Regulierungsbehörde versucht mithilfe dieser detaillierten Abfrage festzustellen, in welchen Bereichen die Kosten anfallen und ob diese den Kosten eines effizienten Netzbetreibers entsprechen, was durch die Bundesnetzagentur mithilfe von Benchmarks untersucht wird.

Neben den bilanziellen Werten spielen auch die kalkulatorisch ermittelten Kapitalkosten eine wichtige Rolle. Diese werden mithilfe der gebuchten Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt, die ebenfalls im Rahmen des Jahresabschlusses abgebildet werden. Zudem fließen die Werte der Bilanz des Netzbetreibers in die Ermittlung der kalkulatorischen

---

<sup>104</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 19-23

Eigenkapitalverzinsung ein. Neben diesen kaufmännischen Daten sind die Strukturdaten der Netzbetreiber von Bedeutung. Auf Grundlage dieser Werte erfolgt der Benchmark für die Ermittlung des Effizienzwertes. Dieser Datenumfang im Rahmen der Kostenprüfung zeigt, dass auch mit der Anreizregulierung der Informationsbedarf der Regulierungsbehörden enorm ist. Dies wird dadurch deutlich, dass zusätzlich zu den Daten der Basisjahre jährlich verschiedene Werte mithilfe von Erhebungsbögen abgefragt werden. Dazu zählen zum Beispiel die Werte für den Erweiterungsfaktor,<sup>105</sup> den pauschalierten Investitionszuschlag<sup>106</sup> (bis 2013), die Investitionsmaßnahmen,<sup>107</sup> den Monitoring-Bericht<sup>108</sup> sowie das Regulierungskonto<sup>109</sup> zuzüglich diverser Berichte. Hierbei werden verschiedene Kostendaten auf Basis der Jahresabschlüsse, Investitionen sowie deren kalkulatorische Kapitalkosten und Strukturdaten abgefragt.

Aufgrund dieses doch relativ großen Informationsbedarfs hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass die Wahl des Regulierungsinstruments nicht davon anhängig sein sollte, ob Kosteninformationen notwendig sind oder nicht, sondern vielmehr davon, welche benötigt werden und wie gut diese

---

<sup>105</sup> Der Erweiterungsfaktor ist ein Bestandteil der Regulierungsformel, der sicherstellen soll, dass Erweiterungsinvestitionen zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Geregelt wird dies in § 10 ARegV.

<sup>106</sup> Der pauschalierte Investitionszuschlag soll ein Anreiz für Investitionen nach Einführung der Anreizregulierung sein und ist daher auf fünf Jahre begrenzt. Dieser beträgt pauschal 1% der Kapitalkosten. Liegen die tatsächlichen Kapitalkosten in einem Jahr unter diesem Wert, muss die Differenz zurückerstattet werden. § 25 ARegV beschreibt die genaue Regelung.

<sup>107</sup> Die Investitionsmaßnahmen können für Investitionen in bestimmte Bereiche beantragt werden und werden über die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile berücksichtigt. Die genaue Regelung und die Investitionsbereich sind in § 23 ARegV aufgeführt.

<sup>108</sup> Dieser Bericht wird von der Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit dem Bundeskartellamt erstellt und berichtet über die Entwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber. Hierdurch sollen wichtige Schlüsse über das weitere Vorgehen in diesen Bereichen getroffen werden.

<sup>109</sup> Das Regulierungskonto wird über eine Regulierungsperiode geführt und beinhaltet die Differenz zwischen den eingenommenen Netznutzungserlösen und den zugestandenen Netznutzungserlösen laut Erlösobergrenze. Diese Differenz wird in der folgenden Regulierungsperiode entweder auf die Erlösobergrenze angerechnet oder abgezogen.

abgefragt werden können.<sup>110</sup> Denn nur anhand einer validen Datenbasis kann eine effiziente Regulierung ermöglicht und somit das Ziel der Wohlfahrtssteigerung erreicht werden. Der Informationsbedarf besteht dabei vor allem bezüglich der Beträge aus dem Jahresabschluss bzw. der bilanziell gebuchten Werte sowie der Anlagenbuchhaltung, sodass auf diesen Faktoren der Schwerpunkt der Datenabfrage und der gesetzlichen Regelungen liegt.<sup>111</sup>

## **5. Möglichkeiten der Informationsbeschaffung und -verarbeitung für die Regulierungsbehörde**

Der naheliegendste Ansatz zur Beseitigung der Informationsasymmetrie ist die Festlegung einer Informationspflicht der Marktteilnehmer durch den Staat. Hierunter können zum einen Informationen über Produkte und Dienstleistungen verstanden werden, aber auch Publizitätsvorschriften, aus denen sich unternehmensspezifische Kennzahlen ableiten lassen.<sup>112</sup> Bezogen auf die Regulierung der Energienetze können grundsätzlich die Informationspflichten der regulierten Unternehmen gegenüber dem Staat bzw. der Regulierungsbehörde in zwei Kategorien unterteilt werden. Bei der ersten Gruppe muss das Unternehmen aufgrund der gesetzlichen Regelungen selbstständig und von sich aus aktiv werden. Die zweite Kategorie setzt eine Aufforderung zum Tätigwerden durch eine staatliche Stelle voraus. Hier bestehen für das regulierte Unternehmen nur reaktive bzw. unselbstständige Pflichten.<sup>113</sup> Deshalb wird der Regulierungsbehörde in verschiedenen Gesetzen und Richtlinien die Freiheit gewährt, die

---

<sup>110</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 20f.

<sup>111</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 20f.

<sup>112</sup> Vgl. Brückmann (2004), S. 43

<sup>113</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 30f.

Informationen, die sie benötigt, bei den regulierten Unternehmen abzufragen.

Die Grundlagen sind dabei im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt, dass in § 69 EnWG das allgemeine Auskunftsverlangen und das Betretungsrecht beschreibt. So ist in § 69 Abs. 1 Punkt 1 EnWG festgehalten, dass die Regulierungsbehörde zur Erfüllung ihrer Aufgaben bis zur Bestandskraft ihrer Entscheidung von den Unternehmen Auskunft über deren technische und wirtschaftlichen Verhältnisse sowie die Herausgabe von Unterlagen verlangen kann. Auch über die verbundenen Unternehmen kann die Regulierungsbehörde laut § 69 Abs. 1 Punkt 2 EnWG Auskunft einholen. Zudem besteht für die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, die Unternehmen während der üblichen Geschäftszeiten zu besuchen und Einsicht in die Unterlagen zu verlangen sowie eine Überprüfung durchzuführen.<sup>114</sup> Die Unternehmen bzw. deren Vertreter sind verpflichtet, die geforderten Unterlagen herauszugeben, Auskünfte zu erteilen, die geschäftlichen Unterlagen zur Einsichtnahme vorzulegen und die Prüfung dieser Unterlagen sowie das Betreten von Geschäftsräumen während der Geschäftszeiten zu gestatten.<sup>115</sup>

In Bezug auf die wirtschaftlichen Verhältnisse der Netzbetreiber ist in § 6b Absatz 1 EnWG geregelt, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen mit einem rechtlich selbstständigen Netzbetreiber verpflichtet sind, einen Jahresabschluss und Lagebericht zu erstellen und diesen offenzulegen. Das Unternehmen muss dabei nach § 6b Abs. 3 EnWG, zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung, getrennte Konten für die unterschiedlichen Tätigkeiten führen. Daher wird hier auch von Tätigkeitsabschlüssen gesprochen. Die Tätigkeiten, die von den Energieunternehmen getrennt aufgeführt werden müssen, sind:

---

<sup>114</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 30f.

<sup>115</sup> Vgl. § 69 Abs. 2 EnWG

- Elektrizitätsübertragung
- Elektrizitätsverteilung
- Gasfernleitung
- Gasverteilung
- Gasspeicherung
- Betrieb von LNG-Anlagen (=Flüssigerdgas-Anlagen)<sup>116</sup>

Für die anderen Tätigkeiten (z.B. Erzeugung oder Vertrieb) innerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors sind Konten zu führen, die jedoch im Rahmen des jeweiligen Sektors zusammengefasst werden können. Die gleichen Vorgaben gelten auch für die sonstigen Tätigkeiten des Netzbetreibers außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors, wie z.B. Wasser- und Fernwärmenetze.

Neben den Vorgaben zum Ausweis bestimmter Tätigkeitsbereiche unterliegen die Energieversorgungsunternehmen einer Transparenzpflicht und unterstehen der Anforderung, ihre Kostenrechnung nach bestimmten formellen Vorgaben zu gestalten.<sup>117</sup> In diesem Zusammenhang ist erneut das buchhalterische Unbundling der Energieversorgungsunternehmen zu erwähnen. Hierunter wird die Trennung der betrieblichen Einheiten eines Unternehmens mit dem Ziel der Herstellung und Stärkung der Unabhängigkeit zwischen den verschiedenen Geschäftsbereichen aufgrund entsprechender gesetzlicher und bzw. oder regulatorischer Vorgaben verstanden. Die buchhalterische Entflechtung verpflichtet die Unternehmen, spartengetrennte Konten zu führen, denen eine sachgerechte und nachvollziehbare Kostenzurechnung zugrunde liegt. Hierbei muss zum einen eine Trennung des Infrastrukturbetriebes von den sonstigen Bereichen der Wertschöpfungskette erfolgen. Zum anderen ist auch innerhalb des Infrastrukturbetriebs zwischen den unterschiedlichen

---

<sup>116</sup> Vgl. Energiewirtschaftsgesetz (2005).

<sup>117</sup> Vgl. Growitsch/Müller/Stronzik (2008), Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft, S. 3

Tätigkeiten des EnWG zu unterscheiden. Mithilfe des Unbundling soll die Transparenz gefördert werden, insbesondere in Bezug auf die Gemeinkostenschlüsselung und der sich daraus ergebenden Kostenzurechnung.<sup>118</sup>

Grundsätzlich müssen die Netzbetreiber den Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG jährlich erstellen und veröffentlichen, sodass der Regulierungsbehörde jährliche Werte der Unternehmen vorliegen und nicht nur in den Jahren der Kostenprüfung. Daneben kann die Regulierungsbehörde aufgrund der gesetzlichen Vorgaben weitere Informationen abfragen, wenn diese für notwendig erachtet werden. Das Hauptaugenmerk in Bezug auf die Informationsgewinnung liegt dennoch auf der Kostenprüfung, die zwei Jahre vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode stattfindet. In diesem Rahmen werden von der Regulierungsbehörde detaillierte Unterlagen angefordert. Hierzu gehören folgende Positionen:

- Tätigkeitsbilanz mit Überleitung zur kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung
- Gewinn- und Verlustrechnung für die Tätigkeiten mit Überleitung zum Betriebsabrechnungsbogen (BAB) für die Netzkostenermittlung
- Übersicht über die Rückstellungen der letzten Jahre
- Anlagenspiegel des Netzbetreibers (sowie des Verpächters)
- Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens
- Technische Daten der Netze (z.B. Netzlänge, Ausspeisepunkte usw.)
- Kostendarstellung für die Verpächter
- Kostendarstellung für die Dienstleistungsunternehmen

---

<sup>118</sup> Vgl. Growitsch/Müller/Stronzik (2008), S. 3

Dabei wird der Bundesnetzagentur die Freiheit gewährt, für die einzelnen Kostenarten Einzelbelege abzufragen, um sicherzustellen, dass nur die Kosten enthalten sind, die für einen effizienten Netzbetrieb notwendig sind. Auch andere Angaben, die die Regulierungsbehörde benötigt, können im Rahmen der Kostenprüfung abgefragt werden. Häufig ist eine Aufstellung der Kosten für die vergangenen Jahre gefordert, damit vermieden wird, dass die Netzbetreiber im Jahr der Kostenprüfung ungewöhnlich hohe Aufwendungen im Vergleich zu den Vorjahren ansetzen. Grundsätzlich besteht für die Netzbetreiber eine Darlegungs- und Beweislast. Diese beinhaltet die Pflicht zur Vorlage der zur Prüfung des Antrages erforderlichen Unterlagen, welche nachweisen, dass die beantragten Entgelte aus den Kosten sowie einer angemessenen Rendite errechnet wurden.<sup>119</sup> Da die Beibringung der Unterlagen, die die Genehmigungsfähigkeit der Entgelte bestimmen und damit die Zugangsbedingungen für Wettbewerber festlegen, nicht unbedingt im Interesse des regulierten Netzbetreibers ist, stehen der Bundesnetzagentur im Rahmen der Kostenprüfung Anforderungsbefugnisse zu, die eine sachgerechte Kalkulationsprüfung ermöglichen sollen.<sup>120</sup>

Zusätzlich erhalten die Regulierungsbehörden über die jährlichen Anträge zum Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV), zum pauschalierten Investitionszuschlag (§ 25 ARegV) und zu den Investitionsmaßnahmen weitere Informationen, in erster Linie bezüglich der Investitionstätigkeit der Unternehmen. Beim Erweiterungsfaktor werden neben den Anschaffungskosten der Erweiterungsinvestitionen des vergangenen Jahrs (zum Stichtag 30.06.) auch technische Daten, wie z.B. Anschlusspunkte oder versorgte Fläche abgefragt. Beim pauschalierten Investitionszuschlag, der zum letzten Mal im Jahr 2013 beantragt werden konnte, erhielten die Regulierungsbehörden Informationen über die Investitionen des jeweiligen

---

<sup>119</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 81

<sup>120</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 81f.

Jahrs. Die Investitionsmaßnahmen, die in § 23 ARegV geregelt ist, informiert den Regulierer über die Aufwendungen in Bezug auf ein bestimmtes Projekt. Diese Investitionsmaßnahmen können jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen, wie z.B. beim Anschluss einer EEG-Anlage, beantragt werden. Die genauen Voraussetzungen sind hierbei in § 23 ARegV geregelt.<sup>121</sup> Allgemeine Informationen zu den Investitionen und den Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung werden zusätzlich über den jährlichen Monitoring-Bericht abgefragt. Hierbei liegt der Fokus jedoch auf den technischen Daten.

Aus den genannten Beispielen wird ersichtlich, dass die Regulierungsbehörde umfassende Informationen von den regulierten Unternehmen erhält. Es stellt sich dabei die Frage, wie die Bundesnetzagentur die Informationen sinnvoll nutzen kann und ob die abgefragten Daten einen tatsächlichen Einblick darüber erlauben, wie effizient ein Netzbetreiber aufgestellt ist. Zur Plausibilisierung und Beurteilung der Daten kann die Regulierungsbehörde neben der klassischen Abfrage bei den regulierten Unternehmen weitere Quellen zur Informationsbeschaffung sowie zur Informationsverarbeitung nutzen. Die erste wesentliche Quelle ist die Binnenorganisation, d.h. die Ansprechpartner innerhalb des Verwaltungsapparates. Dazu können Mitarbeiter anderer Bereiche und Experten der Regulierungsbehörde gezählt werden. Des Weiteren hat die Behörde die Möglichkeit, wissenschaftliche Beratung zu nutzen. Zur Einholung fachlicher Expertise greift die Bundesnetzagentur beispielsweise auf die Unterstützung des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) zurück – ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie getragenes Beratungsunternehmen. Das WIK wird dabei in erster Linie mit

---

<sup>121</sup> Vgl. Anreizregulierungsverordnung (2007)

der Erstellung von Gutachten für Spezialthemen<sup>122</sup> beauftragt.<sup>123</sup> Es besteht zudem die Chance andere Experten (z.B. Frontier Economics) mit Gutachten zu bestimmten Themen wie der Eigenkapital- oder Fremdkapitalverzinsung zu beauftragen.

Ferner ist der Erfahrungs- und Informationsaustausch mit anderen Behörden, insbesondere mit dem Bundeskartellamt, ein wichtiges Element der Regulierungsarbeit der Bundesnetzagentur. Das Bundeskartellamt kann auf einen großen Erfahrungsschatz im Bereich der Marktmacht von Unternehmen zurückgreifen, der für die Bundesnetzagentur von großem Nutzen sein kann. Auch die Monopolkommission, ein unabhängiges Beratungsgremium für die Bundesregierung auf dem Gebiet der Wettbewerbspolitik und der Regulierung, stellt eine wichtige Quelle der Informationsbeschaffung und -verarbeitung dar. Die zentrale Aufgabe dieser Kommission liegt jedoch darin, sich mit der Frage zu beschäftigen, inwieweit die sektorspezifische Regulierung auf den fraglichen Märkten noch erforderlich ist bzw. verbesserungswürdig erscheint.<sup>124</sup> Neben dem nationalen Austausch ist der Wissenstransfer mit den internationalen Regulierungsbehörden von Vorteil, insbesondere mit den anderen nationalen Regulierungsbehörden bzw. ACER (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators) und Kommissionen auf europäischer Ebene. Grund hierfür ist, dass die Regulierung der Energienetze unter die Verantwortung der Europäischen Union fällt und von dieser vorangetrieben wird.<sup>125</sup>

---

<sup>122</sup> Beispiele hierfür sind: Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft 2008; Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung 2011

<sup>123</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 24-26

<sup>124</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 24

<sup>125</sup> Vgl. Berliner (2012), S. 24-26

Die Netzbetreiber als Informationsquelle	Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG
	Abfragen im Rahmen der Kostenprüfung für die folgende Regulierungsperiode
	Jährliche Anträge (z.B. Erweiterungsfaktor, Investitionsmaßnahmen)
	Monitoring-Bericht
Weitere Informationsquellen	Binnenorganisation (d.h. Mitarbeiter anderer Bereiche und Experten der Regulierungsbehörde)
	Wissenschaftliche Beratung (WIK und andere Beratungsgesellschaften/Experten)
	Andere Behörden (z.B. das Bundeskartellamt und die Monopolkommission)
	Andere nationale Regulierungsbehörden in der EU bzw. ACER

**Tabelle 1: Informationsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur**

### **III. Bestandteile und Bedeutung der Kapitalkosten bei regulierten Unternehmen**

#### **1. Abschreibung und Zinsen als wichtige Komponenten der Kapitalkosten**

Zur Finanzierung von Unternehmen, insbesondere für die Anschaffung von betriebsnotwendigen Vermögensgegenständen, ist Kapital notwendig. Die dadurch entstehenden Kosten werden als Kapitalkosten bezeichnet und stellen für das Unternehmen Aufwendungen dar, die sie für die Beschaffung von Finanzmitteln aufbringen müssen bzw. welche durch die Überlassung und Bereitstellung der Finanzmittel durch Kapitalgeber entstehen.<sup>126</sup> Die Kapitalkosten weisen dabei eine unregelmäßige – zum Teil sogar sprunghafte – Entwicklung auf. Diese ergibt sich zum einen dadurch, dass aufgrund der langen Nutzungsdauern der Anlagegüter in der Regel keine kontinuierlichen Ersatzinvestitionen getätigt werden.<sup>127</sup> Zum anderen werden die Investitionen bedarfsgerecht durchgeführt. Eine weitere Besonderheit bei den Kapitalkosten besteht darin, dass die Kosten kalkulatorisch, das heißt, auf Basis der Wiederbeschaffungswerte und der tatsächlichen Nutzungsdauern, ermittelt werden und somit von den Für die Bestimmung der Kapitalkosten für eine mit einem Energienetz erstellbare Leistung müssen die Investitionszahlungen in Kosten für dessen Nutzung umgerechnet werden. Dies geschieht in der Regel in zwei Schritten. Im ersten Schritt erfolgt eine Umrechnung der Investitionsauszahlungen in Abschreibungen, die ökonomisch den Wertverzehr widerspiegeln, den die Nutzung des jeweiligen Anlageguts verursacht. Die kalkulatorische Abschreibung zeigt im Gegensatz zu der bilanziellen Abschreibung den

---

<sup>126</sup> Vgl. Kunow (2012), Ermittlung und Anwendung von Eigenkapitalkosten mit Hilfe der Kapitalkostenmodelle CAPM und APT, S. 6

<sup>127</sup> Vgl. Büchner/Hesmondhalgh (2005), Wettbewerb um Produktivitätswachstum: Ein Beitrag zur Ausgestaltung einer nachhaltigen Anreizregulierung für die deutsche Energiewirtschaft, S. 605

periodischen Verbrauch über die Nutzungsdauer und basiert auf den Wiederbeschaffungswerten, die die Preissteigerungen der Anlagegüter berücksichtigen.<sup>128</sup> Bei der Verwendung von Wiederbeschaffungswerte wird bei der Verzinsung in der Regel der reale Zinssatz herangezogen. Bei der Abschreibung zu Anschaffungs- und Herstellungskosten wird dagegen der nominale Zinssatz verwendet. So wird sowohl beim Ansatz der Anschaffungs- und Herstellungskosten als auch bei den Wiederbeschaffungswerten die Inflation berücksichtigt.<sup>129</sup>

Im zweiten Schritt muss bei den Kosten berücksichtigt werden, dass durch die Investitionsauszahlungen finanzielle Mittel eingesetzt werden und damit Kapital gebunden wird, das erst über den Erlös für die verkauften Leistungen zurückfließt.<sup>130</sup> Die Kapitalbeschaffung zur Finanzierung der Unternehmen kann aus unterschiedlichen Kapitalquellen erfolgen, wobei vor allem zwischen Eigenkapitalgebern und Fremdkapitalgebern differenziert wird. Die Ermittlung der Fremdkapitalkosten ist dabei relativ unproblematisch, da diese anhand der Kreditverträge und der darin enthaltenen Zins- und Tilgungszahlungen berechnet werden können.<sup>131</sup> Die Kosten basieren in der Regel auf Marktpreisen und sind von Faktoren wie Laufzeit, Volumen und Tilgung abhängig. Die Ermittlung der Eigenkapitalkosten ist im Gegensatz dazu eher schwierig, da es sich hierbei um keinen tatsächlichen, pagatorischen Aufwand handelt, der in der Gewinn- und Verlustrechnung abgebildet wird. Die Eigenkapitalkosten bilden somit die Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals ab und entsprechen einem bestimmten Anteil des erwirtschafteten Ertrages des Unternehmens. Diese Rendite liegt in der Regel höher als der Fremdkapitalzinssatz, da die Eigenkapitalgeber im Gegensatz zu den Fremdkapitalgebern einen Großteil des Risikos einer Investition bzw. des

---

<sup>128</sup> Vgl. Becker (2009), Investitionen und Finanzierung, S. 42

<sup>129</sup> Vgl. Schweitzer, Küpper (2011), System der Kosten- und Erlösrechnung, S. 817

<sup>130</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 15f.

<sup>131</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 8

Unternehmens tragen und zudem im Falle einer Insolvenz nachrangig bedient werden.

Die Eigenkapitalgeber sind jedoch nur dann bereit, dieses Risiko zu tragen, wenn ihnen für die Bereitstellung ihrer Finanzmittel höhere Renditen in Aussicht gestellt werden als bei risikolosen Anlagen.<sup>132</sup> Denn im Regelfall sind die künftigen Ein- und Auszahlungen unsicher, was daher bei der Bemessung des Zinssatzes in Form eines Risikozuschlags auf den risikolosen Zinssatz berücksichtigt werden muss.<sup>133</sup> Mithilfe von Kapitalkostenmodelle sollen eine theoretisch fundierte Quantifizierung des Risikos und eine Ermittlung der Höhe der Risikoprämie vorgenommen werden.<sup>134</sup> Hierbei kann zwischen zwei Arten des Risikos unterschieden werden, dem systematischen und dem unsystematischen Risiko. Unter dem systematischen Risiko wird der Teil des Risikos verstanden, der sich nicht durch Diversifikation des Portfolios eliminieren lässt und durch den Beta-Faktor gemessen wird.<sup>135</sup> Eine fehlende Berücksichtigung der systematischen Risiken einer Investitionsentscheidung kann gravierende Folgen haben. Das unsystematische Risiko wird dagegen in der Regel nicht vergütet, da die Investoren dieses Risiko in einem Portfolio an Wertpapieren diversifizieren und damit eliminieren können.<sup>136</sup>

In der modernen Finanzierungslehre wird bei den Kapitalkosten auch häufig von Opportunitätskosten gesprochen, da diese Kosten die entgangenen Erlöse darstellen, die durch eine alternative Verwendung des Kapitals erzielbar gewesen wären. Diese Alternativrendite dient dem Kapitalgeber als Basis zur Ausrichtung seiner Renditeerwartung bei der zu tätigen Investition. Der Ansatz der modernen Finanzierungslehre

---

<sup>132</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 8

<sup>133</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 23f.

<sup>134</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 23f.

<sup>135</sup> Vgl. Franke/Hax (2003), Finanzwirtschaft des Unternehmens und Kapitalmarkt, S. 353

<sup>136</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 25

betrachtet dabei nicht nur die Zielvorstellungen des Eigenkapitalgebers sondern das Entscheidungsfeld sowie die Zukunftserwartung der jeweiligen Märkte. Somit ist neben der Rendite das Risiko ein entscheidender Faktor bei der Entscheidung über die Kapitalverwendung.<sup>137</sup>

Für die Bestimmung des Kapitalkostensatzes sollten die folgenden vier Grundsätze berücksichtigt werden:

1. Die Ermittlung der Kapitalkosten erfolgt zukunftsorientiert, denn für die Investitionen spielen nicht die derzeitigen, sondern die in der Zukunft erwarteten Renditen eine wesentliche Rolle. Dies muss vor allem aufgrund der langen Nutzungsdauern der Anlagen in Energieversorgungsnetzen beachtet werden.
2. Die Ermittlung der Kapitalkosten beruht auf der modernen Finanzierungslehre und damit dem Ansatz der Opportunitätskosten. Die Rendite, vor allem der Eigenkapitalgeber, muss den Kapitalgebern einen ausreichenden Ersatz für die nicht in Anspruch genommenen Möglichkeiten von Alternativanlagen garantieren.
3. Die Ermittlung der Kapitalkosten erfolgt auf Basis von Kapitalmarktmodellen und unterstellt, dass die Kapitalkosten dem Gleichgewichtspreis auf dem Kapitalmarkt entsprechen. Der Marktpreis soll dabei die Renditeerwartungen pro investierter Geldeinheit ausdrücken.
4. Die Höhe der Kapitalkosten hängt vom Risiko der Investitionen ab. Zudem entspricht die Renditeerwartung der Investition einer alternativen Kapitalverwendung mit einem vergleichbaren Risiko.<sup>138</sup>

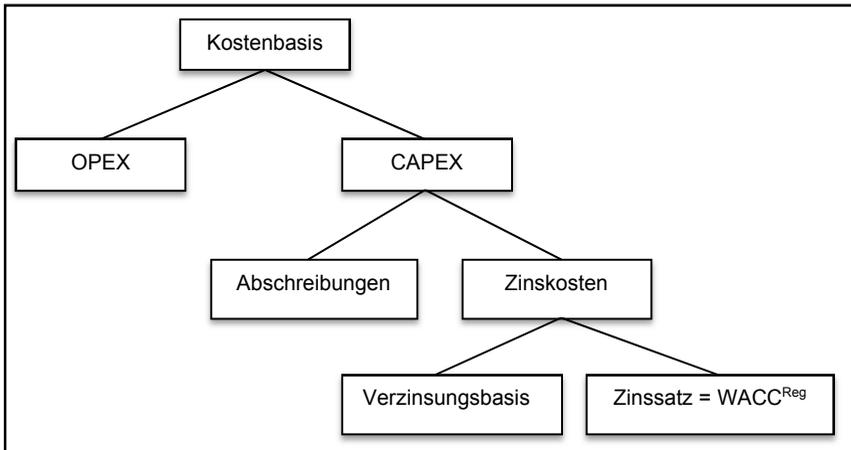
Neben den Kosten für die Investitionszahlungen verursacht die Nutzung des Netzes laufende Kosten. Dazu gehören beispielsweise Aufwendungen für den Betrieb, die Wartung und die Instandhaltung. Diese Kosten werden

---

<sup>137</sup> Vgl. Wöhe (2010), Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, S. 537

<sup>138</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 7f.

üblicherweise nicht bei den Kapitalkosten angesetzt, sondern als laufende Kosten in der Gewinn- und Verlustrechnung berücksichtigt.<sup>139</sup> Die nachfolgende Abbildung zeigt die Zusammensetzung der Kostenbasis, die für die Bestimmung der Netzentgelte von zentraler Bedeutung ist. Dabei wird deutlich, dass in die anrechenbaren Kosten des Netzbetreibers zum einen die Kapitalkosten (CAPEX) und zum anderen die Betriebskosten (OPEX), die auch die laufenden Kosten für die Nutzung der Netze beinhalten, eingehen. Die OPEX werden bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt, da die Beurteilung dieser Kosten schwierig und zudem ein pauschaler Ansatz problematisch ist, da diverse unterschiedliche Faktoren Einfluss nehmen können.



**Abbildung 10: Übersicht Kostenbasis für die Netzentgelte (eigene Darstellung)**

Abbildung 10 zeigt nochmal, dass die Kapitalkosten (CAPEX) aus den Komponenten Abschreibungen und Zinskosten bestehen. Die Zinskosten werden Grundlage der Verzinsungsbasis (Wert des eingesetzten und zu verzinsenden Kapitals), die mit dem entsprechenden gewichteten Zinssatz (Weighted Average Cost of Capital = WACC<sup>Reg</sup>) multipliziert wird, ermittelt.

<sup>139</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 16

Die Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen stellen den Wertverzehr des eingesetzten Kapitals im Zeitablauf dar und sind Grundlage für die Restbuchermittlung, die für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung notwendig ist.

Die Regulierung der Energienetze in der Europäischen Union und in der Bundesrepublik Deutschland hat das Ziel, einen funktionierenden Wettbewerb zu simulieren.<sup>140</sup> Diese grundlegende Zielsetzung hat zur Konsequenz, dass sich die Regulierung an ökonomischen Bedingungen zu orientieren hat. Dies bedeutet für die Bestimmung der Zinsen, dass sich ihre Höhe an jenen Determinanten ausrichten muss, welche für die Bereitstellung von Eigen- und Fremdkapital auf Wettbewerbsmärkten in der Realität maßgebend sind. Dieses Problem wird in den Wirtschaftswissenschaften mithilfe von Kapitaltheorien auf Kapitalmärkten abgebildet. Die Entwicklungen und Erkenntnisse dieser Theorien haben in der Volkswirtschaftslehre sowie in der Betriebswirtschaftslehre eine zentrale Bedeutung erlangt und sind für die Praxis und in diesem Fall für die Bestimmung der kostenorientierten Entgelte regulierter Unternehmen von hoher Wichtigkeit.<sup>141</sup> Die Kapitaltheorien sind dabei nicht nur für Fragen der Investitionen und der Finanzierung von Belang, sondern auch für die Unternehmensrechnung und die Herleitung von Kosteninformationen zur Ermittlung der Entgelte. Diese Theorien ermöglichen es, derartige Entgelte mit einem klaren theoretischen Konzept herzuleiten, das systematisch begründet und weitestgehend willkürfrei anwendbar ist.<sup>142</sup> Für die Festlegung der Zinssätze zum Zweck der Regulierung ist deshalb von Kapitalgebern am Kapitalmarkt auszugehen. Diese sind nur dann bereit, den Netzbetreibern finanzielle Mittel zur Verfügung zu stellen, wenn sie

---

<sup>140</sup> Vgl. Energiewirtschaftsgesetz (2005)

<sup>141</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 17

<sup>142</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 17

damit rechnen können, dass sie eine Verzinsung erhalten, die mindestens der erzielbaren Rendite einer Alternativenanlagemöglichkeit entspricht.<sup>143</sup>

## 2. Kapitalmarktmodelle zur Berechnung der Zinskosten

Die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes erfolgt im Gegensatz zum Fremdkapitalzinssatz anhand von Kapitalmarktmodellen. Hierdurch wird auch der Grundgedanke der Kapitalkostenermittlung erfüllt. Die möglichen Modelle, die zur Verfügung stehen und für die regulierten Unternehmen angewendet werden können, sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

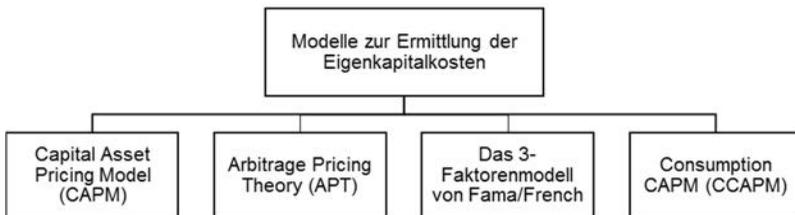


Abbildung 11: Modelle zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten

### 2.1. Capital Asset Pricing Model

Die moderne Finanzmarkttheorie bietet unterschiedliche Methoden zur Ermittlung der Opportunitätskosten des Eigenkapitals. Der am weitesten verbreitete und auch von der Bundesnetzagentur angewendete Ansatz, der aufgrund seiner relativ transparenten Charakterisierung der relevanten

<sup>143</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 17f.

Risiken favorisiert wird, ist das Capital Asset Pricing Model (CAPM)<sup>144</sup>. Dieses Modell wird nach einer Studie von Roland Berger Strategy Consultants von ungefähr zwei Drittel der Unternehmen zur Schätzung der Eigenkapitalkosten eingesetzt.<sup>145</sup>

Das CAPM, das zur Unterfütterung des marktorientierten Ansatzes angewendet wird, hat die Kernbotschaft, dass die Beurteilung von Projekten und Investitionen mit unsicheren Erfolgen vor dem Hintergrund bereits realisierter Anlagenentscheidungen und Projekten erfolgen soll. Das Ziel dieses Modells ist, die dem Risiko des Eigentümers äquivalente Risikoprämie zu ermitteln. Dabei ist nur das Risiko bewertungsrelevant, das die Investition bzw. das Projekt im Rahmen des vorhandenen Bestands an Anlagen oder Projekten auslöst. Unter idealen Bedingungen können Risikozuschläge und Risikoprämien marktmäßig objektiviert werden.<sup>146</sup> Daher kann das CAPM als ein Erklärungsmodell für die Preisbildung auf dem Kapitalmarkt angesehen werden.<sup>147</sup> Es unterstellt eine identische Erwartung aller Investoren bezüglich des Risikos und der Rendite der Wertpapiere, d.h. die Erwartungen der Marktteilnehmer sind homogen. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Laufzeit der Investition eine Periode beträgt, der Kapitalmarkt vollkommen ist und Geld in beliebiger Höhe zu einem sicheren Kalkulationszinssatz  $i$  angelegt und aufgenommen werden kann.<sup>148</sup> Zusätzliche Annahmen sind, dass alle Investoren den gleichen Informationsstand bezüglich der Verteilung des möglichen Cash-Flows aus unsicheren Investitionen haben und dass die Marktteilnehmer risikoscheu sind, allerdings nicht mit der gleichen

---

<sup>144</sup> Dieses Bewertungsmodell geht zurück auf SHARPE, Capital Asset Pricing (1964), LINTNER, Valuation of Risk Assets (1965) und MOSSIN, Equilibrium (1966)

<sup>145</sup> Vgl. Geginat/Morath/Wittmann/Knüsel (2006), Kapitalkosten als strategisches Entscheidungskriterium, S. 14

<sup>146</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), Unternehmensbewertung, S. 55

<sup>147</sup> Vgl. Franke/Hax (2003), Finanzwirtschaft des Unternehmens und Kapitalmarkt, S. 351

<sup>148</sup> Vgl. Hering (2008), Investitionstheorie, S. 285

Intensität.<sup>149</sup> Das CAPM definiert des Weiteren die risikoäquivalenten Renditeforderungen von Investoren in einer Welt ohne Steuern unter der Annahme, dass die Investoren ihr Vermögen bestmöglich diversifiziert haben und dass die Renditeerwartungen dieses Vermögens durch die Ex-Ante-Sicht der Renditeverteilung des Marktportfolios gekennzeichnet werden können.<sup>150</sup>

Aus diesen Voraussetzungen des Modells ergibt sich eine einzige effiziente Struktur des Portfolios. Hierbei stimmt im Marktgleichgewicht die optimale Kombination unsicherer Wertpapiere für jeden Investor mit dem Marktportfolio überein. Somit sind die effizienten Kombinationen aus dem Marktportfolio und sicheren Anlagen oder Verschuldungen im Marktgleichgewicht abgebildet. Durch die Einbeziehung des Kapitalmarktes lässt sich anhand der Kapitalmarktklinie ein Zusammenhang zwischen dem Risiko (gemessen als Standardabweichung der Wertpapiere  $\sigma$ ) und seiner Renditeerwartung  $r$  herstellen. Die dazugehörige Formel lautet:<sup>151</sup>

$$r = i + \frac{r_M - i}{\sigma_M} \sigma$$

mit

$r$  = Renditeerwartung des Gesamtportfolios

$i$  = risikoloser Zinssatz

$r_M$  = Rendite des Marktportfolios

$\sigma_M$  = Standardabweichung der Rendite des Marktportfolios

$\sigma$  = Standardabweichung der Rendite effizienter Gesamtportfolios

Die Steigung der Kapitalmarktklinie ( $dr/d\sigma$ ), das Verhältnis zwischen Risiko  $\sigma$  und Rendite  $r$ , wird als Marktpreis des Risikos oder auch als Preis für eine Risikoeinheit bezeichnet. Sie gibt an, mit welcher Renditeerhöhung der Kapitalmarkt einen Anstieg der Standardabweichung um eins

---

<sup>149</sup> Vgl. Kruschwitz (2007), Investitionsrechnung, S. 398

<sup>150</sup> Vgl. Hering (2008), S. 285

<sup>151</sup> Vgl. Franke/Hax (2003), S. 352

vergütet.<sup>152</sup> Aus dem Verlauf der Kapitalmarktklinie wird deutlich, dass zwischen der Rendite und dem Risiko ein linearer Zusammenhang im Marktgleichgewicht besteht und dass die Übernahme jeder zusätzlichen Risikoeinheit mit einer Risikoprämie vergütet wird.<sup>153</sup> Diese Risikoprämie kann mithilfe des Beta-Wertes und der Markttrisikoprämie dargestellt werden. Durch diese Darstellungsform ergibt sich die Rendite aus dem Erwartungswert der Rendite des Marktes ( $r_M$ ), dem das Unternehmen zugeordnet ist, vermindert um den risikolosen Zinssatz ( $i$ ) multipliziert mit dem unternehmensindividuellen Risiko, dem Beta-Faktor ( $\beta$ ). Dieser Beta-Wert bringt das so genannte systematische Risiko zum Ausdruck. Es informiert darüber, wie die Rendite einer einzelnen Aktie im Verhältnis zum Gesamtmarkt reagiert. Das unsystematische Risiko wird im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen nicht berücksichtigt und am Kapitalmarkt nicht entlohnt, da es das Risiko eines Wertpapiers bezeichnet, das durch Diversifikation im Rahmen des Portfolios ausgeschaltet wird.<sup>154</sup> Zu diesem sogenannten Risikozuschlag wird dann noch der risikolose Zinssatz addiert. Das CAPM bestimmt somit auf analytische Weise eine vom Risiko der betrachteten Investition abhängige Rendite. Die kalkulatorischen Eigenkapitalkosten lassen sich somit mit der folgenden Formel darstellen:<sup>155</sup>

$$r_{EK} = i + (r_M - i) \times \beta$$

mit

$r_{EK}$	=	<i>Eigenkapitalrendite</i>
$i$	=	<i>risikoloser Zinssatz</i>
$r_M$	=	<i>Rendite des Marktportfolios</i>
$\beta$	=	<i>Unternehmensindividuelles Marktisiko</i>

---

<sup>152</sup> Vgl. Hering (2008), S. 285

<sup>153</sup> Vgl. Wöhe (2010), S. 689

<sup>154</sup> Vgl. Franke/Hax (2003), S. 353

<sup>155</sup> Vgl. Becker (2009), S. 93

## 2.2. Arbitrage Pricing Theory

Das CAPM sieht sich oftmals der Kritik ausgesetzt, dass die Risikoprämie als Teil der Rendite einer unsicheren Kapitalanlage mit einem einzigen Faktor erklärt wird. Dieser Faktor, der Marktindex, entspricht in der Regel der Rendite eines breit gefächerten Portfolios. Daher wurde von Ross die Arbitrage Pricing Theorie (APT) entwickelt, die im Grundsatz eine multifaktorielle Variante des CAPM darstellt,<sup>156</sup> aber nicht als solche bezeichnet werden sollte, da sie als Alternative zu diesem Modell entwickelt wurde.<sup>157</sup>

Die Arbitrage Pricing Theorie basiert ebenso wie das CAPM auf den Grundannahmen der neoklassischen Kapitalmarkttheorie. Dabei steht die Ausnutzung der Idee der Arbitragefreiheit auf den Finanzmärkten im Mittelpunkt.<sup>158</sup> Die Annahmen, die dieser Theorie zugrunde liegen, sind:

- Vollkommener Kapitalmarkt
- Homogene Erwartungen aller Marktteilnehmer
- Friktionsfreiheit
- Keine Marktzutrittsbeschränkungen
- Vollständige Konkurrenz
- Nutzenmaximierende und risikoaverse Investoren<sup>159</sup>
- Informationseffizienter Kapitalmarkt

Zudem existiert im APT ebenso wie beim CAPM ein risikoloser Zinssatz, zu dem Geld in unbeschränkter Höhe aufgenommen und angelegt werden kann.<sup>160</sup> Anhand dieser Annahmen zeigt sich, dass die dem Modell zugrundeliegenden Annahmen im Vergleich zum CAPM abgeschwächer

---

<sup>156</sup> Vgl. Spremann (2007), Finance, S. 348

<sup>157</sup> Vgl. Küting/Heiden/Lorson (2000), Neuere Ansätze der Bilanzanalyse – Externe unternehmensorientierte Performancemessung, S. 22

<sup>158</sup> Schneider (2000), Kapitalmarktmodelle und erwartete Renditen am deutschen Aktienmarkt, S. 96

<sup>159</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 19

<sup>160</sup> Vgl. Küting/Heiden/Lorson (2000), S. 22

und weniger restriktiv sind. Grund hierfür ist, dass weder ein Marktgleichgewicht noch ein effizientes Portfolio vorausgesetzt wird. Das heißt, die Arbitragepreistheorie versucht die Rendite-Risiko-Beziehung nicht auf Grundlage der Portfoliotheorie zu erklären. Sie bezieht sich stattdessen auf ein geschlossenes Arbitragemodell.<sup>161</sup> Unter Arbitrage ist das Ausnutzen von Preisdifferenzen verschiedener Märkte zu verstehen.

Die Annahme des Modells ist, dass die Rendite einer Anlage sich als lineare Funktion einer Anzahl von mikro- und makroökonomischen systematischen Faktoren ergibt. Diese sind weder beeinflussbar noch zu diversifizieren. Aufgrund der beliebigen Anzahl an Faktoren und des Vorhandenseins eines Schätzfehlers ist eine vollständige Erklärung der Rendite nicht vollumfassend möglich. Die APT leitet die Anzahl und die Art der Faktoren nicht theoretisch ab, sondern ermittelt diese mithilfe von empirischen Analysen. Die Ermittlung der erwarteten Renditen risikobehafteter Anlagen erfolgt als Linearkombination aus einer Anzahl von gewichteten Risikoprämien und den zugehörigen Risikofaktoren sowie der Rendite einer risikolosen Anlage.<sup>162</sup> Dies bedeutet, dass es einen linearen Funktionszusammenhang zwischen den Faktoren und der erwarteten Rendite gibt. Die Marktteilnehmer können im Fall einer Über- oder Unterbewertung von einem oder mehreren Faktoren die Möglichkeit zur Arbitrage nutzen, denn die Renditen der Anlagen entsprechen immer dem linearen Zusammenhang. Diese Linearkombination kann dann mithilfe der folgenden Formel dargestellt werden:<sup>163</sup>

$$E(r_i) = i + \sum_{j=1}^k \beta_{ij} [E(r_j) - i]$$

mit

$$E(r_i) = \text{erwartete Rendite } r \text{ einer Anlage } i$$

---

<sup>161</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 19f.

<sup>162</sup> Vgl. Schneider (2000), S. 96

<sup>163</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 21

- $i$  = Rendite einer risikofreien Anlage  
 $\beta_{ij}$  = Sensitivität der Anlage  $i$  bzgl. des Faktors  $j$   
 $E(r_j)$  = erwartete Rendite  $r$  einer Anlage mit ausschließlicher Sensitivität bzgl. des Faktors  $j$   
 $k$  = Anzahl der Faktoren

Der Eigenkapitalkostensatz  $i$  ergibt sich somit aus einem risikolosen Zinssatz zuzüglich einer Risikoprämie  $[E(r_j) - r_f]$ , die für die Summe von Einzelprämien der Faktoren steht.<sup>164</sup> Mit dieser Prämie wird das aufgrund des Faktors  $j$  entstehende Risiko entlohnt. Diese wird mit der Sensitivität der Anlage  $i$  bezüglich des Faktors  $j$  gewichtet und berechnet dadurch die erwartete Rendite.<sup>165</sup> Die Anzahl und Vorzeichen der APT-Faktoren werden theoretisch nicht vorgegeben. Die Risikofaktoren ermitteln sich aus der Kovariabilität mit den Aktienrenditen. Aus Vereinfachungsgründungen sollte jedoch auf die für einen Kapitalmarkt aussagekräftigen Kombinationen von Risikofaktoren aus der empirischen Literatur zurückgegriffen werden.<sup>166</sup>

Bei der Bestimmung der Kriterien haben empirische Studien die nachfolgenden fünf wesentlichen Faktoren für das APT identifiziert:

- Index der industriellen Produktion
- kurzfristiger Realzins, gemessen als Differenz zwischen der Rendite von Schatzwechseln und dem Index der Verbraucherpreise
- kurzfristige Inflation, gemessen durch unerwartete Veränderungen des Indexes der Verbraucherpreise
- langfristige Inflation, gemessen als Differenz zwischen den Renditen kurzfristiger und langfristiger Staatsanleihen

---

<sup>164</sup> Freygang (1993), Kapitalkostenallokation in diversifizierten Unternehmen. Ermittlung divisionaler Eigenkapitalkosten, S.234

<sup>165</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 21

<sup>166</sup> Vgl. Küting/Heiden/Lorson (2000), S. 22

- Ausfallrisiko, gemessen als Differenz zwischen Umlaufrenditen von Schuldverschreibungen erst- und zweitklassiger Schuldner.<sup>167</sup>

Für die USA wurden zum Vergleich folgende APT-Faktoren empirisch ermittelt:

- Inflationsrate
- Niveau der industriellen Güterproduktion
- Ausfallprämien am Aktienmarkt
- Veränderung der Zinsstrukturkurve<sup>168</sup>

Zusammenfassend zeigt sich, dass sich die Risikoprämie aufgrund der verschiedenen Faktoren besser mithilfe des APT als mit dem CAPM erklären lässt.<sup>169</sup> Die Arbitrage Pricing Theorie hat zudem im Gegensatz zum CAPM folgende Vorteile:

- Im ATP existieren keine Annahmen über die Verteilung der Renditen
- Es werden keine Annahmen über die Nutzenfunktionen der Agenten benötigt, d.h. es lassen sich risikoaverse und risikofreudige Agenten modellieren.
- Die Rendite der Anlagemöglichkeiten ist von mehreren Faktoren abhängig und nicht wie beim CAPM nur vom Beta-Faktor.
- Das APT kann relativ einfach auf mehrere Perioden ausgedehnt werden.<sup>170</sup>
- Die Marktteilnehmer müssen nicht in das gleiche Marktportfolio investieren. Somit umgeht die APT das Problem der Beobachtung des Marktportfolios.

---

<sup>167</sup> Vgl. Kruschwitz (2007), S. 403f.

<sup>168</sup> Vgl. Küting/Heiden/Lorson (2000), S. 23

<sup>169</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 23

<sup>170</sup> Vgl. Wirtschaftsuniversität Wien (2006), Methoden zur Bestimmung der Kapitalkosten regulierter Unternehmen in Europa, S. 12

Zudem müssen im Gegensatz zum CAPM bei der Arbitrage Pricing Theorie weder ein Kapitalmarktgleichgewicht noch effiziente Portfolios vorliegen. Somit handelt es sich bei der APT um kein Gleichgewichtsmodell. Jedoch ist für die genaue Ermittlung der Eigenkapitalkosten ein Kapitalmarktgleichgewicht eine notwendige Bedingung, die im APT nicht umfassend erfüllt wird.<sup>171</sup> Des Weiteren ist die Wahl der einflussnehmenden Faktoren problematisch. Dies sind auch die wesentlichen Gründe, warum sich die Arbitrage Pricing Theorie bisher nicht durchsetzen konnte.<sup>172</sup> Daneben ist unklar, wie viele Risikofaktoren zur Ermittlung der erwarteten Rendite erforderlich sind und wie diese Faktoren ökonomisch bewertet werden sollen.<sup>173</sup> Ebenso stellt sich die Frage, ob die notwendige vorgelagerte aufwendige Identifizierung der Faktoren, die als Grundlage für die Ermittlung der Eigenkapitalkosten herangezogen wird, zu einem besseren Ergebnis führt als das CAPM. Die nicht mögliche Ex-Ante-Bestimmung der Faktoren, die im APT vorgesehen ist, sowie die theoretisch nicht eindeutig zu bestimmende Bewertungsgleichung, sind weitere Herausforderungen. Der approximative Charakter der Gleichung resultiert daraus, dass die Eliminierung des unsystematischen Risikos nicht explizit mathematisch abgeleitet wird.<sup>174</sup> Ein weiterer Nachteil bei APT ist, dass die Validierung nur mithilfe einer Hypothese denkbar ist, wenn ein konkretes Mehrfaktorenmodell unterstellt wird. Daher müsste wie beim CAPM auf die Beobachtung eines in der Theorie zugrundeliegenden Marktportfolios zurückgegriffen werden. So ein Marktportfolio ist jedoch auf dem realen Kapitalmarkt in der Regel nicht erkennbar. Dennoch wurde die Arbitrage-Pricing-Theorie aufgrund einer zu geringen Validität bislang nicht verworfen.<sup>175</sup>

---

<sup>171</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 23

<sup>172</sup> Vgl. Wirtschaftsuniversität Wien (2006), S. 12

<sup>173</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 29

<sup>174</sup> Vgl. Schneider (2000), S. 100

<sup>175</sup> Vgl. Kunow (2012), S. 29

### 2.3. Das 3-Faktoren Modell von Fama/French

Das beschriebene CAPM ist ein Modell, das den Beta-Faktor (Kovarianz) nutzt, um sein Portfolio mit dem Markt als Ganzes zu vergleichen. Dieses Modell weist dabei Schwächen bei der Ermittlung des Kapitalkostensatzes auf. Das 3-Faktoren-Modell von Fama/French<sup>176</sup> ist eine Weiterentwicklung des CAPM und fügt diesem zwei innovative Faktoren hinzu. Zum einen sind dies die Größe des Unternehmens (gemessen am Gesamtmarkt) und zum anderen das Verhältnis der Buchwerte zu den Marktwerten.<sup>177</sup> Somit beinhaltet dieses Modell ebenso wie das Arbitrage-Pricing-Modell weitere Faktoren im Vergleich zum CAPM, jedoch mit dem Unterschied, dass hier schon die weiteren Faktoren definiert sind. In einer Formel dargestellt, sieht dies wie folgt aus:

$$E(r_i) = i + (r_M - i)\beta_i + r_{Größe}\beta_{i,Größe} + r_{BMV}\beta_{i,BMV}$$

mit

$i$	=	<i>risikoloser Zinssatz</i>
$(r_M - i)\beta_i$	=	<i>(Marktrendite – Risikoloser Zinssatz) x CAPM-Beta</i>
$r_{Größe}$	=	<i>Differenz zwischen der beobachteten Rendite kleiner und großer Unternehmen</i>
$r_{BMV}$	=	<i>Differenz zwischen beobachteter Rendite von Unternehmen mit hohem und niedrigem Buch-/Marktwertverhältnis</i>
$\beta$	=	<i>Maß für die Sensitivität der Wertpapierrenditen<sup>178</sup></i>

Es wird deutlich, dass der vordere Teil der Gleichung der CAPM-Gleichung entspricht. Der zweite Teil der Gleichung stellt zum einen den Renditeunterschied zwischen Unternehmen mit kleiner und großer Marktkapitalisierung und zum anderen den Renditeunterschied zwischen Unternehmen mit einem hohen und niedrigen Buchwert-zu-Marktwert-Verhältnis („Book-to-Market-Effect“) dar. Zur Ermittlung dieser Werte erfolgt

<sup>176</sup> Dieses Modell wurde von Fama und French 1993 in „Common risk factors in the returns on stock and bonds“ veröffentlicht.

<sup>177</sup> Vgl. Spremann (2007), S. 446

<sup>178</sup> Vgl. Wirtschaftsuniversität Wien (2006), S. 11f.

eine Einteilung der Unternehmen in sechs Gruppen. Dabei wird zwischen kleiner und großer Marktkapitalisierung sowie zwischen niedrigem, mittlerem und hohem Buch-/Marktwert unterschieden.<sup>179</sup>

In Bezug auf das Fama-French-Modell werden in der Literatur drei große Vorteile genannt:

- Die Erklärungskraft des Modells, das mithilfe des bereinigten Bestimmungsmaßes ausgedrückt wird, steigt.<sup>180</sup>
- Das Jensen-Alpha entspricht ungefähr null, d.h. es bleibt kein unerklärbarer Rest zurück.
- Die angeführte Anomalie wird durch das Modell aufgefangen. Dazu gehört der Price-Earning-Ratio-Effekt.<sup>181</sup>

Jedoch konnte diese Modell in der Praxis bisher nicht überzeugen. Grund dafür ist mutmaßlich die schlechtere Datenverfügbarkeit bei der Umsetzung dieses Verfahrens. Grundsätzlich ist das Fama-French-Modell zur Bestimmung der Eigenkapitalkosten empirisch vorteilhafter als das CAPM, weil es eine höhere Erklärungskraft besitzt und Anomalien auffängt.<sup>182</sup>

## 2.4. Consumption CAPM (CCAPM)

Das Consumption Capital Asset Pricing Modell (CCAPM)<sup>183</sup> definiert das im Beta-Faktor erfasste investor-relevante Risiko anders als das traditionelle CAPM, indem das Risiko der Investoren in unerwarteten

---

<sup>179</sup> Vgl. Vogler (2009), Das Fama-French-Modell: Eine Alternative zum CAPM – auch in Deutschland, S. 383

<sup>180</sup> Vgl. Spremann (2007), S. 449

<sup>181</sup> Vgl. Vogler (2009), S. 383f.

<sup>182</sup> Vgl. Vogler (2009), S. 387f.

<sup>183</sup> Dieses Modell wurde ursprünglich von Grossman und Shiller (1981) in Anlehnung an das zeitkontinuierliche Konsummodell von Breeden (1979) hergeleitet.

Vermögensänderungen liegt.<sup>184</sup> Dabei wird das CAPM ebenso wie das 3-Faktorenmodell im Prinzip um die Idee erweitert, dass der Nutzen eines Investors von seinen intertemporalen Konsummöglichkeiten abhängig ist. Da der Konsum in der Zukunft mit gewissen Unsicherheiten und Risiken behaftet ist, ist die heutige Konsummöglichkeit höher zu bewerten als die gleiche Konsummöglichkeit zu einem zukünftigen Zeitpunkt  $t$ .<sup>185</sup> D.h. dass in der Modellwelt des CCAPM nicht die Unsicherheit über die Aktienrenditen und dadurch entstehende Vermögensänderungen im Mittelpunkt stehen, sondern der direkte Zusammenhang zwischen unsicherer Rendite und unsicheren Konsummöglichkeiten der Anleger. Für die risikoscheuen, nutzenmaximierenden Konsumenten dient die Wertpapieranlage zur Glättung ihres Konsumprofils im Zeitablauf bei gegebener hoher Zeitpräferenz. Hierdurch wird versucht, mit einem einzigen Konsumgut die lebenslange Konsum-Nutzen-Funktion zu maximieren. Eigenkapitalkostenschwankungen ergeben sich lediglich aus den im Modell vorhandenen Käufen und Verkäufen von Wertpapieren zur Optimierung des temporären Nutzens. Die Formel für die Eigenkapitalkosten des Unternehmens  $i$  lässt sich wie folgt darstellen:<sup>186</sup>

$$E(r_i) = i + \beta_i [E(R_m) - i] + e_{it}$$

wobei

$$\beta_i = \frac{\text{cov}(R_i, C_t)}{\sigma^2(C_t)}, E(e_{it}) = 0$$

mit

$E(r_i)$	=	erwartete Rendite $r$ einer Anlage $i$
$e_{it}$	=	Störvariable des Wertpapiers $i$ zum Zeitpunkt $t$ , Residuum
$C_t$	=	Wachstumsrate des aggregierten Pro-Kopf-Konsums zum Zeitpunkt $t$

---

<sup>184</sup> Vgl. Schneider (2000), S. 253

<sup>185</sup> Vgl. Wirtschaftsuniversität Wien (2006), S. 12

<sup>186</sup> Vgl. Küting/Heiden/Lorson (2000), S. 21

$$\text{cov}(R_i; C_t) = \text{Kovarianz der Rendite der Kapitalanlage } i \text{ und Wachstumsrate des aggregierten Pro-Kopf-Konsums zum Zeitpunkt } t$$

Es zeigt sich somit, dass das Risiko der Wertpapieranlage durch die Kovarianz seiner Rendite mit der Wachstumsrate des Pro-Kopf-Konsums in Periode  $t$  gegenüber der Vorperiode, normiert durch das Schwankungsverhalten des Pro-Kopf-Wachstums, ausgedrückt wird.<sup>187</sup>

Der einzige Vorteil, den das CCAPM gegenüber dem CAPM aufweist, ist die Tatsache, dass die Schwierigkeit bei der Auswahl eines Stellvertreterindex für das Marktportfolio vermieden wird. Jedoch wird dieser Vorteil auf Kosten eigener modellspezifischer Anwendungsprobleme wie der Messung des Konsums erkaufte.<sup>188</sup> Des Weiteren kann als Nachteil dieser Methode aufgeführt werden, dass das Wissen über die Korrelation zwischen Konsumveränderung und Rendite nicht realistisch ist. Zudem richten sich die Investoren nicht unbedingt nach ihrer intertemporären Konsummaximierung, da Unternehmen ebenfalls als Investoren tätig sind und dabei teilweise kurzfristige Gewinne im Vordergrund stehen.<sup>189</sup> In den genannten Nachteilen ist wahrscheinlich auch der Grund zu suchen, warum sich in der Praxis bisher das CAPM durchgesetzt hat und nicht um weitere Faktoren ergänzt wurde.

## 2.5. Zusammenfassung und kurze Beurteilung

Da es sich bei allen betrachteten Berechnungsweisen um Kapitalmarktmodelle handelt, besteht die grundsätzliche Herausforderung, dass die deutschen Netzbetreiber nicht an der Börse notiert sind und daher bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes Referenzunternehmen

---

<sup>187</sup> Vgl. Schneider (2000), S. 255

<sup>188</sup> Vgl. Küting/Heiden/Lorson (2000), S. 21

<sup>189</sup> Vgl. Wirtschaftsuniversität Wien (2006), S. 12

herangezogen werden müssen. Die grundlegende Anforderung an die Bestimmung besteht darin, dass diese einfach und nachvollziehbar ist. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Modell bei den beteiligten Parteien Akzeptanz findet. Zudem sollte beachtet werden, dass durch eine große Anzahl an Komponenten mehr Freiräume bei der Ermittlung entstehen. Jede einzelne Komponente kann auf verschiedene Weise berechnet werden. Dadurch ergibt sich ein gewisser Spielraum bei der Berechnung. Im Rahmen der Regulierung soll ferner sichergestellt werden, dass die speziellen Vorgaben der Gesetze bzw. der Regulierungsbehörde mithilfe der Berechnung abgebildet werden und der Zeitraum der Komponenten z.B. an die Kapitalbindungsdauer angepasst werden können.

Das CAPM, das bisher für die Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze verwendet wird, erfüllt die genannten Kriterien an das Kapitalkostenmodell zum größten Teil. Die Berechnung ist hierbei einfach und nachvollziehbar, was auch in der geringen Anzahl an Komponenten begründet liegt. Die Berechnung erfolgt hierbei auf Basis von drei Komponenten: dem Beta-Faktor, der Marktrisikoprämie und dem risikolosen Zinssatz. Für diese drei Bestandteile besteht die Möglichkeit, dass die Ermittlung auf Basis von unterschiedlichen Zeiträumen durchgeführt werden kann. So kann beispielsweise eine lange Kapitalbindungsdauer angemessen abgebildet werden. Zudem hat sich dieses Modell in der Praxis für die Kapitalkostenermittlung durchgesetzt.

Bei den anderen drei Modellen handelt es sich zum größten Teil um Weiterentwicklungen des CAPM. Daher weisen diese teilweise auch deutliche Vorteile gegenüber dem aktuell verwendeten CAPM auf. Bei der Arbitrage-Pricing-Theorie ist ein wichtiger Vorteil, dass die Rendite der Anlagemöglichkeit nicht nur vom Beta-Faktor sondern von mehreren Faktoren abhängt. Ferner müssen die Marktteilnehmer nicht in das gleiche Marktportfolio investieren, was somit die Problematik der Beobachtung des Marktportfolios umgeht. Ein weiterer Vorzug des Modells ist, dass beim

APT kein Kapitalmarktgleichgewicht und kein effizientes Portfolios vorausgesetzt sind. Die Herausforderung ist hierbei nur, dass für die genaue Ermittlung der Eigenkapitalkosten genau dieses Kapitalmarktgleichgewicht eine notwendige Bedingung ist. Dies ist neben der Wahl der richtigen Faktoren ein Grund, warum sich dieses Modell bisher nicht durchgesetzt hat. Des Weiteren ist durch die höhere Anzahl an Faktoren die Berechnung komplexer bzw. aufwendiger und bietet zusätzliche Freiräume bei der Ermittlung an. Die daraus entstehenden Spielräume sind bei der Kapitalkostenermittlung im Rahmen der Regulierung jedoch nicht erwünscht.

Das 3-Faktorenmodell von Fama/French baut ebenfalls auf das CAPM auf und fügt diesem Modell zwei weitere Faktoren hinzu. Die Faktoren sind hierbei im Gegensatz zur Arbitrage Pricing Theory schon festgelegt. Es handelt sich um die Größe des Unternehmens und das Verhältnis der Buchwerte zu den Marktwerten. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt vor allem darin, dass die Erklärungskraft des Modells, das mithilfe des bereinigten Bestimmungsmaßes ausgedrückt wird, steigt. Zudem wird das Jensen-Alpha insignifikant von Null verschoben, sodass kein unerklärbarer Rest übrig bleibt.<sup>190</sup> Oft wird von der Einführung des Modells abgesehen, weil die Daten schlecht verfügbar sind und die Anerkennung in der Praxis fehlt. Zudem ist die Ermittlung der beiden zusätzlichen Faktoren, d.h. die Differenz zwischen der beobachteten Rendite kleiner und großer Unternehmen sowie von Unternehmen mit hohem und Unternehmen mit niedrigem Buch-/Marktwertverhältnis, schwierig.<sup>191</sup>

Das Consumption Capital Asset Pricing Model (CCAPM), erweitert das CAPM um die Idee, dass der Nutzen eines Investors von seinen temporären Konsummöglichkeiten abhängig ist. Dieses Modell besitzt nur einen Vorteil gegenüber dem CAPM und dieser liegt darin, dass die

---

<sup>190</sup> Vgl. Vogler (2009), S. 383f.

<sup>191</sup> Vgl. Vogler (2009), S. 387f.

Problematik bei der Auswahl eines Stellvertreterindex für das Marktportfolio vermieden wird. Jedoch weist auch dieses Modell relativ viele Nachteile auf, aufgrund derer es sich in der Praxis ebenfalls nicht durchgesetzt hat. Die größte Schwierigkeit liegt hierbei in der Ermittlung der zusätzlichen Komponente, dem Konsumnutzen. Dieser basiert auf der Wachstumsrate des Pro-Kopf-Konsums.

Es wird deutlich, dass das CAPM die genannten Kriterien am besten erfüllt, obwohl die anderen Kapitalkostenmodelle in der Regel Vorteile gegenüber diesem Modell aufweisen. Vor allem die Ermittlung der zusätzlichen Komponenten erweist sich hierbei als Herausforderung. Die Ermittlung dieser Werte erhöht den Arbeitsaufwand bei der Regulierungsbehörde deutlich und ist in der Regel kompliziert. Ferner bieten weitere Komponenten zusätzliche Freiräume bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes, die nicht gewünscht sind. Daher empfiehlt es sich auch weiterhin, das CAPM für die Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Regulierung zu verwenden, da es bisher keine Alternative zu einem marktorientierten Ansatz gibt. Das CAPM ermöglicht es zudem, auf wichtige Anforderungen aus der Regulierung, wie etwa lange Kapitalbindungsdauern oder Beschränkung der Eigenkapitalquote einzugehen, und wird daher auch von der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern als grundlegende Methodik zur Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze für die Strom- und Gasnetzbetreiber anerkannt. Uneinigkeit besteht jedoch in der konkreten Umsetzung und bei der Berechnung der einzelnen Elemente des CAPM.<sup>192</sup>

---

<sup>192</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 3f.

### **3. Bedeutung der Kapitalkosten bei den regulierten Unternehmen**

Die klassische Aufgabe der Netzbetreiber liegt darin, ein Energienetz und dessen Leistung als Produkte zur Verfügung zu stellen. Der Aufbau einer solchen Infrastruktur beinhaltet in der Regel Investitionen in nutzbare Anlage- und Gebrauchsgüter mit einer langen Nutzungsdauer. Diese Investitionsausgaben beziehen sich vor allem auf Kabel, Rohre, Gebäude, Geräte sowie Regelanlagen und sind im Vergleich zu den laufenden Kosten bzw. mit dem Netzbetrieb verbundenen Kosten relativ hoch. Die Kosten für die Investitionen sind aufgrund ihres Charakters als materielles Anlagegut Kapitalkosten.<sup>193</sup> Diese Kapitalkosten machen beim Netzbetreiber in der Regel den größten Kostenblock aus, da die Energienetze aufgrund des hohen Anlagebestands und der langen Nutzungsdauern sehr kapitalintensiv sind. Die Kapitalkostenintensität kann daneben auf folgende Faktoren zurückgeführt werden, die zum einen auf der Wertschöpfungskette und zum anderen auf den gesetzlichen Vorgaben des EnWG basieren:

- Hohe Anlagenintensität aufgrund der Leitungsgebundenheit
- An Spitzenlast orientierte Kapazitätsdimensionierung
- Hohe Investitionen in Transport- und Verteilnetze
- Allgemeine Betriebs- und Investitionspflicht durch § 11 EnWG
- Investitionspflicht durch Anschlusspflicht
- Reinvestitionspflichten zur Versorgungssicherheit<sup>194</sup>

Die Kapitalkosten sind daher ein maßgeblicher Treiber der Kosten und somit der Entgelte<sup>195</sup> und nicht nur von unternehmerischem, sondern auch

---

<sup>193</sup> Vgl. Friedl/Küpper (2011), S. 15

<sup>194</sup> Vgl. Haubold (2007), Kapitalkosten regulierter Stromnetzbetreiber, S. 69-71

<sup>195</sup> Vgl. Pedell (2007), S. 7

von politischem bzw. gesellschaftlichem Interesse.<sup>196</sup> Zudem liegt der Fokus der beteiligten Parteien auf dem Erhalt und Ausbau der funktionierenden Infrastruktur. Vor dem Hintergrund der anstehenden Energiewende ist deshalb sicherzustellen, dass die Ausbauaktivitäten, aber auch der Erhalt der Netze, weder zulasten der Netzbetreiber noch der Allgemeinheit gehen. Eine angemessene Beurteilung der Kapitalkosten ist die wesentliche Grundlage für die Umsetzung der Investitionen in die Energienetze.

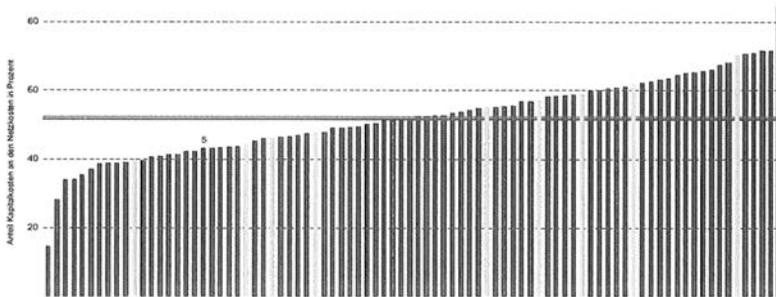
Die grundsätzliche Bedeutung der Kapitalkosten bei den Netzbetreibern soll anhand der folgenden Abbildungen dargestellt werden, die im Rahmen des Benchmarking Transparent Projekts (BMT)<sup>197</sup> aus dem Jahr 2010 entstanden sind. An dieser Auswertung haben 122 deutsche Gasnetzbetreiber und 132 Stromnetzbetreiber teilgenommen. Dabei wurden die Netzkosten nach unterschiedlichen Kriterien untersucht. Nachfolgend wird auf den Anteil der kalkulatorischen Kapitalkosten und der kalkulatorischen Abschreibung an den Netzkosten eingegangen.

---

<sup>196</sup> Vgl. Weiß (2005), S. 1

<sup>197</sup> Für das Benchmarking Transparent Projekt (BMT) wurden von den Netzbetreibern die Polynomics AG und PriceWaterhouseCoopers AG (PWC) beauftragt, anhand der Unternehmensdaten von Netzbetreibern, die freiwillig an diesem Projekt teilnehmen konnten, verschiedene Auswertungen zu erstellen und eine Abschätzung anhand dieser Werte für den Effizienzwert zu treffen.

Anteil Kapitalkosten an den Netzkosten in Prozent



**Abbildung 12: Anteil der Kapitalkosten an den Netzkosten deutscher Gasnetzbetreiber in Prozent<sup>198</sup>**

Abbildung 12 zeigt den prozentualen Anteil der Kapitalkosten an den Netzkosten der Gasnetzbetreiber. Dabei wird deutlich, dass der Anteil dieser Kosten eine Spannweite von ca. 18% bis hin zu 85% abdeckt. Gründe hierfür können zum einen die Aktivierungspolitik und zum anderen die Altersstruktur der Netze sein. Der Mittelwert sowie der Median liegen bei 52%, was noch einmal deutlich zum Ausdruck bringt, wie bedeutend die Kapitalkosten im Gasnetzbereich sind und welche Auswirkungen sie auf die Netzentgelte haben. Im Vergleich dazu beträgt beispielsweise der Anteil der Personalkosten an den Netzkosten der zweiten Regulierungsperiode durchschnittlich 11%. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung machen ungefähr 21% der Netzkosten aus.

<sup>198</sup> Polynomics AG/PriceWaterhouseCoopers (2011)



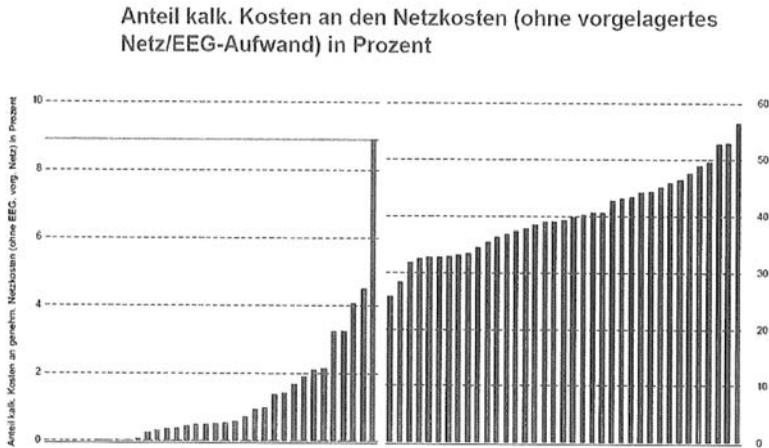
**Abbildung 13: Anteil der Abschreibungen an den Netzkosten deutscher Gasnetzbetreiber in Prozent<sup>199</sup>**

In Abbildung 13 ist der Anteil der Abschreibungen an den Netzkosten dargestellt. Auch hierbei zeigen sich deutliche Unterschiede bei den Anteilen an den Netzkosten. Die Bandbreite beginnt bei 3% und endet bei fast 30%. Der Großteil der Gasnetzbetreiber weist jedoch einen Anteil zwischen 10% und 20% auf. Der Mittelwert und der Median liegen somit bei 18%. Begründet werden kann dies ebenfalls mit der Aktivierungspolitik und der Altersstruktur des Netzes. Im Vergleich zu den gesamten Kapitalkosten, die sich in der Regel aus der kalkulatorischen Abschreibung und kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zusammensetzen, lässt sich auch erkennen, dass der größte Anteil innerhalb der Kapitalkosten bei den Gasnetzbetreibern in der Regel die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ausmacht.

Die Abbildungen 12 und 13 machen somit die hohe Bedeutung der Kapitalkosten im Bereich der Gasnetze deutlich. Zur Gegenüberstellung wurden die gleichen Auswertungen auch im Rahmen der Kostenprüfung der Stromnetze erstellt. Hierbei wird deutlich, dass der Anteil der

<sup>199</sup> Polynomics AG/PriceWaterhouseCoopers (2011)

Kapitalkosten an den Netzkosten in Bereich Stromverteilung im Durchschnitt betrachtet deutlich geringer ist als der Kapitalkostenanteil in der Gasverteilung.



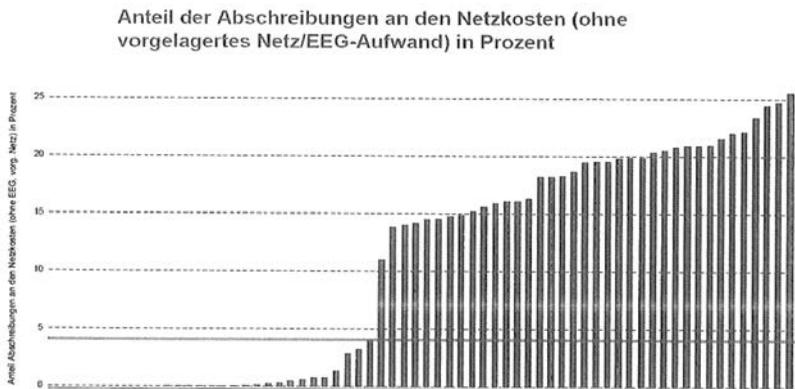
**Abbildung 14: Anteil der Kapitalkosten an den Netzkosten deutscher Stromnetzbetreiber in Prozent<sup>200</sup>**

Abbildung 14 zeigt, dass die Spannweite der Kapitalkosten bei den deutschen Stromnetzbetreibern bei knapp über 0% beginnt und bei ca. 56% endet. Der Mittelwert liegt dabei bei 20% und der Median bei 8,9%. Der Grund für die unterschiedlichen Werte kann in der Altersstruktur des Anlagevermögens liegen. Netzbetreiber mit neueren Anlagen haben einen höheren Anteil an Kapitalkosten als Unternehmen mit altem, teilweise vollständig abgeschriebenem Anlagebestand. Diese weisen dafür in der Regel höhere Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen auf.

Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich bei den Netzbetreibern ein negatives Eigenkapital ergibt. Dies ist vor allem bei Pachtmodellen möglich, wenn die Regulierungsbehörde lediglich die Positionen der Passivseite berücksichtigt. Das Sachanlagevermögen der Aktivseite ist

<sup>200</sup> Polynomics AG/PriceWaterhouseCoopers (2012)

dabei beim Verpächter abgebildet und hat keine Auswirkungen auf das Eigenkapital des Netzbetreibers. In den Netzkosten werden die Eigenkapitalverzinsungen des Pächters und des Verpächters dann gemeinsam berücksichtigt. Jedoch kann auch hierbei die negative Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers noch überwiegen. Die unterschiedlichen Werte bei den Strom- und Gasnetzen sind darin begründet, dass ein Großteil der Stromnetze in Deutschland deutlich früher gebaut wurde als die Gasnetze, sodass Stromnetze teilweise schon komplett abgeschrieben sind, aber noch genutzt werden und daher keine Ersatzinvestitionen getätigt werden, für die Kapitalkosten entstehen würden. Jedoch ist es schwer zu erklären, warum so viele Netzbetreiber einen so geringen Anteil der kalkulatorischen Kapitalkosten an den Netzkosten haben.



**Abbildung 15: Anteil der Abschreibungen an den Netzkosten deutscher Stromnetzbetreiber in Prozent<sup>201</sup>**

Abbildung 15 stellt separat den Anteil der Abschreibungen an den Netzkosten dar. Auch hier wird die große Spannweite deutlich. Während ein großer Teil der Netzbetreiber lediglich einen Anteil von etwas über 0% aufweist, liegt dieser bei anderen Netzbetreibern bei mehr als 25%. Der

<sup>201</sup> Polynomics AG/PriceWaterhouseCoopers (2012)

Median liegt dadurch bei lediglich 4,1% und der Mittelwert bei 9,4%. Es zeigt sich, dass hier der Anteil der kalkulatorischen Abschreibung im Vergleich zur kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung deutlich ausgeglichener ist als bei den Gasnetzen, was darauf zurückzuführen ist, dass die Restbuchwerte, auf denen die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung beruht, geringer sind.

Wie aus den vorangegangenen Abbildungen deutlich wurde, ist der aktuelle Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten in den Stromnetzen nicht überdurchschnittlich hoch und unterstreicht die Vermutung, dass die Stromnetze schon älter und damit teilweise abgeschrieben sind. Jedoch wird sich dies voraussichtlich in den kommenden Jahren wieder ändern, da zum einen aufgrund der Altersstruktur Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen notwendig werden und zum anderen aufgrund der Energiewende in die Stromnetze investiert werden muss. Dies zeigt sich auch an dem immer wieder bezifferten Investitionsbedarf in Energienetze in Höhe von ca. 40 Mrd. Euro.<sup>202</sup> Durch den steigenden Anteil an Neuinvestitionen wird der Anteil der CAPEX an den Netzkosten wieder deutlich ansteigen und an Bedeutung gewinnen.

---

<sup>202</sup> BDEW (2010), Intelligent, flexibel, zuverlässig: Netze der Zukunft, S. 11

## **IV. Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Regulierung**

### **1. Grundlagen der Kapitalkostenermittlung bei regulierten Unternehmen**

Bei der Ermittlung der Kapitalkosten regulierter Netzbetreiber sollten die Anforderungen an die Kalkulationsmethode vor allem in den Kriterien „Transparenz“ und „Überprüfbarkeit“ bestehen. Die Kapitalkostenberechnung muss dabei den Anforderungen des regulatorischen Kostenbegriffs (keine Abschreibung „unter null“, konsistente Kapitaldienstkalkulation, Vollkostenrechnung) und der Wettbewerbssimulation (von Tagesneuwerten ausgehende Abschreibungsbemessung, Realzinsmodell) gerecht werden, da diese Ansätze auch von Unternehmen im Wettbewerb gewählt werden. Daneben muss das Ziel der Erhaltung der Unternehmenssubstanz und der Investitionsfähigkeit (risikoadäquate Eigenkapitalverzinsung) sichergestellt werden, um das Fortbestehen der Netzbetreiber zu gewährleisten.<sup>203</sup>

Als Grundlage der Kapitalkostenermittlung werden die Jahresabschlüsse der Netzbetreiber herangezogen. Dabei dürfen keine Kosten aus den Wettbewerbsbereichen, wie dem Vertrieb und der Erzeugung, in den Netzkosten enthalten sein. Ebenso ist es auch nicht erlaubt, Erlöse, die im Netzbereich erwirtschaftet wurden, in einen anderen Bereich zu übertragen und somit die kostenmindernden Erlöse bei der Ermittlung der Erlösobergrenze zu reduzieren.

Die Kapitalkosten werden im Rahmen der Regulierung auf Basis der handelsrechtlichen Zahlen kalkulatorisch ermittelt und setzen sich aus den kalkulatorischen Zinsen und der kalkulatorischen Abschreibung

---

<sup>203</sup> Vgl. Haubold (2007), S. 183f.

zusammen. Grundlage für die Bestimmung der Kapitalkosten ist der Anlagenbestand der Netzbetreiber. Dabei sind folgende Angaben von zentraler Bedeutung:

- Anschaffungskosten des Anlagegutes
- Aktivierungsdatum
- Anschaffungen und Veräußerungen des jeweiligen Jahrs
- Baukostenzuschuss bzw. Hausanschlusskostenbeitrag bei Hausanschlüssen und Leitungsnetzen
- Nutzungsdauern
- bilanzielle Abschreibungen

Die Ermittlung der Kapitalkosten bei der Netzinfrastruktur erfolgt auf Basis der Anschaffungswerte des Anlagegutes im Jahresabschluss. Auf Grundlage dieser Werte werden auch die Tagesneuwerte berechnet. Gemeinsam genutztes Sachanlagevermögen sollte, wenn möglich, direkt den einzelnen Bereichen zugeordnet werden. Ist eine direkte Zuordnung nicht möglich, muss das Anlagevermögen den einzelnen Tätigkeitsbereichen mithilfe von Schlüsseln zugerechnet werden.<sup>204</sup> Diese werden im Rahmen der Kostenprüfung von der Bundesnetzagentur überprüft. Bei der Festlegung dieser Aufteilung gelten die Grundsätze des § 4 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV, die vorgeben, dass die Schlüssel für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren sind. Nach der Festlegung dieser sind Änderungen nur zulässig, wenn sie sachlich geboten sind, da ein konstanter Ansatz bei der Aufteilung der Investitionen von der Regulierungsbehörde erwünscht ist.<sup>205</sup>

Sind diese Grundlagen, zum einen die Ermittlung des Anlagenbestands und zum anderen die Zuteilung der Anlagen zu den Tätigkeitsbereichen, geschaffen, kann die Ermittlung der Kapitalkosten erfolgen. Dadurch sollen

---

<sup>204</sup> Vgl. Wild/Vaterlaus (2002), S. 26

<sup>205</sup> Vgl. StromNEV (2005) und GasNEV (2005)

die Opportunitätskosten für die in Netzanlagen oder andere zugehörige Wirtschaftsgüter investierten Mittel in den Kapitalkosten eines Netzbetreibers abgebildet werden. In der Regel wird zur Bestimmung dieser Kosten der Ansatz der Weighted Average Cost of Capital (WACC) angewendet. Diese Methode dient zur Ermittlung der Zinskosten des eingesetzten Kapitals auf Basis eines gewichteten Durchschnitts der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten wird das Capital Asset Pricing Model (CAPM) verwendet.

## **2. Ermittlung der kalkulatorischen Zinskosten mithilfe des WACC**

### **2.1. Der WACC-Ansatz**

Für die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten wird zur Berechnung der Verzinsung der Ansatz der durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital = WACC) herangezogen. Verschiedene Regulierungsbehörden haben die entscheidungsbasierte Ermittlung der Zinskosten des eingesetzten Kapitals auf Basis des gewichteten Durchschnitts der Eigen- und Fremdkapitalkosten in den regulierten Netzsektoren durchgängig anerkannt.<sup>206</sup> Der WACC ist ein Zinssatz, der sich zum einen aus einem Zinssatz für das Eigenkapital und zum anderen aus einem Zinssatz für das Fremdkapital zusammensetzt. Die Bezeichnung „weighted average“ bezieht sich auf die Bilanzstruktur des betrachteten Unternehmens oder auf eine vorgegebene Struktur bzw. Zielkapitalstruktur. Auf Basis der Kapitalstruktur wird der Eigenkapitalzinssatz mit der Eigenkapitalquote und der

---

<sup>206</sup> Vgl. Knieps (2002), Entscheidungsorientierte Ermittlung der Kapitalkosten in liberalisierten Netzindustrien, S. 13

Fremdkapitalzinssatz entsprechend mit der Fremdkapitalquote gewichtet. Folglich ist es zur Bestimmung der durchschnittlichen Kapitalkosten erforderlich, eine Annahme über die Kapitalstruktur zu treffen. Bei der Ermittlung soll zudem die Erwartung über die zukünftige Zielstruktur miteinfließen. Der Ansatz im Rahmen der Regulierung ( $WACC^{Reg}$ ) vernachlässigt dabei die Steuern. Daher ergibt sich folgende Formel zur Berechnung des  $WACC^{Reg}$ :

$$WACC^{Reg} = EK_{Quote} \times EK_{Zins} + FK_{Quote} \times FK_{Zins}$$

Für die erwartete Fremdkapitalrendite wird oft vereinfacht davon ausgegangen, dass das Fremdkapital risikolos ist und folglich der Kreditzinssatz dem risikolosen Zinssatz entspricht.

Die grundsätzliche gesetzliche Vorschrift zur Bestimmung der kalkulatorischen Verzinsung wird in § 21 Abs. 2 EnWG geregelt. Dieser Paragraph sieht vor, dass die Verzinsung angemessen, wettbewerbsfähig und risikoangepasst sein muss. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass unter der Berücksichtigung der Entwicklung aller Faktoren, wie des Zuschlags zur Abdeckung netzbetreiberspezifischer unternehmerischer Wagnisse und der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten, die gestellten Anforderungen an eine Angemessenheit des Eigenkapitalzinssatzes, die Wettbewerbsfähigkeit und die Risikoangepasstheit erfüllt sind.

## **2.2. Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung**

### **2.2.1. Bestandteile und Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung**

Die Eigenkapitalkosten, die im Jahresabschluss als Aufwendungen nicht erfasst sind und nur kalkulatorisch ermittelt werden, spiegeln die Renditeerwartungen des Eigenkapitalgebers wider und werden vorwiegend mit dem CAPM ermittelt, das auch im Rahmen der Regulierung der Energienetze zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalkosten angewendet wird. Die Bundesnetzagentur hat im Beschluss zur Festlegung der Eigenkapitalkosten in der Anreizregulierung beschrieben, dass die Berechnung auf Basis des CAPM zu erfolgen hat und begründet dies damit, dass das Modell einfach und strukturiert ist und zudem unter Zuhilfenahme weniger Annahmen empirisch geschätzt werden kann.<sup>207</sup>

Der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz wird dabei auf Basis der folgenden Komponenten des CAPM ermittelt:

- Risikoloser Zinssatz
- Marktisikoprämie
- Systematisches Risiko (Beta-Faktor)

Das Produkt aus der Marktisikoprämie und dem Beta-Faktor ergibt das unternehmerische Wagnis.

Die beschriebenen Komponenten des CAPM können auf unterschiedliche Weise ermittelt werden. Im Rahmen der Regulierung der Energienetze erfolgt die Berechnung durch die Bundesnetzagentur auf Basis der gesetzlichen Regelung in der StromNEV bzw. GasNEV.

---

<sup>207</sup> Vgl. Ballwieser in Picot/Schenck (2010), S. 185

## 2.2.2. Risikoloser Zinssatz

Der risikolose Zinssatz ist der Ausgangspunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalkosten und Grundlage für die Bestimmung der Fremdkapitalkosten. Dieser Zinssatz hängt nicht signifikant von den spezifischen Charakteristika des jeweiligen Sektors ab. Der langfristig zu erwartende risikolose Zinssatz ist vielmehr ein entscheidungsrelevantes Kriterium aller Unternehmen.<sup>208</sup>

In der Regulierung bezieht sich der risikolose Zinssatz auf den Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Bei der Bestimmung der Umlaufrenditen greift die Bundesnetzagentur auf die von der Deutschen Bundesbank in den Beiheften zur Kapitalmarktstatistik veröffentlichten Reihen zurück. Dabei werden nur tarifbesteuerte festverzinsliche Inhaberschuldverschreibungen mit einer Laufzeit von über vier Jahren herangezogen. Die mittlere Restlaufzeit dieser Papiere beträgt seit Januar 1977 mehr als drei Jahre.<sup>209</sup>

Für die aktuelle Ermittlung des risikolosen Zinssatzes sind die folgenden Umlaufrenditen nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV heranzuziehen, auf Grundlagen derer, der Mittelwert gebildet wird:

- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand,
- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht MFIs) und
- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Hypothekenpfandbriefe.<sup>210</sup>

---

<sup>208</sup> Vgl. Knieps (2002), S. 15

<sup>209</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gas-versorgungsnetzen für die zweite Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, S. 4

<sup>210</sup> Vgl. StromNEV (2005) bzw. GasNEV (2005), Paragraph 7

Die Ermittlung der einzelnen Jahreswerte erfolgt durch die Berechnung als einfaches, ungewogenes Mittel der Monatswerte. Ebenso wird bei der Ermittlung des Durchschnitts der letzten zehn Jahre vorgegangen. Anzuwenden ist dabei das arithmetische Mittel, weil die Umlaufrenditen für das jeweilige Jahr ermittelt werden und keinen Bezug zum Vorjahreswert haben.<sup>211</sup>

Die Bundesnetzagentur hält es für angemessen, diese Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zu verwenden. Damit wird laut Bundesnetzagentur sichergestellt, dass sämtliche Konstellationen von langfristigen Anlagemöglichkeiten in festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten abgedeckt sind. Zudem sei durch die Berücksichtigung der festverzinslichen Wertpapiere mit einer längsten Laufzeit von mehr als vier Jahren mindestens die Dauer einer Regulierungsperiode als Anlagezeitraum für festverzinsliche Wertpapiere erfasst.<sup>212</sup>

### **2.2.3. Ermittlung des unternehmerischen Wagnisses aus Risikoprämie und Beta-Faktor**

Neben dem risikolosen Zinssatz stellt das unternehmerische Wagnis den zweiten Bestandteil des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes dar. Diese Komponente setzt sich aus der Markttrisikoprämie und dem systematischen Risiko (Beta-Faktor) zusammen. Gesetzlich geregelt wird die Ermittlung des unternehmerischen Wagnisses ebenfalls in der Strom- bzw. GasNEV. Dabei sind nach § 7 Abs. 5 Nr. 1 bis 3 StromNEV bzw. GasNEV bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzspezifischer

---

<sup>211</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 5

<sup>212</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 219f.

unternehmerischer Wagnisse insbesondere folgende Punkte zu berücksichtigen:

- a) Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten
- b) Durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten
- c) Beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse<sup>213</sup>

#### **a) Verhältnisse auf den Kapitalmärkten**

Die Ermittlung der Verhältnisse auf den Kapitalmärkten basiert auf dem beschriebenen CAPM. Der Zuschlag zur Abdeckung der netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisse berechnet sich aus einer Marktrisikoprämie und dem Beta-Faktor.<sup>214</sup> Dieser Unterpunkt stellt den Ausgangspunkt für die Bestimmung des unternehmerischen Wagnisses dar, da die beiden anderen Unterpunkte diesen Wert nur noch anpassen. Grund hierfür ist, dass die Ermittlung des unternehmerischen Wagnisses in erster Linie anhand der Kapitalmarktverhältnisse bestimmt werden soll. Die Verzinsung von Gas- und Stromnetzbetreibern auf ausländischen Märkten sowie die beobachtbaren und qualifizierbaren unternehmerischen Wagnisse optimieren diesen Zinssatz im Hinblick auf die deutschen Netzbetreiber. Daher sind die ausschlaggebenden Komponenten für den Wagniszuschlag die Marktrisikoprämie und der Beta-Faktor, die nun nachfolgend beschrieben werden.

#### Marktrisikoprämie:

Unter der Marktrisikoprämie wird eine Prämie verstanden, die der Investor zusätzlich zum risikolosen Zinssatz für seine Investitionen am Aktienmarkt verlangt. Sie soll den Investor für die mit dem Marktportfolio verbundenen

---

<sup>213</sup> Vgl. StromNEV (2005) bzw. GasNEV (2005), Paragraph 7

<sup>214</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 220

Risiken entschädigen und spiegelt somit die erwartete langfristige Rendite eines volldiversifizierten Portfolios am Aktienmarkt wider. Die Ermittlung erfolgt nicht branchenspezifisch, sondern auf Basis gängiger Aktienindizes eines Landes bzw. eines Aktienindizes mit internationalen Aktien.<sup>215</sup>

Die Formel für die Markttrisikoprämie lautet wie folgt:

$$MRP = E(r_M) - i$$

mit

$E(r_M)$  = erwartete Rendite eines risikobehafteten, aber breit diversifizierten Marktportfolios

$i$  = risikoloser Zinssatz<sup>216</sup>

Die Markttrisikoprämie ist in der Regel positiv, wenn risikoscheue Akteure vorausgesetzt werden. Jedoch schwankt diese Prämie über die Zeit mit dem Grad der Risikoaversion der Marktteilnehmer. Die Ermittlung ist aufgrund der Tatsache, dass das vollständige Marktportfolio nicht beobachtet werden kann und die Marktprämie auf Grundlage von Vergangenheitsdaten geschätzt werden muss, problematisch. Die Markttrisikoprämie ist dabei im Zeitablauf im Normalfall starken Schwankungen unterworfen. Daher muss von der Regulierungsbehörde entschieden werden, wie oft sie die Schwankungen in den Entgelten berücksichtigen will oder eine Glättung des Markttrisikos über einen bestimmten Zeitraum bevorzugt. Bei der Berechnung der durchschnittlichen Markttrisikoprämie über den gewählten Beobachtungszeitraum kann zwischen dem geometrischen und arithmetischen Mittel gewählt werden.<sup>217</sup>

---

<sup>215</sup> Vgl. Knieps (2002), S. 15

<sup>216</sup> Vgl. Knieps (2002), S. 15

<sup>217</sup> Vgl. Pedell (2007), S. 46

Die aktuelle Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung des netzspezifischen unternehmerischen Wagnisses basiert auf dem Gutachten von Frontier Economics<sup>218</sup>, das für die Ermittlung der Marktrisikoprämie auf eine Analyse von Dimson, Marsh und Staunton mit dem Thema „Global Investment Returns Yearbook 2008“ zurückgreift.<sup>219</sup> Hierbei wird auf Basis einer Zeitreihenanalyse für 19 Länder und einem Zeitraum von Daten aus den Jahren 1900 bis 2010 die durchschnittliche Marktrisikoprämie gegenüber langfristigen Staatsanleihen für ein internationales Portfolio ermittelt. Das Gutachten zieht einen weltweiten Durchschnitt der Marktrisikoprämie heran. Dabei werden jeweils das langfristige geometrische und arithmetische Mittel ausgewiesen. Die verwendete Analyse wird auch von anderen europäischen Regulierungsbehörden herangezogen, wie das Beispiel von Großbritannien zeigt.<sup>220</sup> Die festgelegte Marktrisikoprämie der Bundesnetzagentur ermittelt sich auf Basis des Mittelwerts dieser beiden Werte für einen weltweiten Durchschnitt und beträgt 4,4% (mit einem arithmetischen Mittel von 5,0% und einem geometrischen Mittel von 3,8%) für die zweite Regulierungsperiode.<sup>221</sup>

#### Beta-Faktor:

Die zweite Komponente bei der Ermittlung des unternehmerischen Wagnisses ist der Beta-Faktor. Dieser bildet das unternehmensspezifische systematische Risiko in Relation zum Gesamtmarktrisiko ab, d.h. das Risiko, das sich nicht durch eine Aufteilung des Anlagenbestands auf verschiedene Wertpapiere eliminieren lässt.

Die formale Definition für den Beta-Faktor ( $\beta$ ) lautet:

---

<sup>218</sup> Vgl. Frontier Economics (2011): „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2011

<sup>219</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 7

<sup>220</sup> Vgl. Jenkinson (2006): Regulation and the Cost of Capital, S. 3

<sup>221</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 7

$$\beta_i = \frac{\text{cov}(R_i; R_m)}{\text{var}(R_m)}$$

mit

$$\begin{aligned} \text{cov}(R_i; R_m) &= \text{Kovarianz der Rendite der Kapitalanlage } i \text{ und der Rendite des} \\ &\quad \text{Marktes} \\ \text{var}(R_m) &= \text{Varianz der Rendite des Marktportfolios}^{222} \end{aligned}$$

Die Bestimmung des Beta-Wertes der zukünftigen Zahlungsüberschüsse hängt von einer Vielzahl von Annahmen bezüglich der zukünftigen technologischen, nachfrageseitigen und wettbewerblichen Entwicklungen ab. Die Schätzung des Risikos sollte primär eine unternehmerische Aufgabe darstellen, die vom Regulierer plausibilisiert werden kann, da das systematische Risiko in der Regel von der spezifischen unternehmerischen Situation abhängt und daher schwer von Dritten beurteilt werden kann.<sup>223</sup> Dabei muss neben dem Geschäftsrisiko auch das Finanzierungsrisiko beachtet werden. Dies entsteht in der Regulierung vor allem durch die Beschränkung der Eigenkapitalquote auf 40% und die Unsicherheit über die weitere Regulierung. Jedoch wird der Beta-Faktor von der Regulierungsbehörde für die Netzbetreiber festgelegt. Dabei muss bei der Bestimmung des Risikofaktors beachtet werden, dass bei fehlender Berücksichtigung des unternehmensspezifischen Risikos keine Anreize für die Netzbetreiber für volkswirtschaftlich erwünschte Investitionen bestehen, auch wenn die Netzkunden von kurzfristig niedrigeren Preisen profitieren würden.<sup>224</sup> Daher ist eine branchengerechte Festlegung des Risikozuschlags vor allem für die zukünftigen Investitionen von großer Bedeutung.<sup>225</sup>

Die aktuelle Ermittlung des Beta-Faktors der Bundesnetzagentur basiert ebenfalls auf dem Gutachten von Frontier Economics. Hierbei wird unter

---

<sup>222</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 12

<sup>223</sup> Vgl. NERA (2011a), Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Gasnetze in Deutschland, S. 22

<sup>224</sup> Vgl. Knieps (2002), S. 11

<sup>225</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 12f.

Zuhilfenahme einer internationalen Auswahl von Referenzunternehmen der Beta-Wert abgeleitet. Zu den Kriterien, die bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen berücksichtigt werden sollten, zählten das regulatorische Umfeld, die Handelsliquidität der Aktien und der Anteil des Netzgeschäftes der Unternehmen. Zudem werden Risikofaktoren für verschiedene Zeiträume (ein Jahr, drei Jahre und fünf Jahre) ermittelt. Der Beta-Wert ergibt sich dabei aus dem Durchschnitt des einjährigen Wertes einerseits und aus dem Mittel des drei- und fünfjährigen Wertes andererseits. Durch diese Vorgehensweise ergibt sich für die zweite Regulierungsperiode ein Beta-Wert in Höhe von 0,66.<sup>226</sup>

Das Produkt aus der Marktrisikoprämie (4,40%) und dem Risikozuschlag (0,66) ergibt den Zuschlag für das unternehmerische Risiko in Bezug auf die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten. Für die zweite Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur einen Zuschlag zum risikolosen Zinssatz von 2,904% festgelegt.<sup>227</sup>

#### **b) Einbeziehung der Verzinsung auf ausländischen Märkten**

Wie in § 7 Abs. 5 Nr. 2 StromNEV bzw. GasNEV geregelt, ist bei der Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebspezifischer unternehmerischer Wagnisse auch die Verzinsung des Eigenkapitals von Strom- und Gasnetzbetreibern auf ausländischen Märkten zu berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur hat hierbei 43 Entscheidungen von 13 Ländern in Europa aus den Jahren 2004 bis 2011 analysiert und mit der nominalen Eigenkapitalverzinsung nach Steuern verglichen.<sup>228</sup> Dabei wurde die von NERA Economic Consulting (nachfolgend NERA) vorgetragene Notwendigkeit zur Anpassung der Kapitalstruktur nicht vorgenommen. Nach

---

<sup>226</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 219f.

<sup>227</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 219f.

<sup>228</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 12

Meinung der Regulierungsbehörde würde sich eine solche Umrechnung der Eigenkapitalzinssätze mit höheren Eigenkapitalquoten unsachgemäß auf die deutschen Eigenkapitalkosten auswirken. Die Bundesnetzagentur begründet dies damit, dass in den von NERA aufgeführten Ländern, in welchen höhere Eigenkapitalquoten zulässig sind, diese aufgrund der landesspezifischen Finanzierungsstruktur abgeleitet werden. Hierdurch wird also das vorhandene Finanzierungsrisiko widerspiegelt, das der kalkulatorischen Eigenkapitalquote entspricht. Eine Übertragung des deutschen Finanzierungsrisikos auf die ausländischen Zinssätze sei deshalb unsachgemäß. In Deutschland wird zudem der Zinssatz – im Gegensatz zum europäischen Ausland – nicht für einzelne Netzbetreiber sondern für die gesamte Branche festgelegt. Zuschläge für projektspezifische Wagnisse sind in diesem System nicht vorgesehen.<sup>229</sup>

### **c) Unternehmerische Wagnisse**

Bei der Prüfung der unternehmerischen Wagnisse sind in Deutschland die netzbetriebsspezifischen Besonderheiten zu berücksichtigen, speziell die Energiewende.<sup>230</sup> Der bisherige Wert für den Wagniszuschlag wurde mithilfe einer international ausgerichteten Vergleichsgruppe ermittelt. Deutsche Netzbetreiber konnten dabei nicht berücksichtigt werden, da bisher keine Aktien deutscher Netzbetreiber an der Börse gehandelt werden. Dies spielt laut der Bundesnetzagentur keine große Rolle, solange für die Ermittlung des Risikofaktors deutscher Netzbetreiber auch Unternehmen herangezogen werden, die in ihrer Geschäftstätigkeit und ihrer Risikostruktur vergleichbar mit den Netzbetreibern sind.<sup>231</sup> Die Bundesnetzagentur sieht es aufgrund der momentanen energiepolitischen Sondersituation in Deutschland für notwendig an, das unternehmerische

---

<sup>229</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 12f.

<sup>230</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 8

<sup>231</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 8

Wagnis nicht nur auf Basis ausländischer Netzbetreiber zu bestimmen. Die beschlossene Energiewende hat durch gesetzliche Maßnahmen wesentliche Auswirkungen auf die energiepolitischen Rahmenbedingungen und wird in Bezug auf die Strom- und Gasnetze mithilfe des unternehmerischen Wagnisses im Zinssatz berücksichtigt.<sup>232</sup> Daneben könnten hier die unterschiedlichen Risiken und Zuschläge für Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze bei der Ermittlung des unternehmerischen Wagniszuschlags abgebildet werden, jedoch sieht die Bundesnetzagentur aktuell keinen Grund dafür.

Die Bundesnetzagentur hat aufgrund der vorangehenden Bewertungen der Verhältnisse auf den Kapitalmärkten, der unternehmerischen Wagnisse und der Verzinsung auf ausländischen Märkten den Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für die zweite Regulierungsperiode auf 3,59% festgelegt.<sup>233</sup> Der Zinssatz, der sich auf ausschließlicher Basis der Kapitalmarktverhältnisse ergibt, wurde somit um 0,686% erhöht.

#### **2.2.4. Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze**

Im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung wurde zudem festgelegt, dass bei den Investitionen zwischen Altanlagen (Investitionen bis 2006) und Neuanlagen (Investitionen ab 2006) unterschieden werden muss. Der Unterschied ergibt sich bei der Berücksichtigung der Preissteigerungsrate in den Kapitalkosten. Bei den Neuanlagen wird diese über einen höheren Eigenkapitalzinssatz und bei den Altanlagen über die Tagesneuwerte, die in die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung und der kalkulatorischen Restbuchwerten eingehen, berücksichtigt. Somit soll

---

<sup>232</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 8

<sup>233</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 12f.

sichergestellt werden, dass die Preissteigerungen des Sachanlagevermögens abgebildet und vergütet werden. Nachfolgend wird auf die unterschiedliche Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen und Altanlagen eingegangen.

### Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen

Der Eigenkapitalzinssatz nach Steuern ergibt sich aus den Komponenten „risikoloser Zinssatz“ und „Wagniszuschlag“. Dieser Wagniszuschlag ergibt sich dabei aus dem Beta-Faktor und der Marktrisikoprämie.

$$EK - \text{Zinssatz}_{\text{Neuanlagen nach Steuern}} = \text{risikoloser Zinssatz} + \text{Wagniszuschlag}$$

Aufgrund der Werte der einzelnen Komponenten für die zweite Regulierungsperiode lässt sich folgender Eigenkapitalzinssatz nach Steuern ermitteln:

$$EK - \text{Zinssatz}_{\text{Neuanlagen nach Steuern}}^{2.RP} = 3,8 + 3,59 = 7,39\%$$

Zur Berechnung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes vor Steuern muss der Zinssatz nach Steuern mit einem Steuerfaktor multipliziert werden. Dieser Wert ergibt sich aus folgender Berechnung:

$$s = \frac{1 - \text{GewSt}}{1 - \text{GewSt} - \text{KSt}} = \frac{1 - (390\% \times 3,5\%)}{1 - (390\% \times 3,5\%) - (0,15 \times 1,055)} = 1,224^{234}$$

Die Gewerbesteuer (GewSt) setzt sich dabei aus dem Hebesatz von 390% (dieser Wert ist der durchschnittliche Hebesatz in Deutschland) und der gesetzlich festgeschriebenen Messzahl von 3,5% zusammen. Daneben sind die Körperschaftssteuer (KSt) in Höhe von 15% sowie der Solidaritätszuschlag mit 5,5% zu berücksichtigen. Somit ergibt sich ein Faktor für die Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes vor Steuern von 1,224.<sup>235</sup>

---

<sup>234</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 15

<sup>235</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 15

Für die zweite Regulierungsperiode beträgt der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz vor Steuern 9,05%, der sich mit der folgenden Formel berechnen lässt:

$$EK - \text{Zinssatz}_{\text{Neuanlagen vor Steuern}}^{2,RP} = 7,39 * 1,224 = 9,05\%$$

### Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen

Für die Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes für Altanlagen wird vom Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Preisänderungsrate abgezogen, der sich nach dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex richtet. Dieses Vorgehen basiert auf der Regelung in § 7 Abs. 4 Satz 2 StromNEV bzw. GasNEV.<sup>236</sup>

Als Formel zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes für Altanlagen vor Steuern gilt:

$$EK - \text{Zinssatz}_{\text{Altanlagen vor Steuern}} = (EK - \text{Zinssatz}_{\text{Neuanlagen nach Steuern}} - \text{Preisänderungsrate}) \times \text{Steuerfaktor}^{237}$$

Für die zweite Regulierungsperiode ergibt sich eine Preisänderungsrate für die letzten zehn Jahre in Höhe von 1,56%. Somit ergibt sich für den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen vor Steuern folgender Wert:

$$EK - \text{Zinssatz}_{\text{Altanlagen vor Steuern}}^{2,RP} = (7,39 - 1,56) * 1,224 = 7,14\%$$

---

<sup>236</sup> Vgl. § 7 Abs. 4 Satz 2 StromNEV bzw. GasNEV

<sup>237</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 16

## 2.3. Kalkulatorische Fremdkapitalverzinsung

Neben dem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz ist für die Ermittlung des  $WACC^{Reg}$  der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz von Bedeutung, der im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für das übersteigende Eigenkapital (Eigenkapital > 40%) angewendet wird. Für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes ist der risikolose Zinssatz nach § 7 Abs. 7 StromNEV bzw. GasNEV heranzuziehen. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts folgender Umlaufrenditen, die von der Deutschen Bundesbank veröffentlicht werden:

- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand,
- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht MFIs) und
- Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Hypothekenpfandbriefe.<sup>238</sup>

Neben dem risikolosen Zinssatz, der sich auf Basis dieser Renditereihen ergibt, sind keine weiteren Zuschläge zulässig. Hierbei ist vor allem ein Risikozuschlag zum risikolosen Zinssatz gemeint, der in der Vergangenheit von Seiten der Netzbetreiber, der Verbände und des BGH gefordert wurde. Grund für diese Forderung ist, dass die Fremdkapitalgeber genauso wie die Eigenkapitalgeber neben dem risikolosen Zinssatz einen Risikozuschlag dafür erwarten, da die Verlustwahrscheinlichkeit ihrer Ansprüche nicht gleich null ist. Dieses Risiko kann beispielsweise für die Fremd- und Eigenkapitalgeber durch die Änderung der Regulierungsform entstehen. Der geforderte Ansatz eines solchen Risikozuschlags wird mit

---

<sup>238</sup> Vgl. Strom- und GasNEV (2005), Paragraph 7

der neuen Regelung untersagt, da dieser bereits in den Umlaufrenditen berücksichtigt ist.<sup>239</sup>

## **2.4. Verzinsungsbasis und Kapitalstruktur**

### **2.4.1. Ermittlung der Kapitalstruktur**

Der erste Schritt bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis ist die Bestimmung einer Kapitalstruktur. Die besondere Bedeutung der Kapitalstruktur liegt darin, dass sie Auswirkungen auf die Höhe des gewichteten Zinssatzes und somit auf die kalkulatorischen Zinskosten im WACC-Modell hat. Bei der Festlegung dieser Struktur besteht grundsätzlich die Wahl zwischen dem Ansatz der tatsächlichen und einer optimalen Kapitalstruktur. Jedoch ist hier zu beachten, dass bei der tatsächlichen Kapitalstruktur nicht die aktuell ermittelbare Kapitalstruktur gemeint sein muss. Es kann auch die Kapitalstruktur zu einem festgelegten Datum herangezogen werden.<sup>240</sup>

Beim Ansatz der tatsächlichen Kapitalstruktur kann bei der Ermittlung der Gewichtung des Eigenkapitalanteils und des Fremdkapitalanteils entweder auf Buchwerte oder auf Marktwerte zurückgegriffen werden. Aufgrund der Tatsache, dass es sich beim WACC um einen marktorientierten Ansatz handelt, empfiehlt es sich, Marktwerte für die Gewichtung heranzuziehen, da diese die Opportunitäten bzw. die Verzinsungserwartungen der Kapitalgeber angemessen abbilden.<sup>241</sup> Zudem spiegelt dieser Ansatz den aktuellen Marktwert des Unternehmens bzw. des Netzbetreibers besser wider.

---

<sup>239</sup> Vgl. Strom- und GasNEV (2005), Paragraph 7

<sup>240</sup> Vgl. Pedell (2007), S. 39

<sup>241</sup> Vgl. Pedell (2007), S. 40

Die Bundesnetzagentur ermittelt den Anteil des Eigenkapitals und folglich auch des Fremdkapitals mithilfe der kalkulatorischen Restbuchwerte. Die Begründung für dieses Vorgehen lautet, dass die Marktwerte für die Zwecke der Entgeltregulierung zu volatil sind. Ferner hat die zeitliche Begrenzung der Regulierungsperioden Auswirkungen auf den unterschiedlichen Ansatz von Buch- und Marktwerten. Daher empfiehlt sich der Ansatz von Buchwerten in der Regulierung, weil damit auch unterschiedliche Bewertungen der verschiedenen Netzbetreiber vermieden werden können. Die im ersten Schritt ermittelte Kapitalstruktur der Netzbetreiber auf Basis der kalkulatorischen Restbuchwerte wird im zweiten Schritt durch eine festgelegte Kapitalstruktur ersetzt. Hierbei schreibt der Gesetzgeber eine Obergrenze für den Eigenkapitalanteil vor. Ziel dieser Vorgabe ist es, mögliche Anreize für die Netzbetreiber zu verhindern, zu viel „teures“ Eigenkapital bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur einzusetzen und damit den kalkulatorischen Zinssatz zu erhöhen. Der WACC in der Regulierung soll ungefähr den Zinssätzen auf den Kapitalmärkten entsprechen. Ohne eine Begrenzung der Eigenkapitalquote würde der  $WACC^{Reg}$  deutlich höher liegen, da der Eigenkapitalanteil in der Netzwirtschaft in der Regel relativ hoch ist und der Eigenkapitalzinssatz deutlich höher liegt als der Fremdkapitalzinssatz. Es sind hierbei Eigenkapitalquoten von bis zu 90% vorhanden. Daher ist, wie in § 6 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV beschrieben, die Eigenkapitalquote auf maximal 40% begrenzt. Somit soll vermieden werden, dass die Netzbetreiber eine über der marktüblichen Gewichtung liegende Eigenkapitalquote festlegen und damit die Netzentgelte willkürlich in die Höhe treiben. Der Anteil von 40% Eigenkapital stellt laut Bundesnetzagentur die optimale Finanzierungsstruktur dar, die auch in Wettbewerbsmärkten zu finden ist.<sup>242</sup> Liegt die tatsächliche Eigenkapitalquote unter den 40% wird dieser Wert auch bei der festgelegten Verzinsungsbasis übernommen. Eine Besserstellung der

---

<sup>242</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 220

Netzbetreiber ist durch die vorgegebenen Anteile demzufolge nicht möglich.

## 2.4.2. Ermittlung der Verzinsungsbasis und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Nachdem die Kapitalstruktur festgelegt wurde, erfolgt die Ermittlung der gesamten Verzinsungsbasis, die auf einer maximalen Eigenkapitalquote von 40% basiert. Auf Grundlage dieser Vorgaben kann das Schema zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV abgeleitet werden. Dabei muss beachtet werden, dass die Restbuchwerte der Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten mit der Fremdkapitalquote und die Restbuchwerte der Altanlagen zu Tagesneuwerten mit der Eigenkapitalquote gewichtet werden.

	Kalkulatorische Restbuchwerte für Altanlagen bis 2006 zu Anschaffungs- und Herstellungskosten gewichtet mit FK-Quote (min. 60%)
+	Kalkulatorische Restbuchwerte für Altanlagen bis 2006 zu Tagesneuwerten gewichtet mit EK-Quote (max. 40%)
+	Kalkulatorische Restbuchwerte für Neuanlagen ab 2006
=	Kalkulatorische Restbuchwerte des Anlagevermögens
+	Bilanzwerte des Umlaufvermögens (z.B. Vorräte, Forderungen, Wertpapiere des UV und Kassenbestand)
=	Betriebsnotwendiges Vermögen
-	Abzugskapital (Verbindlichkeiten, Rückstellungen, Baukostenzuschüsse usw.)
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	Betriebsnotwendiges Eigenkapital

**Tabelle 2: Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals zur Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (eigene Darstellung in Anlehnung an die GasNEV bzw. StromNEV)**

Unter dem aufgeführten Abzugskapital wird das zinslos zur Verfügung stehende Kapital verstanden. § 7 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV regelt dabei, welche Bilanzpositionen als Abzugskapital zu behandeln sind. Hierzu zählen beispielsweise Rückstellungen und Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung oder gegenüber verbundenen Unternehmen. Das verzinsliche Fremdkapital umfasst dagegen nur Fremdkapital, für das tatsächlich Zinsen gezahlt werden. Dazu gehören vor allem Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten.

Tabelle 2 zeigt somit die Ermittlung der Verzinsungsbasis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen ist festgelegt, dass nur 40% dieser Verzinsungsbasis mit dem Eigenkapitalzinssatz zu verzinsen sind. Das übersteigende Eigenkapital ist nominal wie Fremdkapital zu verzinsen.<sup>243</sup>

Zudem muss bei der Berechnung des Eigenkapitalanteils eine Aufteilung nach Alt- und Neuanlagen erfolgen. Der Anteil der Neuanlagen ergibt sich aus dem Verhältnis der Restbuchwerte des Anlagevermögens ab 2006 zu den Restbuchwerten des Anlagevermögens – gewichtet nach Restbuchwerten zu Tagesneuwerten und Anschaffungs- und Herstellungskosten – bis 2006 (Altanlagen). Anhand dieser Vorgaben ergibt sich folgende Berechnungslogik für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung:

---

<sup>243</sup> Vgl. NERA (2011a), S. i

Verzinsungsbasis		Zinssatz	
<b>Betriebsnotwendiges Vermögen ≤ 40%</b>			
Davon Anteil Neuanlagen	x	Kalk. Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (aktuell 9,05%)	
Davon Anteil Altanlagen	x	Kalk. Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (aktuell 7,14%)	
<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital abzüglich 40% des betriebs-notwendigen Vermögens</b>	x	Kalk. Fremdkapitalzinssatz	
<b>Summe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung</b>			

**Tabelle 3: Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (eigene Darstellung)**

### 3. Kalkulatorische Abschreibung

Neben der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist auch die kalkulatorische Abschreibung ein Bestandteil der Kapitalkosten. Das Ziel der Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs soll dadurch erreicht werden, dass die Wertminderungen der betriebsnotwendigen Anlagegüter als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen sind.<sup>244</sup> Diese Regelung ist in § 6 Abs. 1 Strom- und GasNEV verankert. Dabei ist auch geregelt, dass die kalkulatorische Abschreibung anstelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibung der Gewinn- und Verlustrechnung angesetzt werden soll.

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung muss ebenso wie bei der Berechnung der Verzinsung zwischen den Altanlagen und den

<sup>244</sup> Vgl. § 6 Abs. 1 Strom- und GasNEV

Neuanlagen unterschieden werden. Die kalkulatorischen Abschreibungsbeträge werden, unabhängig ob Alt- oder Neuanlagen, auf Basis der in Anlage 1 der Strom- und GasNEV vorgeschriebenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern ermittelt. Das vorhandene Sachanlagevermögen muss den aufgelisteten Anlagengruppen zugeordnet und mit den vorgegebenen Nutzungsdauern kalkulatorisch abgeschrieben werden. Bei einem Teil der Anlagengruppen besteht für die Netzbetreiber ein Wahlrecht bei den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern, beschränkt auf eine festgelegte Spannweite. Jedoch wird dieses Wahlrecht in der Regulierungspraxis stark eingeschränkt, da die Regulierungsbehörde in der Regel nur den unteren Rand der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern anerkennt. Bei einem abweichenden Ansatz der Nutzungsdauern erfolgt eine entsprechende Korrektur bei der Überprüfung der Kapitalkosten im Rahmen der Kostenprüfung.

Die Unterscheidung bei der Abschreibungsermittlung zwischen den Alt- und Neuanlagen ergibt sich aus der Berechnungsmethode. Dabei erfolgt bei den Altanlagen eine Gewichtung der Abschreibungsbeträge nach Abschreibungen auf Basis von Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) und Abschreibungen auf Basis der Tagesneuwerte (TNW). Dies lässt sich anhand der folgenden Formel darstellen:

$$\text{Abschreibungen}_{\text{Altanlagen}} = \text{Abschreibungen}_{\text{AHK}} * \text{Fremdkapitalquote} + \text{Abschreibungen}_{\text{TNW}} * \text{Eigenkapitalquote}$$

Die Eigenkapitalquote ist auf maximal 40% beschränkt, sodass die Fremdkapitalquote bei mindestens 60% liegt. Die Tagesneuwerte, die die Wertsteigerung berücksichtigen und mit der Eigenkapitalquote multipliziert werden, basieren auf den Anschaffungs- und Herstellungskosten, die mit

einer Indexreihen (BNetzA-Indexreihen, Wibera-Indexreihen<sup>245</sup> bzw. unternehmenseigene Indexreihen) multipliziert werden.

Die Berechnung der Neuanlagen, d.h. die Anlagen, die seit dem Jahr 2006 aktiviert wurden, erfolgt nach einer vereinfachten Berechnungsweise. Dabei werden die Abschreibungsbeträge nur noch aus den Abschreibungen auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten berechnet. Die Berücksichtigung der Preisveränderung, die bei den Altanlagen über die Tagesneuwerte abgebildet wird, erfolgt hierbei über die Verzinsung.

Somit lässt sich die aktuelle Ermittlung der Abschreibungsbeträge zusammenfassend wie folgt darstellen:

	kalkulatorische Abschreibung der Altanlagen auf Basis der AHK *
	Fremdkapitalquote (min. 60%)
+	kalkulatorische Abschreibung der Altanlagen auf Basis der TNW *
	Eigenkapitalquote (max. 40%)
=	kalkulatorische Abschreibung der Altanlagen
+	kalkulatorische Abschreibung der Neuanlagen
=	<b>Kalkulatorische Abschreibung</b>

**Tabelle 4: Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung (eigene Darstellung in Anlehnung an § 6 StromNEV bzw. GasNEV)**

## **4. Kritik an der aktuellen Ermittlung der Kapitalkosten der deutschen Netzbetreiber**

Die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten basiert auf vielen verschiedenen Komponenten und bietet demzufolge teilweise erhebliche Spielräume, die zu Herausforderungen bei der Festlegung auf einen

---

<sup>245</sup> Die Wibera-Indexreihen werden von der Wibera Wirtschaftsberatung AG jährlich für die Unternehmen der Ver- und Entsorgung für die Ermittlung der Tagesneuwerte errechnet.

einzigem Wert führen können. Daher steht die Berechnung der Kapitalkosten in Bezug auf die Ermittlung der Netzkosten und damit auch der Netznutzungserlöse im Fokus verschiedener Gutachten. Das CAPM zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalkosten wird dabei häufig kritisiert, da es als einfaches Einfaktorenmodell Schwächen aufweist, d.h. dass es bis heute unzureichend gelöste Probleme bei dessen Anwendung gibt.<sup>246</sup> Hierbei sind in erster Linie die Ermittlung der einzelnen Komponenten dieses Modells und die damit verbundenen Freiräume gemeint. Nach Ballwieser (2010) besteht grundsätzlich ein zu großer Freiheitsgrad bei der Schätzung dieser Werte, sodass das CAPM kein verlässliches Instrument zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten darstellt.

Daneben gibt es auch eine grundsätzliche Kritik am CAPM in Rahmen verschiedener Arbeiten. Diese bezieht sich beispielsweise auf die Gültigkeit der linearen Beziehung zwischen dem Beta-Wert und der Durchschnittsrendite, die je nach gewählten Marktportfolio sehr unterschiedlich sein kann.<sup>247</sup> Eine weitere Problematik ergibt sich daraus, dass bereits geringfügige Ineffizienzen des Marktportfolios ausreichend sind, um die lineare CAPM-Relation zusammenbrechen zu lassen. Daher ist die Auswahl des Portfolios ein entscheidender Punkt, da die Zusammensetzung den Zinssatz beeinflusst.<sup>248</sup> Neben dieser Problematik machen empirische Tests deutlich, dass es Abweichungen zwischen der tatsächlichen Rendite und den CAPM-Renditeerwartungen gibt. Dies hat zur Folge, dass Investitionsentscheidungen auf Basis des CAPM falsch beurteilt werden.<sup>249</sup>

---

<sup>246</sup> Volkart/Vettiger/Forrer (2013), Bestimmung der Kapitalkosten im Rahmen der finanziellen Führung, S. 107

<sup>247</sup> Roll (1977), A Critique of the Asset Pricing Theory's Tests, S. 138

<sup>248</sup> Roll/Ross (1994), On the Cross-Sectional Relation between Expected Returns and Betas, S. 101

<sup>249</sup> Vgl. Oertmann/Zimmermann (1998), Risk and Return: Vom CAPM zur modernen Asset Pricing Theory, S. 8-11

Es zeigt sich somit, dass das CAPM signifikante Schwächen hat, die die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes auch im Zusammenhang mit der Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der Regulierung erschweren. Jedoch steht vor allem die Ermittlung der einzelnen Komponenten – risikoloser Zinssatz, Beta-Faktor und Marktrisikoprämie – im Fokus der Kritik.

Die erste Komponente des CAPM, der risikolose Zinssatz, steht häufig im Mittelpunkt der wissenschaftlichen Diskussion und war in der Vergangenheit Inhalt verschiedener Gerichtsverfahren.<sup>250</sup> Kritisiert wurde die Ermittlung auch im Rahmen der Konsultation zur zweiten Regulierungsperiode von zahlreichen Netzbetreibern sowie durch ein Gutachten von KEMA.<sup>251</sup> Dieses Kurzgutachten beanstandet zum einen die Ermittlungsgrundlage des risikolosen Zinssatzes und empfiehlt für die Berechnung dieser Rendite den Ansatz der Umlaufrenditen von festverzinslichen Wertpapieren der öffentlichen Hand.<sup>252</sup> Diese Umlaufrendite sei eine adäquate Darstellung der risikolosen Rendite, weil das Ausfallrisiko bei Länderanleihen von Ländern erster Bonität wie Deutschland als gering einzuschätzen sei und dem Kapitalgeber dadurch eine hohe Sicherheit biete. In der Literatur wird grundsätzlich die Verwendung von Staatsanleihen empfohlen,<sup>253</sup> da der Staat als Schuldner bezüglich Währung und dem Zeitpunkt von Zins- und Tilgungszahlungen eine vernachlässigbar geringe Unsicherheit erwarten lässt und somit von sicheren Zinsen ausgegangen werden kann.<sup>254</sup>

Der zweite Kritikpunkt bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes bezieht sich auf die Restlaufzeiten der Wertpapiere. Die lange Kapitalbindung in

---

<sup>250</sup> Vgl. Ballwieser (2004), Unternehmensbewertung, S. 87; BGH, 28.06.2011 - EnVR 34/10

<sup>251</sup> Vgl. KEMA (2011), „Kurgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304“, Gutachten im Auftrag des VKU, S. 4f.

<sup>252</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 5

<sup>253</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 211; Volkart/Vettiger (2013), S. 110

<sup>254</sup> Vgl. Ballwieser (2004), S. 83

der Netzwirtschaft ist durch die ausgewählten Umlaufrenditen mit einer Restlaufzeit von über vier Jahren nicht vollständig abgebildet. Es kann hier keine Laufzeitäquivalenz unterstellt werden, da die Nutzungsdauern der Energienetze ca. 30 Jahre betragen. Aus diesem Grund wären langfristige Wertpapiere die bessere Alternative für die Ermittlung des risikolosen Zinssatzes und würden auch die Kapitalbindung besser berücksichtigen.<sup>255</sup> In der Literatur herrscht auch Einigkeit darüber, dass es sich bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes um lange Restlaufzeiten handeln muss. In Stellungnahmen des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) und des Arbeitskreises Unternehmensbewertung (AKU) ist von „langfristigen Restlaufzeiten“ die Rede. Es lässt sich aber eine Präferenz für eine zehnjährige Laufzeit erkennen.<sup>256</sup> Grundsätzlich ist eine Bandbreite der Restlaufzeiten von mindestens zehn Jahren bis hin zu 30 Jahren in der Literatur ersichtlich.<sup>257</sup> Jedoch stimmt die Mehrheit der zehnjährigen Restlaufzeit als Ansatz für den risikolosen Zinssatz zu.<sup>258</sup> Daneben wurde die Möglichkeit angeführt, dass die am Markt zum Bewertungsstichtag beobachtbaren risikolosen Renditen für die Ermittlung stichtagsaktueller, laufzeitäquivalenter Spot Rates genutzt werden sollten.<sup>259</sup> Dieser Ansatz ist mit der aktuellen gesetzlichen Regelung jedoch nicht abgedeckt. Neben der allgemeinen Literatur wurden in Bezug auf die Netzbetreiber in verschiedenen Ausarbeitungen ebenfalls Verbesserungsvorschläge beschrieben. Pedell macht den Vorschlag, nur auf die Rendite von Anleihen der öffentlichen Hand und nicht wie beschrieben auf die Rendite verschiedener festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zurückzugreifen. Daneben muss die Restlaufzeit der Anleihen dem Kapitalbindungshorizont – was vielfach die Nutzungsdauer des Anlageguts ist – entsprechen. Für Strom- und Gasnetzbetreiber sollte daher auf 30-

---

<sup>255</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 4f.

<sup>256</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 211

<sup>257</sup> Vgl. Ballwieser (2004), S. 84

<sup>258</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2013), S. 110

<sup>259</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 211

jährige Staatsanleihen zurückgegriffen werden, da die Nutzungsdauern für Netzanlagen oft zwischen 30 und 45 Jahren liegen.<sup>260</sup> Vor allem, wenn der Regulierer darauf abzielt, die Entgelte von Schwankungen des risikolosen Zinssatzes über die Nutzungsdauer der Anlagen abzukoppeln, muss er den erwarteten durchschnittlichen Zinssatz über die gesamte Nutzungsdauer bestimmen und sollte dazu eine entsprechend lange Schätzperiode verwenden. Nach Gerke (2003) sollte der risikolose Zinssatz anhand des arithmetischen Mittels der durchschnittlichen jährlichen Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere der letzten 40 Jahre ermittelt werden. Es zeigt sich somit, dass bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes vor allem die Laufzeit sowie die Auswahl der Umlaufrenditen im Mittelpunkt der Kritik stehen.

Bei der aktuellen Berechnung des Beta-Faktors durch die Regulierungsbehörde ergeben sich ebenfalls verschiedene Kritikpunkte. Die größte Schwierigkeit bei der Anwendung des CAPM bei den deutschen Netzbetreibern ergibt sich daraus, dass diese nicht börsennotiert sind, denn grundsätzlich wird dieser Wert auf Basis einer Regressionsanalyse mithilfe von Werten der Vergangenheit geschätzt. Zur Ermittlung des Beta-Faktors muss daher auf eine Referenzgruppe zurückgegriffen werden. Bei der Auswahl der Referenzunternehmen sollte darauf geachtet werden, dass diese dem gleichen Industriezweig angehören und über ein ähnliches Geschäftsmodell verfügen.<sup>261</sup>

In Bezug auf die ausgewählte Referenzgruppe für die Schätzung des Beta-Werts der deutschen Netzbetreiber sind zwei Hauptkritikpunkte zu nennen. Der erste Punkt bezieht sich auf die Verwendung von Beta-Werten nicht-europäischer Unternehmen. In der Referenzgruppe sind vier von neun Unternehmen, und damit fast die Hälfte, nicht-europäisch. Von diesen Unternehmen sind drei Netzbetreiber in den USA ansässig. Die

---

<sup>260</sup> Vgl. Pedell (2007), S. 42f.

<sup>261</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2013), S. 113

Einbeziehung von nicht-europäischen Unternehmen unterstellt eine starke Beziehung zwischen dem Beta eines ausländischen und dem eines inländischen Unternehmens, was nicht unbedingt gegeben ist. Die Herausforderung bei der Auswahl nicht-europäischen Unternehmen liegt darin, dass eine Reihe von Faktoren die Schätzung des Beta-Faktors stark beeinflusst und damit das Ergebnis verändert. Diese Faktoren sind zum einen die verschiedenen Formen der Regulierung und zum anderen die Verschiedenartigkeit der Unternehmensaktivitäten. In den USA wird zum Beispiel im Gegensatz zu den meisten europäischen Ländern eine kostenorientierte Regulierung eingesetzt. Diese Regulierungsform weist in der Regel niedrigere Beta-Werte als in der anreizorientierte Regulierung auf, weil hierbei für die Netzbetreiber geringere Risiken bezüglich der Netzentgelte und damit der Renditen bestehen, da neben der Kosten ein Gewinnzuschlag genehmigt wird. Die nicht-europäischen Unternehmen können daher als Vergleichsunternehmen zum Zweck der Gegenprüfung betrachtet, aber nicht als Referenzunternehmen herangezogen werden. Eine ausschließliche Betrachtung von europäischen Unternehmen ist demzufolge sinnvoll und zielführend.

Der zweite Kritikpunkt zur Referenzgruppe basiert auf der nicht-ausbalancierten Auswahl an Referenzunternehmen in Bezug auf die Strom- und Gasgeschäftsbereiche. So sind vier Unternehmen ausschließlich im Gasbereich und drei Unternehmen im Strombereich tätig. Die restlichen Unternehmen sind in verschiedenen Geschäftsbereichen aktiv. Aufgrund der verschiedenen Voraussetzungen dieser Geschäftsbereiche ergeben sich auch unterschiedliche Risikoprofile.<sup>262</sup> Da Gas beispielsweise durch Öl, Fernwärme und andere Energieträger substituierbar ist, erhöht sich das Risiko dieses Geschäftsbereiches gegenüber Strom, der nicht ersetzt werden kann. Es sollte demzufolge eine differenzierte Betrachtung durchgeführt werden. Schlussendlich kann

---

<sup>262</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 14

dennoch ein gemeinsamer Wert festgelegt werden, wenn dieser plausibel erscheint. Zudem muss berücksichtigt werden, dass aufgrund der unterschiedlichen Kapitalstrukturen und den damit einhergehenden unterschiedlichen Risiken die am Markt beobachtbaren Betas nicht direkt miteinander vergleichbar sind. Die Beta-Werte müssen daher um diesen Einfluss bereinigt werden. Das Ergebnis ist ein Beta unlevered. Aus der Vielzahl von Betas unlevered der Vergleichsunternehmen kann der Beta unlevered für die Netzbetreiber abgeleitet werden. Dieser wird mit der zukünftigen Kapitalstruktur in einen Beta levered überführt. Ein Kritikpunkt ist zudem, dass in der Praxis teilweise Betas von Vergleichsunternehmen ohne eine kritische Betrachtung in die Entscheidungsfindung miteinbezogen werden.<sup>263</sup>

Neben der Kritik zu der Referenzgruppe ergibt sich eine weitere Schwachstelle bei der Ermittlung des Beta-Wertes aufgrund des verwendeten Schätzzeitraums. Hierbei stellt sich die Frage, über welche Zeitspanne die historischen Werte betrachtet werden sollten. Grundsätzlich wird für die Verwendung eines längeren Zeitraums plädiert, weil hierdurch die Beta-Schätzungen genauer sind und Besonderheiten besser ausgeglichen werden können. Die Bundesnetzagentur und das Gutachten von Frontier Economics greifen in ihrer Analyse auf die Ergebnisse der Studie von Dimson/Marsh/Staunton zurück. Die Erhebung dieser Studie ergibt für die Märkte unterschiedlicher Länder unterschiedlich hohen Risikofaktor über die Zeitspanne von 1900 bis 2010.<sup>264</sup> Durch die Länge der untersuchten Perioden sind die Auswirkungen der Finanzkrise, die den Wunsch einer höheren Risikovergütung zur Folge hatte, auf den berechneten Durchschnitt sehr gering. Zur letztendlichen Bestimmung des Beta-Wertes für die Netzbetreiber zieht die deutsche Regulierungsbehörde jedoch einerseits lediglich den Durchschnitt aus den unverschuldeten

---

<sup>263</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2013), S. 113f.

<sup>264</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 14

Risikofaktoren für den dreijährigen und den fünfjährigen Zeitraum heran. Dieser Wert bildet die Obergrenze für den Risikofaktor. Die Untergrenze wird andererseits anhand des Risikofaktors für den einjährigen Betrachtungszeitraum bestimmt. Der festgelegte Beta-Wert der Bundesnetzagentur errechnet sich aus dem arithmetischen Mittel der Ober- und Untergrenze. Dabei wird deutlich, dass es eine Übergewichtung der Untergrenze gibt, da der einjährige Betrachtungszeitraum mit 50% in den Endwert eingeht. Bei typischen und repräsentativen Jahren ist das Problem unwesentlich. Ist der Wert des einjährigen Betrachtungszeitraums dagegen atypisch und im Vergleich zu den vergangenen Werten zu niedrig oder zu hoch, verfälscht er den Endwert.<sup>265</sup> In der Praxis werden sehr unterschiedliche Zeiträume bei der Ermittlung des Beta-Wertes zugrunde gelegt. Diese reichen von 250 Tagen bis hin zu fünf Jahren. Zur Steigerung der Stabilität und der Aussagekräftigkeit der Betas werden in der Regel lange Zeiträume (fünf Jahre) verwendet. Dabei muss jedoch geprüft werden, ob die Vergangenheitswerte auch für die Zukunft übertragen werden können.<sup>266</sup> Der Fünf-Jahres-Zeitraum wurde zudem in einer Untersuchung von Stellbrink/Brückner als die Kombination mit der geringsten Anfälligkeit für Verletzungen der Regressionsvoraussetzungen betätigt.<sup>267</sup>

Die Ausführungen zeigen, dass die aktuelle Ermittlung des Beta-Faktors mehrere Freiräume hat. Jedoch sind neben der Abgrenzung und Gewichtung der Referenzunternehmen sowie des betrachteten Zeitraums die Adjustierung der Roh-Risikofaktoren sowie die Modellwahl bei der Ermittlung des Risikofaktors weitere Schwachstellen. Auf die Freiräume dieser beiden Kritikpunkte wird nicht näher eingegangen.

---

<sup>265</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 14

<sup>266</sup> Vgl. Heinze/Radinger (2011), Der Beta-Faktor in der Unternehmensbewertung, S.50

<sup>267</sup> Vgl. Stellbrink/Brückner (2011), Beta-Schätzung: Schätzzeitraum und Renditeintervall unter statistischen Gesichtspunkten, S. 8

Auch die Marktrisikoprämie weist Freiheitsgrade auf, die sich in verschiedene Richtungen auf den festzulegenden Wert auswirken. Der erste wesentliche Kritikpunkt bezieht sich auf die Verwendung eines weltweiten Durchschnitts der Marktrisikoprämie. Eine Auswertung von KEMA zeigt, dass die Eigenkapitalverzinsung bei der Anwendung eines weltweiten Durchschnitts niedriger ist als bei der Benutzung des europäischen oder deutschen Durchschnitts. In der aktuellen Ermittlung wird die Marktrisikoprämie aus Betrachtungen des Weltmarktes abgeleitet, was zwar dazu führt, dass der Wert weltweit von den Netzbetreibern angewendet werden kann, aber die Spezifika einzelner Investitionsstandorte nicht hinreichend berücksichtigt, obwohl auch auf den globalen Finanzmärkten die Unterscheidung von spezifischen Länderrisiken bzw. Regulierungsrisiken vorgenommen wird. Somit unterscheidet sich die Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber nur noch aufgrund der länderspezifischen risikolosen Renditen. Die globale Berechnung und Bildung von weltweiten Durchschnittswerten hat zur Folge, dass die Risikoprämie niedriger angesetzt wird als sie für Deutschland und damit für die deutschen Netzbetreiber angebracht wäre. Eine wesentliche Auswirkung einer zu niedrigen Marktrisikoprämie ist die fehlende Attraktivität von Investitionen und die damit verbundene Investitionszurückhaltung der Netzbetreiber. Eine Abweichung vom aktuellen Vorgehen ist zu empfehlen, insofern, als statt des weltweiten der europäische Durchschnitt herangezogen wird. So können auch die Erwartungen der Investoren in Bezug auf Investitionen in deutsche Energienetze besser erfüllt werden.<sup>268</sup> In der Literatur wird deutlich, dass für die Marktrisikoprämie in der Regel auf einem Portfolio von Aktien oder Staatsanleihen des jeweiligen Landes beruht.<sup>269</sup> So verwendete beispielsweise Stehle in seiner Untersuchung für deutsche Unternehmen das CDAX-Portfolio. Für die Ermittlung der amerikanischen

---

<sup>268</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 7f.

<sup>269</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 222; Vgl. Volkart/Vettiger (2013), S. 111

Marktrisikoprämie verwendeten Brealey/Myers/ Allen sowie Ross/Westerfield/Jaffe/Jordan Treasury Bills, d.h. kurzfristige amerikanische Staatsanleihen mit einer Laufzeit von maximal einem Jahr.<sup>270</sup> Somit wird deutlich, dass in der Regel nur ein Land für die Ermittlung der Marktrisikoprämie herangezogen wird, weil somit der Risikozuschlag am besten abgebildet werden kann.

Neben der Verwendung des weltweiten Durchschnitts ist die Bildung des Durchschnittswertes zu bemängeln. Die Bundesnetzagentur ermittelt die Marktrisikoprämie als einfaches Mittel aus den geometrischen und arithmetischen Durchschnittswerten. Diese Vorgehensweise greift zu kurz und berücksichtigt weder die Zeitspanne, für die die Marktrisikoprämie auf Basis von historischen Daten ermittelt wird, noch den Zeitraum in der Zukunft, für den die Marktrisikoprämie gelten sollte. Blume (1974) schlägt eine gewichtete Durchschnittsbildung vor, um eine Über- bzw. Unterschätzung der Marktrisikoprämie unter Berücksichtigung des jeweiligen Betrachtungszeitraums auszugleichen. Die Formel hierzu lautet:<sup>271</sup>

$$\text{Marktrisikoprämie} = \left[ \frac{(N-1)}{(T-1)} * (1 + G)1^N + \frac{(T-N)}{(T-1)} * (1 + A)1^N \right]$$

mit

- N = Anzahl der zukünftigen Perioden
- T = Anzahl der historischen Perioden
- G = geometrisches Mittel
- A = arithmetisches Mittel

Die Formel zeigt, dass das arithmetische Mittel mit zunehmender historischer Periodenlänge stärker gewichtet wird, was insofern gerechtfertigt ist, als die negativen Autokorrelationen in der Regel in kurzen Zeiträumen zu beobachten sind. Umgekehrt steigt mit der Zahl der künftigen Perioden auch der Einfluss des geometrischen Mittels. Obwohl diese Methode eine deutliche Verbesserung gegenüber dem aktuellen

<sup>270</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 221

<sup>271</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 9

Verfahren darstellt, plädieren in der Literatur die meisten Autoren für die Verwendung des arithmetischen Mittels, da es die Marktrisikoprämie für die Zukunft besser abbildet und damit auch den Zeitraum für den diese Marktrisikoprämie anzuwenden ist. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Verteilung der historischen Renditen bekannt ist und diese für die zukünftige Renditeausprägung unterstellt werden können.<sup>272</sup> Jedoch kann auch festgehalten werden, dass beide Herleitungsvarianten rechnerisch grundsätzlich korrekt sind, aber unterschiedliche finanztechnische Eigenschaften aufweisen. Daher wird teilweise der Mittelwert herangezogen, damit den Vor- und Nachteilen beider Methoden indirekt Rechnung getragen wird.<sup>273</sup>

Es zeigt sich, dass die größte Schwachstelle beim CAPM mit seinem marktorientierten Ansatz darin liegt, dass es in Deutschland keine börsennotierten Netzbetreiber gibt. Lediglich Energieversorgungsunternehmen wie die E.ON AG oder die RWE AG sind als Konzern an der Börse geführt. Dabei sind neben dem Netzbetrieb auch der Vertrieb und die Erzeugung im Aktienwert miteingeschlossen. Reine Netzbetreiber sind an der deutschen Börse nicht notiert. Die impliziten Eigenkapitalkosten können aufgrund der fehlenden börsennotierten Netzbetreiber zwar in der beschriebenen Form nicht ermittelt werden, dennoch ist es möglich, mithilfe des CAPM eine Kontrollgröße für die historische Schätzung der Marktrisikoprämie abzuleiten.<sup>274</sup>

Neben der Kritik an der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gibt es auch bei der Berechnung der kalkulatorischen Abschreibung Schwachstellen. Die grundsätzliche Berechnung der Abschreibungen liefert nach eingehender Analyse keinen

---

<sup>272</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 219

<sup>273</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2013), S. 112

<sup>274</sup> Vgl. Ballwieser (2010), S. 193

nennenswerten Anlass zur Kritik. Hier wird der Anschaffungs- bzw. Wiederbeschaffungswert auf die Nutzungsdauer verteilt. Die Problemstellung ist hierbei vielmehr, dass der Wiederbeschaffungswert des Sachanlagevermögens nicht vollumfänglich berücksichtigt wird. Während in der Regel bei der kalkulatorischen Ermittlung der Kapitalkosten auf den Wiederbeschaffungswert zurückgegriffen wird, erfolgt die Ermittlung der Abschreibung für die Netzkosten nur zu 40% auf Basis des Wiederbeschaffungswerts. Diese 40% entsprechen dem eigenkapitalfinanzierten Teil des betriebsnotwendigen Vermögens. Der restliche Teil wird auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten berechnet. Diese sind in der Regel deutlich niedriger, weil die Preissteigerung der Güter nicht berücksichtigt wird. In die Netzkostenberechnung gehen somit niedrigere Restbuchwerte und Abschreibungsbeträge ein, die in der Regel eine Wiederbeschaffung zum aktuellen Zeitpunkt nicht ermöglichen. Nicht nur die anteilige Berücksichtigung der Wiederbeschaffungswerte sondern auch die Ermittlung dieser kann kritisiert werden. Bisher bilden die angewendeten Indexreihen den Wiederbeschaffungswert des Sachanlagebestands nicht sachgerecht ab. Daher war dieses Thema Inhalt verschiedener Gerichtsverfahren.<sup>275</sup> Zur Beseitigung dieser Schwachstelle wurden die Indexreihen nun in der Strom- und Gasnetzverordnung niedergeschrieben. Jedoch soll hierbei mit vier bis fünf verschiedenen Indexreihen die Preisentwicklung von über 50 verschiedenen Anlagengruppen abgebildet werden. Dies macht deutlich, dass auch die aktuelle Regelung keine sachgerechte Ermittlung des Wiederbeschaffungswerts ermöglicht. In Bezug auf die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibung geben zudem die festgelegten Nutzungsdauern der Anlage 1 Strom- und GasNEV Anlass zur Kritik. Diese Nutzungsdauern sind relativ kurz und spiegeln die tatsächlichen Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens der Netzbetreiber nicht wider. Dies liegt auch daran, dass die im Gesetz

---

<sup>275</sup> Vgl. BGH, 28.06.2011, EnVR 34/10

festgelegte Spannweite der Nutzungsdauern von den Netzbetreibern nicht genutzt werden kann, weil die Regulierungsbehörde nur den unteren Rand der Nutzungsdauern anerkennt.

Abschließend wird auf die allgemeinen Kritikpunkte in Bezug auf die Kapitalkostenermittlung eingegangen. Knieps vertritt den Standpunkt, dass der Maßstab für die Bestimmung effizienter Kosten nicht durch die Regulierungsbehörde, sondern immanent innerhalb des Unternehmens entwickelt werden muss. Des Weiteren sieht er die Verwendung historischer Ist-Kosten als Prüfobjekt für wenig ergiebig an, weil sie auf Informationen abstellt, die für die tatsächlichen Entscheidungssituationen des Unternehmens nicht mehr relevant sein müssen. Deshalb sollte die Festlegung der effizienten Kosten von den zukünftigen unternehmerischen Erwartungen bezüglich der Marktentwicklung, des technischen Fortschritts etc. abhängig sein. Die unternehmerisch entscheidungsrelevante Kostenermittlung ermöglicht einerseits konsistente Entscheidungen bezüglich der Investitionen sowie der Produkt- und Preisgestaltung, aber andererseits auch transparente Kostennachweise gegenüber den Regulierungsbehörden, soweit diese notwendig sind. Denn letztendlich kann die Ermittlung der Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung durch eine externe Kalkulation von Regulierungsbehörden nicht geleistet werden, sondern stellt eine unternehmerische Aufgabe dar.<sup>276</sup> Kritisch muss zudem beachtet werden, dass die aktuelle Ermittlungsweise der Kapitalkosten einige Freiräume bei den Netzbetreibern und vor allem bei der Regulierungsbehörde bietet. Diese sind ausführlich in Kapitel V beschrieben.

---

<sup>276</sup> Vgl. Knieps (2002), S. 8f.

## **V. Spielräume bei der Ermittlung der Kapitalkosten**

### **1. Bestimmung der Freiräume bei der Kapitalkostenermittlung der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde**

Neben der Frage, wie die kalkulatorischen Kapitalkosten theoretisch ermittelt werden und welche Vorgaben dazu in den dafür relevanten Verordnungen und Gesetzen bestehen, ist von Bedeutung, wie die Ermittlung dieser kalkulatorischen Kapitalkosten in der Praxis tatsächlich erfolgt bzw. welche Freiheiten vorhanden sind, um deren Höhe zu beeinflussen. Die dazu nutzbaren Maßnahmen wirken sich zu einem großen Teil auf die Verzinsungsbasis für die Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie auf die kalkulatorische Abschreibung aus. Aber auch eine gewisse Beeinflussung bei der Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes ist möglich, da die gesetzlichen Regelungen auch hier Spielräume zulassen. In der Regel steht jedoch nur der Zinssatz im Mittelpunkt der Diskussion, wobei es hierbei in erster Linie um die Ermittlung der einzelnen Komponenten des CAPM geht, welche die Höhe des Zinssatzes bestimmen.

Die Bestimmung der Verzinsungsbasis der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, die häufig nicht betrachtet wird, ist jedoch ebenso von Bedeutung für die Höhe der Kapitalkosten. Denn nur das Zusammenwirken dieser beiden Faktoren führt zu einer sachgerechten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Wird nur eine der beiden Positionen in angemessener Höhe ermittelt, kann eine entsprechende Verzinsung nicht erreicht werden. Daher muss der Fokus auf beiden Bestandteilen in Verbindung mit der Ermittlung der kalkulatorischen

Restbuchwerte liegen, die ebenfalls eine bedeutende Rolle bei der Verzinsungsbasis spielen. Maßgeblich für die Höhe der Restbuchwerte sind die angesetzte kalkulatorische Abschreibung sowie die Tagesneuwerte. Demzufolge muss auf die vorhandenen Spielräume bei der Verzinsungsbasis, dem Zinssatz und der kalkulatorischen Abschreibung eingegangen werden.

Die verwendeten Maßnahmen bzw. Spielräume müssen nach den beteiligten Parteien unterschieden werden, da sich zum einen die Möglichkeiten der Einflussnahme unterscheiden und zum anderen die Ziele entgegengesetzt sind. Die Netzbetreiber versuchen, mit den gegebenen Spielräumen die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Netzentgelte zu erhöhen. Die Regulierungsbehörde verfolgt dagegen im Rahmen ihrer Möglichkeiten vor allem den Vorsatz der Kostenreduktion und niedriger Netznutzungsentgelte. Dabei muss aber auch beachtet werden, dass sie ausreichend Kosten genehmigt, um die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs sicherzustellen, denn die Absicht der Regulierungsbehörde kann kein insolventer Netzbetreiber sein. Beim Vorgehen der Regulierungsbehörde muss zur besseren Verständlichkeit zwischen den verschiedenen Entgeltgenehmigungen und Kostenprüfungen (siehe Kap. II.1.4) unterschieden werden, sodass auch die Weiterentwicklung der angewendeten Maßnahmen ersichtlich wird. Es muss beachtet werden, dass aufgrund des Übergangs zwischen Cost-Plus-Regulierung und Anreizregulierung die Maßnahmen für die zweite Regulierungsperiode und für die erste Regulierungsperiode in der Anreizregulierung zusammengefasst werden.

## **2. Maßnahmen der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Kapitalkostenermittlung**

### **2.1. Spielräume der Regulierungsbehörde bei der Festlegung der Kapitalkosten**

Den größten Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte haben die Regulierungsbehörde, aber auch die Netzbetreiber, über den Eigenkapitalzinssatz und die Verzinsungsbasis. Diese beiden Positionen bieten zudem Spielräume bei der Ermittlung und stehen demzufolge im Fokus bei der Festlegung der kalkulatorischen Kapitalkosten. Daneben spielt die Ermittlung der Tagesneuwerte eine zentrale Rolle bei der Höhe der Kapitalkosten, da sich diese neben der kalkulatorischen Abschreibung auch auf die Restbuchwerte auswirkt.

Der erste wesentliche Spielraum der Bundesnetzagentur ergibt sich bei der Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes. Das verwendete CAPM setzt sich aus drei Komponenten – risikoloser Zinssatz, Markttrisikoprämie und Beta-Faktor – zusammen, die von der Regulierungsbehörde ermittelt bzw. bestimmt werden. Wie bereits in der Kritik zur aktuellen Ermittlung der Kapitalkosten ersichtlich wurde, bestehen bei der Berechnung dieser Faktoren Spielräume, da im Gesetz keine detaillierten Beschreibungen zur Festlegung vorhanden sind. Die Regulierungsbehörde kann somit durch die Wahl der Referenzunternehmen, des Zeitraums, der Methodik und weiterer Größen die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes maßgeblich beeinflussen. Daher wurden in der Vergangenheit verschiedene Gutachten zu diesem Thema erstellt. NERA kam beispielsweise zu dem Ergebnis, dass der Eigenkapitalzinssatz für die erste Regulierungsperiode bei 11,6% für Neuanlagen und 9,6% für Altanlagen betragen sollte.<sup>277</sup> Von der Regulierungsbehörde wurden 9,29%

---

<sup>277</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 48

für Neuanlagen und 7,56% für Altanlagen festgelegt. Diese Abweichung, die mehr als 2 Prozentpunkte bei den einzelnen Zinssätzen beträgt, ergibt sich im Wesentlichen durch eine höhere Marktrisikoprämie und einen höheren Beta-Wert. Diese Werte beruhen vor allem auf die Änderung der Referenzgruppe und des Betrachtungszeitraums beim Beta-Faktor sowie der Durchschnittsbildung, des ausgewählten Zeitraums und der Länderauswahl bei der Marktrisikoprämie.<sup>278</sup> Im Gutachten von KEMA werden für die zweite Regulierungsperiode anstelle der 9,05% für Neuanlagen und 7,14% für Altanlagen 10,79% bzw. 8,84% empfohlen.<sup>279</sup> Somit beträgt auch hier die Abweichung zwischen dem Gutachten und der Festlegung mehr als 1,5 Prozentpunkte. Diese Gutachten machen den Spielraum der Regulierungsbehörde in diesem Zusammenhang sehr deutlich. Je nach Ansatz können unterschiedlich hohe Zinssätze errechnet werden, die sich doch deutlich auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auswirken.

Neben dem Zinssatz kann die Regulierungsbehörde auch einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Verzinsungsbasis nehmen. Hierbei ist vor allem die Kürzung des Umlaufvermögens ein wesentlicher Ansatzpunkt. Dieses Vorgehen wurde im Rahmen der zweiten Entgeltgenehmigung – und damit auch für die erste Regulierungsperiode im Rahmen der Anreizregulierung – zum ersten Mal von der Regulierungsbehörde eingesetzt. Sie beruft sich dabei auf § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 GasNEV bzw. StromNEV, der regelt, dass die Regulierungsbehörde nur die Finanzanlagen und das Umlaufvermögen anerkennen muss, die betriebsnotwendig, d.h. für die Durchführung des Netzbetriebs erforderlich, sind.<sup>280</sup> Ferner muss in Betracht gezogen werden, dass nach § 4 Abs. 1 GasNEV bzw. StromNEV in Verbindung mit § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG nur bilanzielle und kalkulatorische Kosten aus dem Netzbetrieb angesetzt werden können, die den Kosten eines

---

<sup>278</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 22-25

<sup>279</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 20

<sup>280</sup> Vgl. § 7 Strom- und GasNEV

effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. § 21 Abs. 2 Satz 2 EnWG regelt des Weiteren, dass nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig sind, die auch bei einem im Wettbewerb tätigen Unternehmen entstanden wären.<sup>281</sup> Diese Vorgaben sollten die Grundlagen für die Prüfung der Verzinsungsbasis sein. Die Bundesnetzagentur wählte jedoch einen eher pauschale Ansatz beim Umlaufvermögen und erkannte zudem keine Finanzanlagen an, weil sie der Meinung ist, diese seien für die Ausübung des Geschäftsbetriebs eines Netzbetreibers nicht notwendig.<sup>282</sup> Die pauschale Begrenzung bei Umlaufvermögen ergab sich dadurch, dass die Regulierungsbehörde zur Beurteilung der Anerkennungsfähigkeit der Positionen auf Kennzahlen der Deutschen Bundesbank zurückgegriffen hat, die diese im Rahmen von durchgeführten Analysen der Ertrags- und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen ermittelt. Das Ergebnis der Analyse war, dass der Anteil der Bankguthaben (inkl. Wertpapiere und Kassenbestände) am Umsatz, über alle Branchen betrachtet, für das Jahr 2004 6,7% betrug. Bei den kurzfristigen Forderungen ergab sich für das Jahr 2004 dagegen ein Anteil am Umsatz von 19,6%.<sup>283</sup> Für die Regulierungsbehörde waren jedoch im Rahmen der zweiten Entgeltgenehmigung im Jahr 2007 keine sonstigen Umstände erkennbar, die einen höheren Wert des Umlaufvermögens gerechtfertigt hätten. Daher ist ein höherer Anteil der liquiden Mittel bzw. der Forderungen bezogen auf die Netzkosten nicht mit § 21 Abs. 2 EnWG und § 7 Abs. 1 GasNEV bzw. StromNEV zu vereinbaren, die regeln, dass die Entgelte auf Grundlage eines effizienten Netzbetreibers ermittelt werden müssen.<sup>284</sup> Als Ergebnis daraus hat die Regulierungsbehörde unter Berücksichtigung eines Sicherheitszuschlags die folgenden Werte anerkannt: Bei den Forderungen sind dies 3/12 und

---

<sup>281</sup> Vgl. § 21 EnWG

<sup>282</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 35

<sup>283</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36

<sup>284</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36

bei den liquiden Mitteln 1/12 der genehmigten Netzkosten.<sup>285</sup> Da diese Netzkosten der Erlösobergrenze für die folgende Regulierungsperiode entsprechen, kann dieser Wert den Umsatzerlösen gleichgesetzt werden.

Zum Vergleich sind nachfolgend als Beispiel die Werte für die Jahre 2009 und 2010 für jene Positionen dargestellt. 2009 lag der Anteil des Bankguthabens am Umsatzerlös bei allen Unternehmen insgesamt bei 5,0% und 2010 bei 4,9%. Bei alleiniger Betrachtung der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen betragen die Werte 2009 lediglich 3,7% und 2010 3,4%.<sup>286</sup> Bei den kurzfristigen Forderungen betragen die Werte für das Jahr 2009 und 2010 20,0% bzw. 20,7%. Bei ausschließlicher Betrachtung der Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung ergaben sich für das Jahr 2009 sogar 27,3% und für das Jahr 2010 27,1%.<sup>287</sup> Diese Werte werden in den nachfolgenden beiden Zusammenstellungen übersichtlich dargestellt. In der Tabelle 5 werden alle deutschen Unternehmen und in Tabelle 6 nur die Energie- und Wasserversorgungsunternehmen dargestellt:

Jahr	Anteil der Forderungen am Umsatz	Anteil des Kassenbestands am Umsatz
2004	19,6%	6,7%
2009	20,0%	5,0%
2010	20,7%	4,9%

**Tabelle 5: Übersicht über den Anteil der Forderungen und des Kassenbestandes am Umsatz der deutschen Unternehmen für die Jahre 2004, 2009 und 2010**

<sup>285</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36

<sup>286</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2012), Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen im Jahr 2011, S. 44-48

<sup>287</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2012), S. 44-47

Jahr	Anteil der Forderungen am Umsatz	Anteil des Kassenbestands am Umsatz
2009	27,3%	3,7%
2010	27,1%	3,4%

**Tabelle 6: Übersicht über den Anteil der Forderungen und des Kassenbestandes am Umsatz der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen für die Jahre 2009 und 2010**

Die Übersicht über alle Unternehmen veranschaulicht, dass der Anteil des Kassenbestands am Umsatzerlös in den Folgejahren gesunken, jedoch der Anteil der kurzfristigen Forderungen am Umsatz deutlich gestiegen ist. Tabelle 6 zeigt zudem, dass der Anteil der Forderungen am Umsatz für die Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung deutlich über dem angesetzten Wert von 2004 liegt. Der Anteil des Kassenbestands am Umsatz ist in den Jahren 2009 und 2010 jedoch deutlich geringer als dieser Ansatz.

Die Bundesnetzagentur begründet die Begrenzung für die Liquiditätsvorhaltung auf 1/12 der genehmigten Netzkosten (= Umsatzerlöse) auch damit, dass die Netzentgelte am Monatsbeginn durch Abschlagszahlungen eingenommen werden und dass dieser Betrag ausreicht, um die monatlichen Ausgaben wie Personalkosten, Mieten und Abschlagszahlungen zu bedienen. Ein höherer Kassen-/Bankbestand könnte nur als Liquiditätspuffer angesehen werden.<sup>288</sup> Der Maßstab für die 3/12-Regelung bei den Forderungen wird im Grunde mit den gleichen Argumenten begründet. Die Bundesnetzagentur macht hier jedoch den Unterschied, dass in den monatlichen Netzentgelten nur die Monatsabschläge für investive Baumaßnahmen enthalten sind. Es muss aber beachtet werden, dass auch Investitionskosten von mehreren Monaten zeitlich zusammenfallen können. Vor allem in bautensiven Monaten kann es vorkommen, dass 1/12 der Netzkosten nicht ausreichen, um die Aufwendungen abzudecken. Daher werden hier von der

<sup>288</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36

Regulierungsbehörde 3/12 der Netzkosten als Forderungen anerkannt.<sup>289</sup> Diese erläuterten Einschränkungen wurden dabei nur auf der Aktivseite der Bilanz vorgenommen.

Bei der Passivseite, und hierbei besonders bei den Verbindlichkeiten und Rückstellungen, sah die Regulierungsbehörde eine Überprüfung auf Betriebsnotwendigkeit als nicht erforderlich an. Hier hätte die Analyse der Deutschen Bundesbank zur Ertragslage und den Finanzierungsverhältnissen deutscher Unternehmen für das Jahr 2004 einen Anteil der kurzfristigen Verbindlichkeiten am Umsatzerlös von 25,0% ergeben. Die Werte im Jahr 2009 lagen bei 23,8% und im Jahr 2010 bei 22,5%.<sup>290</sup> Somit würden sich diese beiden Werte (kurzfristige Verbindlichkeiten im Vergleich zu kurzfristigen Forderungen) ungefähr entsprechen. Würde die Regulierungsbehörde diesen Ansatz auch bei der Passivseite berücksichtigen, wäre eine negative kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nicht möglich. Jedoch wurde diese Vorgehensweise von der Regulierungsbehörde nicht beachtet, sodass das zu verzinsende Eigenkapital und dadurch auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung reduziert wurden.

Im Rahmen der Kostenprüfung für die zweite Regulierungsperiode wurde dieses Vorgehen ebenfalls deutlich. Die zwischenzeitliche gerichtliche Entscheidung,<sup>291</sup> dass die Netzbetreiber die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens nachweisen müssen, hat stärkere Kürzungen beim Umlaufvermögen zur Folge. Die Regulierungsbehörde begründet dieses Vorgehen damit, dass die zu erstellende kalkulatorische Rechnung nach dem Kriterium der Betriebsnotwendigkeit der Positionen zu erfolgen hat. Jedoch kann die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung im Jahresabschluss begründet

---

<sup>289</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36f.

<sup>290</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2012), S. 44-48

<sup>291</sup> Vgl. Bundesgerichtshof (2007), Beschluss vom 3. März 2009 - EnVR 79/07 - OLG Düsseldorf

werden, da es sich hierbei um Bestandsgrößen zum jeweiligen Bilanzstichtag handelt. Die Bundesnetzagentur begründet ihre Kürzung des Umlaufvermögens damit, dass der Bestand des Umlaufvermögens für den Geschäftsbetrieb des Netzbetreibers schwankt und sich zum Bilanzstichtag auf einem hohen Niveau befindet.<sup>292</sup> Jedoch sieht die gesetzliche Regelung vor, dass die Ermittlung der Kostenbasis auf den Werten des Jahresabschlusses zu erfolgen hat, da dieser zudem von den Wirtschaftsprüfern geprüft werden muss. Die Netzbetreiber setzen mit dem Ansatz der Werte zum 31.12. somit lediglich die Vorgaben der Gesetze um. Dies zeigt deutlich, wie die Regulierungsbehörde sich durch die Begrenzung des Umlaufvermögens einen Spielraum schafft. Ferner geht die Regulierungsbehörde grundsätzlich davon aus, dass Netzbetreiber ihre liquiden Mittel und Forderungsbestände nicht effizient und betriebsnotwendig einsetzen, da sie sich nicht im Wettbewerb befinden.<sup>293</sup> Sie unterstellt den Netzbetreibern pauschal einen erhöhten Liquiditätsaufbau, der ineffizient ist. Des Weiteren führt die Bundesnetzagentur bezüglich der Liquiditätsvorhaltung auf, dass Unternehmen, die im Wettbewerb stehen, in der Regel die Investitionen nicht mit Eigenkapital finanzieren sondern aus dem durch Abschreibungen verdienten Mittelzufluss.<sup>294</sup> Der BGH hat dies in seinem Beschluss vom 03.03.2009 (Az. EnVR 79/09, juris: Rd.-Nr. 26f) bestätigt. Sollten die Netzbetreiber die Zahlungsfähigkeit für Investitionen aus dem durch Abschreibungen verdienten Mittelzufluss nicht gewährleisten können, so müssten sie sich eine kurzfristige und kostengünstige Kreditlinie einräumen lassen, um den Zahlungsverpflichtungen nachkommen zu können. Eine kostenintensive Geldmittelvorhaltung sei hierfür nicht notwendig. Die Regulierungsbehörde ist auch der Meinung, dass der Wechsel von

---

<sup>292</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013-2017), Anlage I-VP, S. 14f.

<sup>293</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

<sup>294</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

Investitionszyklen keinen höheren Bestand an Umlaufvermögen rechtfertige, weil in der Regel die Anlagegüter einen langen Abschreibungszeitraum aufwiesen und zeitversetzt wären, sodass aus den verdienten Abschreibungen finanzielle Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stünden.<sup>295</sup> Die Konsequenz aus all diesen Vorgaben war, dass nun nicht mehr die 1/12-Regelung beim Kassenbestand und die 3/12-Regelung<sup>296</sup> bei den Forderungen von der Bundesnetzagentur angewendet wurden, sondern das Umlaufvermögen teilweise komplett gekürzt wurde. Konnten die Netzbetreiber bei der Kostenprüfung jedoch die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens gut begründen, erkannte die Regulierungsbehörde in der Regel 8,33% der genehmigten Netzkosten an. In Ausnahmefällen, d.h. bei einer ausführlichen und stichhaltigen Begründung der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens, erkannte die Regulierungsbehörde sogar bis zu 25% der genehmigten Netzkosten an.<sup>297</sup>

Es stellt sich hierbei die Frage, warum sich die Bundesnetzagentur hier nicht ebenfalls auf die Analyse der Deutschen Bundesbank zur Ertragslage und den Finanzierungsverhältnissen beruft und diese Werte ansetzt, was deutlich sachgerechter gewesen wäre. Die Analyse aus dem Jahr 2012 hätte gezeigt, dass der Anteil des Kassenbestands am Umsatz bei 5% und der Anteil der kurzfristigen Forderung bei 21,4% liegen.<sup>298</sup> Daher ist eine weitere Kürzung der Positionen des Umlaufvermögens betriebswirtschaftlich nicht nachvollziehbar. Den Netzbetreibern sollte in der Regel ein gewisser Wert des Umlaufvermögens genehmigt werden, weil diese Werte auch bei Wettbewerbsunternehmen zu finden sind. Die Analyse zeigt auch, dass der Anteil der Forderungen am Umsatzerlös bei

---

<sup>295</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

<sup>296</sup> Die 1/12- bzw. 3/12-Regelung sagt aus, dass dieser Anteil der Netzkosten bei der jeweiligen Position (1/12 beim Kassenbestand und 3/12 bei den Forderungen) von der BNetzA anerkannt wurde.

<sup>297</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

<sup>298</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2012), S. 44-48

Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung noch höher liegt als beim Durchschnitt in der Gesamtbetrachtung aller Unternehmen. Dies macht die hohe Bedeutung dieser Bilanzpositionen für die deutschen Netzbetreiber deutlich. Die einzige Position des Umlaufvermögens, die vollständig anerkannt wurde, waren die Vorräte, die eher von untergeordneter Bedeutung für Netzbetreiber sind.<sup>299</sup> Eine Kürzung des Umlaufvermögens wäre auch nachvollziehbarer, wenn die Regulierungsbehörde die Passivseite analog zu den vorgegebenen Kriterien beschränken würde.

## **2.2. Besondere Maßnahmen der Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung für die erste Entgeltgenehmigung (Netznutzungsentgelte ab 2006)**

Die Kostenprüfung für die erste Entgeltgenehmigung mit dem Basisjahr 2004 war vor allem durch die neu verabschiedeten Entgeltverordnungen (StromNEV und GasNEV) gekennzeichnet. Die darin enthaltenen Regelungen führten zu deutlichen Kürzungen bei den kalkulatorischen Kapitalkosten, insbesondere bei der Verzinsungsbasis, im Vergleich zur vorherigen Ermittlung nach der Verbändevereinbarung VVII+. Hiervon waren vor allem die kalkulatorische Abschreibung und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung betroffen. Die erste Änderung durch die neuen Regelungen betrifft die Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens, die nun in der Anlage 1 der Strom- bzw. GasNEV durch Festlegung von Spannweiten für die einzelnen Anlagegruppen festgelegt wurden. Jedoch kann diese Spanne von den Netzbetreibern nicht ausgenutzt werden, da die Bundesnetzagentur in der Regel nur den unteren Rand dieser

---

<sup>299</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

Nutzungsdauern akzeptiert,<sup>300</sup> mit der Folge, dass letztendlich keine Wahlmöglichkeit besteht. Die festgelegten Nutzungsdauern der StromNEV bzw. GasNEV<sup>301</sup> sind dabei in der Regel länger als die steuerlichen Abschreibungsdauern, die teilweise von den Netzbetreibern verwendet wurden. Dadurch verringern sich im ersten Schritt der jährliche Abschreibungsbetrag bei den Netzbetreibern und damit auch die Kapitalkosten. Im Vergleich zu den Abschreibungen wirken sich die längeren Nutzungsdauern positiv auf die Restbuchwerte des Sachanlagevermögens aus. Da dieser Restbuchwert höher als der steuerliche Restbuchwert ist, steigt die Verzinsungsbasis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Jedoch ist dieser Effekt in der Regel geringer als die Minderung der kalkulatorischen Abschreibung. Grund dafür ist, dass sich die Erhöhung der Restbuchwerte nicht direkt auf die Netzkosten auswirkt, sondern mit den aktuellen Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen verzinst wird. Das nachfolgende Beispiel soll die Auswirkungen der Nutzungsdauerumstellung auf die Kapitalkosten veranschaulichen. Dabei soll auch der Barwerteffekt berücksichtigt werden.

*Beispiel 1: Auswirkungen der Umstellung von den Nutzungsdauern nach Steuergesetz zu den Nutzungsdauern nach GasNEV auf die Kapitalkosten*

*Die steuerliche Nutzungsdauer für ein kathodisch geschütztes Stahlrohr mit einem Anschaffungswert von 400T€ beträgt 30 Jahre. Die Nutzungsdauer nach GasNEV beträgt dagegen 55 Jahre. Das Beispiel soll die Auswirkungen auf die kalkulatorische Abschreibung und kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zeigen.*

---

<sup>300</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), Beschluss auf Grund des Antrags wegen Genehmigung der Entgelte für den Gasnetzzugang nach § 23a Abs. 1 EnWG, S. 19

<sup>301</sup> Vgl. Strom- und GasNEV Anlage 1

<i>Jährliche kalkulatorische Abschreibung</i>		
	<i>Nutzungsdauer</i>	<i>Jährl. Abschreibungsbeträge</i>
<i>Steuerliche Nutzungsdauern</i>	30	13,3 T€
<i>Nutzungsdauern nach GasNEV</i>	55	7,3 T€

*Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung:*

*Eigenkapitalzinssatz: 7,8%*

*Fremdkapitalzinssatz: 4,8%*

*WACC bei 10,0% unverzinslichem Fremdkapital (Abzugskapital): 6,0%*

	<i>Mit steuerlichen Nutzungsdauern</i>	<i>Mit den Nutzungsdauern nach GasNEV</i>
<i>Restbuchwert am Jahresanfang</i>	400 T€	400 T€
<i>Restbuchwert am Jahresende</i>	387 T€	393 T€
<i>Mittelwert der Restbuchwerte</i>	393 T€	397 T€
<i>Daraus ergebende Eigenkapitalverzinsung</i>	<b>23,6 T€</b> (= 393T€ * 6%)	<b>23,8 T€</b> (= 397T€ * 6%)

*Daraus ergeben sich folgende CAPEX ohne Berücksichtigung der Gewerbesteuer:*

<i>Mit steuerlichen Nutzungsdauern</i>	36,9 T€
<i>Mit den Nutzungsdauern nach GasNEV</i>	31,1 T€
<i>Differenz</i>	5,8 T€ (15,7%)

*Bei der Betrachtung des Barwertes ergeben sich dagegen nur geringe Differenzen.*

Zudem mussten in Bezug auf die Abschreibungsbeträge die angesetzten Nutzungsdauern der Vergangenheit betrachtet werden. Waren diese kürzer als die in Anlage 1 der GasNEV bzw. StromNEV geregelt

Nutzungsdauern, musste dies bei der Abschreibungsermittlung berücksichtigt werden, da die Unternehmen diese Abschreibungen schon über die Netzentgelte eingenommen hatten.<sup>302</sup> Ohne eine entsprechende Berücksichtigung würde es ansonsten zu einer Mehrfachabrechnung von Abschreibungen bzw. zu einer Abschreibung von Sachanlagegütern auf unter null kommen. Jedoch wirkt sich diese Vorgehensweise nur auf die Restbuchwerte aus, bei denen die geänderten Nutzungsdauern zur Anwendung kommen.<sup>303</sup> Dieser Ansatz der Bundesnetzagentur kann daher nachvollzogen werden, jedoch wurde von der Bundesnetzagentur nicht berücksichtigt, dass nicht alle Netzbetreiber die steuerlichen Nutzungsdauern angesetzt hatten.

Eine Maßnahme, die im ersten Schritt zu Gunsten der Netzbetreiber umgesetzt wurde, war die Ermittlung der Tagesneuwerte für die kalkulatorische Abschreibung und die kalkulatorischen Restbuchwerte. Hier hat die Regulierungsbehörde den Ansatz der Netzbetreiber verwendet, die zur Ermittlung der Tagesneuwerte die Wibera-Indexreihen angesetzt haben.<sup>304</sup> Die gesetzliche Regelung, die in § 6 Abs. 3 Satz 2 GasNEV bzw. StromNEV verankert ist, sieht vor, dass die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte unter Verwendung anlagenspezifischer oder anlagengruppenspezifischer Preisindizes zu erfolgen hat, die auf den Indexreihen des Statistischen Bundesamts, Fachserie 16 und 17, beruhen.<sup>305</sup> Jedoch scheidet die unmittelbare Anwendbarkeit dieser Reihen daran, dass sie nicht auf die Sachanlagevermögen der Energieversorgungsunternehmen zugeschnitten sind. Es ist nicht erkennbar, welche einzelnen Indexreihen des Statistischen Bundesamts mit welcher Gewichtung zur Darstellung der entsprechenden Anlage oder

---

<sup>302</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 19

<sup>303</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 19

<sup>304</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 13

<sup>305</sup> Vgl. § 6 Abs. 3 Satz 2 GasNEV bzw. StromNEV

Anlagengruppe der Anlage 1 der GasNEV bzw. StromNEV einfließen müssen. Zudem können sie nicht den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit abdecken. Daher hat sich die Regulierungsbehörde für die Anerkennung der Wibera-Indexreihen entschieden,<sup>306</sup> jedoch mit der Einschränkung, dass bei den Anlagengruppen, bei denen mehrere Indexreihen in Betracht kommen, eine Referenzreihe gebildet wurde. Diese Ermittlung der Reihe erfolgte, indem die Regulierungsbehörde aus den jeweils in Betracht kommenden Wibera-Indexreihen einen Mittelwert gebildet hat. Die Netzbetreiber sahen diese Vorgehensweise sehr kritisch, da der Mittelwert nicht der tatsächlichen Gewichtung der Anlagegüter bei den Antragsstellern entspricht.<sup>307</sup> Zudem haben die Netzbetreiber in der Regel die entsprechenden Indexreihen dem jeweiligen Anlagengut in der Anlagenbuchhaltung sachgerecht zugeordnet, wenn mehrere Indexreihen in Betracht gezogen werden können. Die Regulierungsbehörde stellte in ihren Entgeltbescheiden auch klar, dass die Wibera-Indexreihen nur hilfsweise herangezogen bzw. anerkannt werden und die aktuelle Genehmigung keine allgemeine Anerkennung der Wibera-Reihen im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG ist. Die Genehmigung auf Basis der Wibera-Indexreihen erfolgte nur, weil die Regulierungsbehörde zu diesem Zeitpunkt keine bessere Methode zur Ermittlung der Tagesneuwerte hatte.<sup>308</sup>

Neben der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung stand auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Fokus der ersten Entgeltgenehmigung. Bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ergaben sich sogar die größten Kürzungen durch die gesetzlichen Vorgaben der Eigenkapitalquote auf maximal 40%, die sich auf die

---

<sup>306</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 13

<sup>307</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 14f.

<sup>308</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 15

Ermittlung der kalkulatorischen Restbuchwerte und auf die Bestimmung des anzuwendenden Zinssatzes bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auswirken. Unter dieser so genannten „doppelten Deckelung“ wird der Sachverhalt verstanden, dass die 40%-Grenze nicht nur bei der Ermittlung des kalkulatorischen Anlagevermögens – maximal 40% des Anlagevermögens dürfen auf Basis von Tagesneuwerten berücksichtigt werden, der Rest auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten – zur Anwendung kommt, sondern auch bei der Begrenzung des zu verzinsenden Eigenkapitals.<sup>309</sup> Somit werden lediglich 40% des betriebsnotwendigen Eigenkapitals mit dem höheren Eigenkapitalzinssatz verzinst und der Rest mit dem deutlich geringeren Fremdkapitalzinssatz. Dieser lag in der ersten Kostenprüfung bei 4,8%, wohingegen der Eigenkapitalzinssatz 7,8% betrug.<sup>310</sup> In der Regel weist der Großteil der deutschen Netzbetreiber einen Anteil von mehr als 40% Eigenkapital in der Bilanz aus. Durch die Beschränkung der Eigenkapitalquote wird somit die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung deutlich reduziert. Das nachfolgende Beispiel soll dies deutlich machen.

*Beispiel 2: Auswirkungen durch die Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40%*

*Das betriebsnotwendige Vermögen, das mithilfe des in Kapitel IV beschriebenen Schemas ermittelt wurde, beträgt 18 Mio. €. Aufgrund des unverzinslichen Abzugskapitals in Höhe von 2 Mio. € ergibt sich ein betriebsnotwendiges Eigenkapital in Höhe von 16 Mio. €. Die Eigenkapitalquote beträgt somit 88,9%.*

---

<sup>309</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 24f.

<sup>310</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 27

Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung:

Eigenkapitalzinssatz: 7,8%

Fremdkapitalzinssatz: 4,8%

Ohne Beschränkung der Eigenkapitalquote:

16 Mio. € \* 7,8% = 1,248 Mio. €

Mit Beschränkung der Eigenkapitalquote auf 40%:

		Zinssatz	Kalk. Eigenkapital- verzinsung
Anteil Eigenkapital	7,2 Mio. € (=18*40%)	7,8%	0,562 Mio. €
Anteil Fremdkapital	8,8 Mio. € (=16-7,2)	4,8%	0,422 Mio. €
Summe kalk. Eigenkapitalverzinsung			0,984 Mio. €

Daraus ergibt sich ein Delta von 0,264 Mio. € bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Das Beispiel macht somit deutlich, dass die Beschränkung der Eigenkapitalquote eine enorme Reduzierung der Kapitalkosten zur Folge hat. In diesem Beispiel entspricht die Reduzierung der kalkulatorischen Kapitalkosten 21,2%.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bescheid auch den Ansatz von Plankosten in Bezug auf Investitionen abgelehnt. Grundsätzlich sind die für die Netzentgeltkalkulation relevanten Kosten auf Basis der Daten des abgelaufenen Geschäftsjahrs zu ermitteln.<sup>311</sup> Jedoch können daneben Planwerte berücksichtigt werden, wenn gesicherte Erkenntnisse vorliegen.<sup>312</sup> In Betracht kommen Daten aus den Folgejahren, aus denen sich gesicherte Erkenntnisse für den Genehmigungszeitraum ergeben.

<sup>311</sup> Vgl. § 3 Abs. 1 Satz 4 Halbsatz 1 GasNEV bzw. StromNEV

<sup>312</sup> Vgl. § 3 Abs. 1 Satz 4 Halbsatz 2 GasNEV bzw. StromNEV

Diese Regelung ermöglicht einen Handlungsspielraum für die Bundesnetzagentur, die jedoch angekündigt hatte, bei der Auslegung des Begriffs „gesicherte Erkenntnisse“ sehr restriktiv zu sein. In der Regel wurden nur Plankosten anerkannt, denen eine vertragliche Verpflichtung zugrunde lag. Bei Investitionen ging die Bundesnetzagentur davon aus, dass es auch gegenläufige Effekte gibt, sodass sich die Plankosten aufheben und nicht anerkannt werden müssen.<sup>313</sup> Die Regulierungsbehörde verfolgt hierbei auch das Ziel, keine überhöhten Netzentgelte zu genehmigen. Die Vorgehensweise ist für Netzbetreiber nachteilig, die vor hohen Investitionen stehen, weil sie die gestiegenen Kapitalkosten erst im Rahmen der zweiten Kostenprüfung in die Netzentgelte einpreisen können. Dadurch entsteht ein Zeitverzug zwischen der Investitionstätigkeit (und damit der Investitionsausgabe) und dem Zeitpunkt der Erlöseinnahme, der sich negativ auf die Rendite der Unternehmen auswirkt.

### **2.3. Besondere Maßnahmen der Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung für die zweite Entgeltgenehmigung (NNE ab 2008) und Ausgangspunkt für die erste Regulierungsperiode**

Im Rahmen der zweiten Entgeltgenehmigung wurden aufbauend –auf die Ansätze der ersten Entgeltgenehmigung – verschiedene Vorgehensweisen zur Begrenzung der Kapitalkosten von Seiten der Regulierungsbehörde gewählt. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung macht die Bundesnetzagentur von ihrer nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 GasNEV bzw. StromNEV verliehenen Kompetenz Gebrauch und legt die Preisindizes für

---

<sup>313</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007), S. 6f.

die Berechnung der Tagesneuwerte fest.<sup>314</sup> Die Bundesnetzagentur begründet dieses Vorgehen damit, dass die Erfahrungen der ersten Entgeltgenehmigung gezeigt hätten, dass die Netzbetreiber unterschiedliche Indexreihen zur Anwendung bringen und damit keine einheitliche Basis zur Bestimmung der kalkulatorischen Kapitalkosten vorhanden ist. Zudem hätte eine Überprüfung der herangezogenen Indexreihen der Netzbetreiber ergeben, dass diese nicht unbedingt auf den maßgeblichen Fachserien 16 und 17 des Statistischen Bundesamtes beruhen, was jedoch in der StromNEV und GasNEV vorgeschrieben ist. Daher hat die Regulierungsbehörde beschlossen, eigene Indexreihen festzulegen, die die vorgegebenen Kriterien und Vorgaben der gesetzlichen Regelung erfüllen.<sup>315</sup> Das Ergebnis war, dass die von der Bundesnetzagentur festgelegten Preisindizes im Vergleich zu den Wibera-Indizes, die von den meisten Netzbetreibern angewendet wurden, deutlich nachteiliger in Bezug auf die kalkulatorische Abschreibung sind. Die Auswirkung auf diese war eine Reduzierung von bis zu 15%. Betroffen hiervon war vor allem der Stromnetzbereich, da hier eine deutliche Abweichung zwischen den Preisindizes der Regulierungsbehörde und den Wibera-Indexreihen vorliegt. Zur Verdeutlichung dieser Problematik wurden die unterschiedlichen Indexreihen verschiedener Anlagengruppen analysiert. Das Beispiel zeigt dabei die Abweichungen zwischen den Preisindizes der Bundesnetzagentur und der Wibera-Indexreihen in Bezug auf die Stromkabel 1 kV, Schalteinrichtungen Strom und Regeleinrichtungen Gas.

---

<sup>314</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), Antrag auf Genehmigung der Entgelte für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen nach § 23a EnWG, S. 18

<sup>315</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 18

Vergleich der BNetzA-Indexreihen und der Wibera-Indexreihen für ausgewählte Anlageklassen									
Jahr	Kabel 1 kV			Schalteinrichtungen Strom			Regeleinrichtungen Gas		
	BNetzA-Index	Wibera-Index	Abweichung	BNetzA-Index	Wibera-Index	Abweichung	BNetzA-Index	Wibera-Index	Abweichung
2006	1,000	1,0000	0,00%	1,000	1,0000	0,00%	1,000	1,000	0,00%
2005	1,047	1,0340	-1,21%	1,010	1,0100	0,02%	0,995	1,018	2,24%
2004	1,046	1,0400	-0,55%	1,019	1,0120	-0,68%	1,003	1,034	2,99%
2003	1,038	1,0420	0,34%	1,026	1,0380	1,16%	0,994	1,051	5,47%
2002	1,030	1,0420	1,16%	1,028	1,0660	3,56%	1,003	1,069	6,18%
2001	1,024	1,0420	1,77%	1,036	1,0800	4,04%	1,034	1,094	5,53%
2000	1,032	1,0590	2,58%	1,027	1,0700	4,02%	1,046	1,114	6,09%
1999	1,050	1,0910	3,79%	1,048	1,0470	-0,09%	1,053	1,131	6,86%
1998	1,041	1,0900	4,51%	1,054	1,0450	-0,90%	1,067	1,147	6,96%
1997	1,022	1,0910	6,31%	1,062	1,0470	-1,44%	1,079	1,159	6,92%
1996	0,998	1,0860	8,07%	1,047	1,0470	0,01%	1,078	1,173	8,10%
1995	0,988	1,0820	8,70%	1,052	1,0650	1,20%	1,098	1,210	9,29%
1994	1,004	1,1040	9,05%	1,063	1,0810	1,65%	1,129	1,242	9,08%
1993	1,001	1,1210	10,70%	1,071	1,0970	2,38%	1,134	1,256	9,68%
1992	1,018	1,1440	11,00%	1,079	1,1520	6,36%	1,184	1,304	9,22%
1991	1,066	1,1830	9,92%	1,098	1,1960	8,16%	1,257	1,372	8,35%
1990	1,114	1,2360	9,88%	1,126	1,2500	9,91%	1,317	1,451	9,24%
1989	1,156	1,2740	9,25%	1,136	1,2990	12,54%	1,379	1,522	9,40%
1988	1,179	1,3120	10,17%	1,176	1,3370	12,01%	1,415	1,587	10,81%
1987	1,201	1,3520	11,17%	1,224	1,3700	10,65%	1,443	1,629	11,43%
1986	1,225	1,3610	10,00%	1,245	1,4060	11,46%	1,490	1,673	10,97%
1985	1,242	1,3770	9,77%	1,242	1,4500	14,36%	1,542	1,735	11,12%
1984	1,259	1,4030	10,29%	1,269	1,4940	15,03%	1,576	1,803	12,61%
1983	1,263	1,4510	12,93%	1,290	1,5290	15,62%	1,604	1,847	13,17%
1982	1,248	1,4770	15,48%	1,330	1,5830	15,96%	1,625	1,904	14,64%
1981	1,237	1,4940	17,23%	1,369	1,6690	17,95%	1,713	1,996	14,20%
1980	1,279	1,5530	17,62%	1,436	1,7370	17,31%	1,795	2,098	14,43%
1979	1,432	1,7140	16,42%	1,544	1,7890	13,67%	1,929	2,232	13,59%
1978	1,554	1,8450	15,77%	1,612	1,8140	11,12%	1,995	2,292	12,95%
1977	1,598	1,9360	17,43%	1,620	1,8900	14,29%	2,071	2,427	14,66%
1976	1,607	2,0290	20,78%	1,635	1,9930	17,95%	2,185	2,573	15,07%
1975	1,646	2,1270	22,62%	1,703	2,0860	18,35%	2,267	2,697	15,94%
1974	1,566	2,2150	29,28%	1,665	2,2430	25,79%	2,417	2,932	17,57%
1973	1,697	2,4070	29,48%	1,802	2,3880	24,55%	2,672	3,315	19,41%
1972	1,783	2,5210	29,28%	1,891	2,5000	24,35%	2,819	3,438	18,01%

**Tabelle 7: Abweichung zwischen dem BNetzA-Index und dem Wibera-Index bei ausgewählten Indexreihen (Eigene Darstellung) <sup>316</sup>**

Die Aufstellung macht deutlich, dass die Indexreihen zum Großteil deutlich voneinander abweichen. Hierbei sind die BNetzA-Indexreihen teilweise bis zu 30% niedriger als die Wibera-Indexreihen. Vor allem in den Jahren ab

<sup>316</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), Indexreihen sind als Anlage in der Genehmigung

1988 sind die Abweichungen in jedem Jahr größer als 10%, was zu deutlich unterschiedlichen Tagesneuwerten führt. Die Einführung der BNetzA-Indexreihen hat somit eine erhebliche Reduzierung der kalkulatorischen Abschreibung und kalkulatorischen Restbuchwerte bewirkt.

Neben den Auswirkungen auf die kalkulatorische Abschreibung haben die Indexreihen auch Folgen auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Grund hierfür ist, dass ein Teil der Restbuchwerte auf Basis der Tagesneuwerte in die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung eingeht. Durch die niedrigeren Preisindizes der Regulierungsbehörde ergeben sich niedrigere Restbuchwerte bei den Tagesneuwerten, die 40% der Restbuchwerte des Sachanlagevermögens ausmachen. Somit verringert sich neben der kalkulatorischen Abschreibung auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Anhand des nachfolgenden Beispiels soll dargestellt werden, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Indexreihen auf die Tagesneuwerte und die kalkulatorische Abschreibung haben.

*Beispiel 3: Auswirkungen der BNetzA-Indexreihen auf die kalkulatorische Abschreibung und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung*

*Ein Unternehmen hat drei verschiedene Anlagenklassen: Schalteinrichtungen, 1kV Kabel und Betriebsgebäude. Dabei wurden in unterschiedlichen Jahren Investitionen getätigt. Für diese Investitionen wurden die Tagesneuwerte mithilfe der Wibera-Indexreihen und der BNetzA-Indexreihen ermittelt. Zudem wird die kalkulatorische Abschreibung auf Basis dieser Werte ermittelt.*

Zugangsjahr	Anschaffungswert	Wibera-Index		BNetzA-Index		Delta	
		Indexreihe	TNW	Indexreihe	TNW	in €	in %
<b>Schalteinrichtungen</b>							
1977	350.000	1,8900	661.500	1,6200	567.000	94.500	14,29%
1985	200.000	1,4500	290.000	1,2420	248.400	41.600	14,34%
1991	180.000	1,1960	215.280	1,0980	197.640	17.640	8,19%
2001	230.000	1,0800	248.400	1,0360	238.280	10.120	4,07%
2003	80.000	1,0380	83.040	1,0280	82.240	800	0,96%
Gesamt			<b>1.498.220</b>		<b>1.333.560</b>	<b>164.660</b>	<b>10,99%</b>
<b>1 kV Kabel</b>							
1966	160.000	3,2100	513.600	1,8850	301.600	212.000	41,28%
1971	210.000	2,6020	546.420	1,7810	374.010	172.410	31,55%
1979	90.000	1,7140	154.260	1,4320	128.880	25.380	16,45%
1983	110.000	1,4510	159.610	1,2630	138.930	20.680	12,96%
1990	350.000	1,2360	432.600	1,1140	389.900	42.700	9,87%
1996	220.000	1,0860	238.920	0,9880	217.360	21.560	9,02%
1999	50.000	1,0910	54.550	1,0500	52.500	2.050	3,76%
2002	170.000	1,0420	177.140	1,0300	175.100	2.040	1,15%
2005	30.000	1,0340	31.020	1,0470	31.410	-390	-1,26%
Gesamt			<b>2.308.120</b>		<b>1.809.690</b>	<b>498.430</b>	<b>21,59%</b>
<b>Betriebsgebäude</b>							
1960	450.000	5,8580	2.636.100	5,6126	2.525.670	110.430	4,19%
1985	60.000	1,4210	85.260	1,5447	92.682	-7.422	-8,71%
1991	130.000	1,3530	175.890	1,2422	161.486	14.404	8,19%
2000	70.000	1,2320	86.240	1,0720	75.040	11.200	12,99%
2003	120.000	1,1650	139.800	1,0624	127.488	12.312	8,81%
Gesamt			<b>3.123.290</b>		<b>2.982.366</b>	<b>140.924</b>	<b>4,51%</b>
Gesamt			<b>6.929.630</b>		<b>6.125.616</b>	<b>804.014</b>	<b>11,60%</b>

**Tabelle 8: Ermittlung der Tagesneuwerte mit Wibera-Indexreihen und BNetzA-Indexreihen**

*Das Beispiel macht deutlich, dass bei der Ermittlung der Tagesneuwerte deutliche Unterschiede zwischen den Wibera-Indexreihen und den BNetzA-Indexreihen bestehen. In diesem Fall sind es 11,6%. Dies wird auch nachfolgend bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung deutlich.*

Anlagengruppe	Nutzungsdauern	Abschreibungen		Delta	
		Wibera-Index	BNetzA-Index	in €	in %
Schalteneinrichtungen	30	49.941	44.452	5.489	10,99%
1 kV Kabel	40	57.703	45.242	12.461	21,59%
Betriebsgebäude	50	37.479	35.788	1.691	4,51%
<b>Gesamt</b>		<b>145.123</b>	<b>125.483</b>	<b>19.641</b>	<b>13,53%</b>

**Tabelle 9: Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung mit Tagesneuwerte auf Basis der Wibera-Indexreihen und der BNetzA-Indexreihen**

*Bei der kalkulatorischen Abschreibung ist die Differenz mit 13,5% zwischen den Werten noch größer. Somit zeigt sich deutlich, dass die Wahl der Indexreihen eine bedeutende Auswirkung auf die Höhe der Kapitalkosten hat.*

Neben der in V.1.1. beschriebenen Kürzungen des Umlaufvermögens hat in der zweiten Entgeltgenehmigung auch die fehlende Anerkennung der Anzahlungen und Anlagen im Bau bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung durch die Regulierungsbehörde zu einer Reduzierung der Verzinsungsbasis geführt. Die Begründung zu dieser Vorgehensweise ist, dass die geleisteten Anzahlungen und Anlagen im Bau in § 7 Abs.1 Strom-/GasNEV nicht erwähnt seien und demzufolge auch bei der Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht berücksichtigt werden könnten. Zudem würden diese Güter den Netznutzern noch nicht zur Verfügung stehen und dürften somit nicht in den Netzkosten enthalten sein.<sup>317</sup> Die Netzbetreiber müssen jedoch auch diese noch nicht aktivierten Investitionen finanzieren und die finanziellen Mittel dafür vorhalten, denn ein zeitloser Bau der Anlagen, vor allem von Netzbestandteilen, ist nicht möglich. Eine fehlende Berücksichtigung in den Netzkosten führt daher zu einer Schlechterstellung der Netzbetreiber, vor allem vor dem Hintergrund, dass die Bundesnetzagentur ihre Vorgehensweise grundsätzlich mit dem Verhalten von Unternehmen auf

<sup>317</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 32

Wettbewerbsmärkten begründet. Diese Unternehmen würden jedoch die Kosten in der Kalkulation der Preise ansetzen.

Des Weiteren wirkte sich die fehlende Berücksichtigung des Risikozuschlags beim Fremdkapitalzinssatz auf die kalkulatorische Verzinsung aus, obwohl dieser in der damalig gültigen Strom- bzw. GasNEV vorgesehen war.<sup>318</sup> Dadurch wurde die Eigenkapitalverzinsung weiter eingeschränkt, obwohl der genannte Risikozuschlag den Netzbetreibern zugestanden hätte. Die Bundesnetzagentur begründet das Vorgehen damit, dass die Netzbetreiber als Monopolisten keine Risiken haben und deshalb ein Risikozuschlag nicht notwendig sei.<sup>319</sup> Das vorliegende Risiko allein durch die Regulierung hinsichtlich der unklaren Regelungen für die Zukunft wurde damit nicht berücksichtigt. Verschiedene Gutachten zu diesem Thema haben in den vergangenen Jahren Risikozuschläge von 0,6%<sup>320</sup> bis 1,6%<sup>321</sup> für die regulierten Unternehmen vorgeschlagen. Die Auswirkungen der Nicht-Berücksichtigung sollen im nachfolgenden Beispiel dargestellt werden.

*Beispiel 4: Auswirkungen durch die fehlende Berücksichtigung des Risikozuschlags beim Fremdkapitalzinssatz*

*Das betriebsnotwendige Vermögen, das mithilfe des in Kapitel IV beschriebenen Schemas ermittelt wurde, beträgt 18 Mio. €. Aufgrund des unverzinslichen Abzugskapitals in Höhe von 2 Mio. € ergibt sich ein betriebsnotwendiges Eigenkapital in Höhe von 16 Mio. €. Der Anteil der Neuanlagen beträgt 5%. Für das Beispiel soll zum einen ein Risikozuschlag von 0,3% und zum anderen von 1,8% betrachtet werden.*

---

<sup>318</sup> Vgl. § 7 Strom- und GasNEV (Fassung bis 13.8.2013)

<sup>319</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 41

<sup>320</sup> Vgl. Gerke (2007), Gutachten zum Risikozuschlag von Elektrizitätsversorgungsnetzen, S. 30

<sup>321</sup> Vgl. NERA (2011), Der Risikozuschlag für das Fremdkapital deutscher Netzbetreiber, S. 32

		Zinssatz	EK-Verzinsung ohne Risikozuschlag	EK-Verzinsung mit Risikozuschlag von 0,3%	EK-Verzinsung mit Risikozuschlag von 1,6%
Eigenkapital $\leq 40\%$	7,2 Mio. €				
davon Altanlagen	6,84 Mio. €	7,8%	0,534 Mio. €	0,534 Mio. €	0,534 Mio. €
davon Neuanlagen	0,36 Mio. €	9,1%	0,033 Mio. €	0,033 Mio. €	0,033 Mio. €
Eigenkapital $> 40\%$	8,8 Mio. €	4,3%	0,378 Mio. €	0,405 Mio. €	0,519 Mio. €
<b>Summe</b>			<b>0,945 Mio. €</b>	<b>0,972 Mio. €</b>	<b>1,086 Mio. €</b>

Das Beispiel macht deutlich, dass die fehlende Berücksichtigung des Risikozuschlags schon bei verhältnismäßig niedrigen Zahlen eine deutliche Auswirkung auf die Eigenkapitalverzinsung und damit auch auf die kalkulatorischen Kapitalkosten hat. Die Abweichungen in diesem Beispiel betragen beim geringeren Risikozuschlag 2,9% und beim höheren Risikozuschlag 14,9% im Vergleich zur Berechnung ohne Risikozuschlag.

Ebenso wie in der ersten Entgeltgenehmigung wurden auch in der zweiten Entgeltgenehmigung die Plankosten in Bezug auf die Investitionen nicht anerkannt. Das OLG Düsseldorf hat in einem Beschluss vom 24.10.2007<sup>322</sup> festgelegt, dass Erkenntnisse als gesichert angesehen werden können, wenn aufgrund bestimmter Tatsachen eine große Wahrscheinlichkeit dafür spricht, dass im Planjahr entsprechende Kosten entstehen werden. Dadurch sah sich die Bundesnetzagentur in ihrem Vorgehen bestätigt und genehmigte in der Regel keine Plankosten. Vor allem die Planwerte für Investitionen wurden nicht anerkannt. Die Begründung für die Ablehnung

<sup>322</sup> Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.10.2007, VI-3 Kar. 472/06 (V)

dieser Plankosten entspricht der Begründung in der ersten Entgeltgenehmigung und wird deswegen nicht noch einmal aufgeführt.<sup>323</sup>

Im Nachgang zur dieser Kostenprüfung wurde von verschiedenen Netzbetreibern Beschwerde gegen die verschiedenen in diesem Kapitel beschriebenen Maßnahmen erhoben. Der Bundesgerichtshof (BGH) gab den Netzbetreibern bei den meisten Punkten Recht (BGH, 28.06.2011 – EnVR 34/10<sup>324</sup>). So muss die Regulierungsbehörde sachgerechte Indexreihen zur Bestimmung der Tagesneuwerte festlegen, die für die Energienetze anwendbar sind und die Preisentwicklung widerspiegeln. Auch der pauschale Ansatz von Forderungen und den Kassen-/Bankbeständen wurde vom BGH abgelehnt. In der Urteilsbegründung wurde festgelegt, dass die Bundesnetzagentur diese Positionen in der Höhe anerkennen muss, die für den jeweiligen Netzbetreiber betriebsnotwendig sind. Die dazugehörigen Nachweise müssen jedoch von den Netzbetreibern erbracht werden. Dadurch hat der BGH der Regulierungsbehörde die Möglichkeiten zugestanden, die Forderungen und Kassen-/Bankbestände bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis noch weiter zu kürzen. Bei den Anzahlungen und Anlagen im Bau gab es dagegen ein eindeutiges Urteil. Die Bundesnetzagentur muss diese vollständig bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigen.<sup>325</sup> In Bezug auf den letzten strittigen Punkt, der Risikozuschlag beim Fremdkapitalzins, wurde ebenfalls zugunsten der Netzbetreiber entschieden, da die Regelung hier eindeutig war.<sup>326</sup> Jedoch war dieses Urteil nur für die zweite Entgeltgenehmigung und die erste

---

<sup>323</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 41

<sup>324</sup> BGH, 28.06.2011 - EnVR 34/10 - Anlagen im Bau sind in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 StromNEV einzubeziehen; Einbeziehen von Anlagen im Bau in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 StromNEV; Berücksichtigung des Ergebnisses der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode

<sup>325</sup> Vgl. BGH, 28.06.2011 - EnVR 34/10

<sup>326</sup> Vgl. BGH, 28.06.2011 - EnVR 34/10

Regulierungsperiode von Bedeutung, da dieser Sachverhalt durch eine Gesetzesänderung nun nicht mehr relevant ist. Die Neufassung des § 7 Strom-/GasNEV aus dem Jahr 2013 sieht nun keinen Risikozuschlag beim Fremdkapitalzinssatz mehr vor.<sup>327</sup>

## **2.4. Besondere Maßnahmen der Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenprüfung zur zweiten Regulierungsperiode**

In der zweiten Regulierungsperiode seit Einführung der Anreizregulierung wurden von den Regulierungsbehörden ebenfalls verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung der Netzentgelte vor allem im Bereich der Kapitalkosten vorgenommen. Die Regulierungsbehörde ist sich des Spielraumes bei der Kapitalkostenbestimmung bewusst und versucht hierbei die größten Kürzungen bei der Ausgangsbasis vorzunehmen. Grund hierfür ist, dass der Anteil der Kapitalkosten bis zu 50% der Netzkosten ausmachen kann.<sup>328</sup> Bei den Kapitalkosten – und dabei im Speziellen bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung und den kalkulatorischen Restbuchwerten – setzte die Bundesnetzagentur im ersten Schritt wieder ihre eigenen Indexreihen bei der Ermittlung der Tagesneuwerte an. Dies führte zu deutlichen Abweichungen im Vergleich zu den beantragten Tagesneuwerten, die in der Regel auf Basis der Wibera-Indexreihen ermittelt wurden. Jedoch mussten diese bei den Gas- und Stromnetzen im Jahr 2013 aufgrund der neuen gesetzlichen Regelung in der Strom-/GasNEV angepasst werden.<sup>329</sup> Mithilfe dieser Regelung wurde auf die BGH-Urteile reagiert, die die vorherige Bestimmung der Indexreihen kritisiert haben. Jedoch beschränkt sich diese neue Regelung

---

<sup>327</sup> Vgl. § 7 Strom- und GasNEV (Fassung ab 13.8.2013)

<sup>328</sup> Vgl. Abbildungen 12 und 14 des Kapitels III

<sup>329</sup> Vgl. § 6a Strom- und GasNEV

auf vier bis fünf verschiedene Indexreihen,<sup>330</sup> die für über 50 verschiedene Anlagengruppen anzuwenden sind. Dadurch wird deutlich, dass auch die in der Strom- und GasNEV festgelegten Indexreihen die Preissteigerungen des Anlagevermögens der Netzbetreiber nicht sachgerecht abbilden können. Somit schränken die aktuellen Preisindizes die Netzbetreiber in ihren Investitionstätigkeiten weiter ein, weil weniger finanzielle Mittel für Reinvestitionen zur Verfügung stehen.

Eine Neuerung im Rahmen der Kostenprüfung zur zweiten Regulierungsperiode war einer Erhöhung der Passivseite bei einem Teil der Netzbetreiber. Eine betriebswirtschaftliche Begründung für diese Vorgehensweise gab es nicht. Vor allem entspricht dies nicht der gesetzlichen Regelung, die vorsieht, dass die Werte des Jahresabschlusses angesetzt werden müssen.<sup>331</sup> Die Erhöhung des Abzugskapitals, also der Passivseite der Bilanz, führt zu einer verringerten Verzinsungsbasis. Eine Vorgabe betraf vor allem Netzbetreiber mit einem Pachtmodell. Hier wurden teilweise Pensionsrückstellungen aus der Konzernmutter komplett dem Netzbetreiber hinzugerechnet.<sup>332</sup> Für diese Vorgehensweise beruft sich die Bundesnetzagentur auf eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs, in der festgelegt wurde, dass „in der Bilanz nicht einzelne Aktivposten bestimmten Passivposten zugeordnet sind. Die Kürzung des Umlaufvermögens hat daher keine Auswirkung auf die Verbindlichkeiten, sondern führt zu einer Kürzung des berücksichtigungsfähigen Eigenkapitals.“ (Vgl. BGH, Beschluss vom 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45).<sup>333</sup>

Eine weitere Besonderheit, die zur Erhöhung des Abzugskapitals führte, war die Berücksichtigung von Sachverhalten, die in der Regulierung begründet sind und sich demzufolge schon negativ auf die

---

<sup>330</sup> Vgl. § 6a Strom- und GasNEV

<sup>331</sup> Vgl. Strom- und GasNEV

<sup>332</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

<sup>333</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), S. 18f.

Erlösobergrenze auswirken. Hierbei handelt es sich um Rückstellungen bzw. Verbindlichkeiten für die Mehrerlösabschöpfung<sup>334</sup>, das Regulierungskonto<sup>335</sup> oder die Periodenübergreifende Saldierung<sup>336</sup> (Vorgänger des Regulierungskontos). Die Netzbetreiber haben diese Positionen in der Überleitungsrechnung herausgenommen, da es sonst zu einer „doppelten“ Erfassung käme. Jedoch wurde dies von der Regulierungsbehörde nicht anerkannt und deshalb wieder hinzugerechnet. Die Bundesnetzagentur begründet ihr Vorgehen damit, dass es sich hier wirtschaftlich betrachtet um verzinsliches Fremdkapital des Netzbetreibers handelt, das von den Netznutzern zur Verfügung gestellt wird und durch Rückstellungsbildung in der Bilanz des Netzbetreibers zu erfassen ist.<sup>337</sup> Im nächsten Satz beschreibt die Regulierungsbehörde, dass das zinslos zur Verfügung stehende Kapital bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung in Abzug gebracht werden muss. Jedoch werden die Werte des Regulierungskontos über dessen Laufzeit verzinst und stehen dem Netzbetreiber nicht zinslos zur Verfügung.<sup>338</sup> Die Auswirkungen dieses Vorgehens werden im Folgenden kurz beschrieben.

Am Beispiel des Regulierungskontos soll nun die „doppelte“ Berücksichtigung erläutert werden. Die Rückstellungen bzw. Verbindlichkeiten für das Regulierungskonto müssen gebildet werden, wenn der Netzbetreiber mehr Netznutzungserlöse (NNE) eingenommen

---

<sup>334</sup> Bei der Mehrerlösabschöpfung handelt es sich um eine Rückzahlung zu viel eingenommener Erlöse zwischen Beantragung und Genehmigung der Netzentgelte der ersten Netzentgeltgenehmigung (NNE ab 2006). Diese Mehrerlöse mussten über einen selbstgewählten Zeitraum innerhalb der ersten bzw. zweiten Regulierungsperiode von der Erlösobergrenze abgezogen werden.

<sup>335</sup> Das Regulierungskonto erfasst die Differenz zwischen den eingenommenen Netznutzungserlösen und den zulässigen Erlösen laut Erlösobergrenze. Diese Differenz wird verzinst und in der folgenden Regulierungsperiode von der Erlösobergrenze abgezogen bzw. addiert.

<sup>336</sup> Die Periodenübergreifende Saldierung erfasste die Differenz zwischen den eingenommenen und zulässigen Erlösen vor dem Jahr 2009. Diese Differenz musste dann ebenfalls von der Erlösobergrenze der ersten Regulierungsperiode abgezogen bzw. addiert werden.

<sup>337</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-NB, S. 15

<sup>338</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), S. 18f.

hat als ihm laut Erlösobergrenze zustehen. Die Netzbetreiber müssen dieses Regulierungskonto in der nachfolgenden Regulierungsperiode dann auflösen. Dies erfolgt dadurch, dass sie den Saldo des Regulierungskontos (zu viel eingenommene NNE und Verzinsung des Kontos) auf die nachfolgenden fünf Jahre verteilen und von der Erlösobergrenze abziehen. So reduziert dieser Sachverhalt richtigerweise die Erlösobergrenze der folgenden Regulierungsperiode, da der Netzbetreiber tatsächlich zu viel eingenommen hat. Wird dieser Sachverhalt dann auch noch beim Abzugskapital berücksichtigt, führt dies zu einer doppelten Verschlechterung der Erlösobergrenze der folgenden Regulierungsperiode, denn durch die Berücksichtigung vermindern sich das zu verzinsende Eigenkapital und damit auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Dadurch wird die Erlösobergrenze der folgenden Regulierungsperiode durch den gleichen Sachverhalt nochmals reduziert. Die Berücksichtigung dieses Umstandes führt ferner zu einer Ungleichbehandlung der Netzbetreiber, denn Netzbetreiber, die fortwährend zu wenig Netzentgelte einnehmen und dann eine Forderung einstellen müssten, sind hiervon nicht betroffen. Sie bekommen in der nachfolgenden Regulierungsperiode lediglich eine Erhöhung der Netzentgelte in der Höhe des Saldos des Regulierungskontos. Zudem kann es sich bei den Rückstellungen/ Verbindlichkeiten um einen einmaligen Ausweis im Basisjahr handeln, der kein Dauerzustand ist. Dies tritt z.B. dann auf, wenn die Netzbetreiber normalerweise zu wenig einnehmen, aber in einem Jahr deutlich mehr, sodass der Saldo des Regulierungskontos negativ wird. Beispielsweise kann das Jahr 2009 herangezogen werden, das bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt wird, weil es das Jahr vor dem Basisjahr im Gasnetzbereich ist und damit den Anfangswert des Basisjahrs darstellt. Wurden nur in diesem Jahr zu hohe Netzentgelte eingenommen und in den nachfolgenden Jahren nicht mehr, haben diese aus einem einmaligen Sachverhalt resultierende Rückstellungen bzw. Verbindlichkeiten Auswirkungen auf die komplette zweite

Regulierungsperiode. Solche Einmaleffekte sollten von der Bundesnetzagentur nicht berücksichtigt werden, denn im Falle eines positiven Einmaleffekts für die Netzbetreiber wird dieser auch nicht berücksichtigt bzw. auf 1/5 gekürzt und somit auf die Regulierungsperiode aufgeteilt. Ist der Einmaleffekt jedoch zum Nachteil des Netzbetreibers, wird er in vollem Umfang anerkannt. Die gleichen Auswirkungen ergeben sich auch aus den Rückstellungen bzw. Verbindlichkeiten für die Mehrerlösabschöpfung und Periodenübergreifende Saldierung (PÜS).

Eine weitere auf die Berücksichtigung des Abzugskapitals bezogene Maßnahme wurde teilweise von den Landesregulierungsbehörden, hierbei speziell von der Oberbayrischen Regulierungsbehörde, angewendet. Diese hat abweichend vom tatsächlich vorhandenen Abzugskapital einen pauschalen Ansatz mit 25% vom betriebsnotwendigen Vermögen gewählt. Die Landesregulierungsbehörde hat hierbei auf § 14 ARegV verwiesen, der regelt, dass bei der Vergleichbarkeitsrechnung zum Effizienzvergleich ein pauschales Abzugskapital von 25% angesetzt werden soll, um Unternehmen vergleichbar zu machen. Für die Kostenprüfung ist diese Regelung nicht vorgesehen. Dennoch wurde dieser Ansatz gewählt, was zu negativen Auswirkungen bei den Netzbetreibern führt, wenn das tatsächliche Abzugskapital niedriger ist. In der Regel weisen die Netzbetreiber ein Abzugskapital von ca. 10% aus.<sup>339</sup> Somit wird die anerkannte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung deutlich gemindert, was auch mit dem anschließenden Zahlenbeispiel belegt wird.

*Beispiel 5: Tatsächlicher Ansatz des Abzugskapitals*

*Das zu verzinsende Vermögen beträgt hierbei 2.000 T€. Das tatsächliche Abzugskapital 250 T€. Für die Verzinsung werden die Zinssätze der zweiten Regulierungsperiode für Gas angesetzt. Diese sind für das*

---

<sup>339</sup> Vgl. Regulierungskammer des Freistaates Bayern (2014), Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für den Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode (vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2017) im Regelverfahren, Anlage 2 (B-Bogen )

*Eigenkapital  $\leq$  40% für Neuanlagen 9,05% und für Altanlagen 7,14%. Für das übersteigende Eigenkapital beträgt der Zinssatz 4,2%. Der Anteil der Neuanlagen beträgt 10%.*

Zu verzinsendes Vermögen	2.000.000 €
Tatsächliches Abzugskapital	250.000 €
Zu verzinsendes Eigenkapital	1.750.000 €

EK $\leq$ 40%	Altanlagen (Zinssatz 7,14%)	51.408 € (2 Mio. € * 40% * 90%) * 7,14%
	Neuanlagen (Zinssatz 9,05%)	7.240 € (2 Mio. € * 40% * 10%) * 9,05%
EK > 40%	Fremdkapital- zinssatz (4,2%)	39.900 € (1,75 Mio. € - 2 Mio. € * 40%) * 4,2%
Kalk. Eigenkapitalverzinsung		98.548 €

*Beispiel 5a: Ansatz des pauschalen Abzugskapitals mit 25%, der Rest entspricht Beispiel 1*

Zu verzinsendes Vermögen	2.000.000 €
25% Abzugskapital	500.000 €
Zu verzinsendes Eigenkapital	1.500.000 €

EK $\leq$ 40%	Altanlagen (Zinssatz 7,14%)	51.408 € (2 Mio. € * 40% * 90%) * 7,14%
	Neuanlagen (Zinssatz 9,05%)	7.240 € (2 Mio. € * 40% * 10%) * 9,05%
EK > 40%	Fremdkapital- zinssatz (4,2%)	29.400 € (1,5 Mio. € - 2 Mio. € * 40%) * 4,2%
Kalk. Eigenkapitalverzinsung		88.088 €

*Dieses Beispiel zeigt, dass die Netzbetreiber durch den Ansatz des pauschalen Abzugskapitals von 25% deutlich schlechter gestellt werden, wenn das tatsächliche Abzugskapital geringer ist. Zudem ist dieser Ansatz gesetzlich nicht für die Kostenprüfung vorgesehen. In diesem Beispiel ist die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung um 11% niedriger als beim tatsächlichen Ansatz des Abzugskapitals und hat damit eine entscheidende Auswirkung auf die Ausgangsbasis für die zweite Regulierungsperiode.*

Eine weitere Erneuerung in dieser Kostenprüfung war, dass die Regulierungsbehörden nun nicht mehr nur die Daten des Basisjahrs und des Vorjahrs abgefragt haben, sondern auch die kompletten Jahre zwischen den verschiedenen Basisjahren. Hier waren dies die Jahre 2007 bis 2010/2011. Hierzu wurden von der Bundesnetzagentur Erhebungsbögen für die entsprechenden Zeiträume verschickt. So wollte die Regulierungsbehörde sicherstellen, dass die Netzbetreiber die Kostenbasis für die Kostenprüfung nicht künstlich nach oben treiben, indem sie Investitionen und Aufwendungen in diese Jahre verschieben und dadurch höhere Netzkosten erreichen, die nicht gerechtfertigt sind. Jedoch führt dieses Vorgehen zu einem enormen Arbeitsaufwand bei den Netzbetreibern.

Eine Besonderheit bei der Kostenprüfung zur zweiten Regulierungsperiode lag auch in der vereinfachten Prüfung bzw. Kostenanerkennung. So wurde teilweise von der Bundesnetzagentur im Stromnetzbereich ein einfaches Schema zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die zweite Regulierungsperiode angewendet. Dieses Schema baut sich wie folgt auf:

	Genehmigte Kosten 2006
-	darin enthaltene Kosten für Verlustenergie <sup>340</sup>
-	darin enthaltene Kosten für vorgelagerte Netzbetreiber <sup>341</sup> /vermiedene Netznutzungsentgelte <sup>342</sup>
=	<b>Zwischensumme</b>
-	5% der Zwischensumme
+	Delta der CAPEX zur letzten Kostengenehmigung
+	Kosten Verlustenergie des Basisjahrs
+	Kosten vorgelagerter Netzbetreiber/vermiedene Netznutzungsentgelte des Basisjahrs
=	<b>Angebot der Bundesnetzagentur</b>

**Tabelle 10: Schema zur Ermittlung der Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode**

Mit diesem Schema sollte die Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode zwischen den genehmigten Kosten aus dem Jahr 2006 und der Erlösobergrenze 2012 liegen. Es sollte mithilfe dieser Rechnung zum einen sichergestellt werden, dass die getätigten Investitionen berücksichtigt werden, damit die Regulierungsbehörde nicht für die fehlende Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber verantwortlich gemacht werden kann bzw. dass die Netzbetreiber nicht für ihre Investitionen bestraft werden. Zum anderen soll erreicht werden, dass eine gewisse Reduktion der Kosten gegenüber der Erlösobergrenze 2012 und auch 2013 erfolgt, um die Ineffizienzen in den Unternehmen zu bekämpfen. Ein Pfad sinkender Erlösobergrenzen ist Ziel der Anreizregulierung und

<sup>340</sup> Unter der Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie verstanden (Vgl. § 2 Nr. 12 StromNEV).

<sup>341</sup> Unter vorgelagerten Netzkosten werden die Netzentgelte des vorgelagerten Netzbetreibers verstanden, die der Kunde tragen muss, weil hier ebenfalls sein Strom durchgeleitet werden muss.

<sup>342</sup> Vermiedene Netznutzungsentgelte entstehen dadurch, dass EEG-Anlagen ihren Strom in der Regel in das Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz einspeisen. Großkraftwerke speisen dagegen eher in der Hochspannungsebene ein. Dadurch muss der Strom dann in die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene umtransformiert werden, damit der Endkunde diesen Strom abnehmen kann. Dies bedeutet, dass dem Netzbetreiber durch EEG-Anlagen weniger Aufwendungen entstehen als bei der Einspeisung aus Großkraftwerken. Diese Einsparungen sind dem EEG-Anlagenbetreiber gem. § 35 Abs. EEG nach den Vorschriften des § 18 Abs. 2 StromNEV auszuzahlen.

sollte auch von der Regulierungsbehörde umgesetzt werden. Das Schema schließt zudem Positionen aus der pauschalen Ermittlung aus, die vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können. Dazu gehören die Aufwendungen für die Verlustenergie, das vorgelagerte Netz und die vermiedenen Netzentgelte. Die weiteren Punkte, die nicht beeinflusst werden können, werden über die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile angepasst. Die vereinfachte Berechnung macht deutlich, dass die Ausgangsbasis für die zweite Regulierungsperiode nicht mehr anhand der Kosten des Basisjahrs bestimmt wird, was aufgrund der gesetzlichen Regelungen vorgesehen ist. Für die Netzbetreiber ist es dadurch nur noch schwer vorherzusagen, welche Kosten zukünftig noch anerkannt werden, wenn die Netzkosten auf Basis eines vereinfachten Schemas ermittelt werden. Zudem sind die Methode der Kostenprüfung und der damit verbundene Aufwand kritisch zu hinterfragen, wenn die Bestimmung der Ausgangsbasis überwiegend unabhängig von den aktuellen Kosten ist.

Ein weiteres Thema, das im Rahmen der zweiten Regulierungsperiode in den Fokus gerät, ist die unterschiedliche Behandlung von Netzbetreibern mit Pachtmodell im Vergleich zu Unternehmen, die im Eigentum des Netzes sind. Diese Ungleichbehandlung wirkt sich auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung aus. Das Problem ergibt sich aus der getrennten Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für den Verpächter und den Pächter, den Netzbetreiber. In der Vergangenheit wurde die Berechnung dabei konsolidiert durchgeführt, was in der zweiten Regulierungsperiode jedoch nicht mehr von der Bundesnetzagentur akzeptiert wurde.<sup>343</sup> Durch die separate Berechnung ist es möglich, dass der Netzbetreiber ein negatives Eigenkapital ausweist. Diese Tatsache resultiert aus den beschriebenen Kürzungen des Umlaufvermögens und der vollständigen Anerkennung der Passivseite. Da die Netzbetreiber in

---

<sup>343</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-VP, S. 10

diesem Konstrukt kein Anlagevermögen besitzen, besteht die Aktivseite in der Regel ausschließlich aus dem Umlaufvermögen. Somit entsteht durch die Kürzung dieser Positionen eine deutliche Schiefelage zwischen Aktiv- und Passivseite, die zu einem negativen Eigenkapital führen kann. Die Benachteiligung entsteht jedoch erst durch den Zinssatz. Die Bundesnetzagentur setzt bei einem negativen Eigenkapital ausschließlich den Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen und nicht den WACC<sup>Reg</sup> an.<sup>344</sup> Somit wird das negative Eigenkapital deutlich höher verzinst als das restliche Kapital bzw. das Eigenkapital bei einer konsolidierten Berechnung. Bei Netzbetreibern mit eigenem Anlagevermögen besteht die Gefahr eines negativen Eigenkapitals in der Regel nicht, da das Anlagevermögen meistens das Abzugskapital der Passivseite übersteigt. Die Auswirkungen dieser Ungleichbehandlungen sollen mithilfe des nachfolgenden Beispiels deutlich gemacht werden.

Beispiel 6: Auswirkungen des Pachtmodells auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

*Die genehmigten Netzkosten in diesem Modell betragen 360 T€. Beim Umlaufvermögen wird 1/12 der Netzkosten anerkannt. Der Anteil der Neuanlagen am Anlagevermögen beträgt 10%. Es werden die Zinssätze der 2. Regulierungsperiode für Gas angewendet (Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen: 9,05%; Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen: 7,14%; Fremdkapitalzinssatz 4,19%). Die kalkulatorischen Restbuchwerte des Anlagevermögens betragen 650 T€ (40% zu Tagesneuwerten und 60% zu AHK + Neuanlagen).*

---

<sup>344</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2014), Anlage I-VP, S. 10

Der Netzbetreiber ist im Eigentum des Anlagevermögens:

Aktiva	Bilanz Netzbetreiber in T€		Passiva
<u>SAV</u>	500	<u>EK</u>	500
<u>UV:</u>		<u>FK:</u>	
Vorräte	100	Empf. Ertrags- zuschüsse	50
Forderungen	100	Rückstellungen	150
Kasse/Bank	100	Verbindlichkeiten	100
Summe	800	Summe	800

Aus diesen Werten ergibt sich folgendes betriebsnotwendiges Eigenkapital (in T€):

	Kalkulatorisches SAV	650
+	Anerkanntes UV (1/12 der Netzkosten)	30
=	Betriebsnotwendiges Vermögen	680
-	Abzugskapital	300
=	Betriebsnotwendiges Eigenkapital	380

Daraus ergibt sich folgende Eigenkapitalverzinsung in T€:

Eigenkapital < 40%		
Davon Anteil Altanlagen	$(= 680 \cdot 40\% \cdot 90\%) \cdot 7,14\%$	17,48
Davon Anteil Neuanlagen	$(= 680 \cdot 40\% \cdot 10\%) \cdot 9,05\%$	2,46
Eigenkapital > 40%	$(= 600 - 680 \cdot 40\%) \cdot 4,19\%$	4,53
<b>Summe</b>		<b>24,47</b>

Der Netzbetreiber hat das Anlagevermögen gepachtet:

Aktiva	Bilanz		Passiva
	Netzbetreiber (Pächter) in T€		
<u>SAV</u>	0	<u>EK</u>	50
<u>UV:</u>		<u>FK:</u>	
Vorräte	100	Empf. Ertrags- zuschüsse	0
Forderungen	100	Rückstellungen	150
Kasse/Bank	100	Verbindlichkeiten	100
Summe	300	Summe	300

Aktiva	Bilanz		Passiva
	Netzbetreiber (Verpächter) in T€		
<u>SAV</u>	500	<u>EK</u>	450
<u>UV:</u>		<u>FK:</u>	
Vorräte	0	Empf. Ertrags- zuschüsse	50
Forderungen	0	Rückstellungen	0
Kasse/Bank	0	Verbindlichkeiten	0
Summe	500	Summe	500

Aus diesen Werten ergibt sich folgendes betriebsnotwendiges Eigenkapital (in T€):

	Pächter	Verpächter
Kalkulatorisches SAV	0	650
+ Anerkanntes UV (1/12 der Netzkosten)	30	0
= Betriebsnotwendiges Vermögen	30	650
- Abzugskapital	250	50
= Betriebsnotwendiges Eigenkapital	-220	600

Daraus ergibt sich folgende Eigenkapitalverzinsung in T€:

	Pächter	Verpächter
<i>Eigenkapital &lt; 40%</i>		
<i>Davon Anteil Altanlagen</i>	0	16,71 (=650*40%*90%)*7,14%
<i>Davon Anteil Neuanlagen</i>	-19,91 (=-220*9,05%)	2,35 (=650*40%*10%)*9,05%
<i>Eigenkapital &gt; 40%</i>	0	14,25 (=600-650*40%)*4,19%
<b>Summe</b>	<b>-19,91</b>	<b>33,31</b>
<b>Eigenkapitalverzinsung gesamt</b>		<b>13,40</b>

Das Beispiel macht deutlich, dass Unternehmen mit einem Pachtmodell in der Regel deutlich schlechter gestellt sind, als Netzbetreiber, die das Sachanlagevermögen besitzen. Die Abweichung in diesem Beispiel beträgt 11,07 T€ (13,4 T€ im Vergleich zu 24,24 T€), was 54,8% entspricht und eine Ungleichbehandlung klar verdeutlicht.

### 3. Mögliche Spielräume der Netzbetreiber bei der Kapitalkostenermittlung

#### 3.1. Maßnahmen zur Beeinflussung der kalkulatorischen Kapitalkosten

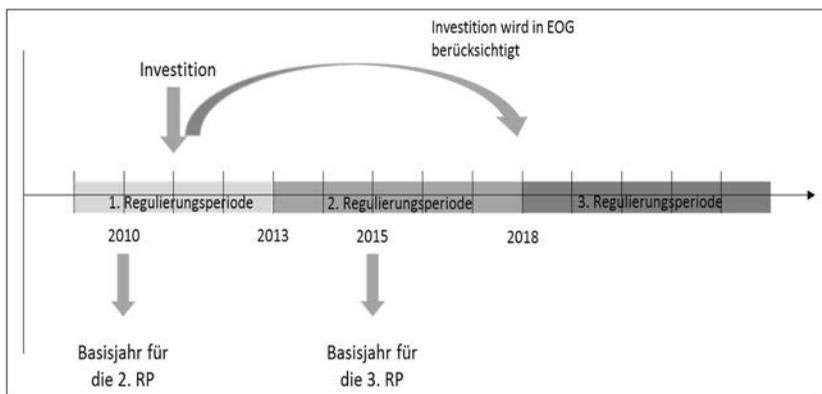
Die Netzbetreiber haben im Rahmen der Kostenprüfung ebenfalls verschiedene Möglichkeiten zur Sicherung bzw. Erhöhungen ihrer Kostenbasis, wobei zwischen proaktiven und reaktiven Schritten unterschieden werden kann. Mit den proaktiven Maßnahmen haben die Netzbetreiber versucht, die Spielräume zu nutzen, um ihre Netzkosten zu optimieren. Die reaktiven Maßnahmen ergeben sich als Konsequenz auf die Kürzungen der Regulierungsbehörde der vorherigen Entgelt-

genehmigung oder Kostenprüfungen und zielten vor allem auf die Sicherstellung der bestehenden Netzkosten ab. Die Spielräume der Netzbetreiber sind jedoch durch die Einflussnahmen der Regulierungsbehörde beschränkt. Dennoch versuchen die Netzbetreiber mit den gegebenen Freiräumen ihre Kapitalkosten zu optimieren. Im Gegensatz zu den Vorgehensweisen der Regulierungsbehörde ist eine Unterscheidung zwischen den verschiedenen Entgeltgenehmigungen und Kostenprüfungen nicht zielführend, da die Variierungsmöglichkeiten hier eingeschränkter sind. Vielmehr muss bei den Netzbetreibern zwischen den Positionen bei der Kapitalkostenbestimmung unterschieden werden. Im ersten Schritt wird dabei auch nur aufgezeigt, bei welchen Bilanzpositionen und Themen grundsätzlich Spielräume in Bezug auf die Kapitalkostenermittlung bestehen. Ob diese Freiheiten auch wirklich genutzt werden, wird später anhand der Tätigkeitsabschlüsse von deutschen Netzbetreibern untersucht.

### **3.2. Optimierung in Bezug auf die Investitionstätigkeit**

Aufgrund der hohen Bedeutung der Kapitalkosten bei den Netzbetreibern setzt die bedeutendste Maßnahme direkt bei den Investitionen an. Die Netzbetreiber haben hierbei die Möglichkeit, ihre Investitionen so zu steuern, dass sie im Jahr vor dem Basisjahr und im Basisjahr selbst (nachfolgend Basisjahre) die Investitionen steigern, mit dem Ziel, höhere Kapitalkosten bei der Kostenprüfung zu erreichen. Die Umsetzung dieser Strategie führt vor allem im Basisjahr zu höheren Restbuchwerten, die sich auf die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auswirken. Aber auch steigende Abschreibungen können ein Resultat von vorgezogenen Investitionen sein, da diese Investitionen bei einem späteren Investitionszeitpunkt erst in der folgenden Regulierungsperiode angerechnet werden. Diese wirken sich dann ebenfalls auf die

kalkulatorischen Restbuchwerte aus. Die höheren Kapitalkosten werden dann für den gesamten Zeitraum der Regulierungsperiode anerkannt. Zudem werden die in den Basisjahren getätigten Investitionen mit einem geringen Zeitverzug in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Die Investitionsplanung ist daher von zentraler Bedeutung. Deutlich wird dies bei Investitionen mit einer relativ kurzen Nutzungsdauer, wie beispielsweise Soft- und Hardware mit drei bzw. vier Jahren, die aufgrund der Dauer der Regulierungsperiode von fünf Jahren bei einem falsch gewählten Investitionszeitpunkt nicht in den Netzkosten berücksichtigt werden würden. Des Weiteren muss beachtet werden, dass Investitionen, die im Jahr nach dem Basisjahr getätigt werden, erst sieben Jahre später in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, was in der nachfolgenden Abbildung 16 aufgezeigt wird. Wurde eine Investition im Gasnetzbereich beispielsweise im Jahr 2011 vorgenommen, kann diese erst in der Erlösobergrenze ab 2018 einbezogen werden. Grund hierfür ist, dass diese Investition erst bei der Kostenprüfung für die dritte Regulierungsbehörde anerkannt wird, die auf dem Basisjahr 2015 beruht. Aufgrund der verspäteten Berücksichtigung in den Erlösen sinkt die Rendite solcher Investitionen und macht sie für den Netzbetreiber unattraktiver.



**Abbildung 16: Zeitverzug bei Investitionen ins Gasnetz (Eigene Darstellung)**

Das Ziel der Netzbetreiber sollte demzufolge eine optimierte Investitionsplanung in Bezug auf die Basisjahre sein. Jedoch können die Investitionen nicht grundsätzlich in die empfohlenen Jahre verschoben werden. Bestimmte Investitionen müssen bedarfsgerecht durchgeführt werden, beispielsweise Ersatzinvestitionen, die vor allem für die Versorgungssicherheit von Bedeutung sind, und Erweiterungsinvestitionen, zum Ausbau der Energienetze. Diese Investitionen werden jedoch mithilfe des Erweiterungsfaktors zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Zum anderen muss die Investitionsplanung auch mit den vorhandenen Kapazitäten abgestimmt werden. Eine optimierte Investitionsstrategie im Hinblick auf die Regulierung ist nicht zielführend, wenn sie nicht umgesetzt werden kann.

### **3.3. Optimierung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung durch Reduzierung des Abzugskapitals**

Ein wichtiger Bestandteil der Kapitalkosten ist die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, die aus einer Verzinsungsbasis und einem Zinssatz ermittelt wird. Die Verzinsungsbasis hat dabei eine entscheidende Bedeutung. Wie in Kapitel IV.1.3 dargestellt, wirkt sich das sogenannte Abzugskapital mindernd auf die Verzinsungsbasis aus. Zum Abzugskapital im Rahmen der Regulierung zählen die Rückstellungen, die Verbindlichkeiten, die erhaltenen Anzahlungen sowie die Ertragszuschüsse (Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskostenbeiträge). Die Netzbetreiber sollten, auch aufgrund der zu erwartenden Kürzung des Umlaufvermögens,<sup>345</sup> versuchen das Abzugskapital in der Bilanz zu reduzieren. Dabei ist der Bilanzstichtag, der 31. Dezember der Basisjahre, von Bedeutung, da aufgrund der Mittelwertbildung diese beiden Zeitpunkte

---

<sup>345</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 10

herangezogen werden. Jedoch die Maßnahmen, die die Netzbetreiber ergreifen können, sind aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen recht begrenzt. Bei den Ertragszuschüssen gibt es im Normalfall keine Möglichkeit zur Reduzierung. Diese Zuschüsse, die die Netzbetreiber von den Netzkunden erhalten, müssen über 20 Jahre aufgelöst werden. Eine Reduzierung kann nur durch den Verzicht auf die Zuschüsse der Netzkunden erreicht werden. Jedoch stellt dieser Zuschuss eine sichere Einnahmequelle dar, sodass dieses Abzugskapital im Rahmen der Regulierung akzeptiert werden kann. Die erhaltenen Anzahlungen spielen beim Abzugskapital eine untergeordnete Rolle, sodass der Fokus auf den Rückstellungen und im Besonderen auf den Verbindlichkeiten liegt.

Bei den Rückstellungen muss beachtet werden, dass in § 249 HGB die Grundlagen für die Bildung dieser geregelt sind. So müssen Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten und für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften im Jahresabschluss berücksichtigt werden.<sup>346</sup> Daneben sind Rückstellungen für unterlassene Aufwendungen einzustellen, die in den ersten drei Monaten des nachfolgenden Geschäftsjahrs nachgeholt werden. Die Rückstellungen haben das Ziel, später anfallende Ausgaben den Perioden ihrer Verursachung zuzuordnen. Die Bildung von Rückstellungen kann demzufolge nur verhindert werden, wenn ungewisse Verbindlichkeiten vermieden und drohende Verluste abgewendet werden. Zudem muss versucht werden, die unterlassenen Aufwendungen im laufenden Geschäftsjahr durchzuführen, damit die Einstellung solcher Rückstellungen nicht mehr notwendig ist. Jedoch ist es aufgrund der gesetzlichen Regelungen schwierig, die Rückstellungen zu vermeiden. Daher sollte der Fokus bei der Reduzierung des Abzugskapitals bei der Verminderung der Verbindlichkeiten im Jahresabschluss liegen.

---

<sup>346</sup> Vgl. § 249 HGB

Die wichtigste Maßnahme zur Reduzierung der Verbindlichkeiten kann hierbei die frühzeitige Bezahlung der Rechnungen sein, sodass keine Verbindlichkeiten eingestellt werden müssen bzw. wieder aufgelöst werden können und damit in der Bilanz nicht mehr ausgewiesen sind. Ferner wäre es denkbar, die Verbindlichkeiten mit den Forderungen des gleichen Geschäftspartners zu saldieren. Hierbei werden die Forderungen und Verbindlichkeiten der beiden Parteien einander gegenübergestellt. Weist der Netzbetreiber mehr Forderungen als Verbindlichkeiten gegenüber dem Geschäftspartner aus, wird nur die Differenz dieser Beträge bei den Forderungen eingestellt. Im gegenläufigen Fall bleibt die Differenz bei den Verbindlichkeiten stehen. Diese Maßnahme führt zu einer Bilanzverkürzung und reduziert im Normalfall den Bestand an Forderungen und Verbindlichkeiten. Durch dieses Vorgehen können die Netzbetreiber die einseitige Kürzung der Aktivseite abfedern und die Verzinsungsbasis verbessern. Es ist dabei klarzustellen, dass es sich hierbei um keine spezielle Maßnahme im Rahmen der Kostenprüfung handelt, sondern Grundlage eines jeden Jahresabschlusses ist. Jedoch sollte in den Basisjahren ein besonderes Augenmerk darauf gelegt werden.

### **3.4. Optimierung des Umlaufvermögens**

Neben den Maßnahmen auf der Passivseite können die Netzbetreiber auch die Aktivseite optimieren. Die Gestaltungsmöglichkeiten beim Anlagevermögen wurden bereits dargestellt, sodass sich dieser Abschnitt mit dem Umlaufvermögen beschäftigt. Im Gegensatz zum Abzugskapital auf der Passivseite wird hier keine Reduzierung, sondern eine Erhöhung der Positionen angestrebt. Dieses Vorgehen wurde vor allem zu Beginn der Regulierung angewendet, weil hier die Beschränkung des Umlaufvermögens von der Regulierungsbehörde noch nicht durchgeführt wurde. Die Netzbetreiber haben deshalb während der ersten und zweiten

Entgeltgenehmigung besonders den Kassenbestand und die Forderungen, im Wesentlichen die Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen und Gesellschaftern, erhöht. Mithilfe dieser Maßnahmen wurde in der Vergangenheit die Verzinsungsbasis deutlich erhöht, sodass die Eigenkapitalverzinsung deutlich gestiegen ist.

Im Rahmen der zweiten Entgeltgenehmigung und damit für die Basis der ersten Regulierungsperiode wurde eine Beschränkung des Umlaufvermögens von der Bundesnetzagentur vorgenommen. Dabei wurden die Forderungen auf 3/12 und der Kassenbestand auf 1/12 der genehmigten Netzkosten gekürzt.<sup>347</sup> Die Regulierungsbehörde hat mit diesen Beschränkungen auf die Vorgehensweise der Netzbetreiber in Bezug auf das Umlaufvermögen reagiert und Gegenmaßnahmen ausgearbeitet. In der Kostenprüfung wurden weitere Kürzungen bei diesen Positionen vorgenommen. Die Bundesnetzagentur kannte in der Regel lediglich 1/12 der Netzkosten (=Umsatzerlöse) als Umlaufvermögen an.<sup>348</sup> Lediglich die Vorräte wurden teilweise vollständig berücksichtigt. Somit wurde die Maßnahme, das Umlaufvermögen im Basisjahr und Vorjahr extrem zu erhöhen, überflüssig. Dennoch sollten die Netzbetreiber auch weiterhin darauf achten, dass das Umlaufvermögen in den Basisjahren optimiert wird. Sie sollten trotz der pauschalen Begrenzung einen gewissen Bestand im Jahresabschluss ausweisen. Die Richtgrößen sind dabei 1/12 der Netzkosten beim Kassenbestand und 3/12 der Netzkosten bei den Forderungen. Da bei den Vorräten teilweise keine Beschränkungen vorgenommen wurden, kann hier versucht werden, den Bestand zu erhöhen, wobei nicht sichergestellt ist, dass die Regulierungsbehörde diese Position anerkennt. Jedoch hat der Bestand dieser Position in der Regel keinen maßgeblichen Einfluss auf das Umlaufvermögen. Das Ziel der Netzbetreiber sollte daher in Bezug auf das Umlaufvermögen die

---

<sup>347</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 10

<sup>348</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 10

Reduzierung des Abzugskapitals zu sein. Eine Möglichkeit besteht darin, dass ein Teil der Forderungen mit den Verbindlichkeiten des gleichen Geschäftspartners saldiert wird. Daneben besteht durch eine vorzeitige Bezahlung der Rechnungen mit dem Kassen- bzw. Bankbestand ein Weg zur Senkung der Verbindlichkeiten. Durch diese Maßnahmen sinken somit vor allem die Verbindlichkeiten und aber auch das Umlaufvermögen, sodass die Bilanzsumme zum Jahresende geringer ist.

### **3.5. Ansatz eines Risikozuschlags beim Fremdkapitalzinssatz**

Bis zur Gesetzesänderung der Strom- und GasNEV im Jahr 2013 hatten die Netzbetreiber die Möglichkeit eines Ansatzes eines Risikozuschlags beim Fremdkapitalzinssatz bzw. beim Zinssatz für das übersteigende Eigenkapital. Der Ansatz eines Risikozuschlags ergab sich aus der gesetzlichen Regelung zum Zeitpunkt der Kostenprüfung für die erste und zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung. Hierbei war in der Strom- und GasNEV geregelt, dass für die Fremdkapitalverzinsung als risikoloser Zinssatz der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten anzusetzen ist. Daneben ist ein angemessener Risikozuschlag von der Bundesnetzagentur zu genehmigen. Die Regulierungsbehörde war jedoch der Meinung, dass die Netzbetreiber keine Risiken aufwiesen und demzufolge die Anerkennung eines Risikozuschlags nicht sachgerecht wäre. Die verschiedenen Verbände haben den Ansatz eines Risikozuschlags auf Grundlage der Gesetzeslage empfohlen und auf das KEMA-Gutachten<sup>349</sup> verwiesen. Vor allem nach den Erfahrungen aus der ersten Regulierungsperiode war es

---

<sup>349</sup> Vgl. KEMA (2011), „Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304“, Gutachten im Auftrag des VKU

für alle Netzbetreiber wichtig, einen Risikozuschlag in einer entsprechenden Höhe anzusetzen, um von einem positiven Urteil des BGH zu profitieren. Grund hierfür war ein Urteil des BGH zum Risikozuschlag, welches regelt, dass auf Basis der gesetzlichen Grundlagen den Netzbetreibern ein angemessener Risikozuschlag zugestanden werden muss. Diese Regelung gilt aber nur für die Netzbetreiber, die im Rahmen der ersten Kostenprüfung einen Risikozuschlag beim Fremdkapitalzinssatz angesetzt haben. Die Beurteilung der Angemessenheit ist dabei zwischen den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde sehr unterschiedlich. Die Regulierungsbehörde betrachtet einen Risikozuschlag von 0,35% für angemessen, während die Netzbetreiber auf Grundlage verschiedener Gutachten den Risikozuschlag bei mindestens 0,6% sahen.<sup>350</sup> In der zweiten Regulierungsperiode wurde daher ein Ansatz von 1,2% bei den Gasnetzen und 1,6% bei den Stromnetzen von den Verbänden vorgeschlagen,<sup>351</sup> da von den Regulierungsbehörden zu diesem Zeitpunkt kein Risikozuschlag festgelegt wurde, obwohl die Bundesnetzagentur diese Aufgabe vom BGH erhalten hatte. Jedoch wurde dieser Ansatz aufgrund der gesetzlichen Neuregelung zur Verzinsung des übersteigenden Eigenkapitals hinfällig. Die neue Verordnung regelt deutlich, dass kein Zuschlag gewährt werden darf. Dies hat zur Folge, dass diese Maßnahme in der Zukunft nicht mehr ergriffen werden kann.

---

<sup>350</sup> Vgl. Gerke (2007), S. 30

<sup>351</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 4f.

### **3.6. Ansatz der Wibera-Indexreihen für die Berechnung der Tagesneuwerte**

Eine weitere Maßnahme der Netzbetreiber im Rahmen zur Optimierung der Netzkosten besteht durch den Ansatz der Wibera-Indexreihen<sup>352</sup> für die Berechnung der Tagesneuwerte, welche für die verschiedenen Anlagengruppen der Netzbetreiber von Wibera ermittelt wurden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Preisentwicklung der Güter sachgerecht abgebildet wird und in die Preiskalkulation miteingeht. Teilweise sind für eine Anlagengruppe nach Strom- bzw. GasNEV verschiedene Indexreihen vorhanden, die in der Regel von der Anlagenbuchhaltung dem entsprechenden Anlagengut zugeordnet werden. Die Wibera-Indexreihen sind größtenteils höher als die verwendeten Indexreihen der Bundesnetzagentur (Vgl. Punkt V.1.2), sodass die Netzbetreiber hierdurch ihre Kapitalkosten steigern können. Zudem sehen die Netzbetreiber diese Indexreihen als sachgerechter für die Ermittlung der Tagesneuwerte an, da die Indexreihen der Regulierungsbehörde die Preisentwicklung der Anlagegüter nicht angemessen widerspiegeln. Dies liegt vor allem daran, dass es sich bei den verwendeten Indexreihen der Bundesnetzagentur um eine sehr ungewöhnliche Konstruktion eines Preisindizes handelt. Dieser kombiniert zwei Indizes, den Tariflohn- und einen Materialpreisindex (Erzeugerpreis- oder Baupreisindex), zu einem Mischindex und sieht zudem einen „Produktivitätsabschlag“ vor. Somit wird klar, dass die verwendeten Indizes nicht die Preisentwicklung eines Energieversorgungsunternehmens vollständig abbilden können, weil weitere Faktoren bzw. Branchen berücksichtigt werden. Ein weiterer Grund für den Ansatz der Indexreihen in der Kostenprüfung war auch die Tatsache, dass zum Zeitpunkt der Antragsstellung in der Regel die Indexreihen der Bundesnetzagentur den Netzbetreibern nicht bekannt

---

<sup>352</sup> Die Wibera-Indexreihen werden von der Wibera Wirtschaftsberatung AG jährlich für die Unternehmen der Ver- und Entsorgung für die Ermittlung der Tagesneuwerte errechnet.

waren, sodass sie lediglich mit den Wibera-Indexreihen die Tagesneuwerte bestimmen konnten. Der Vorteil der Wibera-Indexreihen liegt vor allem darin, dass sie jährlich verfügbar sind und speziell für die Unternehmen der Ver- und Entsorgung ermittelt werden. Zu Beginn der Regulierung wurde dieser Ansatz von der Bundesnetzagentur auch akzeptiert, da diese keine besseren Erkenntnisse hatte. Jedoch verwendete die Regulierungsbehörde ab der zweiten Entgeltgenehmigung (2008) ihre eigenen Indexreihen. Ein Teil der Netzbetreiber beanstandeten dieses Vorgehen und legten Beschwerde bei den zuständigen Gerichten ein. Der Bundesgerichtshof als letzte Instanz bestätigte in einem Urteil aus dem Jahr 2011, dass der Ansatz der BNetzA-Indexreihen nicht sachgerecht und angemessen sei.<sup>353</sup> Die Regulierungsbehörde wurde daher beauftragt die Indexreihen für die Ermittlung der Tagesneuwerte zu überarbeiten und sachgerechte Indexreihen festzulegen. Dieser Aufforderung kam die Regulierungsbehörde jedoch nicht nach. Stattdessen wurden im Rahmen der Anpassung der Strom- und GasNEV im Jahr 2013 Indexreihen in der Verordnung festgelegt, die in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde entstanden sind. Hierbei sind die Tagesneuwerte anhand von vier bis fünf Indexreihen zu ermitteln. Dieser Ansatz kann die Realität nicht widerspiegeln, sodass bei der Frage nach sachgerechten Indexreihen bisher keine optimale Lösung gefunden werden konnte.

### **3.7. Optimierung durch Verwendung eines Pachtmodells**

Die Verwendung eines Pachtmodells wurde von der Bundesnetzagentur von Beginn an kritisch beäugt, da diese in diesem Ansatz eine Chance sah, mit der die Netzbetreiber die Netzkosten erhöhen, indem von einem verbundenen Unternehmen das Anlagevermögen zu überhöhten Preisen an den Netzbetreiber verpachtet wird. Zudem besteht durch diesen Ansatz

---

<sup>353</sup> Vgl. BGH, 28.06.2011 - EnVR 34/10

die Möglichkeit, dass die Bilanzpositionen, (vor allem das Umlaufvermögen des Mutterunternehmens oder des verbundenen Unternehmens), bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt werden. So würde eine Eigenkapitalverzinsung einerseits bei den Netzbetreibern und zum anderen eine beim Verpächter erfolgen. Um dies zu verhindern, wurde im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung geregelt, dass die Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden können, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre (§ 4 Abs. 5 Satz 1 StromNEV bzw. GasNEV).<sup>354</sup>

Die Regulierungsbehörde erkennt in der Regel auch kein Umlaufvermögen beim Verpächter an. Lediglich die Erträge aus Baukostenzuschüssen werden als Abzugskapital berücksichtigt, wenn diese nicht dem Netzbetreiber sondern dem Verpächter zugeordnet sind. Eine Besonderheit der gesetzlichen Regelung ist auch, dass in dem Fall in dem die Pacht aufwendungen unter den Kapitalkosten liegen, die sich beim Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Vorgaben der Strom- bzw. GasNEV ergeben würden, lediglich die geringeren Pacht aufwendungen in den Netzkosten angesetzt werden können. Die Netzbetreiber bzw. die Verpächter müssen also darauf achten, dass die Pacht aufwendungen in den Basisjahren nicht zu gering sind. Sie sollten die Kapitalkosten des Netzbetreibers, die sich nach der Strom- und GasNEV ergeben würde, im Basisjahr (deutlich) übersteigen. Die Verpächter sollten daher schon von der Kostenprüfung ihre Kapitalkosten berechnen und die Pacht in der entsprechenden Höhe festlegen. Dafür ist ebenfalls eine detaillierte Investitionsplanung notwendig, um die Kosten besser abschätzen zu können. Ein Grund für den überhöhten Ansatz ist auch, dass bei der Kostenprüfung nicht alle gesetzlichen Vorgaben endgültig sind. Dies wurde im Rahmen der Kostenprüfung zur zweiten Regulierungsperiode deutlich.

---

<sup>354</sup> Vgl. § 4 Strom- und GasNEV

Der Gesetzgeber hat im Nachgang zur Kostenprüfung die Preisindizes sowie den Zinssatz für das übersteigende Eigenkapital angepasst, was Auswirkungen auf die Kapitalkosten hatte. In der Regel war diese Anpassung positiv für die Netzbetreiber. Hätten die Verpächter die Pacht- aufwendungen in der Höhe der Kapitalkosten angesetzt, wie sie sich zum Zeitpunkt der Kostenprüfung ergeben hätten, so würden diese Netzbetreiber nun für das Pachtmodell bestraft werden. Es zeigt sich somit, dass das Pachtmodell in der Praxis teilweise eher nachteilig für die Netzbetreiber ist, da sich niedrige Pachtaufwendungen kostenmindernd auf die Netzkosten auswirken und die Möglichkeit eines negativen Eigenkapitals und damit einer geringeren Eigenkapitalverzinsung besteht.

## **4. Analyse der Spielräume der Netzbetreiber**

### **4.1. Ziel der Analyse**

Die deutschen Netzbetreiber versuchen im Rahmen der Kostenprüfung ihre Bilanz sowie die Gewinn- und Verlustrechnung aufgrund der gegebenen Spielräume mit verschiedenen Maßnahmen zu optimieren. Dadurch soll in erster Linie eine angemessene Verzinsungsbasis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sichergestellt werden, indem verschiedene Maßnahmen in Bezug auf die Bilanzpositionen durchgeführt werden. Das wesentliche Ziel dieser Analyse ist, die Frage zu beantworten, ob die folgenden Annahmen und Thesen in den Basisjahren bei den Netzbetreibern ersichtlich sind:

- Aufbau des Sachanlagevermögens
- Aufbau der Forderungen zur Erhöhung der Verzinsungsbasis (Alternativ: Senkung aufgrund der Saldierung mit den Verbindlichkeiten)

- Erhöhung des Kassenbestands
- Reduzierung bzw. Senkung der Verbindlichkeiten
- Verringerung des Rückstellungsbestands

Es soll dargestellt werden, ob und in welchem Umfang die Unternehmen die beschriebenen Spielräume hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung ausnutzen. Zudem soll im Rahmen der Analyse untersucht werden, ob die Netzbetreiber trotz der aufgeführten Nachteile das Pachtmodell verwenden und ob es dadurch tatsächlich eine Schlechterstellung gibt.

## **4.2. Vorgehen und Methodik bei der Auswertung**

Für die Analyse wurden die Jahresabschlüsse von 31 deutschen Netzbetreibern (davon 27 Strom- und Gasnetzbetreiber, ein reiner Gasnetzbetreiber und drei reine Stromnetzbetreiber)<sup>355</sup> für die Jahre 2010 bis 2012 herangezogen.<sup>356</sup> Bei der Auswahl wurde darauf geachtet, dass sowohl große und mittlere, als auch kleine Netzbetreiber aus den verschiedenen Bundesländern miteinbezogen wurden, damit die Struktur der Netzbetreiber in Deutschland annähernd realistisch abgebildet werden kann.

Bei der Analyse wird auf die Tätigkeitsabschlüsse der Netzbetreiber zurückgegriffen, da hierbei die verschiedenen Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG – Strom- und Gasverteilung – isoliert dargestellt sind. Die Schwerpunkte der Überprüfung liegen auf der Aktivseite beim Sachanlagevermögen, bei den Forderungen sowie bei den Kassenbeständen und auf der Passivseite bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten. Diese Positionen sind von besonderer Bedeutung bei

---

<sup>355</sup> Zum Stand 03.02.2015 gibt es in Deutschland 731 Gasnetzbetreiber und 887 Stromnetzbetreiber. Jedoch liegen nicht bei allen detaillierte Tätigkeitsabschlüsse vor.

<sup>356</sup> Vgl. Anlage II

der Bestimmung der Verzinsungsbasis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Die Vorräte, als eine weitere Position der Aktivseite, spielen hierbei eine untergeordnete Rolle. Die in der Analyse ebenfalls nicht berücksichtigten Investitionszuschüsse werden nicht betrachtet, weil es sich hierbei um Zuschüsse der Netzkunden und damit um sichere Erlöse beim Netzbetreiber handelt. Demzufolge hat der Netzbetreiber wenig Interesse, die Position zu beeinflussen. Zudem stellt sich aufgrund der Vorgehensweise der Regulierungsbehörde in Bezug auf Netzbetreiber mit Pachtverhältnissen die Frage, ob dieses Modell von den Netzbetreibern angewendet wird.

Für die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse wurden zwei verschiedene Wege verwendet. Bei der ersten Methode wurden die Werte der Tätigkeitsabschlüsse – aufgeteilt nach Strom- und Gasnetzbetreiber – summiert und darauf geprüft, ob deren Entwicklung mit den aufgestellten Annahmen übereinstimmt. Diese Annahmen und Hypothesen sind:

1.	Vermehrte Investitionen in den Basisjahren zur Erhöhung des Sachanlagevermögens
2.	Aufbau des Forderungsbestandes im Basisjahr zur Erhöhung der Verzinsungsbasis bzw. Reduzierung des Forderungsbestands in Zusammenhang mit den Verbindlichkeiten
3.	Erhöhung des Kassenbestands zur Erhöhung der Verzinsungsbasis
4.	Senkung der Verbindlichkeiten evtl. in Zusammenhang mit Nr. 2, damit die Verzinsungsbasis nicht reduziert wird
5.	Verringerung des Rückstellungsbestands, damit die Verzinsungsbasis nicht reduziert wird

**Tabelle 11: Annahmen bzw. Hypothesen in Zusammenhang mit der Analyse der Tätigkeitsabschlüsse**

Hierbei wurden nur die beschriebenen Bilanzpositionen analysiert. Zudem wurde zur besseren Analyse eine Aufteilung in kleine, mittlere und große Unternehmen vorgenommen. Die Aufteilung orientiert sich dabei an den

Vorgaben des § 267 HGB.<sup>357</sup> Die Auswertungen nach Unternehmensgröße sind in Anlage IV abgebildet, da bei der Analyse nur darauf verwiesen wird.

Bei der zweiten Möglichkeit der Betrachtung werden die Werte der Tätigkeitsabschlüsse standardisiert, damit sie, unabhängig von der Unternehmensgröße, vergleichbar sind. Die Ermittlung der standardisierten Werte der Netzbetreiber erfolgt dabei auf Grundlage eines Datenwürfels, der auf den Werten der Tätigkeitsabschlüsse der 30 Strom- und 28 Gasnetzbetreiber<sup>358</sup> basiert. Dieser enthält die zu untersuchenden Variablen – Anlagevermögen, Forderungen, Kassenbestand, Rückstellungen und Verbindlichkeiten – für den jeweiligen Netzbetreiber über die drei betrachteten Jahre. Die Netzbetreiber sind dabei mit einer Identitätsnummer (ID) versehen, die eine Unterscheidung in die Tätigkeitsbereiche Strom- und Gasverteilung ermöglicht. Dieser Datenwürfel wurde mit Hilfe des Statistikprogramms STATA ausgewertet. Die einzelnen Werte wurden nach Assets standardisiert, aus denen dann ein Durchschnitt für die Variablen pro Jahr ermittelt wurde. Diese ermittelten Werte und deren Entwicklung werden nun in den folgenden Unterpunkten genauer betrachtet.

### **4.3. Analyse der Tätigkeitsabschlüsse anhand von summierten Werten**

#### **4.3.1. Analyse des Sachanlagevermögens bzw. der Investitionstätigkeit anhand summierter Werte**

Bei der Analyse des Sachanlagevermögens bzw. der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber soll untersucht werden, ob die Netzbetreiber in den Basisjahren einen höheren Bestand ausweisen als in den anderen Jahren.

---

<sup>357</sup> Vgl. Anlage III

<sup>358</sup> Vgl. Anlage II

Hintergrund hierfür ist, dass eine der möglichen Maßnahmen zur Optimierung der Netzentgelte darin besteht, die Investitionen vor allem in den Basisjahren zu erhöhen, damit mehr Kapitalkosten für die nachfolgende Regulierungsperiode genehmigt und die Investitionen zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Dieses Vorgehen in den Basisjahren wird auch von den verschiedenen Verbänden empfohlen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung des Sachanlagevermögens der untersuchten Netzbetreiber von 2010 bis 2012:

Entwicklung Sachanlagevermögen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Sachanlagen</b>	<b>5.296.887.242</b>	<b>5.648.279.461</b>	<b>5.727.466.204</b>	<b>2.187.551.877</b>	<b>2.132.265.746</b>	<b>2.192.189.107</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	358.425.701	362.989.914	356.037.463	38.559.718	46.123.249	46.026.180
2. technische Anlagen und Maschinen	4.609.940.728	5.046.196.488	5.178.305.737	2.125.714.242	2.056.490.838	2.114.641.367
Za: Erzeugungsanlagen	4.528.016	5.101.608	4.869.256	288.201	252.642	218.477
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	37.980.112	39.802.434	38.836.683	7.435.512	8.483.343	9.199.598
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	286.012.685	194.189.017	149.417.065	15.554.203	20.915.674	22.103.485

**Tabelle 12: Entwicklung des Sachanlagevermögens von 2010 bis 2012 bei summierter Betrachtung<sup>359</sup>**

Die Auswertung der summierten Werte der 30 Stromnetzbetreiber macht deutlich, dass im Basisjahr 2011 das Anlagevermögen gegenüber 2010 deutlich gestiegen ist (+351,4 Mio. € bzw. 6,6%), wobei dies vor allem durch die technischen Anlagen und Maschinen (+435,3 Mio. € bzw. 9,4%) zu begründen ist. Diese Kategorie umfasst dabei die wichtigsten Anlagengruppen der Netzbetreiber, wie das Stromnetz und die Hausanschlüsse, die Umspannwerke sowie die Stationen mit technischer Einrichtung. Das geringe Wachstum in 2012 kann durch die Fertigstellung von Projekten begründet werden, die erst in diesem Jahr vollständig aktiviert werden. Es wird somit deutlich, dass die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Möglichkeiten versucht haben, das Basisjahr zu optimieren. Der Anstieg des Sachanlagevermögens von 2010 auf 2011 kann hierbei bei

<sup>359</sup> Vgl. Anlage II

den kleinen (+4 Mio. € bzw. 3,0%), mittleren (+5,4 Mio. € bzw. 2,8%) und großen Unternehmen (+342,0 Mio. € bzw. 6,9%) beobachtet werden.<sup>360</sup>

Bei den Gasnetzbetreibern zeigen die summierten Werte die erwartete Entwicklung nicht so deutlich. Die Beträge sind über die drei betrachteten Jahre auf einem ähnlichen Niveau. Jedoch ist der Wert im Basisjahr geringfügig höher als im nachfolgenden Jahr 2011 (-55,3 Mio. € bzw. -2,5%), was auf die „technischen Anlagen und Maschinen“ zurückzuführen ist, die ebenfalls die wichtigsten Anlagen der Gasnetzbetreiber umfassen. Die erwartete Entwicklung kann lediglich bei den mittelgroßen Netzbetreibern beobachtet werden, da hier der Anlagenbestand über die betrachteten drei Jahre kontinuierlich sinkt.<sup>361</sup>

Anhand der summierten Werte wird somit deutlich, dass die Netzbetreiber versuchen, ihren Anlagenbestand in den Basisjahren zu optimieren. Vor allem bei den Stromnetzbetreibern ist eine Steigerung im Basisjahr erkennbar. Bei den Gasnetzbetreibern sind ebenfalls ein erhöhter Wert im Basisjahr sowie ein Rückgang nach dem Basisjahr ersichtlich. Die oftmals genannte „Investitionsspitze“ in den Basisjahren ist dennoch nicht eindeutig erkennbar.

Zusätzlich zu den ausgewerteten Tätigkeitsabschlüssen soll anhand von Auswertungen des BDEW und der Bundesnetzagentur die Entwicklung der Investitionen in den letzten Jahren aufgezeigt werden. Die nachfolgende Abbildung illustriert dabei die Investitionen in der deutschen Gaswirtschaft von 2000 bis 2010. Die Darstellung zeigt auch, dass vor der Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2009 diese strategische Überlegung nicht notwendig war, weil die Kostenprüfungen für die Entgeltgenehmigung alle zwei Jahre erfolgten und somit der Zeitverzug nicht so bedeutsam war. Die

---

<sup>360</sup> Vgl. Anlage IV

<sup>361</sup> Vgl. Anlage IV

Investitionen bewegten sich in diesem Zeitraum auf relativ ähnlichem Niveau.

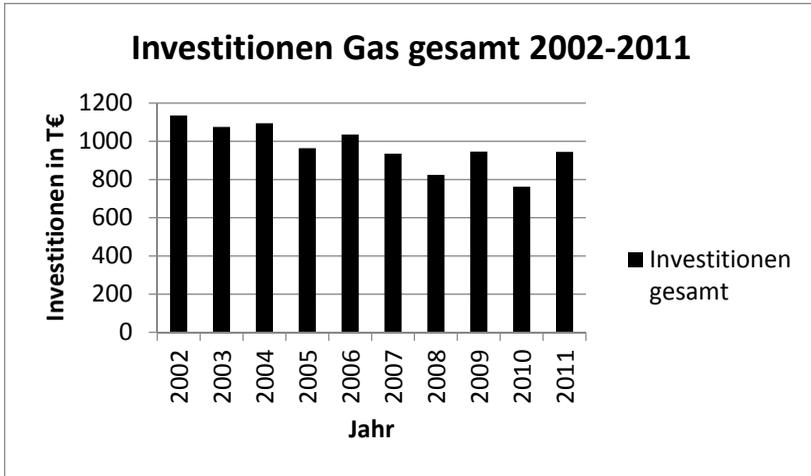


**Abbildung 17: Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2000 bis 2010<sup>362</sup>**

Neben dieser Übersicht, die die Investitionen der gesamten Gaswirtschaft aufzeigt, sind nachfolgend zwei Abbildungen dargestellt, die sich nur auf die Verteilnetzbetreiber beziehen (d.h. ohne Ferngas- und Erdgasgesellschaften) und um die Investitionstätigkeiten der Jahre 2010 und 2011 ergänzt wurden. Die Auswertung wurde auf Basis von Statistiken des BDEW<sup>363</sup> erstellt. Diese Darstellungen machen auch deutlich, dass die Prognose aus Abbildung 17 für das Jahr 2010 erheblich zu hoch angesetzt wurde. Die Investitionen in diesem Jahr liegen bei den Verteilnetzbetreibern unter dem Wert von 2009.

<sup>362</sup> BDEW (2011), <https://www.bdew.de>, Stand: 12.08.2011

<sup>363</sup> Vgl. BDEW (2014): Investitionen nach Anlagegruppen, [http://www.bdew-statistik.de/statistik/fm/?view=showfolder&folder\\_id=filemanager\\_0011](http://www.bdew-statistik.de/statistik/fm/?view=showfolder&folder_id=filemanager_0011)

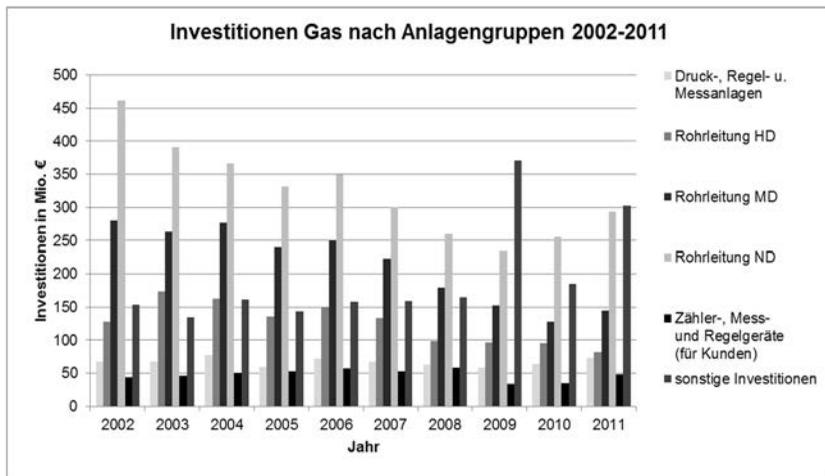


**Abbildung 18: Investitionen der Gasverteilnetzbetreiber der Jahre 2002 bis 2011<sup>364</sup>**

Abbildung 18 zeigt die gesamten Investitionen der Gasverteilnetzbetreiber für die Jahre 2002 bis 2011. Hier wird deutlich, dass die Netzbetreiber vor allem in 2009 investiert haben, das Jahr vor dem Basisjahr. Durch diese Vorgehensweise kann verhindert werden, dass der Anfangsbestand bei der Ermittlung der Restbuchwerte Null ist. Dieses Problem tritt bei Investitionen im Basisjahr auf, weil der Anfangsbestand der Endbestand des Vorjahrs ist und die Investitionen zu diesem Zeitpunkt nicht getätigt wurde. Auch Investitionen, die zum 01.01. des Basisjahrs aktiviert werden, finden sich aufgrund dieses Ansatzes im Anfangsbestand nicht wieder. Durch die Mittelwertbetrachtung aus Anfangs- und Endbestand ist der Restbuchwert bei Investitionen im Basisjahr deutlich geringer, sodass die Investitionen vor allem im Jahr vor dem Basisjahr getätigt werden sollten. Im Basisjahr sollte der Fokus auf den Aufwendungen für Instandhaltungen und Wartung liegen, da diese Aufwendungen direkt erlöswirksam werden. Daher sind die Investitionssummen vor diesem Hintergrund sehr verständlich im Hinblick

<sup>364</sup> Vgl. Anlage I

auf die Optimierung der Netzkosten. In der Abbildung 19 sind die Gesamtinvestitionen zur besseren Übersichtlichkeit auf die einzelnen Anlagengruppen aufgeteilt.

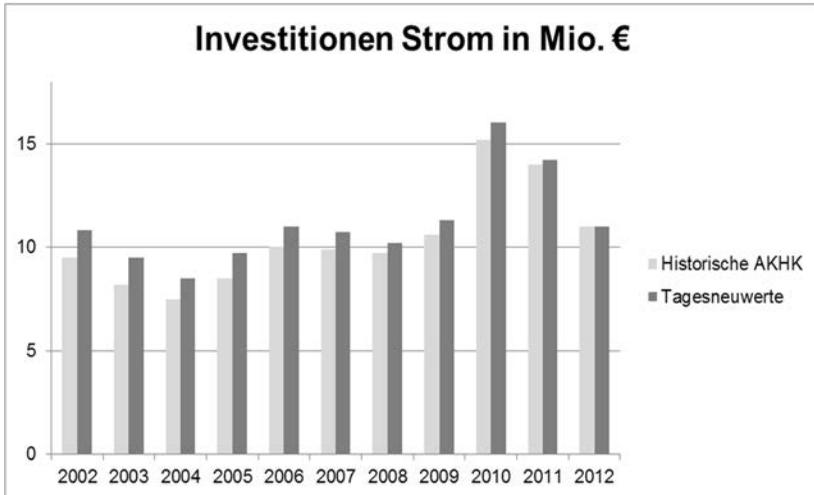


**Abbildung 19: Investitionen der Gasverteilnetzbetreiber nach Anlagengruppen für die Jahre 2002 bis 2011**<sup>365</sup>

In der Abbildung ist im Jahr 2009 vor allem ein starker Anstieg bei den Zähler-, Mess- und Regelgeräten für die Kunden ersichtlich. Die Nutzungsdauern dieser Anlagengruppen betragen dabei 8 bis 60 Jahre, wobei der Großteil eine niedrigere Nutzungsdauer hat. Demzufolge erhöhen Investitionen in solche Anlagengruppen die Netzentgelte stärker, als Anlagengruppen mit hoher Nutzungsdauer wie beispielsweise die Rohrleitungen mit 45 bis 55 Jahren. Die Investitionen in diese Gruppen waren konstant bzw. rückläufig.

Die nachfolgenden Abbildungen, die im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung erstellt wurden, zeigen das Investitionsverhalten ausgewählter Netzbetreiber<sup>366</sup> der Jahre 2002 bis 2012.

<sup>365</sup> Vgl. Anlage I

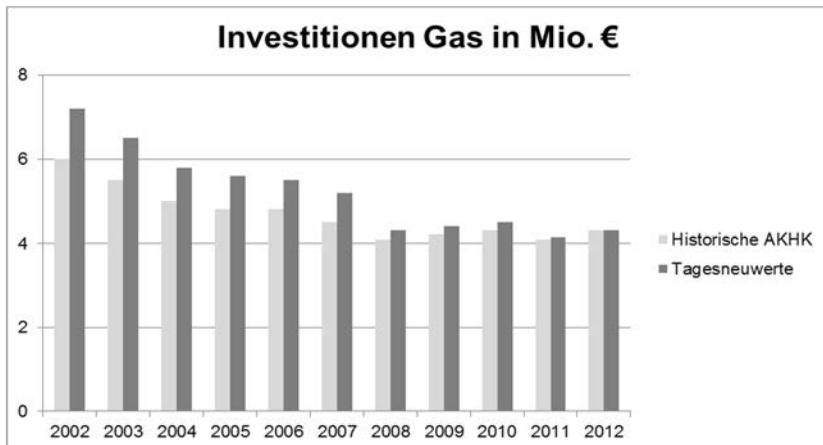


**Abbildung 20: Auswertung der Investitionen der Stromnetzbetreiber im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung<sup>367</sup>**

Bei den Stromnetzbetreibern wird ein ausgeprägter Basisjahreffekt ersichtlich. Die Investitionen, die zum einen mit den Anschaffungs- und Herstellungskosten und zum anderen mit den Tagesneuwerten abgebildet sind, sind dabei in den Jahren 2010 und 2011 deutlich höher als in den Jahren davor und dem Jahr danach. Die Stromnetzbetreiber bestätigen im Rahmen der Evaluierung somit deutlich, dass die Investitionsstrategie klar auf die Basisjahre bezogen ist, damit der Zeitraum zwischen Investitionsausgaben und den Erlösen gering ist, indem eine zeitnahe Berücksichtigung der Kosten in der Erlösobergrenze erfolgt.

<sup>366</sup> Für die Auswertung wurden 109 Stromnetzbetreiber und 68 Gasnetzbetreiber der insgesamt 1500 deutschen Netzbetreiber berücksichtigt. Die Auswahl wurde von der Bundesnetzagentur getroffen. Diese Auswahl stellt nach Aussage des Gutachtens eine ausreichend große Menge dar, um die Heterogenität der Grundgesamtheit abzubilden.

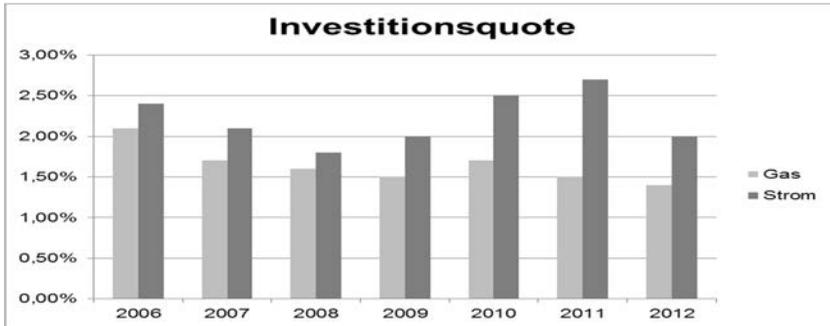
<sup>367</sup> DIW ECON (2014), Datenerfassung und Analyse – Erstellung eines Gutachtens im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse, Folie 18



**Abbildung 21: Auswertung der Investitionen der Gasnetzbetreiber im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung<sup>368</sup>**

Bei den Gasnetzbetreibern ist der Basisjahreffekt bei den ausgewählten Netzbetreibern dagegen eher gering ausgeprägt. Hier ist lediglich ein minimaler Anstieg der Investitionen in den Jahren 2009 und 2010 sichtbar. In den Jahren nach dem Basisjahr ist das Investitionsvolumen jedoch gesunken. Eine gewisse Investitionsstrategie in Richtung Basisjahr kann somit auch hier beobachtet werden. Dennoch besteht hier eine Abweichung zu der Auswertung des BDEW, die gezeigt hat, dass die Gasnetzbetreiber vor allem im Jahr 2009 investiert haben. Auch die Entwicklung der Investitionen von 2002 bis 2008 ist unterschiedlich. Während bei der Bundesnetzagentur sinkende Investitionen betrachtet werden können, sind diese beim BDEW recht konstant. Jedoch waren bei den Auswertungen des BDEW mehr Netzbetreiber beteiligt. Daher stellt sich die Frage nach der Aussagekraft der Analyse der Bundesnetzagentur, wenn nur ein kleiner Teil der Netzbetreiber berücksichtigt wird.

<sup>368</sup> DIW ECON (2014), Folie 18



**Abbildung 22: Investitionsquote der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber<sup>369</sup>**

Die Stromnetzbetreiber weisen in den Basisjahren eine höhere Investitionsquote aus als in den anderen Jahren, die sich aus dem Verhältnis der Investitionen zum Sachanlagevermögen ergibt. Eine ähnliche Entwicklung kann bei den Gasnetzbetreibern beobachtet werden, wobei die Investitionsquote im Jahr 2009 niedriger ist, als in den Vorjahren. Somit zeigen die verschiedenen Auswertungen im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung, dass die Netzbetreiber einen Basisjahreffekt bei den Investitionen erzeugen, wobei dieser bei den Stromnetzbetreibern deutlich ausgeprägter ist. Insgesamt bestätigen diese Auswertungen die grundlegenden Aussagen bezüglich der Strategie bei den Investitionen, die aussagt, dass vor allem im Jahr vor und im Basisjahr investiert werden soll, zumal dies eine der wenigen Möglichkeiten ist, die Netzkosten zu erhöhen.

Die Betrachtung der summierten Werte in Zusammenhang mit den Auswertungen des BDEW und der Bundesnetzagentur verdeutlicht die Optimierung der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber in den Basisjahren und bestätigen damit die aufgestellte These. Grundsätzlich zeigt sich aber, dass ein gewisses Grundvolumen an Investitionen in jedem Jahr getätigt werden muss, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es besteht

<sup>369</sup> DIW ECON (2014), Folie 19

zudem die Notwendigkeit, Ersatzinvestitionen aufgrund von Verschleiß zu tätigen.

Erweiterungsinvestitionen dagegen hängen vom Wachstum des Netzes ab und können in der Regel nicht verschoben werden. Hier wurde vom Gesetzgeber mit dem Erweiterungsfaktor ein Instrument zur Verfügung gestellt, das es dem Netzbetreiber ermöglicht, einen Teil der Kosten für diese Investitionen zeitnah in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen, sodass der Zeitverzug nur noch bis zu 18 Monate beträgt. Im besten Fall werden die Investitionen sechs Monate nach der Aktivierung in der Erlösobergrenze berücksichtigt.

#### **4.3.2. Analyse des Forderungsbestands anhand summierter Werte**

Bei der Analyse des Forderungsbestands soll vor allem überprüft werden, ob die Netzbetreiber in den Basisjahren einen höheren Wert ausweisen als in den Jahren danach, um die Verzinsungsbasis zu erhöhen. Jedoch ist aufgrund der pauschalen Begrenzung der Forderungen (max. 3/12 der Netzkosten) diese Vorgehensweise in der Regel nur in begrenztem Umfang zielführend. Bei den Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen soll zudem untersucht werden, ob es Anzeichen dafür gibt, dass die Netzbetreiber mithilfe der Saldierung den Bestand verringert haben, vor allem vor dem Hintergrund, den Bestand an Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen zu reduzieren. In diesem Zusammenhang müssen ebenfalls die Verbindlichkeiten analysiert werden, weshalb die abschließende Bewertung erst unter dieser Position erfolgen kann. Die Forderungen der ausgewählten Netzbetreiber stellten sich von 2010 bis 2012 wie folgt dar:

Entwicklung Forderungen beim Netzbetreiber	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	1.268.864.349	1.208.148.657	1.480.292.371	307.391.966	275.793.902	299.446.268
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	445.402.286	538.816.728	608.634.437	93.724.496	86.672.875	78.839.864
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	597.930.568	458.734.619	746.398.469	153.226.890	148.299.124	153.582.507
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	15.602.163	9.728.763	7.288.798	36.648.125	10.424.702	36.247.985
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	17.132.038	23.291.625	8.627.130	8.346.515	6.744.578	4.412.573
5. Sonstige Vermögensgegenstände	192.797.293	177.576.923	109.363.518	15.445.940	23.652.623	26.363.339

**Tabelle 13: Entwicklung der Forderungen bei den Netzbetreibern von 2010 bis 2012 bei summierter Betrachtung**<sup>370</sup>

Bei den summierten Werten des Forderungsbestands zeigen sich bei den Stromnetzbetreibern ein gleichbleibender Bestand in den Basisjahren 2010 und 2011 sowie ein deutlicher Anstieg in 2012 (+272,1 Mio. € bzw. +22,5%), der vor allem durch die Entwicklung der Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen begründet ist. Ein möglicher Grund hierfür kann die verstärkte Saldierung der Forderungen mit den Verbindlichkeiten in den Basisjahren sein. Bei den kleinen und mittleren Stromnetzbetreibern zeigt sich ein schwankender Verlauf, wobei das Jahr 2011 am niedrigsten ist. Dies kann hierbei auch durch den geringeren Wert bei den Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen begründet werden.<sup>371</sup> Somit ist eine der getroffenen Annahmen in Bezug auf die Forderungen erkennbar.

Bei den Gasnetzbetreibern ist bei den summierten Werten zu beobachten, dass der Bestand im Basisjahr im Vergleich zu 2011 (Rückgang um 31,6 Mio. € bzw. 10,3%) und 2012 höher ist. Dies zeigt sich vor allem durch die Positionen Forderungen aus Lieferung und Leistung und Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht. Bei den kleinen Gasnetzbetreibern ist dagegen der Wert im Basisjahr 2010 am geringsten (Anstieg in 2011 um 19,9 Mio. € bzw. 74,1%), was vor allem an den Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen liegt.<sup>372</sup>

<sup>370</sup> Vgl. Anlage II

<sup>371</sup> Vgl. Anlage IV

<sup>372</sup> Vgl. Anlage IV

Die Analyse zeigt somit eine unterschiedliche Entwicklung der summierten Werte bei den Strom- und Gasnetzbetreibern auf. Während bei den Stromnetzbetreibern die Werte in den Basisjahre eher geringer sind, ist bei den Gasnetzbetreibern der Wert des Basisjahres 2010 höher als die nachfolgenden Jahre. Die niedrigeren Werte in den Basisjahren ergeben sich beim Stromnetzbetreiber größtenteils aus dem geringeren Bestand an Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen. Ob hierbei eine Optimierung stattgefunden hat, kann nicht eindeutig geklärt werden, zumal hierzu auch noch die Verbindlichkeiten überprüft werden müssen.

### 4.3.3. Analyse des Kassenbestands anhand summierter Werte

Ziel bei der Betrachtung des Kassenbestands ist es, zu untersuchen, ob die Netzbetreiber in den Basisjahren eine Bilanzoptimierung vorgenommen haben, indem sie den Bestand erhöht haben. Jedoch wird in der Regel auch hier von der Regulierungsbehörde eine pauschale Begrenzung vorgenommen (max. 1/12 der Netzkosten). Es besteht aber auch die Möglichkeit, mithilfe des Kassenbestands die Verbindlichkeiten frühzeitig zu begleichen, damit das Abzugskapital verringert wird. Dennoch sollte der angegebene Pauschalansatz als Richtgröße für den Bestand herangezogen werden. Bei den ausgewählten Netzbetreibern ergab sich folgende Entwicklung des Kassenbestands der Jahre 2010 bis 2012 bei der summierten Betrachtung:

Entwicklung Kassenbestand	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	154.716.286	171.366.714	38.702.236	40.424.336	34.554.401	8.226.508

**Tabelle 14: Entwicklung des Kassenbestands der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 bei summierter Betrachtung**<sup>373</sup>

<sup>373</sup> Vgl. Anlage II

Beim Kassenbestand weisen die summierten Werte sowohl bei den Strom- als auch bei den Gasnetzbetreibern deutlich höhere Beträge in den Jahren 2010 und 2011 aus, wobei der Wert des jeweiligen Basisjahres am höchsten ist (Stromverteilung 2011 und Gasverteilung 2010). Bei den kleinen Stromnetzbetreibern ist dagegen ein ansteigender Verlauf der Werte von 2010 auf 2012 erkennbar, sodass hierbei keine Optimierung stattgefunden hat. Bei den kleinen Gasnetzbetreibern zeigt sich dagegen eine sinkende Tendenz, wobei die Verringerung von 2011 auf 2012 (-9,3 Mio. € bzw. -69,9%) deutlich höher ist als von 2010 auf 2011 (-3,3 Mio. € bzw. -19,7%). Bei den mittelgroßen Netzbetreibern wird dagegen die Optimierung des Basisjahrs deutlich, da hier der Wert deutlich höher ist als in den anderen Jahren.<sup>374</sup> Somit bestätigt sich bei den Netzbetreibern, mit Ausnahme der kleinen Stromnetzbetreiber, die Annahme, dass hier ein Aufbau fokussiert wird.

#### **4.3.4. Analyse der Verbindlichkeiten anhand summierter Werte**

Bei der Analyse der Verbindlichkeiten der Netzbetreiber soll überprüft werden, ob die Annahme eingetreten ist, dass die Unternehmen in den Basisjahren ihren Bestand an Verbindlichkeiten reduziert haben. Dieses Ziel kann durch die frühzeitige Bezahlung der Rechnungen, die zum Ausbuchen der Verbindlichkeiten führt, erreicht werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Saldierung der Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen. Dazu werden die Verbindlichkeiten den Forderungen des gleichen Geschäftspartners gegenübergestellt und saldiert. In der Bilanz wird dann nur noch die Differenz dieser beiden Positionen ausgewiesen. Sind die Forderungen höher als die Verbindlichkeiten, wird der Differenzbetrag auf der Aktivseite ausgewiesen.

---

<sup>374</sup> Vgl. Anlage IV

Bei höheren Verbindlichkeiten wird das Delta der beiden Positionen auf der Passivseite abgebildet. Die Analyse soll überprüfen, ob dieses Vorgehen erkennbar ist. Diese beiden genannten Vorgehensweisen führen dabei zu einer Bilanzverkürzung und sollen sicherstellen, dass das Abzugskapital verringert wird. In der nachfolgenden Tabelle ist die Entwicklung der Verbindlichkeiten über die Jahre 2010 bis 2012 dargestellt:

Entwicklung Verbindlichkeiten	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>904.714.671</b>	<b>764.088.811</b>	<b>914.590.723</b>	<b>213.538.612</b>	<b>210.434.693</b>	<b>667.357.608</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	53.977.967	58.192.270	69.655.078	23.514.980	22.016.131	453.727.686
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	183.934.940	205.845.592	285.276.127	27.445.752	33.023.841	19.754.393
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	3.714.056	3.359.128	3.855.064	1.506.614	2.351.546	1.851.581
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	562.414.368	436.884.284	499.731.602	120.005.405	82.709.096	120.838.879
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	9.560.136	18.051.865	13.011.272	25.677.997	47.068.167	51.394.479
6. Sonstige Verbindlichkeiten	91.113.203	41.755.672	43.061.581	15.387.864	23.265.912	19.790.590

**Tabelle 15: Entwicklung der Verbindlichkeiten beim Netzbetreiber von 2010 bis 2012 bei summierter Betrachtung**<sup>375</sup>

Die Betrachtung der summierten Werte bei den Stromnetzbetreibern zeigt einen deutlichen Rückgang von 2010 auf 2011 (-140,6 Mio. € bzw. -15,5%) sowie einen erkennbaren Anstieg von 2011 auf 2012 (+150,5 Mio. € bzw. 19,7%). Diese Entwicklung ergibt sich hierbei maßgeblich aufgrund der Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen. Somit wird deutlich, dass sowohl bei den Forderungen als auch bei den Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen der Wert in 2011 geringer ist als in den Jahren 2010 und 2012, was auf eine verstärkte Saldierung in 2011 hindeuten könnte. Der geringere Bestand an Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung könnte auch durch eine frühzeitige Bezahlung der Rechnungen erreicht worden sein. Hierbei wird Liquidität früher als notwendig abgebaut, da die Unternehmen in der Regel erst am Ende der Zahlungsfrist bezahlen und daraus eventuell einen Zinsvorteil haben. Bei den kleinen Netzbetreibern wird deutlich, dass diese versucht haben, den Bestand an Verbindlichkeiten in den Basisjahren zu verringern, da die Werte in den Jahren 2010 und 2011 deutlich geringer sind als der Wert des Jahres 2012. Bei den mittleren Netzbetreibern sind

<sup>375</sup> Vgl. Anlage II

dagegen die Verbindlichkeiten im Jahr 2010 um ca. 15 Mio. € (19,6%) höher als in den folgenden Jahren.<sup>376</sup>

Bei den Gasnetzbetreibern ist bei der summierten Betrachtung erkennbar, dass die Werte der Jahre 2010 und 2011 deutlich geringer sind als der Wert in 2012. Grund hierfür ist der starke Anstieg der Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in 2012 (+431,7 Mio. € bzw. 1.860%). Somit kann hierbei die These als bestätigt angesehen werden, dass die Netzbetreiber versuchen, den Bestand an Verbindlichkeiten zu reduzieren. Bei den kleinen Gasnetzbetreibern kann diese Optimierung ebenfalls beobachtet werden, da sie im Jahr 2010 einen geringeren Bestand als in den nachfolgenden Jahren ausweisen. Lediglich bei den mittleren Gasnetzbetreibern ist der Wert des Basisjahrs höher als die Werte in 2011 und 2012, sodass hierbei nicht erkennbar ist, ob Maßnahmen im Jahresabschluss ergriffen wurden, die den Bestand verringert haben.<sup>377</sup>

Die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse macht somit deutlich, dass in den Basisjahren versucht wurde, den Bestand an Verbindlichkeiten zu reduzieren. Bei den Stromnetzbetreibern wurden dabei vor allem die „Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen“ abgebaut, was auf eine verstärkte Saldierung hinweist. Bei den Gasnetzbetreibern stiegen die Verbindlichkeiten erst in 2012 wieder deutlich an. Bei den kleinen Netzbetreibern ist dabei die erwartete Entwicklung erkennbar, da ein deutlicher Anstieg nach dem Basisjahr 2010 erfolgt ist.<sup>378</sup>

---

<sup>376</sup> Vgl. Anlage IV

<sup>377</sup> Vgl. Anlage IV

<sup>378</sup> Vgl. Anlage IV

#### 4.3.5. Analyse der Rückstellungen anhand summierter Werte

Bei den Rückstellungen soll ebenfalls untersucht werden, ob der Bestand in den Basisjahren geringer ist als in den nachfolgenden Jahren. Die Netzbetreiber sollten dieses Ziel verfolgen, um das Abzugskapital zu verringern. Aufgrund der gesetzlichen Regelungen bezüglich der Einstellung der Rückstellungen im Jahresabschluss besteht hierbei wenig Spielraum. Es kann letztlich nur versucht werden, die Rückstellungen zu vermeiden. Die nachfolgende Darstellung stellt die Entwicklung der Rückstellungen für die Jahre 2010 bis 2012 bei Analyse der summierten Werte dar:

Entwicklung Rückstellungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Rückstellungen</b>	<b>1.208.202.067</b>	<b>1.314.241.974</b>	<b>1.488.467.271</b>	<b>329.713.369</b>	<b>359.845.696</b>	<b>433.839.275</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	282.527.027	282.820.450	304.319.443	163.666.332	186.601.973	214.748.388
2. Steuerrückstellungen	3.548.940	5.127.158	339.227	2.756.582	1.627.154	8.964.117
3. Sonstige Rückstellungen	922.126.100	1.026.294.366	1.183.808.601	163.290.455	171.616.568	210.126.770

**Tabelle 16: Entwicklung der Rückstellungen der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 bei summierter Betrachtung**<sup>379</sup>

Bei den Rückstellungen weisen die Gas- und Stromnetzbetreiber einen kontinuierlichen Anstieg von 2010 auf 2012 bei den summierten Werten aus, der im Wesentlichen in den sonstigen Rückstellungen begründet ist. Bei den Stromnetzbetreibern ist somit das Basisjahr in geringem Umfang optimiert, da die Werte 2012 stärker steigen (+174,2 Mio. € bzw. 13,3%) als von 2010 auf 2011 (106,0 Mio. € bzw. 8,8%). Bei den kleinen Netzbetreibern ist dagegen der Wert des Basisjahrs 2011 niedriger als die Werte der Jahre 2010 und 2012, wobei 2012 den höchsten Wert ausweist. Die mittleren und großen Netzbetreiber zeigen dagegen einen kontinuierlichen Anstieg.<sup>380</sup>

<sup>379</sup> Vgl. Anlage II

<sup>380</sup> Vgl. Anlage IV

Bei den Gasnetzbetreibern ist der Wert des Basisjahrs am niedrigsten und bestätigt somit die Annahme, dass die Netzbetreiber versuchen, ihren Bestand in den Basisjahren zu verringern. Jedoch ist dieses Vorgehen bei den kleinen Gasnetzbetreibern nicht erkennbar, die im Jahr 2010 der Bestand am höchsten ist. Der Grund hierfür liegt in den sonstigen Rückstellungen, die einen erkennbar höheren Wert ausweisen. Bei den mittleren und großen Netzbetreibern wird die Optimierung der Werte des Basisjahrs dagegen deutlich.<sup>381</sup>

Somit kann zusammenfassend festgehalten werden, dass die Netzbetreiber bei den Rückstellungen erkennbare Maßnahmen treffen, die dazu führen, dass die Werte in den Basisjahren geringer sind. Diese sind vor allem im Zusammenhang mit den „sonstigen Rückstellungen“ zu beobachten. Der Anstieg der „Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen“ können mit der Einführung des BilMoG begründet werden. Das bisher angewandte steuerliche Teilwertverfahren hat einen Zinssatz von 6% zugrunde gelegt. Durch die neuen gesetzlichen Regelungen<sup>382</sup> ist ein niedrigerer Zinssatz wahrscheinlich, was zu einem erheblichen Zuschreibungsbedarf bei den Rückstellungen führt. Diese Erneuerung begründet den Anstieg bei den „Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen“. Lediglich bei den kleinen Gasnetzbetreibern sind höhere Werte im Basisjahr ersichtlich.

#### **4.3.6. Untersuchung auf bestehende Pachtverhältnisse**

Aufgrund der Annahme, dass die Netzbetreiber mit einem Pachtverhältnis wegen der angewendeten Maßnahmen der Regulierungsbehörde in der Regel schlechter gestellt sind, soll untersucht werden, ob die ausgewählten

---

<sup>381</sup> Vgl. Anlage IV

<sup>382</sup> Die neue Regelung gibt vor, dass das Zinsniveau der letzten 15 Jahre heranzuziehen ist. Die Ermittlung obliegt der Deutschen Bundesbank.

Netzbetreiber das Pachtmodell wählen und ob die angenommene Schlechterstellung bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung bestätigt wird.

Das Ergebnis der Überprüfung der ausgewählten Netzbetreiber in Bezug auf das Pachtmodell ist, dass zwölf der 30 Stromnetzbetreiber auf dieses Modell zurückgreifen.<sup>383</sup> Damit bestätigt sich im ersten Schritt, dass ein Großteil (40%) der Netzbetreiber ein Pachtmodell anwendet. Demzufolge soll untersucht werden, ob die Annahme bezüglich der geringeren Eigenkapitalverzinsung ebenfalls zutreffend ist. Dazu wird anhand von drei zufällig ausgewählten Netzbetreibern (Netzbetreiber 15, 27 und 28) auf vereinfachte Weise untersucht, ob der Pächter aufgrund der Begrenzungen beim Umlaufvermögen auf 1/12 der Umsatzerlöse ein negatives Eigenkapital aufweist, das mit dem erhöhten Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen verzinst wird. Die nachfolgende Zusammenstellung stellt die vereinfachte Berechnung dar:

<b>Stromnetzbetreiber</b>	<b>Netzbetreiber 15</b>	<b>Netzbetreiber 27</b>	<b>Netzbetreiber 28</b>
Bilanzielle Restbuchwerte des Anlagevermögens	1.053.534	9.107	35.119
+ Finanzanlagen	0	47.446	0
+ Umlaufvermögen (1/12 der Umsatzerlöse)	22.282.021	8.879.527	4.633.931
= <b>Betriebsnotwendiges Vermögen</b>	<b>23.335.555</b>	<b>8.936.080</b>	<b>4.669.049</b>
- Ertragszuschüsse	22.714.224	0	0
- Rückstellungen	11.192.495	10.609.798	8.411.303
- Verbindlichkeiten	1.966.908	4.521.336	3.080.630
= <b>Abzugskapital</b>	<b>35.873.627</b>	<b>15.131.134</b>	<b>11.491.933</b>
Verzinsliches Eigenkapital	0	0	0
= <b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>	<b>-12.538.072</b>	<b>-6.195.054</b>	<b>-6.822.883</b>
<b>Kalk. EK-Verzinsung mit 9,29%:</b>	<b>-1.164.787</b>	<b>-575.521</b>	<b>-633.846</b>

**Tabelle 17: Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung der Pächter (Stromnetz)<sup>384</sup>**

Die Berechnungen machen deutlich, dass alle drei Netzbetreiber aufgrund der angewendeten Regelung ein negatives Eigenkapital ausweisen und

<sup>383</sup> Vgl. Anlage II

<sup>384</sup> Basierend auf den Werte der Tätigkeitsabschlüsse der Anlage II

daher einen Nachteil gegenüber Netzbetreibern mit eigenem Anlagevermögen haben.

Bei den Gasnetzbetreibern verwenden ferner auch zwölf der 28 Unternehmen (42,9%) ein Pachtmodell, was die Bedeutung dieses Modells unterstreicht. Auch hierbei soll anhand von drei Unternehmen die Auswirkung des Pachtmodells auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung untersucht werden.<sup>385</sup>

<b>Gasnetzbetreiber</b>	<b>Netzbetreiber 9</b>	<b>Netzbetreiber 13</b>	<b>Netzbetreiber 15</b>
Bilanzielle Restbuchwerte des Anlagevermögens	0	16.325	351.643
+ Finanzanlagen	67.396	0	0
+ Umlaufvermögen (1/12 der Umsatzerlöse)	5.905.966	2.175.934	12.508.799
<b>= Betriebsnotwendiges Vermögen</b>	<b>5.973.361</b>	<b>2.192.259</b>	<b>12.860.442</b>
- Ertragszuschüsse	0	0	11.477.011
- Rückstellungen	4.151.296	3.094.400	25.230.366
- Verbindlichkeiten	4.893.505	11.045.052	-665.276
<b>= Abzugskapital</b>	<b>9.044.801</b>	<b>14.139.451</b>	<b>36.042.101</b>
Verzinsliches Eigenkapital	0	575	0
<b>= Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>	<b>-3.071.439</b>	<b>-11.947.192</b>	<b>-23.181.658</b>
<b>Kalk. EK-Verzinsung mit 9,29%:</b>	<b>-285.337</b>	<b>-1.109.894</b>	<b>-2.153.576</b>

**Tabelle 18: Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung der Pächter (Gasnetz)<sup>386</sup>**

Die Darstellung macht deutlich, dass auch bei den Gasnetzbetreibern die ausgewählten Unternehmen ein negatives Eigenkapital bei der vereinfachten Berechnung ausweisen, das mit dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen verzinst wird. Somit bestätigen diese Beispiele die getroffene Annahme, dass Netzbetreiber mit einem Pachtmodell aufgrund der negativen Eigenkapitalverzinsung benachteiligt sind. Es stellt sich daher die Frage, wie diese Benachteiligung künftig beseitigt werden kann, da es für einen Teil der Netzbetreiber aktuell keine Alternative zum Pachtmodell gibt und es auch in der Verordnung nicht vorgesehen ist, dass diese Netzbetreiber schlechter gestellt werden. Eine Möglichkeit hierbei

<sup>385</sup> Vgl. Anlage II

<sup>386</sup> Basierend auf den Werte der Tätigkeitsabschlüsse der Anlage II

wäre die konsolidierte Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, bei der die Werte der Verpächter und Pächter in einer Berechnung zusammengefasst werden.

#### 4.4. Analyse der Tätigkeitsabschlüsse anhand von standardisierten Werten

##### 4.4.1. Analyse des Sachanlagevermögens bzw. der Investitionstätigkeit anhand von standardisierten Werten

Entwicklung Sachanlagevermögen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Sachanlagen	0,73997194	0,76537043	0,75814265	0,78731251	0,81768519	0,80070496

**Tabelle 19: Entwicklung des Sachanlagevermögens der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 anhand von standardisierten Werten**

Die standardisierte Auswertung zeigt beim Anlagevermögen der Stromnetzbetreiber einen deutlichen Anstieg von 2010 auf 2011 und bestätigt damit die Annahme, dass die Netzbetreiber vor allem in den Basisjahren ihren Anlagenbestand erhöhen. Dies wird zudem dadurch deutlich, dass der Wert im Jahr 2012 wieder rückläufig ist.

Bei den Gasnetzbetreibern bestätigt sich bei der standardisierten Auswertung dagegen die aufgestellte These, dass die Netzbetreiber im Basisjahr einen erhöhten Bestand ausweisen, nicht. Hier ist der Wert im Basisjahr 2010 geringer als in den nachfolgenden Jahren 2011 und 2012. Es zeigt sich aber auch, dass diese Auswertung dabei von der Analyse der summierten Werte erkennbar abweicht.

#### 4.4.2. Analyse des Forderungsbestands anhand von standardisierten Werten

Entwicklung Forderungen beim Netzbetreiber	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	0,22607940	0,18550499	0,21270221	0,18723679	0,15976161	0,16808242

**Tabelle 20: Entwicklung des Forderungsbestands der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 anhand von standardisierten Werten**

Bei den Forderungen zeigt sich bei der standardisierten Auswertung die gleiche Entwicklung bei den Strom- und Gasnetzbetreibern über die drei betrachteten Jahre, wobei der Wert im Jahr 2010 am höchsten und 2011 am niedrigsten ist. Im Jahr 2012 zeichnet sich dann wieder ein leichter Anstieg ab. Eine explizite Optimierung des Jahresabschlusses für die Kostenprüfung kann hierbei nicht festgestellt werden. Jedoch entspricht dieser Verlauf der Entwicklung den summierten Werten bei den Stromnetzbetreibern. Bei den Gasnetzbetreibern bestätigt sich ebenfalls der höchste Betrag in 2010, sodass hierbei eine Optimierung erkennbar ist.

#### 4.4.3. Analyse des Kassenbestands anhand von standardisierten Werten

Entwicklung Kassenbestand beim Netzbetreiber	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	0,04444783	0,05925863	0,03883414	0,03460989	0,03165005	0,04168144

**Tabelle 21: Entwicklung des Kassenbestands der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 anhand von standardisierten Werten**

Beim Kassenbestand der Stromnetzbetreiber kann festgestellt werden, dass die standardisierten Werte in den beiden Basisjahren 2010 und 2011 höher sind als im Jahr 2012, was auf eine Optimierung in diesem Zusammenhang schließen lässt. Jedoch kann diese aufgrund des beschriebenen pauschalen Ansatzes in der Kostenprüfung sehr wahrscheinlich nicht durchgesetzt werden.

Bei den Gasnetzbetreibern sind dagegen die Werte im Basisjahr 2010 höher als im Jahr 2011. Der höchste Wert ergibt sich jedoch im Jahr 2012. Eine Optimierung des Kassenbestands im Basisjahr kann daher nicht festgestellt werden.

Bei dieser standardisierten Auswertung zeigen sich Unterschiede zur summierten Auswertung, bei der deutlich wurde, dass sowohl bei den Strom- als auch bei den Gasnetzbetreibern der Kassenbestand 2010 und 2011 erheblich höher ist als 2012, was eine klare Optimierung erkennen lässt.

#### 4.4.4. Analyse der Verbindlichkeiten anhand von standardisierten Werte

Entwicklung Verbindlichkeiten beim Netzbetreiber	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Verbindlichkeiten	0,21743518	0,19084959	0,20892866	0,18361123	0,18375887	0,19938950

**Tabelle 22: Entwicklung der Verbindlichkeiten der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 anhand von standardisierten Werten**

Bei den Verbindlichkeiten ergeben sich im Rahmen der standardisierten Auswertung ebenfalls ähnliche Werte über den Zeitverlauf. Bei den Stromnetzbetreibern ist der Wert dabei im Basisjahr 2011 geringer als in den anderen beiden Jahren. Bei den Gasnetzbetreibern ist lediglich der Wert in 2012 erkennbar höher als in den vorherigen Jahren. Jedoch zeigt sich hierbei keine klare Optimierung des Jahresabschlusses in Bezug auf die Verbindlichkeiten. Es ist aber nicht auszuschließen, dass Verbesserungen durchgeführt werden, die jedoch bei alleiniger Betrachtung des Tätigkeitsabschlusses nicht sichtbar sind. Im Vergleich zu den summierten Werten kann die gleiche Entwicklung beobachtet werden.

#### 4.4.5. Analyse der Rückstellungen anhand von standardisierten Werten

Entwicklung Rückstellungen beim Netzbetreiber	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Rückstellungen	0,15754594	0,15928029	0,15971261	0,11819562	0,14962535	0,13650882

**Tabelle 23: Entwicklung der Rückstellungen der Netzbetreiber von 2010 bis 2012 auf Basis standardisierter Werte anhand von standardisierten Werten**

Die standardisierte Auswertung zeigt bei den Rückstellungen der Stromnetzbetreiber einen annähernd gleichbleibenden Wert. Lediglich im Jahr 2010 ist dieser etwas geringer. Somit wird in diesem Zusammenhang keine Optimierung deutlich.

Bei den Gasnetzbetreibern ist dagegen der Wert im Basisjahr 2010 erkennbar geringer als in den beiden Folgejahren. Hierbei kann somit die aufgestellte These, dass die Netzbetreiber versuchen, ihren Bestand an Rückstellungen in den Basisjahren zu verringern, bestätigt werden.

#### 4.5. Ergebnis der Analyse der summierten und standardisierten Werte

Die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse in Bezug auf die summierten Werte zeigte folgende Sachverhalte:

- Erhöhung des Sachanlagevermögens in den Basisjahren (Stromverteilung 2011 und Gasverteilung 2010)
- Erhöhter Kassenbestand in den Basisjahren
- Geringerer Forderungsbestand der Stromnetzbetreiber in 2010 und 2011 im Vergleich zu 2012
- Hoher Bestand an Forderungen im Basisjahr bei den Gasnetzbetreibern
- Optimierung des Bestands an Verbindlichkeiten in den Basisjahren

- Geringere Rückstellungen in den Jahren 2010 und 2011 im Vergleich zu 2012

Bei der Analyse der standardisierten Werte konnten folgende Beobachtungen gemacht werden:

- Erhöhung des Sachanlagevermögens in 2011 bei den Stromnetzbetreibern
- Niedrigster Bestand des Sachanlagevermögens im Basisjahr bei den Gasnetzbetreibern
- Erhöhter Kassenbestand im Basisjahr 2011 bei den Stromnetzbetreibern
- Geringerer Forderungsbestand der Stromnetzbetreiber im Basisjahr 2011 im Vergleich zu 2010 und 2012
- Hohe Forderungen im Basisjahr bei den Gasnetzbetreibern
- Verringerter Bestand der Verbindlichkeiten in den Basisjahren
- Optimierung des Rückstellungsbestands im Basisjahr bei den Gasnetzbetreibern
- Gleichbleibender Verlauf der Rückstellungen bei den Stromnetzbetreibern

Somit zeigt sich bei einer gesamthaften Betrachtung, dass Optimierungen der Bilanzen der Netzbetreiber erkennbar sind. Die höheren Investitionen bei den Stromnetzbetreibern sind sowohl in der summierten als auch standardisierten Auswertung erkennbar. Dies wird zudem durch die Auswertungen der Bundesnetzagentur und des BDEW bestätigt. Ebenfalls wird bei beiden Betrachtungen deutlich, dass die Netzbetreiber versucht haben, die Rückstellungen und Verbindlichkeiten in den Basisjahren zu reduzieren. Bei den Positionen des Umlaufvermögens ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse. So ist bei der summierten Betrachtung der Kassenbestand in den Jahren 2010 und 2011 offensichtlich höher als 2012. Die Standardisierung zeigt dagegen, dass der Kassenbestand bei

den Gasnetzbetreibern 2012 deutlich höher ist als in den vorangegangenen Jahren. Bei den Forderungen entsprechen sich zwar die Entwicklungen der standardisierten und summierten Werte, jedoch werden signifikante Unterschiede bei den Strom- und Gasnetzbetreibern deutlich. Letztere weisen im Basisjahr einen höheren Bestand aus als in den anderen Jahren, während die Forderungen der Stromnetzbetreiber in den Basisjahren einen geringeren Wert haben. Es ist jedoch erkennbar, dass bei den meisten Positionen die Entwicklung der summierten und standardisierten Werte übereinstimmt.

Neben den Bilanzpositionen wurde untersucht, ob die ausgewählten Netzbetreiber auf das Pachtmodell zurückgreifen. Die Auswertung zeigt, dass jeweils zwölf Strom- und Gasnetzbetreiber dieses Modell verwenden. Im zweiten Schritt wurde überprüft, ob die aufgestellte These, dass die Netzbetreiber mit einem Pachtmodell in der Regel bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung benachteiligt sind, stimmt. Dazu wurde für jeweils drei Strom- und Gasnetzbetreiber eine vereinfachte Berechnung durchgeführt. Diese bestätigte, dass die Eigenkapitalverzinsung deutlich geringer ausfällt, da sich bei den Netzbetreibern in der Regel negatives Eigenkapital ergibt, das mit dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen verzinst wird. Hierbei sollte überlegt werden, ob die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht konsolidiert (= Zusammenfassung von Verpächter und Pächter) erfolgen sollte, damit die beschriebenen Nachteile beseitigt werden. Dieses Vorgehen wurde schon in der Vergangenheit von der Regulierungsbehörde, beispielsweise bei der zweiten Entgeltgenehmigung, angewendet.

In der nachfolgenden Darstellung werden die Ergebnisse der Analyse der aufgestellten Annahmen bzw. Hypothesen gegenübergestellt. Die zutreffenden Annahmen wurden mit einem „x“ markiert. Dabei wird zwischen den Sparten Strom und Gas unterschieden.

	Annahme bzw. Hypothese	Summierte Werte		Standardisierte Werte	
		Strom	Gas	Strom	Gas
1.	Vermehrte Investitionen in den Basisjahren zur Erhöhung des Sachanlagevermögens	x	x	x	
2.	Aufbau des Forderungsbestandes im Basisjahr zur Erhöhung der Verzinsungsbasis bzw. Reduzierung des Forderungsbestands in Zusammenhang mit den Verbindlichkeiten (x)	(x)	x	(x)	x
3.	Erhöhung des Kassenbestands zur Erhöhung der Verzinsungsbasis	x	x	x	
4.	Senkung der Verbindlichkeiten evtl. in Zusammenhang mit Nr. 2, damit die Verzinsungsbasis nicht reduziert wird	x	x	x	x
5.	Verringerung des Rückstellungsbestands, damit die Verzinsungsbasis nicht reduziert wird	x	x		x
6.	Netzbetreiber mit einem Pachtmodell sind bei der kalk. Eigenkapitalverzinsung schlechter gestellt	x	x		

**Tabelle 24: Gegenüberstellung der Annahmen bzw. Hypothesen mit den Ergebnissen der Analyse der Tätigkeitsabschlüsse**

## **5. Zusammenfassende Bewertung der Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung**

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Analyse macht deutlich, dass aufgrund der aktuellen gesetzlichen Regelung sowohl bei der Regulierungsbehörde als auch bei den Netzbetreibern Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung bestehen, die sich auf die Höhe der Netzentgelte auswirken können.

Die Regulierungsbehörde nutzt ihre Spielräume im Wesentlichen bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes, der Berechnung der Verzinsungsbasis sowie der Ermittlung der Tagesneuwerte. Der Einfluss beim kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz ergibt sich durch die Bestimmung der einzelnen Faktoren des CAPM. Dabei kann die Regulierungsbehörde die Werte für den Beta-Faktor und die Markttrisikoprämie aufgrund der gegebenen Freiräume bei der Ermittlung dieser Werte festlegen. Lediglich die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes ist in der Verordnung geregelt, wobei auch hier die Regulierungsbehörde eine Wahl bei der Restlaufzeit der Wertpapiere hat.

Durch die Anerkennung des Umlaufvermögens kann die Regulierungsbehörde die Verzinsungsbasis deutlich beeinflussen. Erkennt sie lediglich einen Teil des Umlaufvermögens an, führt dies zu deutlichen Kürzungen bei der Verzinsungsbasis und damit auch bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung.

Die Festlegung der Preisindexreihen für die Ermittlung der Tagesneuwerte ist der dritte wesentliche Einflussfaktor bei der Kapitalkostenbestimmung. Die in der Regel von den Netzbetreibern angewendeten Wibera-Indexreihen sind größtenteils deutlich höher als die verwendeten Indexreihen der Bundesnetzagentur. Somit ergeben sich hierdurch Kürzungen bei der kalkulatorischen Abschreibung und der

Verzinsungsbasis aufgrund der niedrigeren Restbuchwerte. Dieser Spielraum besteht aufgrund der Gesetzesänderung und der damit verbundenen Festlegung der Indexreihen nicht mehr. Neben diesen wesentlichen Maßnahmen wurden noch weitere Einschränkungen im Laufe der Regulierung vorgenommen. Dazu gehören beispielsweise die fehlende Berücksichtigung der Planwerte sowie des Risikozuschlags beim Fremdkapitalzinssatz.

Bei den Netzbetreibern stehen Maßnahmen in Bezug auf die Investitionen, das Abzugskapital und das Umlaufvermögen im Mittelpunkt. Mithilfe der Investitionsstrategie wird dabei versucht, die Investitionen in den Basisjahren zu erhöhen. Dieses Vorgehen soll sicherstellen, dass höhere Kapitalkosten in der folgenden Regulierungsperiode angesetzt werden können. Es gewährleistet aber auch, dass die Investitionen zeitnah in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Diese Vorgehensweise wird auch durch die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse und die Auswertungen der Bundesnetzagentur und des BDEW vor allem bei den Stromnetzbetreibern bestätigt. Bei den Gasnetzbetreibern konnte in der standardisierten Auswertung die angestrebte Optimierung nicht erkannt werden. Jedoch zeigt die summierte Auswertung, dass die Gasnetzbetreiber doch einen leicht höheren Bestand im Basisjahr im Vergleich zu 2011 ausweisen. Bei den mittleren Gasnetzbetreibern konnte dagegen die erwartete Entwicklung beobachtet werden.

Neben den Investitionen kann mithilfe der Bilanzoptimierung in den Basisjahren ein wesentlicher Beitrag zur Sicherstellung angemessener Kapitalkosten geleistet werden. Das Ziel liegt dabei vor allem auf der Reduzierung des Abzugskapitals. Mögliche Wege hierzu sind die Saldierung der Forderungen und Verbindlichkeiten des gleichen Geschäftspartners, die vorzeitige Bezahlung der Rechnungen sowie die Vermeidung von Rückstellungen. Mit diesen Maßnahmen soll das Abzugskapital verringert werden, da die Regulierungsbehörde in der Regel eine

pauschale Kürzung beim Umlaufvermögen vornimmt. Die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse zeigt dabei, dass die Verbindlichkeiten bei den Stromnetzbetreibern vor allem im Basisjahr 2011 geringer als 2010 und 2012 sind (Auswertung der summierten und standardisierten Werte). Bei den Gasnetzbetreibern sind dagegen die Werte des Basisjahrs 2010 und des nachfolgenden Jahrs 2011 auf einem ersichtlich geringeren Niveau als die Werte 2012, was sich auch in der standardisierten Auswertung bestätigt. Somit kann hier die getroffene Annahme bezüglich der Verringerung der Verbindlichkeiten bestätigt werden.

Die angenommene Reduzierung ist ebenfalls bei der Analyse der Rückstellungen erkennbar. Vor allem bei den Gasnetzbetreibern zeigt sowohl die Auswertung der summierten als auch der standardisierten Werte, dass die Werte des Basisjahrs geringer ist als die Beträge der nachfolgenden Jahre 2011 und 2012. Bei den Stromnetzbetreibern ist bei der summierten Betrachtung insgesamt ein Anstieg der Rückstellungen ersichtlich, wobei der Anstieg von 2011 auf 2012 erkennbar höher ist. Bei der standardisierten Auswertung befinden sich die Rückstellungen über den betrachteten Zeitraum auf dem gleichen Niveau, wobei sie im Jahre 2010 etwas geringer ausfallen. Ein Zinseffekt ist aufgrund der großen Bedeutung der Rückstellungen bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis bei den Netzbetreibern erkennbar.

Daneben besteht die Möglichkeit, die Aktivseite zu optimieren. Hierbei ist das Ziel, den Kassen- und Forderungsbestand im Basisjahr zu steigern, um die Verzinsungsbasis zu erhöhen. In Bezug auf den Kassenbestand wurde dies bei der summierten Betrachtung sehr deutlich. Die Werte sind bei dieser Position in 2010 und 2011 erkennbar höher als 2012. Beim Forderungsbestand zeigt sich bei den Gasnetzbetreibern ein höherer Bestand im Basisjahr 2010 sowohl bei der summierten als auch bei der standardisierten Untersuchung. Bei den Stromnetzbetreibern sind dagegen die Werte der Basisjahre erkennbar geringer als 2012. Dies lässt sich vor

allem mit der Position Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen begründen.

Zusammengefasst ist erkennbar, dass sich die Maßnahmen der beteiligten Parteien in der Regel auf die Verzinsungsbasis auswirken. Jedoch muss dabei berücksichtigt werden, dass die Netzbetreiber zwar verschiedene Maßnahmen zur Optimierung der Kapitalkostenermittlung ergreifen, aber die Auswirkungen doch eher geringen Umfangs sind. Die Regulierungsbehörde kann jedoch durch ihre Vorgehensweise gravierende Kürzungen vornehmen, wie anhand einiger Beispiele deutlich wurde. Daher muss der Versuch unternommen werden, die identifizierten Spielräume zu begrenzen und damit die Kapitalkostenberechnung zu optimieren. Zudem ist die Beseitigung der Schlechterstellung der Netzbetreiber mit einem Pachtmodell eine wichtige Herausforderung für die Zukunft.

## **VI. Begrenzung der Spielräume und mögliche Optimierung bei der Kapitalkostenberechnung**

### **1. Optimierung der Kapitalkostenberechnung aufgrund der identifizierten Spielräume**

Die gewünschte effiziente Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten kann nur dadurch erreicht werden, wenn die identifizierten und angewendeten Spielräume der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde begrenzt bzw. unterbunden werden. Die Maßnahmen der Bundesnetzagentur – die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse und Möglichkeiten im Rahmen der Kostenprüfung der deutschen Netzbetreiber sowie die Auswertungen der Bundesnetzagentur und des BDEW – haben deutlich gemacht, dass aufgrund der aktuellen gesetzlichen Regelungen entsprechende Spielräume im Hinblick auf die Verzinsungsbasis, die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen sowie die kalkulatorische Abschreibung vorhanden sind. Es sollte daher auch mit den bestehenden Regelungen ein Weg gefunden werden, bei dem die beschriebenen Vorgehensweisen des Kapitels V nicht mehr erforderlich sind, um eine angemessene und sachgerechte Kapitalkostenermittlung sicherzustellen. Die sachgerechte Berechnung der kalkulatorischen Abschreibung wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht, da schon einige Ausarbeitungen aus der Vergangenheit vorhanden sind.<sup>387</sup>

---

<sup>387</sup> Vgl. Weiß (2009): Entscheidungsorientiertes Costing in liberalisierten Netzindustrien; Friedl (2007): Ursachen und Lösung des Unterinvestitionsproblems bei einer kostenbasierten Preisregulierung; Knieps/ Küpper/ Langen (2000): Abschreibungen bei Preisänderungen in stationären und nicht stationären Märkten; Kirchberg (2009): Rentabilität von Netzinvestitionen. Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor; Finke/ Schmidner/ Wiest (2015): Wertorientiertes Assetmanagement im Verteilnetz – ein Systemdynamisches Modell

## **2. Begrenzung der Spielräume bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis**

Die Analyse der Tätigkeitsabschlüsse sowie die beschriebenen Maßnahmen bei der Kapitalkostenermittlung haben deutlich gemacht, dass die meisten Freiräume bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis bestehen. Die Netzbetreiber versuchen in diesem Zusammenhang das Umlaufvermögen sowie das Abzugskapital zu optimieren. Der Fokus liegt jedoch auf der Reduzierung der Passivpositionen, da die Regulierungsbehörde in der Vergangenheit eine pauschale Kürzung beim Umlaufvermögen vorgenommen hat und die Maßnahmen demzufolge nicht zielführend sind. Das Abzugskapital wurde dagegen immer in voller Höhe berücksichtigt, was aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu einem Ungleichgewicht in der Bilanz führt.

Grundsätzlich kann das Vorgehen der Regulierungsbehörde in Bezug auf die Begrenzung des Umlaufvermögens nachvollzogen werden, da ein überhöhtes Umlaufvermögen zu höheren Netzentgelten führen würde, was zum Nachteil der Netzkunden ist. Bei der Bestimmung des Umlaufvermögens im Rahmen einer effizienten Kapitalkostenermittlung sollte jedoch sichergestellt werden, dass den Netzbetreibern zum einen eine angemessene Rendite zugestanden wird, zum anderen sollte darauf geachtet werden, dass die Netzkunden nicht übermäßig stark belastet werden. Obwohl in der Regel ein pauschaler Ansatz keine optimale Lösung darstellt, wäre es in diesem Fall sinnvoll. Hierbei müssen neben dem Umlaufvermögen auch die Positionen der Passivseite – insbesondere die Verbindlichkeiten und Rückstellungen – begrenzt werden. Damit kann sichergestellt werden, dass weder die Netzbetreiber noch die Regulierungsbehörde die beschriebenen Maßnahmen des Kapitels V umsetzen müssen, um ihr Ziel im Rahmen der Regulierung zu erreichen.

Zudem verbessert dieser Ansatz die Planbarkeit der Netzentgelte, vor allem auf Seiten der Netzbetreiber.

Die wesentliche Herausforderung bei einem pauschalen Ansatz der Bilanzpositionen ist die Festlegung angemessener Werte. Hierzu kann jedoch die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Begrenzung des Umlaufvermögens in der zweiten Entgeltgenehmigung herangezogen werden,<sup>388</sup> die auf den Bericht der Deutschen Bundesbank zum Thema „Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen“<sup>389</sup> zurückgegriffen hat.<sup>390</sup> Dabei wurde der Anteil der einzelnen Positionen ermittelt, indem die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände sowie der Kassenbestand ins Verhältnis zu den Umsatzerlösen gesetzt wurden. Da in dieser Auswertung vor allem Unternehmen berücksichtigt wurden, die im Wettbewerb mit anderen Unternehmen stehen, ist diese Analyse aussagekräftig. Der Ansatz dieser Quoten von Wettbewerbsunternehmen für die einzelnen Positionen bei der Verzinsungsbasis ist nachvollziehbar, weil mithilfe der Regulierung der Wettbewerb simuliert werden soll. Daneben kann die Gewährung eines Zuschlags bei den einzelnen Positionen in Betracht gezogen werden, um auf spezielle und nur für diesen Markt relevante Sonderfälle einzugehen, was auch von der Regulierungsbehörde bei der Festlegung der Anteile für die Forderungen und den Kassenbestand in der zweiten Entgeltgenehmigung durchgeführt wurde.<sup>391</sup>

Die Auswertung der Berichte der Deutschen Bundesbank für die Jahre 2007 bis 2012 ergab für die vier wesentlichen Positionen – Forderungen, Kassenbestand, Verbindlichkeiten und Rückstellungen – die in der

---

<sup>388</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36

<sup>389</sup> Vgl. [http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Standardartikel/Statistiken/publikationen\\_unternehmensabschluesse.html](http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Standardartikel/Statistiken/publikationen_unternehmensabschluesse.html)

<sup>390</sup> Hierbei sind vor allem Unternehmen aus dem produzierenden und verarbeitenden Gewerbe enthalten. Eine Auswertung, die sich nur auf Industrieunternehmen bezieht, gibt es hier nicht.

<sup>391</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008), S. 36

folgenden Übersicht dargestellten Werte. Dabei wurden die Werte für die Jahre 2007 bis 2009 aus dem Bericht 2009<sup>392</sup> und die Werte für die Jahre 2010 bis 2012 aus dem Bericht 2012<sup>393</sup> entnommen.

<b>Bilanzwerte deutscher Unternehmen</b>							
<small>(aus Bericht der Deutschen Bundesbank zur "Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen" der Jahre 2009 und 2012)</small>							
<b>Bilanzposition</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>Gesamt</b>
<b>Forderungen in Mrd. €</b>	827,3	834,9	787,5	1.122,4	1.184,5	1.207,5	<b>5.964,1</b>
%-Anteil an den Umsatzerlösen	19,78%	19,14%	20,86%	22,31%	21,53%	21,38%	<b>20,93%</b>
<b>Kassenbestand in Mrd. €</b>	163,5	160,8	185,0	249,1	243,0	253,0	<b>1.254,4</b>
%-Anteil an den Umsatzerlösen	3,91%	3,69%	4,90%	4,95%	4,42%	4,48%	<b>4,40%</b>
<b>Verbindlichkeiten in Mrd. €</b>	1.322,1	1.072,3	1.311,5	1.903,4	1.981,2	2.066,0	<b>9.656,5</b>
%-Anteil an den Umsatzerlösen	31,60%	24,58%	34,74%	37,83%	36,01%	36,59%	<b>33,88%</b>
<b>Rückstellungen in Mrd. €</b>	445,7	456,2	441,0	573,0	593,9	581,0	<b>3.090,8</b>
%-Anteil an den Umsatzerlösen	10,65%	10,46%	11,68%	11,39%	10,79%	10,29%	<b>10,84%</b>
<b>Umsatzerlöse in Mrd. €</b>	<b>4.183,2</b>	<b>4.361,9</b>	<b>3.775,0</b>	<b>5.031,8</b>	<b>5.501,9</b>	<b>5.647,0</b>	<b>28.500,8</b>

**Tabelle 25: Verschiedene Bilanzpositionen deutscher Unternehmen im Verhältnis zu den Umsatzerlösen<sup>394</sup>**

Die Auswertung zeigt, dass die Forderungen durchschnittlich 20,9% der Umsatzerlöse betragen. Der Ansatz der Bundesnetzagentur mit 3/12 der Netzkosten (=25%) liegt ein wenig über diesem durchschnittlich ermittelten Wert der deutschen Unternehmen, weil diese noch ein Zuschlag in Höhe von ca. 4% gewährt hatte. Über die Jahre betrachtet schwankt der Anteil der Forderungen am Umsatzerlös zwischen 19,1% und 22,3%. Dies zeigt, dass diese Position über die letzten sechs Jahre relativ stabil war und ein pauschaler Ansatz grundsätzlich möglich wäre.

Beim Kassenbestand beträgt der durchschnittliche Anteil an den Umsatzerlösen über die Jahre 2007 bis 2012 4,4%. Der Wert ist hier ebenfalls sehr beständig und bewegt sich zwischen 3,7% und 5,0%. Die

<sup>392</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2010), Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen im Jahr 2009, S. 42

<sup>393</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2013), Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen im Jahr 2012, S. 13

<sup>394</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2010), S. 42; Vgl. Deutsche Bundesbank (2013), S. 13

Regulierungsbehörde hat bei der Kostenprüfung für die zweite Netzentgeltgenehmigung einen pauschalen Ansatz von  $1/12$  der Netzkosten (=8,3%) gewählt. Dieser Wert liegt somit deutlich über dem durchschnittlichen Wert der deutschen Unternehmen über die letzten Jahre.

Der Anteil der Verbindlichkeiten an den Umsatzerlösen der deutschen Unternehmen beträgt durchschnittlich 33,9%. Der Wert schwankt zwischen 24,6% und 37,8%, wobei der Wert im Jahr 2008 deutlich geringer als in den anderen Jahren ausfiel. Würde das Jahr 2008 nicht in die Betrachtung einbezogen und nur die anderen Jahre berücksichtigt werden, läge der Anteil zwischen 31,60% und 37,83%. Somit wäre dieser Wert über den Zeitraum ebenfalls sehr stabil. Ein pauschaler Ansatz von  $4/12$  (=33,33%) der Netzkosten wäre daher empfehlenswert. Dieser Wert würde nur minimal unter dem Durchschnittswert liegen.

Die Auswertung zeigt bei den Rückstellungen, dass der Anteil an den Umsatzerlösen deutscher Unternehmen durchschnittlich bei 10,8% liegt. Der Anteil ist über den Zeitverlauf ebenfalls relativ stabil und schwankt lediglich zwischen 10,3% und 11,7%. Somit ist auch bei dieser Bilanzposition ein pauschaler Ansatz bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung möglich. Die Festlegung des Werts kann entweder zugunsten der Netzbetreiber oder zum Vorteil der Netzkunden bestimmt werden. Im ersten Fall würde der pauschale Ansatz bei  $1/10$  (= 10%) liegen. Bei der Festlegung im Sinne der Netzkunden wäre ein Ansatz von  $3/24$  (= 12,5%) denkbar. Diese Festlegung muss im Zusammenhang mit der Bewertung der anderen Positionen erfolgen. Das Ziel soll schließlich sein, dass das Bilanzgleichgewicht, das durch die aktuelle Regulierungspraxis besteht, nicht gravierend ist.

In Bezug auf die Verzinsungsbasis wurden bisher nur die wesentlichen Positionen – Forderungen, Kassenbestand, Verbindlichkeiten und

Rückstellungen – untersucht. Daneben sind die Vorräte, die aktiven und passiven Rechnungsabgrenzungsposten und die Ertragszuschüsse Bestandteile der Bilanz und müssten demzufolge auch in der Verzinsungsbasis berücksichtigt werden.

Die Vorräte der Netzbetreiber sind in der Verzinsungsbasis von untergeordneter Bedeutung und werden von der Regulierungsbehörde teilweise auch in vollem Umfang anerkannt. Die Regulierungsbehörde sollte diese Position in der Zukunft in vollem Umfang anerkennen, da eine Kürzung bedeuten könnte, dass die Netzbetreiber die notwendigen Materialien für die Instandhaltung der Netze nicht mehr bereitstellen können. Zudem hat diese Position aufgrund der geringen Höhe bei den Netzbetreibern keine wesentlichen Auswirkungen auf die Kapitalkosten.

Die Ertragszuschüsse sollen ebenfalls im vollen Umfang als Abzugskapital berücksichtigt werden, da es sich hierbei um Zuschüsse von den Netzkunden an den Netzbetreiber im Zusammenhang mit den Anschlussleitungen (Baukostenzuschüsse) oder Hausanschlüssen (Hausanschlusskostenbeiträge) handelt. Diese Zuschüsse hängen mit den getätigten Investitionen zusammen und sind daher vollständig als Abzugskapital zu berücksichtigen.

Die aktiven und passiven Rechnungsabgrenzungsposten sollten dagegen bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis nicht berücksichtigt werden, da diese beiden Positionen in der Regel den gleichen Betrag ausweisen. Hintergrund ist, dass die Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskostenbeiträge der letzten Jahre hier abgegrenzt werden. Dies erfolgt sowohl auf der Aktiv- als auch auf der Passivseite. Die restlichen Buchungen auf diesen Konten sind zu vernachlässigen. Daher sollten entweder beide Positionen in vollem Umfang oder gar nicht berücksichtigt werden. Die empfehlenswertere und zielführendere Lösung wäre die Nichtberücksichtigung dieser Positionen.

Zusammenfassend kann für die Bilanzpositionen folgende Anerkennung in der Verzinsungsbasis festgelegt werden, wenn ein pauschaler Ansatz der einzelnen Punkte gewählt wird, der die Spielräume bei der Verzinsungsbasis doch deutlich begrenzt. Hierzu müsste jedoch eine Vereinbarung zwischen den beteiligten Parteien getroffen werden.

<b>Bilanzposition</b>	<b>Anteil der Berücksichtigung</b>
Vorräte	Vollständige Berücksichtigung
Forderungen	3/12 der Netzkosten
Kassenbestand	1/12 der Netzkosten
Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten	Keine Berücksichtigung
Ertragszuschüsse	Vollständige Berücksichtigung
Rückstellungen	1/10 der Netzkosten
Verbindlichkeiten	4/12 der Netzkosten
Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	Keine Berücksichtigung

**Tabelle 26: Vorschlag zur Anerkennung der einzelnen Bilanzpositionen in der Verzinsungsbasis**

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung ebenfalls einen Vorschlag für die Pauschalisierung bei der Kapitalkostenermittlung unterbreitet. Dieser beschränkt sich dabei nicht nur auf die Verzinsungsbasis sondern umfasst auch eine pauschale Kapitalstruktur sowie eine pauschale Vergütung der Fremdkapitalkosten. Die Ziele einer Pauschalisierung sind dabei

- die Sicherheit und Transparenz für Investoren,
- die Vereinfachung der Prüfung für die Unternehmen und die Bundesnetzagentur
- sowie die Anreizwirkung in Bezug auf die Optimierung nach unternehmerischen Gesichtspunkten und die Erzielung von Zusatzgewinnen.

Bei der pauschalen Regelung der Verzinsungsbasis formuliert die Regulierungsbehörde den Vorschlag, das Umlaufvermögen auf 1/12, d.h. ein Monatsumsatz, und das Abzugskapital auf 25% der erlaubten Erlösobergrenze zu beschränken. Diese 25%-Regelung wird aktuell im Rahmen der Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 2 ARegV angewendet.<sup>395</sup> Ein pauschaler Ansatz bei der Verzinsungsbasis ist dementsprechend auch von der Bundesnetzagentur in Betracht gezogen worden.

Bei der Betrachtung der einzelnen Positionen der Verzinsungsbasis ist das Sachanlagevermögen bisher unberücksichtigt, da hierbei gesetzliche Regelungen zur Berechnung vorhanden sind. Die Altanlagen, d.h. die Anlagen, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden, gehen in der Regel zu 60% (FK-Quote) mit den Restbuchwerten auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten und zu 40% (EK-Quote) mit den Restbuchwerten auf Basis der Tagesneuwerte ein. Die Neuanlagen, d.h. die Anlagen, die seit dem 01.01.2006 aktiviert wurden, sind dagegen zu 100% mit den Restbuchwerten zu Anschaffungs- und Herstellungskosten zu berücksichtigen. Eine einfachere Vorgehensweise wäre hierbei, die Altanlagen analog zu den Neuanlagen zu 100% mit den Anschaffungs- und Herstellungskosten zu berücksichtigen und dafür die Verzinsung ebenfalls zu erhöhen, damit die Wertsteigerung über die Jahre trotzdem berücksichtigt wird. Zudem wäre die Diskussion über die richtigen Indexreihen obsolet. Eine ausführliche Auseinandersetzung mit diesem Thema erfolgt unter Punkt VI.4.

Bei Berücksichtigung aller Veränderungen und Anpassungen würde die Verzinsungsbasis künftig wie folgt ermittelt werden:

---

<sup>395</sup> Bundesnetzagentur (2015), Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, S. 337ff.

	Kalkulatorische Restbuchwerte des Sachanlagevermögens auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten	Anlagevermögen
=	Kalkulatorische Restbuchwerte des Anlagevermögens	
+	Vorräte (100% Berücksichtigung)	Umlaufvermögen
+	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände (Berücksichtigung in Höhe von 3/12 der Netzkosten)	
+	Kassenbestand (Berücksichtigung in Höhe von 1/12 der Netzkosten)	
=	Betriebsnotwendiges Vermögen	
-	Empfangene Ertragszuschüsse (100% Berücksichtigung)	Abzugskapital
-	Rückstellungen (Berücksichtigung in Höhe von 1/10 der Netzkosten)	
-	Verbindlichkeiten (Berücksichtigung in Höhe von 4/12 der Netzkosten)	
-	Verzinsliches Fremdkapital	
=	Betriebsnotwendiges Eigenkapital	

**Tabelle 27: Ermittlung der Verzinsungsbasis auf Basis der neu ermittelten Vorgaben**

Diese angepasste Ermittlungsweise würde sicherstellen, dass einerseits die Regulierungsbehörde nicht nur einseitig die Aktivseite kürzt. Andererseits wären die verschiedenen Maßnahmen der Netzbetreiber in Bezug auf den Jahresabschluss, wie beispielsweise die Verminderung der Verbindlichkeiten oder die Optimierung beim Umlaufvermögen, zur Sicherstellung einer angemessenen Rendite nicht mehr notwendig.

### **3. Mögliche Optimierung bei der Ermittlung des Eigenkapitalsatzes**

#### **3.1. Optimierung beim Eigenkapitalzinssatz**

Den zweiten wesentlichen Einfluss auf die Bestimmung der Kapitalkosten kann die Regulierungsbehörde durch die Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes ausüben. Der gesetzliche Rahmen ist bei der Eigenkapitalkostenbestimmung sehr unkonkret und bietet der Regulierungsbehörde daher Spielräume. Grund hierfür ist, dass lediglich die grundlegenden Themen in den Verordnungen geregelt sind. Dies zeigen auch die Ausführungen im EnWG, die lediglich regeln, dass die Verzinsung angemessen, wettbewerbsfähig und risikoangepasst sein muss.<sup>396</sup> Eine Festlegung, welches Kapitalkostenmodell anzuwenden ist und wie die Ermittlung der einzelnen Positionen aussehen soll, gibt es dagegen nicht. Demzufolge stehen das Modell sowie die Berechnung der einzelnen Komponenten im Fokus, da diese von der Regulierungsbehörde bestimmt werden können.

#### **3.2. Auswahl eines geeigneten Kapitalkostenmodells**

Durch die fehlende Festlegung auf ein Kapitalkostenmodell in den entsprechenden Verordnungen ergibt sich ein erster Spielraum in Bezug auf die Kapitalkostenermittlung, den die Regulierungsbehörde bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes nutzen kann. Die Bundesnetzagentur hat sich für den Ansatz des CAPM entschieden, da dieses Modell einfach und strukturiert ist. Zudem kann der Zinssatz unter Zuhilfenahme weniger Annahmen empirisch geschätzt werden.<sup>397</sup> Neben

---

<sup>396</sup> Vgl. § 21 Abs. 2 EnWG

<sup>397</sup> Vgl. Ballwieser in Picot/Schenck (2010), S. 185

dem CAPM würden folgende weitere Kapitalmarktmodelle für die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes der Netzbetreiber zur Verfügung stehen: Arbitrage Pricing Theory, 3-Faktoren-Modell von Fama und French sowie das Consumption CAPM. Diese Modelle bauen auf dem CAPM auf bzw. sind eine Weiterentwicklung dessen. Die Beschreibung dieser Modelle sowie die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes zeigen jedoch, dass auch sie Schwächen aufweisen und sich deshalb teilweise in der Praxis nicht durchsetzen konnten bzw. können (Vgl. III.2). Als wesentliche Schwachstelle im Vergleich zum CAPM kann angeführt werden, dass hierbei mehrere Komponenten notwendig sind, um den Eigenkapitalzinssatz zu ermitteln. Dies führt dazu, dass weitere Freiräume bestehen, die nicht erwünscht sind. Ziel sollte sein, dass die Ermittlung der Kapitalkosten bei den Netzbetreibern geringe Spielräume auf beiden Seiten zulässt. Daher sollte ein Modell gewählt werden, das mit wenigen Bestandteilen auskommt. Zudem besteht die Gefahr, dass die Ermittlung der zusätzlichen Komponenten bei den genannten Modellen nur schwer möglich ist, weil die Werte teilweise gar nicht zur Verfügung stehen. Das CAPM ist aufgrund seiner geringen Anzahl an Komponenten – risikoloser Zinssatz, Beta-Faktor und Marktrisikoprämie – einfach und nachvollziehbar, zumal die Bestandteile gut ermittelt werden können bzw. schon zur Verfügung stehen.

Demzufolge empfiehlt sich auch in der Zukunft, das CAPM für die Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes heranzuziehen, da dieses Modell schon jetzt von den beteiligten Parteien als grundlegende Methode zur Ermittlung der zuverlässigen Eigenkapitalkosten für die Strom- und Gasnetze anerkannt wird. Jedoch ist eine Überarbeitung bei der Ermittlung bestimmter Bestandteile dieses Modells notwendig.

### **3.3. Optimierungen bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes**

#### **3.3.1. Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes**

Die Beurteilung bzw. Analyse der bestehenden Kapitalmarktmodelle ergab, dass zur Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes auch zukünftig das CAPM herangezogen werden sollte. Hierbei wird der Zinssatz auf Basis der folgenden Formel berechnet:

$$\text{Kalk. Eigenkapitalzinssatz} = \text{risikoloser Zinssatz} + (\text{MRP} * \text{Betafaktor})$$

Die Problemstellung bei der Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes besteht darin, dass die einzelnen Komponenten aufgrund der Freiräume der gesetzlichen Regelungen von der Regulierungsbehörde nach deren Kriterien bestimmt werden. Die Ermittlung sollte deshalb dahingehend optimiert werden, dass die Komponenten so bestimmt werden, dass sie den Anforderungen nach einer angemessenen Verzinsung gerecht und die in Kapitel IV kritisierten Faktoren beseitigt werden. Zur Vermeidung der Spielräume wäre es daher zielführend, eine schriftliche Vereinbarung in Bezug auf die Ermittlung der Komponenten zwischen den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde zu schließen, die ein Vorgehen bei der Eigenkapitalverzinsung festlegt, der bei beiden Parteien Konsens findet. Damit würde auch vermieden, dass dieses Thema immer wieder im Fokus der Diskussion steht.

#### **3.3.2. Risikoloser Zinssatz**

Die Ermittlung des risikolosen Zinssatzes kann, wie in der Literatur beschrieben, auf Grundlage der nachfolgenden Möglichkeiten erfolgen:

- historische Durchschnittsrenditen von Staatsanleihen mit Restlaufzeiten zwischen sieben und zwölf Jahren<sup>398</sup>
- kurzfristig orientierte Zinssätze, zum Beispiel für eine Periode, um eine Korrespondenz zum kurzfristigen Betrachtungszeitraum des CAPM zu gewährleisten<sup>399</sup>
- Verwendung zukunftsgerichteter Zinssätze, die aus den gegenwärtigen Marktdaten für Anleihen der öffentlichen Hand aktueller Zinsstrukturkurven (Svensson-Methode) abgeleitet werden können<sup>400</sup>

Für die Netzbetreiber kommt vor allem die erste Möglichkeit in Betracht, weil auch bisher schon die historischen Durchschnittsrenditen herangezogen wurden, jedoch mit einer Restlaufzeit zwischen vier und sieben Jahre. Die Diskussion zur Restlaufzeit ist möglich, weil in der Verordnung (Strom- und GasNEV) lediglich die Art der Anleihen und Wertpapiere festgelegt sind,<sup>401</sup> jedoch nicht die Restlaufzeit der zugrundeliegenden inländischen festverzinslichen Wertpapiere.<sup>402</sup> Der Ansatz der Bundesnetzagentur, der alle Wertpapiere unabhängig von der Restlaufzeit beachtet, wird oft kritisiert, weil er die Kapitalbindungsdauer der Netzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt. Die Ermittlung ist zwar konsistent zur Verordnung, entspricht aber nicht dem ökonomischen „best practice“-Ansatz.<sup>403</sup> Aufgrund der langen Kapitalbindung bei den deutschen Strom- und Gasnetzbetreibern sind deshalb Wertpapiere mit längeren Nutzungsdauern zu bevorzugen. Diese Forderung wird auch durch die oben aufgeführte Literatur bestätigt. Die Netzbetreiber weisen in der Regel

---

<sup>398</sup> Vgl. Copeland/Koller/Murrin (1998), Unternehmenswert: Methoden und Strategien für eine wertorientierte Unternehmensführung, S. 278-279

<sup>399</sup> Ehrhardt (1994), The Search of Value: Measuring the Company's Cost of Capital, S. 60

<sup>400</sup> Steiner/Bruns (1995), Wertpapiermanagement, S. 236

<sup>401</sup> Vgl. § 7 Abs. 7 Strom- und GasNEV

<sup>402</sup> Vgl. NERA (2011a), Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Gasnetze in Deutschland, S. 13

<sup>403</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 21

einen geringen Anteil an Anlagen mit einer kurzen Nutzungsdauer aus. Der Fokus liegt auf den Leitungsnetzen (Strom) bzw. Rohrnetzen (Gas),<sup>404</sup> deren kalkulatorische Nutzungsdauern zwischen 25 und 55 Jahren betragen. Zudem reagieren kurzfristige Papiere deutlich stärker auf die jeweiligen Wirtschaftsbedingungen und -entwicklungen als Anlagen mit längeren Laufzeiten. Deshalb sind langfristige Wertpapiere die bessere Alternative für die Ermittlung des risikolosen Zinssatzes.<sup>405</sup>

Für die Bestimmung der anzusetzenden Restlaufzeiten der Anleihen gibt es in Europa zwei wesentliche Ansätze:

- Orientierung an der Lebensdauer bzw. dem Planungshorizont
- Orientierung an der Dauer der Regulierungsperiode<sup>406</sup>

Aufgrund dieser Prämissen schlägt NERA vor, auf Restlaufzeiten von mehr als sieben Jahren zurückzugreifen. Die dafür notwendigen Zeitreihen<sup>407</sup> sind auf der Homepage der Deutschen Bundesbank veröffentlicht.<sup>408</sup> Für diese Zeitreihen wurde, wie in der Verordnung festgeschrieben, ein Mittelwert auf Basis der letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre ermittelt. Des Weiteren wurde der Durchschnitt für die drei genannten Umlaufrenditen berechnet. Das Ergebnis für die Jahre 2010 bis 2013 sieht dabei wie folgt aus:

---

<sup>404</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 5

<sup>405</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 5

<sup>406</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 16

<sup>407</sup> Notwendigen Zeitreihen: BBK01.WU0918, BBK01.WU0022, BBK01.WX4257

<sup>408</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2014) [http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Makrooekonomische\\_Zeitreihen/its\\_list\\_nod\\_e.html?listId=www\\_s140\\_it01](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_list_nod_e.html?listId=www_s140_it01)

	<b>Aktuelle Berechnung lt. BNetzA*</b>	<b>Restlaufzeit über 7 Jahre</b>			<b>Durchschnitt</b>
		Anleihen der öffentl. Hand	Anleihen der Unternehmen	Hypotheken- pfandbriefe	
2013	3,467	3,359	4,410	3,512	<b>3,760</b>
2012	3,684	3,599	4,569	3,745	<b>3,971</b>
2011	3,981	3,908	4,796	4,034	<b>4,246</b>
2010	4,184	4,118	4,958	4,214	<b>4,430</b>

\* Die Berechnung basiert ebenso auf den Renditereihen für Anleihen der öffentlichen Hand, Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Hypothekendarlehen jedoch ohne Einschränkung bei der Restlaufzeit

**Tabelle 28: Ermittlung des risikolosen Zinssatzes auf Basis von Wertpapieren mit einer Restlaufzeit von über sieben Jahren<sup>409</sup>**

Im Vergleich zu der aktuellen Berechnung, welche die Wertpapiere mit einer Restlaufzeit von vier bis sieben Jahren berücksichtigt, zeigt der Ansatz mit einer Restlaufzeit von über sieben Jahren, dass der Durchschnitt zwischen 0,247 Prozentpunkte (2010) und 0,293 Prozentpunkte (2013) über der aktuell angewendeten Methode liegt.

KEMA empfiehlt in ihrem Gutachten zum Thema „Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze“ die Verwendung von langfristigen Wertpapieren mit einer Restlaufzeit von neun und zehn Jahren. Dieser Ansatz entspricht zudem den Vorgaben bei der Regulierung der Telekommunikationsnetze.<sup>410</sup> Die dazugehörigen Zeitreihen<sup>411</sup> können ebenfalls auf der Homepage der Deutschen Bundesbank abgefragt werden.<sup>412</sup> Zur Veranschaulichung der Abweichungen zum aktuellen Vorgehen (Restlaufzeiten von vier bis zehn Jahren) werden ebenfalls die Jahre 2010 bis 2013 betrachtet.

<sup>409</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2014)

<sup>410</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 5f.

<sup>411</sup> Notwendigen Zeitreihen: BBK01.WU8612, BBK01.WU0022, BBK01.WX4260

<sup>412</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2014)

	<b>Aktuelle Berechnung it. BNetzA*</b>	<b>Restlaufzeit über 9 Jahre einschl. 10 Jahre</b>			<b>Durchschnitt</b>
		Anleihen der öffentl. Hand	Anleihen der Unternehmen	Hypotheken- pfandbriefe	
2013	3,467	3,143	4,410	3,603	<b>3,718</b>
2012	3,684	3,391	4,569	3,838	<b>3,933</b>
2011	3,981	3,715	4,796	4,124	<b>4,212</b>
2010	4,184	3,934	4,958	4,305	<b>4,399</b>

\* Die Berechnung basiert ebenso auf den Renditereihen für Anleihen der öffentlichen Hand, Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Hypothekendarlehen jedoch ohne Einschränkung bei der Restlaufzeit

**Tabelle 29: Ermittlung des risikolosen Zinssatzes auf Basis von Wertpapieren mit einer Restlaufzeit von neun und zehn Jahren<sup>413</sup>**

Der Abgleich der ermittelten Werte mit einer Restlaufzeit von neun und zehn Jahren und der aktuellen Berechnung zeigt auch hier deutliche Unterschiede. Die Werte weichen zwischen 0,216 Prozentpunkte (2010) und 0,251 Prozentpunkte (2013) voneinander ab.

Im Vergleich dazu sollen nachfolgend die zukunftsgerichteten Zinssätze auf Grundlage der Zinsstrukturkurve (Svensson-Methode) dargestellt werden. Dafür wurden zum einen die Zinsstrukturkurve der Hypothekendarlehen und Öffentliche Darlehen und zum anderen die börsennotierten Bundeswertpapiere mit einer Restlaufzeit von jeweils zehn Jahren angeschaut. Die dafür notwendigen Zeitreihen<sup>414</sup> sind ebenfalls auf der Homepage der Deutschen Bundesbank veröffentlicht.<sup>415</sup> Für diese Zeitreihen wurde, wie in der Verordnung festgeschrieben, ein Mittelwert auf Basis der letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre ermittelt.

<sup>413</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2014)

<sup>414</sup> Notwendigen Zeitreihen: BBK01.WU8570, BBK01.WZ9826

<sup>415</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2014) [http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Makrooekonomische\\_Zeitreihen/its\\_list\\_nod\\_e.html?listId=www\\_s140\\_it01](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_list_nod_e.html?listId=www_s140_it01)

Jahr	Aktuelle Berechnung lt. BNetzA*	Zinsstrukturkurven					
		Hypothekendarlehen und Öffentliche Pfandbriefe	Abweichung zum aktuellen Wert	Börsennotierte Bundeswertpapiere	Abweichung zum aktuellen Wert	Mittelwert der Zinsstrukturkurve	Abweichung zum aktuellen Wert
2013	3,467	3,820	0,353	3,275	-0,192	3,54775	0,081
2012	3,684	4,039	0,355	3,536	-0,149	3,781125	0,103
2011	3,981	4,299	0,319	3,863	-0,118	4,081125	0,101
2010	4,184	4,473	0,289	4,077	-0,107	4,27475	0,091

\* Die Berechnung basiert ebenso auf den Renditereihen für Anleihen der öffentlichen Hand, Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Hypothekendarlehen jedoch ohne Einschränkung bei der Restlaufzeit

**Tabelle 30: Ermittlung des risikolosen Zinssatzes auf Basis von Zinsstrukturkurven mit einer Restlaufzeit zehn Jahren<sup>416</sup>**

Die Zusammenstellung zeigt, dass die Zinsstrukturkurve für Hypothekendarlehen und Öffentlich Pfandbriefe deutlich über den aktuellen Zinssätzen der Bundesnetzagentur liegt. Dagegen liegen die Werte der Bundeswertpapiere leicht unter diesem Wert. Bei der Betrachtung des Mittelwerts dieser beiden Zinsstrukturkurven liegt der Wert leicht (ca. 0,1 Prozentpunkte) über dem aktuellen berechneten Zinssatz. Jedoch ist dieser Ansatz aufgrund der aktuellen gesetzlichen Regelung nicht anwendbar.

Für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes im Rahmen der Regulierung sollte deshalb für die genannten Anleihen (Anleihen der öffentlichen Hand, Anleihen der Unternehmen und Hypothekendarlehen) eine Restlaufzeit von über neun Jahren gewählt werden. Diese erfüllt den Anspruch, die langen Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens der Netzbetreiber besser zu berücksichtigen. Des Weiteren entspricht dieser Ansatz auch der Regulierungspraxis in Europa.<sup>417</sup> Zudem ist die maßgebliche Maxime bei der Berechnung, dass der Eigenkapitalzinssatz einen Wert erreicht, der es ermöglicht, Kapital anzuziehen. Diese Vorgabe kann jedoch nur erreicht werden, wenn den Investoren unter Berücksichtigung des systematischen Risikos einer Anlage eine

<sup>416</sup> Vgl. Deutsche Bundesbank (2014)

<sup>417</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2012), S. 15

ausreichende Rendite geboten wird. Daher sollte bei der Bewertung der Rendite von langfristigen Investitionen auch auf einen langfristigen Referenzzinssatz abgestellt werden. Diese Forderung wurde allerdings durch die Regulierungsbehörde nicht abgedeckt.<sup>418</sup> Als logische Schlussfolgerung ist deshalb eine Anpassung der Restlaufzeiten von aktuell vier bis zehn Jahre auf eine Restlaufzeit von über neun Jahren für die in der Verordnung genannten Wertpapiere notwendig.

### **3.3.3. Beta-Faktor**

Bei der Bestimmung des Beta-Faktors werden ebenfalls die beschriebenen Kritikpunkte aus den vorangegangenen Kapiteln aufgegriffen. Dabei stellt sich zum einen die Frage, über welchen Zeitraum dieser Wert betrachtet werden sollte. Ebenso wie beim risikolosen Zinssatz gilt auch hier die Vorgabe, dass ein längerer Zeitraum zu bevorzugen ist, damit kurzfristige Schwankungen, beispielsweise aufgrund einer Finanzkrise etc., eine begrenzte Auswirkung auf den Wert haben. Zudem bestätigt es sich im Allgemeinen, dass eine längere Zeitspanne zu einer genaueren Beta-Schätzung führt.<sup>419</sup> Aktuell errechnet sich der Beta-Wert aus dem Mittelwert des Risikofaktors für den dreijährigen und fünfjährigen Betrachtungszeitraum (Obergrenze) und dem Risikofaktor für den einjährigen Betrachtungszeitraum (Untergrenze). Dabei wird deutlich, dass der einjährige Betrachtungszeitraum erkennbar stärker gewichtet ist. Dadurch besteht die Gefahr, dass Werte aus untypischen Jahren eine Übergewichtung bekommen und somit zu einer Verfälschung des Ergebnisses führen, was sich letztendlich auf eine gesamte Regulierungsperiode auswirkt. Daher sollte der Ansatz der Regulierungsbehörde überdacht und ein längerer Betrachtungszeitraum

---

<sup>418</sup> Vgl. NERA (2011), S. 21

<sup>419</sup> Vgl. Heinze/Radinger (2011), S. 50

zum Ausgleich solcher besonderer Jahre herangezogen werden. KEMA schlägt in diesem Zusammenhang vor, den Betrachtungszeitraum von fünf Jahren heranzuziehen,<sup>420</sup> da dieser Zeitraum der Länge einer Regulierungsperiode in Deutschland entspricht und dieser Ansatz somit nachvollziehbar begründet werden kann. NERA geht bei ihrer Ermittlung des Beta-Faktors noch einen Schritt weiter und wählt einen Zeitraum von zehn Jahren. Dieses Vorgehen wird damit begründet, dass die Berechnung des risikolosen Zinssatzes ebenfalls auf einem Zehn-Jahres-Durchschnitt beruht. Zudem ist hierbei die Wahrscheinlichkeit höher, dass Schwankungen den Durchschnittswert nicht so stark beeinflussen und das Ergebnis somit beständiger ist. Dies bedeutet, dass die Standardabweichung der Regressionsergebnisse deutlich geringer ist.<sup>421</sup> In der europäischen Regulierungspraxis werden verschiedene Zeitspannen herangezogen. Die Restlaufzeiten liegen dabei zwischen drei und zehn Jahren, wobei der Fünf-Jahres-Zeitraum bevorzugt herangezogen wird. Im Rahmen der Ermittlung einer risikogerechten Entschädigung der schweizerischen Stromnetzbetreiber wurde dagegen empfohlen, den Beta-Wert auf einem Zeitraum von drei Jahren zu ermitteln.<sup>422</sup> Die Regulierungsbehörde in Großbritannien legte dagegen den Beta-Wert auf Basis einer Beta-Analyse der relevanten Industriesektoren über einen Zeitraum von zehn Jahren (2000 – 2010) fest.<sup>423</sup> Um nicht jedoch vollständig von der aktuellen Vorgehensweise abzuweichen, empfiehlt sich deshalb der Fünf-Jahres-Zeitraum, der zudem der Länge der Regulierungsperiode entspricht. Dieser Ansatz wird auch in der Literatur in

---

<sup>420</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 16

<sup>421</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 23

<sup>422</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2012): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, S. 25

<sup>423</sup> Vgl. Europe Economics (2010): The Weighted Average Cost of Capital for Ofgem's Future Price Control, S. 30

der Regel bevorzugt, da hierdurch die Stabilität und Aussagekraft gesteigert werden kann.<sup>424</sup>

Neben der Anpassung des Zeitraums sollte auch die aktuelle Auswahl der Referenzunternehmen optimiert werden. Abweichend zum jetzigen Ansatz, der auch Netzbetreiber aus den USA bei den Referenzunternehmen miteinschließt, sollten lediglich europäische Unternehmen berücksichtigt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Referenzunternehmen dem gleichen Regulierungsrahmen unterstellt sind wie die deutschen Netzbetreiber. In den USA wird die Cost-Plus-Regulierung eingesetzt, während in Europa in der Regel die Anreizregulierung angewendet wird. Die Cost-Plus-Regulierung weist normalerweise ein geringeres Risiko aus, was sich auch im Beta-Faktor ausdrückt. Die Auswahl der Referenzunternehmen sollte gewährleisten, dass die Vergleichsunternehmen das systematische Risiko regulierter Unternehmen widerspiegeln. Mit dieser Vorgehensweise soll das Risiko von Messfehlern bei der Ermittlung von Betas für Netzaktivitäten begrenzt werden.<sup>425</sup> Die Anzahl an europäischen Vergleichsunternehmen, die börsennotiert sind, ist dabei gering, sodass nur die Unternehmen der nachfolgenden Tabelle herangezogen werden können:

---

<sup>424</sup> Vgl. Heinze/Radinger (2011), S. 50; Stellbrink/Brückner (2011), Seite 8

<sup>425</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 23

Unternehmen	Land	Sparte
ACSM AGAM	Italien	Gas
Snam Rete Gas	Italien	Gas
Terna	Italien	Strom
Enagas	Spanien	Gas
Gas Natural	Spanien	Gas
Red Electrica	Spanien	Strom
National Grid	Großbritannien	Strom und Gas

**Tabelle 31: Übersicht über europäische Vergleichsunternehmen<sup>426</sup>**

Für die Bestimmung des Beta-Faktors hat die Regulierungsbehörde dagegen noch folgende weitere Netzbetreiber herangezogen, die jedoch aufgrund des abweichenden Regulierungssystems und unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht berücksichtigt werden sollten:

Unternehmen	Land	Sparte
Australien Pipeline Trust	Australien	Gas
Envestra	Australien	Gas
Transener	Argentinien	Strom
Atlanta Gas Light	USA	Gas
Atmos Energy	USA	Gas
Kinder Morgan	USA	Gas
TC Pipelines	USA	Gas

**Tabelle 32: Nicht-europäische Vergleichsunternehmen der Bundesnetzagentur<sup>427</sup>**

Die meisten anderen europäischen Regulierungsbehörden ziehen für die Ermittlung des Beta-Faktors ausschließlich europäische Referenzunternehmen heran. Für die Schweiz waren dies beispielsweise

<sup>426</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 24; Vgl. Frontier Economics (2008), Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, S. 26

<sup>427</sup> Vgl. Frontier Economics (2008), S. 26

die nachfolgenden Unternehmen. Für die Auswahl der Referenzunternehmen wurden bestimmte Kriterien – z.B. Energieversorgungsunternehmen mit Haupttätigkeit in Europa, wesentliche Geschäftssparte ist die Stromübertragung und -verteilung, statistisch signifikante Beta-Faktoren – verwendet. Durch diese Vorgaben sollte das Geschäftsrisiko eines reinen Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.<sup>428</sup>

Unternehmen	Land
Elia System Operator S.A./N.V.	Belgien
EVN AG	Österreich
Iberdrola S.A.	Spanien
Iren S.p.A.	Italien
National Grid PLC	Großbritannien
Public Power Corporation S.A.	Griechenland
Red Electrica Coporation S.A.	Spanien
Redes Energeticas Nacionais, SGPS, S.A.	Portugal
Terna S.p.A.	Italien
Transelectrica S.A.	Rumänien

**Tabelle 33: Referenzgruppe zur Ermittlung des Beta-Faktors für schweizer Netzbetreiber<sup>429</sup>**

Auch von der Regulierungsbehörde in Großbritannien wurden europäische Referenzunternehmen für die Ermittlung des Beta-Faktors berücksichtigt. Dazu gehören: Centrica (Großbritannien), ENEL (Italien), GDF Suez (Frankreich), International Power (Großbritannien), Red Electrica (Spanien), RWE (Deutschland), Terna (Italien) und Viridian (Nordirland).<sup>430</sup> Daneben wurden Wasserversorgungsunternehmen aus Großbritannien herangezogen.<sup>431</sup> In Estland wird der Beta-Faktor auf Basis Elektrizitäts-

<sup>428</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2012), S. 21

<sup>429</sup> Volkart/Vettiger (2012), S. 22

<sup>430</sup> Vgl. Europe Economics (2011), S. 38f.

<sup>431</sup> Vgl. Jenkinson (2006), S. 6

und Gasverteilungsunternehmen der CEER-Länder<sup>432</sup> ermittelt.<sup>433</sup> Daher empfiehlt es sich, auch in Deutschland den Beta-Faktor ausschließlich auf Basis europäischer Referenzunternehmen zu bestimmen.

### **3.3.4. Marktrisikoprämie**

Der erste Kritikpunkt bei der Marktrisikoprämie bezieht sich auf den Ansatz eines weltweiten Durchschnitts. Dieses Vorgehen berücksichtigt die Spezifika der einzelnen Investitionsstandorte nicht ausreichend. Eine globale Betrachtung sowie die Bildung von weltweiten Durchschnittswerten würden zu einer Unterschätzung der Risikoprämie führen, was zur Folge hat, dass die Investitionen in Deutschland ihre Attraktivität verlieren. Daneben werden die unterschiedlichen Währungs- und Steuersysteme und deren Einfluss auf die Aktienrendite nicht ausreichend berücksichtigt. Daher ist eine Begrenzung auf die Eurozone sinnvoll und zielführend, da diese Länder ähnliche Regulierungsrisiken und Rahmenbedingungen aufweisen wie Deutschland.<sup>434</sup> Der alleinige Ansatz der deutschen Werte würde, auch im Vergleich zum Durchschnitt der Werte der Eurozone, deutlich höher liegen. Die nachfolgende Übersicht von KEMA macht die Unterschiede bei der Marktrisikoprämie je nach Auswahl des Referenzmarktes deutlich. Zum Vergleich wird zudem der von NERA ermittelte Durchschnitt für die Marktrisikoprämie aufgeführt.

---

<sup>432</sup> CEER = Council of European Energy Regulators

<sup>433</sup> Vgl. Estonian Competition Authority (2013), 2013 Guidelines for Determination of Weighted Average Cost of Capital, S. 6

<sup>434</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 8f.

	<b>Geometrisches Mittel 2010 in %</b>	<b>Arithmetisches Mittel 2010 in %</b>
Belgien	2,6	4,9
Dänemark	2,0	3,4
Finnland	5,6	9,2
Frankreich	3,3	5,7
Deutschland	5,4	8,8
Irland	2,9	4,9
Italien	3,8	7,3
Niederlande	3,5	5,9
Norwegen	2,5	5,5
Spanien	2,4	4,4
Schweden	3,8	6,1
Schweiz	2,1	3,6
Großbritannien	3,9	5,2
<b>Durchschnitt weltweit</b>	<b>3,8</b>	<b>5,0</b>
<b>Durchschnitt Europa</b>	<b>3,3</b>	<b>5,7</b>
<b>Durchschnitt Eurozone</b>	<b>3,4</b>	<b>5,9</b>
<b>Durchschnitt NERA</b>	<b>3,4</b>	<b>6,0</b>

**Tabelle 34: Marktrisikoprämie auf Basis der DMS-Datenbank (Relativ zu Anleihen, 1900-2010)<sup>435</sup>**

Der Ansatz der Eurozone als Referenzmarkt ist zu bevorzugen, denn dieser spiegelt auch die Erwartungen der Investoren bei einer Investition in Deutschland wider. In der Literatur wird dagegen der ausschließliche Ansatz der deutschen Marktrisikoprämie bestätigt. Hierbei wird für die Ermittlung nur das Land herangezogen, für welches die Marktrisikoprämie ermittelt wird.<sup>436</sup> Für die Ermittlung der Marktrisikoprämie wurde dabei in der Regel auf die Aktienrenditen des DAX oder CDAX zurückgegriffen.<sup>437</sup> Dieser Ansatz wurde durch eine Auswertung des Deutschen Aktieninstitut e.V. zum Thema „Aktuelle Renditevergleiche zwischen Aktien und

<sup>435</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 8; NERA (2011), S. 33

<sup>436</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 222; Vgl. Volkart/Vettiger (2013), S. 111

<sup>437</sup> Vgl. Stehle (2004), Die Festlegung der Risikoprämie von Aktien im Rahmen der Schätzung des Wertes von börsennotierten Aktiengesellschaften, S. 921; Vgl. Bark (2011), Der Kapitalisierungszinssatz in der Unternehmensbewertung: eine theoretische, praktische und empirische Analyse unter Berücksichtigung, S. 175

festverzinslichen Wertpapieren“ aus dem Jahr 2004 ersichtlich.<sup>438</sup> In der deutschen Literatur wird zudem häufig auf die Stehle/Hartmond-Reihe bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie verwiesen. Diese basiert auf den Aktienrenditen des CDAX und wird mit Hilfe des arithmetischen Mittels berechnet.<sup>439</sup> Die Verwendung der nationalen Marktrisikoprämie wird auch von anderen europäischen Regulierungsbehörden (Schweiz, Irland und Großbritannien) gewählt.<sup>440</sup> Die Regulierungsbehörde in Estland zieht, ebenso wie beim Beta-Faktor, die CEER-Länder als Basis für die Ermittlung der Marktrisikoprämie heran.<sup>441</sup> Tschechien orientiert sich dagegen an Studien von Damodaran<sup>442</sup> und ergänzt diesen Wert um eine Risikoprämie für Tschechien.<sup>443</sup> Somit zeigt sich, dass weder in den bisher veröffentlichten wissenschaftlichen Arbeiten noch von anderen Regulierungsbehörden der weltweite Ansatz bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie herangezogen wird und daher eine Anpassung erfolgen sollte.

Neben der Länderauswahl sollte auch die Bildung der Durchschnittswerte angepasst werden. Derzeit erfolgt die Ermittlung als einfacher Durchschnitt auf Basis des geometrischen und arithmetischen Mittels. Dieses Vorgehen betrachtet dabei nicht den Zeitraum, für den die Marktrisikoprämie ermittelt wird. Da die Marktrisikoprämie einen auf die Zukunft gerichteten Wert darstellen soll, ist die Verwendung des arithmetischen Mittels zu empfehlen.<sup>444</sup> Durch diesen Ansatz wird das Risiko reduziert, die Kapitalkosten zu unterschätzen, was weit höhere volkswirtschaftliche

---

<sup>438</sup> Vgl. Creutzmann/Heuer (2010), Der Risikozuschlag beim vereinfachten Ertragswertverfahren, S. 1305f.

<sup>439</sup> Stehle/ Hartmond (2012), Abrufbar unter <http://www.wiwi.hu-berlin.de/de/professuren/bwl/bb/data/pdf/1cdax0proznom19552011.pdf>

<sup>440</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2012), S. 19

<sup>441</sup> Vgl. Estonian Competition Authority (2013), S. 8

<sup>442</sup> Asweth Damodaran ist Finance Professor an der Stern School of Business an der Universität New York, der jährlich Branchenbetas publiziert, die in Theorie und Praxis als Datenquelle verwendet werden.

<sup>443</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2012), S. 20

<sup>444</sup> Vgl. KEMA (2011), S. 9f

Kosten nach sich ziehen würde als eine Überschätzung dieser Kosten.<sup>445</sup> Blume (1974) und Cooper (1996) sehen die Verwendung des arithmetischen Mittels auch als die geeignetere Möglichkeit für die Bestimmung der zukunftsorientierten Marktrisikoprämie an. Der geometrische Durchschnitt ist dagegen bei einer rückblickenden Analyse besser geeignet. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2010 zudem ein Gutachten für den Telekommunikationsbereich veröffentlicht, in dem die Verwendung des arithmetischen Mittels bei der Festlegung der Marktrisikoprämie in Bezug auf den Glasfaserausbau empfohlen wird.<sup>446</sup> Die Regulierungsbehörde in Estland verwendet bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie ebenfalls das arithmetische Mittel.<sup>447</sup> Die schweizerische Regulierungsbehörde verwendet dagegen den Durchschnitt aus dem arithmetischen und geometrischen Mittel und begründet dieses Vorgehen damit, dass hierdurch die Vor- und Nachteile beider Methoden berücksichtigt werden.<sup>448</sup> Auch bei den Grundsätzen der Kapitalkostenermittlung wurde angeführt, dass diese zukunftsorientiert ermittelt werden sollen, was insbesondere auf die Ermittlung der Marktrisikoprämie zutrifft. Der Ansatz des arithmetischen Mittels wird auch von den Autoren bzw. den untersuchten Gutachten und Ausarbeitungen in der Literatur bevorzugt angewendet, da dieser die Zukunft besser abbilden kann.<sup>449</sup> Auch für die Unternehmensbewertung werden die geschätzten Risikoprämien auf Basis des arithmetischen Mittels bevorzugt.<sup>450</sup> In der Literatur und auch durch den Ansatz anderer europäischer Regulierungsbehörden zeigt sich, dass aufgrund der geforderten Zukunftsorientierung das arithmetische Mittel bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie bevorzugt werden sollte. Dieser Ansatz ist jedoch nur richtig, wenn von einem einperiodigen CAPM bei der Renditeberechnung

---

<sup>445</sup> Vgl. NERA (2011), S. 36

<sup>446</sup> Vgl. NERA (2011), S. 35f.

<sup>447</sup> Vgl. Estonian Competition Authority (2013), S. 8

<sup>448</sup> Vgl. Volkart/Vettiger (2012), S. 20

<sup>449</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2009), S. 219; Vgl. Creutzmann/Heuer (2010), S. 1304

<sup>450</sup> Stehle (2004), S. 921

ausgegangen wird, es für mehrere Perioden anwendet und unabhängige und identisch verteilte Rendite zu erwarten sind. Das geometrische Mittel sollten dagegen angewendet werden, wenn die angenommenen Renditen nicht unabhängig und identisch verteilt sind. Auch bei langen Planungsperioden ist dieses Mittel besser geeignet. Sofern die Renditen negativ korrelieren, wäre das arithmetische Mittel auf Basis historischer Renditen zu hoch.<sup>451</sup> Blume entwickelte einen „weighted unbiased estimator“ für künftige Endwerte, der in Abhängigkeit von der Zahl der historischen Renditeausprägungen und der Länge der Prognoseperioden zwischen arithmetischem und geometrischem Mittel liegt, um so den Schätzfehler aus der Aufzinsung mit dem arithmetischen Mittel zu beseitigen.<sup>452</sup> Für Stehle ist auch das arithmetische Mittel relevant. Für diese Aussage analysierte er in einer Untersuchung die Renditen des deutschen Kapitalmarkts und verwendete für die Annäherung an das Marktportfolio sowohl den DAX als auch den CDAX. Für die Mittelwertbildung geht Stehle dann von der stochastischen Unabhängigkeit der Aktienrendite.<sup>453</sup> Wie bereits oben angeführt wird auch die oft verwendete Stehle/Hartmond-Reihe auf Basis des arithmetischen Durchschnitts ermittelt.<sup>454</sup> Begründet wird dieses Vorgehen damit, dass bei der Annahme, dass die historische Renditeverteilung die wahre Verteilung der Renditen ist und dass zukünftige Renditen unabhängige Ziehungen aus dieser Verteilung sind, das arithmetische Mittel die Rendite der Zukunft besser abbilden kann.<sup>455</sup> Es zeigt sich somit, dass es ein theoretisches Problem ist, welche Mittelwerte geeignet sind.<sup>456</sup> Jedoch sollte aufgrund der Zukunftsbezogenheit über die Verwendung des arithmetischen Mittels nachgedacht werden.

---

<sup>451</sup> Ballwieser/ Hachmeister (2016): Unternehmensbewertung – Prozess, Methoden und Probleme, S. 107

<sup>452</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2015), S. 223

<sup>453</sup> Vgl. Stehle (2004), S. 910 und S. 921

<sup>454</sup> Stehle/ Hartmond (2012)

<sup>455</sup> Vgl. Drukarczyk/Schüler (2015), S. 221

<sup>456</sup> Ballwieser/ Hachmeister (2016), S. 108

### 3.3.5. Unterscheidung zwischen Strom- und Gasnetzen

Die Bundesnetzagentur hat bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze beschlossen, dass eine Differenzierung zwischen Strom- und Gasnetzen nicht notwendig ist. Die qualitative Analyse hat bestätigt, dass kein unterschiedliches Risiko für deutsche Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber erkennbar ist.<sup>457</sup> Jedoch sieht der deutsche Ordnungsrahmen eine getrennte Regulierung der Strom- und Gasnetze vor – zumal auch bis zum Beginn der Anreizregulierung unterschiedliche Zinssätze für Strom- und Gasnetze angewendet wurden. Der höhere kalkulatorische Zinssatz bei den Gasnetzbetreibern wurde damit begründet, dass diese einem stärkeren Wettbewerb bei den Brennstoffen ausgesetzt sind.<sup>458</sup> Dieses Risiko hat sich auch in den vergangenen Jahren nicht geändert. Gas steht immer noch im Wettbewerb zu anderen Brennstoffen wie Öl, Fernwärme, Erdwärme und Pellets. Diese Konkurrenz ist in den vergangenen Jahren angewachsen, auch aufgrund der gestiegenen Gaspreise. Bei den Stromnetzen besteht eine direkte Substitutionsgefahr nicht. Daher ist das Risiko, das vergütet werden muss, bei den deutschen Gasnetzbetreibern deutlich höher, weil die Gefahren der geringeren Nutzung von Gasleitungen sowie die Außerbetriebnahme noch nicht abgeschriebener Anlagen bestehen.<sup>459</sup> NERA stellt zudem dar, dass die Gasnachfrage einer höheren Einkommenselastizität unterliegt als die Stromnachfrage. Produkte mit einer höheren Einkommenselastizität reagieren dabei stärker auf gesamtwirtschaftliche Nachfrageschocks. Demzufolge weisen Unternehmen, die Produkte mit einer hohen Einkommenselastizität herstellen, einen höheren Beta-Wert aus.<sup>460</sup> Aufgrund der angeführten Argumente ist es deshalb zielführend, höhere Eigenkapitalzinssätze für die

---

<sup>457</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 10

<sup>458</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 4

<sup>459</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 4

<sup>460</sup> Vgl. NERA (2011a), S. 4

Gasnetzbetreiber anzusetzen. In der europäischen Regulierungspraxis wird dieses Thema sehr unterschiedlich behandelt. Während in Großbritannien für Strom- und Gasnetzbetreiber der gleiche Zinssatz angesetzt wird,<sup>461</sup> wird in Estland zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern unterschieden. Dabei ist der Zinssatz der Gasnetzbetreiber – wie auch in Deutschland gefordert – höher.<sup>462</sup>

### **3.3.6. Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalkostenzinssatzes**

Die Optimierung beim kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz, die auf die bereits erläuterte Kritik der Kapitel IV und V sowie die identifizierten Spielräume eingeht, könnte bei den einzelnen Positionen zusammenfassend wie folgt aussehen.

- Risikoloser Zinssatz: Ermittlung auf Basis der in § 7 Abs. 7 StromNEV bzw. GasNEV geregelten Wertpapiere mit einer Restlaufzeit von mehr als neun Jahre – anstelle der Restlaufzeiten von vier bis zehn Jahren
- Beta-Faktor: Ermittlung auf Basis eines Fünf-Jahres-Durchschnitts mithilfe von europäischen Referenzunternehmen – anstelle des Mittelwertes vom einjährigen Beta-Wert und dem Durchschnitt des drei- und fünfjährigen Beta-Wertes auf Basis internationaler Referenzunternehmen
- Marktrisikoprämie: Ermittlung auf Basis des arithmetischen Mittels der Eurozone – anstelle des einfachen Mittels des arithmetischen und geometrischen weltweiten Durchschnitts

---

<sup>461</sup> Vgl. Europe Economics (2010), S. 56

<sup>462</sup> Vgl. Estonian Competition Authority (2013), S. 13

Durch diesen Ansatz soll sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber eine Rendite erhalten, um die notwendigen Investitionen durchführen zu können. Demzufolge sollten die genannten Veränderungen vorgenommen werden, auch um sicherzustellen, dass die Kapitalbindungsdauer und die Regulierungsrisiken angemessen berücksichtigt werden. Mit diesen Änderungen kann zudem ein Großteil der Kritik beseitigt werden, zumal sie mit den aktuellen Verordnungen vereinbart werden können und daher keiner Gesetzesänderung bedürfen.

#### **4. Begrenzung der Spielräume in Bezug auf die Investitionen**

Einen wesentlichen Einfluss auf die kalkulatorischen Kapitalkosten haben die Netzbetreiber durch eine Optimierung der Investitionsstrategie – mit dem Ziel, erhöhte Investitionen in den Basisjahren durchzuführen. Es sollte daher ein Weg gefunden werden, durch den diese Maßnahme umgangen werden kann bzw. der die vorhandenen Spielräume begrenzt. In der aktuellen Ermittlung werden die Kapitalkosten nur im Rahmen der Kostenprüfung anerkannt und dann für eine Regulierungsperiode in der Erlösbergrenze berücksichtigt. Demzufolge ist der Anreiz groß, die Investitionen in den Basisjahren durchzuführen, weil dadurch der Zeitverzug, der zwischen dem Zeitpunkt der Investitionsausgabe und den Erlösen entsteht, am geringsten ist. Zur Vermeidung dieser Strategie, die in Kapitel V anhand von unterschiedlichen Abbildungen aufgezeigt wurde, und damit auch zur effizienten Umsetzung der Investitionen, wäre eine jährliche Anpassung der Kapitalkosten in der Erlösbergrenze sinnvoll. Die Netzbetreiber könnten ihre Investitionen bedarfsgerecht und effizient zum notwendigen Zeitpunkt durchführen, ohne einen Renditeverlust durch den Zeitverzug zu riskieren. Diese Thematik wurde in den vergangenen Jahren

ebenfalls verstärkt von den Verbänden und den Netzbetreibern sowie Gutachtern aufgegriffen. Auch von Seiten der Regulierungsbehörde rückte diese in den Mittelpunkt, was auch durch die Erstellung des so genannten „Schäfer-Modell“<sup>463</sup> im Jahr 2012 ersichtlich wurde. Der Vorschlag sah zum einen vor, dass eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze entsprechend der Entwicklung der kapitalgebundenen Kosten aller Netzbetreiber stattfinden soll. Zum anderen soll zur Beseitigung des Zeitverzuges ein Plankostenansatz für das laufende Jahr mit einem späteren Istkosten-Abgleich erfolgen.<sup>464</sup>

Im Jahr 2014 wurde über die Einführung einer so genannten Investitionskostendifferenz (IKD) diskutiert. Dieses Modell beinhaltet ebenso eine jährliche Anpassung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze. Die IKD wird dabei in der Formel zur Ermittlung der Erlösobergrenze als eigener Bestandteil berücksichtigt. Dafür entfallen der Erweiterungsfaktor und die Investitionsmaßnahmen, die durch die Einführung der IKD nicht mehr notwendig sind.<sup>465</sup>

$$EOG_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vmb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + Q_t + (VK_t - VK_0) + IKD + S_t$$

Die im Bundestag eingebrachte Neuregelung in Form des IKD in Bezug auf die Anerkennung der Kapitalkosten in der sieht eine vereinfachte jährliche Anpassung der Kapitalkosten ohne Zeitverzug während der laufenden Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze vor. Diese Anpassung erfolgt ebenso wie im Schäfer-Modell auf Plankostenbasis, wobei eine mögliche Differenz zwischen Ist- und Plankosten über das Regulierungskonto

<sup>463</sup> Das „Schäfer-Modell“ ist benannt nach Gert Schäfer, einem Mitarbeiter der Landesregulierungsbehörde Hessen

<sup>464</sup> Schäfer (2012), Verbesserung der Investitionsbedingungen für Energienetzbetreiber, S. 1

<sup>465</sup> VKU (2014), Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland, S. 5f.

ausgeglichen werden soll. Die Investitionskostendifferenz ergibt sich durch die Veränderung zwischen dem Anlagenbestand des Basisjahrs und dem 31. Dezember des betreffenden Jahrs, auf das die Erlösobergrenze Anwendung findet. Die Restbuchwerte der Bestandsanlagen bleiben bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode bestehen. Eine Verminderung in Form von Abschreibungen erfolgt hierbei nicht. Ebenso wird von einer jährlichen Ermittlung der Tagesneuwerte abgesehen. Grundsätzlich werden die kalkulatorische Abschreibung, die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen, die kalkulatorische Gewerbesteuer sowie eine Betriebskostenpauschale von 0,8% auf die Restwerte für Anlagenzugänge abzüglich der Anlagenabgänge und abgeschriebener Anlagen berechnet. Jedoch wurde diese Neuregelung vom Bundesrat verbunden mit der Forderung abgelehnt, dass die Bundesregierung zeitnah eine Änderung des Regulierungsrahmens vornehmen soll, der eine solche generelle Berücksichtigung von Investitionskosten auch während der laufenden Regulierungsperiode ermöglicht.<sup>466</sup>

Diese vorgeschlagenen Modelle und die Forderungen des Bundesrates zeigen die Wichtigkeit dieses Themas. Eine unverzügliche Berücksichtigung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze kann auch sicherstellen, dass die notwendigen Investitionen in die Energiewende zeitnah und ohne strategische Überlegungen umgesetzt werden, da die Netzbetreiber keinen Zeitversatz zwischen Investitionsausgaben und Erlösen mehr vorfinden. Die Netzbetreiber haben zudem keinen Anreiz mehr, ihre Investitionsstrategie auf die Basisjahre zu fokussieren. Deshalb sollte dieser Vorschlag zeitnah umgesetzt werden.

---

<sup>466</sup> VKU (2014), S. 6f.

## **5. Zusammenfassende Bewertung der Möglichkeiten zur Begrenzung der Spielräume**

Die obigen Ausführungen machen deutlich, dass die Freiräume bei der kalkulatorischen Kapitalkostenermittlung, die auf Seiten der Regulierungsbehörde und der Netzbetreiber bestehen, begrenzt werden können. Hierfür sind einige Anpassungen bei der aktuellen Ermittlung notwendig. Sinnvoll wäre in diesem Zusammenhang, diese Anpassungen in einer Vereinbarung zwischen der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern zu regeln, um deren Umsetzung zu gewährleisten. Der erste Verbesserungsvorschlag bezieht sich auf die Ermittlung der Verzinsungsbasis und hierbei im Speziellen auf das Umlaufvermögen und das Abzugskapital. In Bezug auf diese Themen wurden in der Vergangenheit von beiden Seiten Optimierungsmaßnahmen vorgenommen. Die Netzbetreiber haben hierbei vor allem versucht, das Abzugskapital zu reduzieren und das Umlaufvermögen zu optimieren bzw. zu erhöhen. Die Regulierungsbehörde dagegen hat eine pauschale Begrenzung beim Umlaufvermögen vorgenommen und das Abzugskapital in vollem Umfang anerkannt. Somit ergibt sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein bilanzielles Ungleichgewicht. Damit diese Maßnahmen obsolet werden, bietet es sich an, auf Basis der Auswertung der Deutschen Bundesbank<sup>467</sup> für alle Bilanzpositionen Beschränkungen vorzunehmen. Dieser Ansatz stellt auch sicher, dass die Forderung nach einer Simulation des Wettbewerbs umgesetzt wird, da die Auswertung größtenteils Wettbewerbsunternehmen berücksichtigt. Die Pauschalisierung der Verzinsungsbasis wurde auch im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung im Jahre 2015 diskutiert und als Weg angesehen, mehr Sicherheit und Transparenz für die Investoren sowie eine Vereinfachung bei Ermittlung der Verzinsungsbasis zu erreichen.

---

<sup>467</sup> Auswertungen zum Thema „Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen“

Im zweiten Schritt wurde der Ansatz bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes überprüft. Dabei hat sich gezeigt, dass die bisher verwendete Methode zur Ermittlung der Kapitalkosten – das CAPM – am besten geeignet ist. Die anderen Kapitalmarktmodelle sind nicht empfehlenswert, da weitere Komponenten zusätzliche Freiräume bei der Bestimmung der Kapitalkosten mit sich bringen. Zudem hat sich das CAPM in der Praxis durchgesetzt und wird neben der Regulierungsbehörde auch von den Netzbetreibern bevorzugt. Eine Alternative zum kapitalmarktorientierten Ansatz besteht derzeit nicht, weil bisher kein Modell entwickelt wurde, das die Anforderungen der Regulierung abbilden kann und zudem der Kapitalmarktansatz als Grundlage der Kapitalkostenermittlung gefordert wird. Jedoch muss die Ermittlung der einzelnen Komponenten aufgrund der bestehenden Freiräume für die Regulierungsbehörde durch die gesetzlichen Regelungen überarbeitet werden, damit sichergestellt werden kann, dass der Zinssatz angemessen und sachgerecht festgelegt wird. Hierzu soll auf die bestehenden Spielräume und Kritikpunkte bei der Ermittlung eingegangen werden (Vgl. Kapitel IV und V). Bei der Bestimmung des risikolosen Zinssatzes kann die aktuelle Regelung der Strom- und Gasnetzverordnung als Grundlage herangezogen werden. Jedoch sollte die Restlaufzeit der verwendeten Renditen angepasst werden. Aktuell werden die Renditen mit einer Restlaufzeit von über vier Jahren angewendet. Zur Abbildung der langen Kapitalbindungsdauern in der Energiewirtschaft ist daher die Verwendung von Restlaufzeiten von über sieben Jahren sachgerechter, zumal dieser Ansatz auch von anderen Regulierungsbehörden in Europa herangezogen wird. Daneben ist auch die Ermittlung des Beta-Faktors und der Marktrisikoprämie anzupassen, um sicherzustellen, dass die Bedürfnisse der Netzbetreiber nach einer angemessenen Rendite erfüllt werden und Investitionsanreize entstehen. Beim Beta-Faktor sind der Betrachtungszeitraum und die Auswahl der Referenzunternehmen anzupassen. Für die bisherige Berechnung wurden zum einen der einjährige und zum anderen der Mittelwert aus dem drei-

jährigen und fünfjährigen Betrachtungszeitraum herangezogen. Somit ergab sich eine starke Überbewertung des einjährigen Zeitraums, sodass Werte aus außerordentlichen Jahren eine starke Gewichtung hatten. Es sollte deshalb ausschließlich auf den fünfjährigen Betrachtungszeitraum abgestellt werden, da dieser der Dauer der Regulierungsperiode entspricht und die Werte atypischer Jahre besser ausgleicht. Die Auswahl der Referenzunternehmen für die Bestimmung des Beta-Wertes sollte sich auf europäische Unternehmen beschränken, die einen Anteil von über 50% an Netzaktivitäten aufweisen. Bisher wurden neben den europäischen Unternehmen auch Energieversorgungsunternehmen aus den USA berücksichtigt. Jedoch unterliegen diese Unternehmen einer anderen Regulierungsform, sodass sie das Ergebnis des Beta-Wertes verzerren. Bei der dritten Komponente, der Marktrisikoprämie, muss anstelle des weltweiten Durchschnitts lediglich der Mittelwert der Eurozone herangezogen werden. Nur so können die Besonderheiten deutscher und europäischer Märkte hinreichend berücksichtigt werden, was mit dem weltweiten Durchschnitt nicht möglich ist. Des Weiteren sollte – abweichend vom aktuellen Ansatz – lediglich das arithmetische Mittel verwendet werden, da hierdurch der geforderte Zukunftsbezug besser abgebildet werden kann. Dies kann mit dem Durchschnitt aus geometrischem und arithmetischem Mittel nicht ausreichend gewährleistet werden. Neben der Anpassung der Ermittlung der einzelnen Komponenten muss auch der einheitliche Zinssatz für Strom- und Gasnetze überdacht werden. Aufgrund der Tatsache, dass Gasnetzbetreiber dem Risiko der Substituierbarkeit unterliegen, ist ein entsprechender Risikozuschlag im Vergleich zum Zinssatz für Stromnetzbetreiber zu gewähren. Nur so ergibt sich eine angemessene Rendite für Gasnetze, die auch Anreize für Investoren bietet.

Den größten Spielraum bei der Kapitalkostenbestimmung hatten die Netzbetreiber bisher durch die Optimierung ihrer Investitionen, indem sie

diese vermehrt in den Basisjahren durchgeführt haben. Hiermit haben die Netzbetreiber versucht, ihre Kapitalkosten und damit auch die Erlösbergrenze für die folgende Regulierungsperiode zu erhöhen. Damit eine sachgerechte und zielführende Investitionsstrategie umgesetzt werden kann, sollte daher der Ansatz in Betracht gezogen werden, die Kapitalkosten jährlich in der Erlösbergrenze anzupassen. So kann sichergestellt werden, dass der Zeitversatz zwischen der Investitionsausgabe und den Erlösen entfällt und damit keinen Einfluss auf die Rendite hat. Dieser Vorschlag wurde in den vergangenen Jahren von verschiedenen Seiten aufgegriffen, da dieser Ansatz dazu beitragen würde, die Maßnahmen der Netzbetreiber in den Basisjahren zu begrenzen und sicherzustellen, dass die Investitionen bedarfsgerecht durchgeführt werden. Zur Vermeidung ineffizienter Investitionen sollte der Effizienzvergleich im Rahmen der Kostenprüfung beibehalten werden. Ineffiziente bzw. überbeuerte Investitionen würden sich dabei negativ auf den Effizienzwert des Netzbetreibers auswirken und damit die Erlösbergrenze absenken. Daher sollte es weiterhin das Ziel der Netzbetreiber sein, effiziente Investitionen durchzuführen.

Ein Thema, das in diesem Ausschnitt nicht ausführlich betrachtet wurde, jedoch ebenfalls zur Optimierung der Kapitalkostenberechnung beitragen kann, ist die Beseitigung der Schlechterstellung der Netzbetreiber mit einem Pachtmodell. Eine Vorgehensweise, die in der Vergangenheit schon von der Regulierungsbehörde verwendet wurde, ist die konsolidierte Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Hierbei werden die Werte des Verpächters und Pächters bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zusammengefasst. Somit kann verhindert werden, dass der Netzbetreiber ein negatives Eigenkapital ausweist, das mit dem Zinssatz für Neuanlagen verzinst wird.

Zusammenfassend ergeben sich folgende Maßnahmen, die dazu beitragen können, die Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung auf beiden Seiten zu begrenzen:

1.	Die Ermittlung der Verzinsungsbasis basiert auf pauschalen Vorgaben für die einzelnen Bilanzpositionen.
2.	Der risikolose Zinssatz soll anhand der in der Verordnung geregelten Renditen mit einer Restlaufzeit von über sieben Jahren ermittelt werden.
3.	Der Beta-Wert soll auf Basis der europäischen Referenzunternehmen mit einem Betrachtungszeitraum von fünf Jahren errechnet werden.
4.	Die Marktrisikoprämie ergibt sich aus einem arithmetischen Mittel der Eurozone.
5.	Der Eigenkapitalzinssatz für Gasnetzbetreiber soll um einen Risikozuschlag angepasst werden.
6.	Die kalkulatorischen Kapitalkosten sollen jährlich mit einem Plankostenansatz angepasst werden.
7.	Die Schlechterstellung der Netzbetreiber mit einem Pachtmodell soll durch eine konsolidierte Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung beseitigt werden.

**Tabelle 35: Mögliche Maßnahmen zur Begrenzung der Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung**

Die meisten Anpassungen können dabei ohne Veränderung der Verordnungen (StromNEV, GasNEV, ARegV) vorgenommen werden. Lediglich die jährliche Anpassung der Kapitalkosten und die Überarbeitung der Indexreihe würde eine Gesetzesänderung erfordern. Trotzdem sollten die Vorschläge vertraglich zwischen der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern geregelt werden, damit diese Maßnahmen umgesetzt werden und eine gewisse Sicherheit auf beiden Seiten besteht.

## **VII. Thesenförmige Zusammenfassung, Fazit und Ermittlung des Forschungsbedarfs**

### **1. Zusammenfassung, kritische Betrachtung und Fazit**

Die Regulierung der Energienetze, mit der wesentlichen Aufgabe der Bestimmung der Netzkosten, ist ein komplexes System, das von zahlreichen Faktoren und Teilnehmern beeinflusst wird, wobei die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörde die bedeutendsten Akteure sind. Es zeigt sich im Regulierungskonstrukt, dass es auf Grund der bestehenden Informationsasymmetrie Vorteile für den Netzbetreiber gibt, die dieser im Rahmen der Kostenbestimmung für sich nutzen kann. In diesem Zusammenhang wird im Rahmen dieser Arbeit auf die Principal-Agent-Theorie verwiesen, die sich mit dieser Problematik beschäftigt und aufzeigt, dass beispielsweise die Einführung einer Regulierung den Informationsvorsprung der Netzbetreiber beschränken kann.

Diese notwendige Regulierung, die aktuell in der Form der Anreizregulierung durchgeführt wird, ist auch die einzige Möglichkeit, das vorhandene natürliche Monopol zu bekämpfen, damit gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverluste vermieden werden. Ein weiterer Vorteil dieser Variante der Regulierung soll darin bestehen, den Informationsbedarf der Regulierungsbehörde zu verringern und damit dem Principal-Agent-Problem entgegen zu wirken. Bei der Anreizregulierung wird eine Erlösobergrenze für die Netzbetreiber festgelegt, die sich aus verschiedenen Komponenten zusammensetzt.

Die Netzkosten für die Festlegung der Erlösobergrenze ergeben sich dabei aus den operativen Kosten und den Kapitalkosten, die sich aus der kalkulatorischen Abschreibung und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

zusammensetzen. Für die Ermittlung dieser kalkulatorischen Verzinsung sind verschiedene Kapitalmarktmodelle verwendbar. Aktuell wird für die Berechnung auf das CAPM zurückgegriffen, welches sich in der Praxis bewährt hat und von den beteiligten Parteien anerkannt wird. Die Auswahl eines Modells wird durch die vorhandenen gesetzlichen Regelungen nicht definiert, da hierbei nur die wesentlichen Vorgaben erfolgen. Daher bieten die verschiedenen Verordnungen (ARegV, StromNEV und GasNEV) einen Interpretationsspielraum bei der Kapitalkostenermittlung, der sich auf verschiedene Positionen und demzufolge auch auf die Netzkosten auswirken kann. Diese Tatsache konnte anhand der durchgeführten Kostenprüfungen und Erlösobergrenzenfestlegungen anschaulich dargelegt werden. Vor allem die Maßnahmen der Regulierungsbehörde wurden durch die Netzentgeltbescheide offensichtlich, in denen die Bundesnetzagentur ihr Vorgehen auch begründet. Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die wesentlichen Eingriffe dabei durch den pauschalen Ansatz des Umlaufvermögens für die Verzinsungsbasis sowie die Bestimmung der Komponenten des CAPM erfolgten. Hierdurch kann die Regulierungsbehörde einen maßgeblichen Einfluss auf die Kapitalkosten ausüben. Daneben sind während der verschiedenen Kostenprüfungen und Entgelt- bzw. Erlösobergrenzen genehmigungen weitere Schritte der Behörde deutlich geworden, die einen Einfluss auf die Kapitalkosten haben. Anhand verschiedener Beispiele wurden dabei die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Kapitalkosten veranschaulicht.

Bei den Netzbetreibern können jedoch im ersten Schritt nur Vermutungen bezüglich der Maßnahmen getroffen werden, die sich als logische Konsequenz aus den bestehenden Spielräumen ergeben könnten. Hierzu zählen die Erhöhung der Investitionen in den Basisjahren, die Reduzierung des Abzugskapitals, die Optimierung des Umlaufvermögens sowie die Verwendung von Wibera-Indexreihen zur Berechnung der Tagesneuwerte. Mithilfe dieser Vorhaben können die Netzbetreiber einen Einfluss auf ihre Kapitalkosten ausüben. In einer Analyse von 31 Tätigkeitsabschlüssen

deutscher Netzbetreiber wurde untersucht, ob die möglichen Maßnahmen in den Basisjahren der zweiten Regulierungsperiode durchgeführt wurden oder ob diese nur eine theoretische Annahme sind. Dabei wurde zum einen eine Auswertung auf Basis der summierten und zum anderen auf Grundlage der standardisierten Werte erstellt. Es wurde deutlich, dass die beschriebene Vorgehensweise vor allem bei der summierten Betrachtung erkennbar ist. Hierbei bestätigte sich vor allem die erwartete Entwicklung bei den Investitionen der Stromnetzbetreiber, dem Kassenbestand, der Rückstellungen und Verbindlichkeiten. Bei den Investitionen wurde dies ferner durch verschiedene Auswertungen der Bundesnetzagentur und des BDEW unterstrichen. Die standardisierte Analyse zeigt vor allem Bilanzoptimierungen bei den Verbindlichkeiten der Strom- und Gasnetzbetreiber, den Investitionen der Stromnetzbetreiber und den Rückstellungen der Gasnetzbetreiber. Bei den Forderungen konnte sowohl bei der summierten als auch bei der standardisierten Auswertung eine gewisse Optimierung festgestellt werden. Somit wird bei der Betrachtung der Maßnahmen der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde sowie der Bilanzanalyse deutlich, dass bedeutende Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung bestehen, die von den beteiligten Parteien im Rahmen ihrer Möglichkeiten ausgenutzt werden.

Um eine sachgerechte Ermittlung der Netzentgelte bzw. der Erlösobergrenze zu ermöglichen, sollten diese bestehenden Spielräume begrenzt werden. Da die meisten Maßnahmen die Verzinsungsbasis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung betreffen, muss angestrebt werden, diese Freiheiten zu begrenzen und klare Regelungen zu treffen. Dabei bietet sich ein pauschaler Ansatz bei den verschiedenen Bilanzpositionen an, obwohl dies in der Regel nicht erwünscht ist. Grund hierfür ist, dass ein pauschaler Ansatz nie die Realität abbildet und sowohl Vor- als auch Nachteile mit sich bringen kann. Jedoch können hiermit auf beiden Seiten Beeinflussungen verhindert und die Netzkosten besser abgeschätzt und geplant werden. Für die Bestimmung sollte auf die Auswertung der

Deutschen Bundesbank<sup>468</sup> zurückgegriffen werden. Diese Vorgehensweise wurde von der Bundesnetzagentur auch bei der pauschalen Festlegung des Umlaufvermögens bei der Kostenprüfung für die Netzentgelte ab 2008 angewandt.

Ebenso sollte die Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes und dabei in erster Linie die Berechnung der Komponenten des CAPM optimiert werden, damit eine angemessene Verzinsung gewährleistet werden kann. Das CAPM ist dabei als Modell gesetzt, da keine besseren Kapitalkostenmodelle für die Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung vorhanden sind. Eine Empfehlung ist deshalb, dieses Thema genauer zu untersuchen.

Zudem wurde in Bezug auf die Investitionen und die kalkulatorische Bei den Investitionen können die vorhandenen Spielräume beispielsweise durch eine jährliche Anpassung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze begrenzt werden. So können die Netzbetreiber im Bedarfsfall investieren und müssen nicht befürchten, dass die Erlöse aus den Netzentgelten mit einem großen Zeitverzug ins Unternehmen zurückfließen und sich damit die Rendite verschlechtert. Zusammenfassend macht die Untersuchung deutlich, dass Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung auf Seiten der Regulierungsbehörde und der Netzbetreiber bestehen, die Auswirkungen auf die kalkulatorischen Kapitalkosten der Netzbetreiber haben. Es bestehen zwar grundsätzliche Regelungen in der Verordnung, wie die Kapitalkosten zu ermitteln sind, jedoch sind nur bestimmte Vorgaben enthalten. Somit erlauben diese Regelungen einen gewissen Spielraum bei der Kapitalkostenermittlung, den die beteiligten Parteien jeweils zu ihren Gunsten nutzen. Die von der Bundesnetzagentur angewendeten Maßnahmen sind dabei anhand von Entgeltbescheiden erkennbar und beziehen sich im Wesentlichen auf die Verzinsungsbasis und den

---

<sup>468</sup> Auswertung zum Thema „Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen“

Eigenkapitalzinssatz. Eine empirische Untersuchung von Tätigkeitsabschlüssen deutscher Netzbetreiber konnte die Vorgehensweise bezüglich der Bilanzoptimierung ersichtlich machen. Kritisch ist dabei zu beachten, dass mithilfe der ausgewerteten Tätigkeitsabschlüsse keine umfassende Aussage über die Maßnahmen der Netzbetreiber in den Basisjahren getroffen werden kann, da es aktuell ca. 730 Gasnetzbetreiber und ungefähr 890 Stromnetzbetreiber in Deutschland gibt. Zudem erfolgte die Untersuchung im Rahmen dieser Arbeit lediglich über einen Zeitraum von drei Jahren. Für eine abschließende Aussage sind weitere Analysen und Untersuchungen notwendig. Es zeigt sich jedoch, dass die Forderung nach einer sachgerechten und angemessenen Ermittlung der Netzkosten nur umgesetzt werden kann, wenn diese Spielräume eingeschränkt bzw. beseitigt werden. Dabei bieten sich verschiedene Möglichkeiten an. Eine Empfehlung in Bezug auf die Verzinsungsbasis ist, die einzelnen Bilanzpositionen pauschal zu begrenzen, wodurch die Bilanzoptimierungen auf Seiten der Netzbetreiber und die Maßnahmen der Regulierungsbehörde nicht mehr notwendig wären, was auf beiden Seiten zu einer Reduktion des Arbeitsaufwands führen würde. Zudem kann mit dieser Vorgehensweise die Vorgabe, planbare und sachgerechte Kapitalkosten zu gewährleisten, besser erfüllt werden.

## **2. Weiterer Forschungsbedarf**

Im Bereich der Regulierung und der sachgerechten Bestimmung der Netzentgelte wird auch in der Zukunft Forschungsbedarf bestehen. Ein Grund dafür ist, dass dieses Thema relativ neu und vieles noch nicht endgültig geregelt ist. Dies zeigen auch die zahlreichen Gerichtsverfahren, die in den letzten Jahren geführt wurden, die dazu beitragen sollten, die richtige Vorgehensweise bei bestimmten Sachverhalten in Bezug auf die Regulierung anzuordnen. Zum anderen ergeben sich aufgrund von

Veränderungen und Anpassungen bei der Regulierung immer wieder Fragen, die untersucht werden müssen. So waren Themen wie die Einführung einer Prozesskostenrechnung und die jährliche Anpassung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze in der Diskussion. Auch im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung im Jahr 2014 sind bezüglich der Investitionen, des Regulierungssystems und der Bestimmung des Effizienzwertes verschiedene Problemstellungen ersichtlich geworden.

Ferner besteht auch Forschungsbedarf für das Vorgehen bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes. Aktuell wird auf das Capital Asset Pricing Model zurückgegriffen. Jedoch besteht die Schwierigkeit, dass die deutschen Netzbetreiber nicht an der Börse notiert sind, sodass bei der Berechnung auf Referenzunternehmen zurückgegriffen werden muss. Diese können aufgrund von unterschiedlichen Rahmenbedingungen in den verschiedenen Ländern die Gegebenheiten in Deutschland nicht vollumfänglich abbilden. Daher sollte ein Modell entwickelt werden, das idealerweise nicht auf einem Kapitalmarktmodell basiert.

Auch in Bezug auf das Thema der vorliegenden Arbeit ergibt sich weiterer Forschungsbedarf. So sollte zum einen untersucht werden, ob die Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber auch in der dritten Regulierungsperiode ihre Spielräume bei der Kapitalkostenermittlung nutzen, wenn keine Veränderungen bei den Vorgaben zur Kapitalkostenbestimmung erfolgen. Zum anderen wäre aufgrund der aktuell begrenzten Anzahl an Tätigkeitsabschlüssen eine umfangreichere Untersuchung möglich, innerhalb derer auch der Untersuchungszeitraum erweitert werden müsste. Aufgrund der Problematik, dass die Tätigkeitsabschlüsse erst ab dem Jahr 2010 zur Verfügung stehen, sollte sich die Untersuchung auf die Jahre um die nächsten Basisjahre konzentrieren. Somit können durch eine zeitliche Erweiterung die Entwicklungen besser dargestellt und eventuell weitere Schlussfolgerungen gezogen werden.

Die Auswirkung der pauschalen Ansätze bei den Bilanzpositionen bei der Bestimmung der Verzinsungsbasis könnte ebenfalls Inhalt weiterer Untersuchungen sein. Es wäre zu überprüfen, ob hierdurch eine Optimierung bei den Netzkosten erfolgt und die Empfehlung damit auch sinnvoll ist. Diese Untersuchung könnte jedoch lediglich von der Regulierungsbehörde durchgeführt bzw. vergeben werden, weil dieser die erforderlichen Unterlagen und Werte zur Verfügung stehen. Nachdem eine ähnliche Idee im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung in vager Form aufgekommen ist, sollte es auch im Interesse der Bundesnetzagentur sein, diese Methode weiter zu untersuchen und mit den Netzbetreibern zu diskutieren.

Dennoch kann diese Arbeit einen wesentlichen Beitrag zum besseren Verständnis der Regulierung bei deutschen Netzbetreibern beisteuern. So wird deutlich, dass zwar gesetzliche Regelungen bestehen, aber ungeachtet dessen genügend Freiräume bestehen, die Auswirkungen auf die Festlegung der Netzentgelte haben. Eine sachgerechte Ermittlung der Kapitalkosten kann daher nur sichergestellt werden, wenn für die Zukunft diese Spielräume beseitigt bzw. begrenzt werden.

# Anhang

# Anlage I: Auswertung des BDEW zu Investitionen im Gasnetz

125. BfW-Gasstudie  
Österreichische Gaswirtschaft

**Tabelle 11: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN**  
- nach Verteilerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	Anzahl GVU		Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung			Anlagen zur Speicherung <sup>1)</sup>			Druck, Regel- u. Überwachungsanlagen (einschl. Verdichtern)	Rechner einschl. Anschaltungen			Alle übrigen Investitionen <sup>2)</sup>	Investitionen insgesamt
		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)		(10)	(11)	(12)		
OVU	2003	675	-	0	1	6	67	174 <sup>3)</sup>	267 <sup>4)</sup>	24,5	391 <sup>5)</sup>	46	127	1 075	
	2002	685	-	0	2	12	67	128 <sup>3)</sup>	280 <sup>4)</sup>	18,2	462 <sup>5)</sup>	44	140	1 135	
Fertiggestellten	2003	14	11	4	-	83	61	95	65	22,1	16,6	1,6	17,9	429	
	2002	14	7	-	0	134	62	118	51	11,6	0	7	82	459	
Erdegasgestellten	2003	4	74	-	45	4	-	6	-	4,5	-	-	3	132	
	2002	4	53	-	41	26	4	2	-	2	-	-	3	129	
Insgesamt	2003	693	85	4	46	93	128	275 <sup>3)</sup>	346 <sup>4)</sup>	16,8	21,3	24,3	207	1 637	
	2002	703	60	0	43	172	133	246 <sup>3)</sup>	337 <sup>4)</sup>	15,3	0	3,2	225	1 723	

1) Anlagen zur Verdichtung und Druckregelung sind, bei Erdgasnetzen abweichend vom Anlagenstichwort - unter Spalte (7) ausgewiesen.  
 2) Davon Anlagen zur Gewinnung von Erdgas aus Gestein (z.B. Methanhydrat) sind unter Spalte (7) ausgewiesen.  
 3) Anlagen zur Speicherung von Erdgas sind unter Spalte (7) ausgewiesen.  
 4) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdrucknetz  
 5) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdrucknetz

Tabelle 11: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verleerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- In 10<sup>6</sup> € -

	(1)	(2)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung			Anlagen zur Speicherung	Druck-, Regel- u. Meßanlagen (einschl. Verdichter)	Rohrnetz einschl. Anschaltungen			Zusätzl. Meß-Regelgeräte (für Kunden)	Alle übrigen Investitionen <sup>1)</sup>	Investitionen insgesamt
			Aufschlußarbeiten	Flüssigkeits-Leitungen (einschl. Anlagen zur Spitzenlastdeckung)	Sonstige Anlagen			für Hochdruck (über 1 bar)	für Mittel- und Niederdruck (bis 1 bar)	für Hochdruck (bis 100 mbar)			
OVU	%	-	-	-	2	17	78	162 <sup>2)</sup>	277 <sup>3)</sup>	266 <sup>4)</sup>	51	142	1 095
	%	-	-	-	0,2	1,6	7,1	14,8	25,3	32,4	4,7	12,9	100,0
2000	2000	675	-	0	1	6	67	17,4 <sup>5)</sup>	263 <sup>6)</sup>	291 <sup>6)</sup>	48	127	1 075
Fertigstellungsgezeiten	%	14	3	1	1	50	79	45	57	8	5	64	313
	%	-	1,0	0,3	0,3	16,0	25,2	14,4	18,2	2,6	1,6	20,4	100,0
2000	2000	14	11	4	-	80	81	95	85	7	7	77	400
Ergebnisgezeiten	%	4	92	-	44	7	-	7	-	-	-	2	152
	%	-	60,8	-	28,9	4,7	-	4,8	-	-	-	1,1	100,0
2000	2000	4	74	-	45	4	-	6	-	-	-	3	132
Insgesamt	%	697	95	1	47	74	157	214 <sup>3)</sup>	334 <sup>4)</sup>	374 <sup>4)</sup>	56	208	1 560
	%	-	6,1	0,1	3,0	4,7	10,1	13,7	21,4	24,0	3,6	13,3	100,0
2000	2000	693	85	4	46	93	128	273 <sup>5)</sup>	348 <sup>6)</sup>	398 <sup>6)</sup>	53	207	1 637

1) Anlagen zur Verdichtung und Druckregelung sind - bei Eigenbetrieben abweichend von dem Anlagenkennzeichensystem - unter Spalte (7) auszureisen.  
2) Druck- und Regelanlagen sind unter Spalte (7) auszureisen.  
3) zum Teil einschließlich Mittel- und Niederdruckrohrnetz (z.B. Verteilungsrohrnetz, Leitungsrohrnetze), in der der Anteil für die Gasversorgung eingepreist (geschätzt).  
4) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdruckrohrnetz.  
5) zum Teil einschließlich Hoch- und Mitteldruckrohrnetz.

127. BCW-Gasstatistik  
Öffentliche Gaswirtschaft

Tabelle 7: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verteilerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	(2)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung				(6)	(7)	Rohrnetz einschl. Anschlußleitungen			(11)	(12)	(13)	(14)
			Anzahl Auteilchuckbohrungen	Flüssiggas-Luftbohrungen (einschl. Anlagen zur Spitzenbedeckung)	Sonstige	Anlagen zur Speicherung			Druck, Regel- u. Übermässigkeiten (einschl. Verdichter)	für Hochdruck (über 1 bar)	für Mitteldruck (über 100 mbar bis 1 bar)				
OVU	2005	664	-	4	1	12	60	136 <sup>2)</sup>	240 <sup>3)</sup>	322 <sup>4)</sup>	53	12	114	964	
	%	-	-	0,4	0,2	1,2	6,2	14,1	24,8	34,5	5,5	1,3	11,8	100,0	
2004	679	-	-	-	2	17	78	162 <sup>2)</sup>	277 <sup>4)</sup>	366 <sup>5)</sup>	51	-	142	1095	
Flüssiggas-gesell.	2005	16	33	-	22	67	51	72	90	7	5	2	59	408	
%	-	8,1	-	-	5,4	16,4	12,5	17,6	22,4	1,7	1,2	0,5	14,5	100,0	
2004	14	3	1	1	50	79	45	45	57	8	5	-	64	313	
Erds-gas-förder-gesell.	2005	3	97	-	37	4	-	9	-	-	-	2	1	150	
%	-	64,7	-	-	24,7	2,7	-	6,0	-	-	-	1,3	0,6	100,0	
2004	4	92	-	-	44	7	-	7	-	-	-	2	2	152	
Insgesamt	2005	683	130	4	60	83	111	217 <sup>2)</sup>	320 <sup>3)</sup>	339 <sup>4)</sup>	58	16	174	1022	
%	-	6,5	0,3	3,9	5,4	7,3	14,3	14,3	21,7	22,3	3,8	1,1	11,4	100,0	
2004	697	95	1	47	74	157	157	214 <sup>2)</sup>	324 <sup>4)</sup>	374 <sup>5)</sup>	56	208	1560		

1) Anlagen zur Verdichtung und Druckregelung sind bei Eigenbetrieben abweichend von dem Anlagenstichweis - unter Spalte (7) ausgewiesen.  
 2) zum Teil Anlagen abnehmender Drücke (z.B. Verteilungsabläufe, Leitungsversärfüllungen), ist nur der Anteil für die Gasversorgung angesetzt (geschätzt).  
 3) zum Teil Anlagen abnehmender Drücke (z.B. Verteilungsabläufe, Leitungsversärfüllungen).  
 4) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdruckrohrnetz  
 5) zum Teil einschließlich Hoch- und Mitteldruckrohrnetz

128. BGW-Gasstatistik  
Öffentliche Gaswirtschaft  
Tabelle 7: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verteilerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	(2)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung		(5)	(6)	Druck-, Regl- u. Meßanlagen (über 1 bar) (einschl. Verdichter)	Rohrnetz einschl. Anschaltungen			Zähler-, Meß- und Regelanlagen (für Kunden)	(12)	Alle übrigen Investitionen <sup>1)</sup>	Investitionen insgesamt
			Aufschlußbohrungen	Flüssiggas-Luft-Mischanlagen (zur Spitzendeckung)				Sonstige Anlagen zur Speicherung <sup>2)</sup>	für Hochdruckleitungen (über 1 bar)	für Mitteldruckleitungen (über 1 bar bis 1 bar)				
OVU	2006	669	-	-	2	21	72	150 <sup>3)</sup>	250 <sup>4)</sup>	349 <sup>5)</sup>	57	13	122	1 036
	2005	664	-	-	0,2	2,0	7,0	14,5	24,1	33,7	5,5	1,2	11,8	100,0
Ferngasgesellschaften	2006	16	-	-	-	72	108	184	133	-	8	6	45	556
	2005	16	33	-	22	67	51	72	90	7	8	2	59	408
Erdgasfördergesellschaften	2006	4	150	-	60	9	-	3	-	-	-	1	1	224
	2005	3	97	-	37	4	-	1,2	-	-	-	0,5	0,3	100,0
Insgesamt	2006	689	150	-	62	102	180	337 <sup>2)</sup>	303 <sup>4)</sup>	349 <sup>5)</sup>	65	20	168	1 816
	2005	683	130	-	60	83	111	217 <sup>2)</sup>	211	339 <sup>5)</sup>	58	16	174	1 522

1) Anlagen zur Verteilung und Druckregelung sind - bei Eigenbetrieben abweichend von dem Anlagenachweis - unter Spalte (7) ausgewiesen.  
2) Dienen Anlagen gleichzeitig verschiedenen Unternehmenszweigen (z.B. Verwehungsgebäude, Lehrlingswerkstätten), ist nur der Anteil für die Gasversorgung eingezählt (geschätzt).  
3) Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung sind unter Spalte (5) ausgewiesen.  
4) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdruckrohrnetz  
5) zum Teil einschließlich Hoch- und Mitteldruckrohrnetz

129. BDEW-Gasstatistik  
Öffentliche Gaswirtschaft

Tabelle 8: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verlierstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	(2)	(3)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung		Anlagen zur Speicherung <sup>1)</sup> (Obermahmstationen) (einschl. Verdichter)	Rohrnetz einschl. Anschaltungen			IT Investitionen	Alle übrigen Investitionen <sup>2)</sup>	Investitionen insgesamt	
				Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung			Druck, Regel- u. Mehltagen	für Hochdruck- leitungen (über 1 bar) 3)	für Niederdruck- leitungen (bis 100 mbar 4)				Meß- Zähler- und Regelgeräte (für Kunden) 5)
				Aufschluß- bohrungen	Flüssiggas-,Luft- Mischanlagen (einschl. Anlagen zur Spitzab- deckung)								
						(6)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
2007		670	-	-	2	67	133	223	300	53	13	117	935
OVU %					0,2	7,2	14,2	23,9	32,1	5,7	1,4	12,5	100
2006		669	-	-	2	72	160	260	349	57	13	122	1 036
2007		18	83	-	28	168	263	88	-	12	7	93	997
Fertigge- stellt					2,8	18,9	26,4	8,8	-	1,2	0,7	9,3	100
%													
2006		16	-	-	-	108	184	133	-	8	6	45	566
2007		1	18	-	6	-	-	-	-	-	-	-	23
Erde- gas- ge- stellt					21,7	-	-	-	-	-	-	-	100
%													
2006		4	169	-	60	9	3	-	-	-	1	1	224
2007		689	101	-	35	262	396	311	300	65	20	210	1 955
Insge- samt					1,8	13,4	20,3	15,9	15,3	3,3	1,0	10,7	100
%													
2006		689	150	-	62	102	327	393	349	65	20	168	1 816

1) Anlagen zur Verdichtung und Druckregelung sind - bei Eigenbetrieben aber nicht von dem Anlagenhersteller - unter Spalte (7) ausgewiesen.  
2) Die Anlagen zur Gewinnung von Erdgas aus unterirdischen Lagerstätten (z.B. Verwindungsblöcke, Lagerungsverfälscht, in der Abbildung für die Gasversorgung eingestuft (geschätzt).  
3) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdruckrohrnetz  
4) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdruckrohrnetz  
5) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdruckrohrnetz

130. BGW-Gasstatistik  
Öffentliche Gaswirtschaft

Tabelle 8: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verteilerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung			(6)	(7)	Robnetz einschl. Anschl.leitungen			(11)	(12)	Alle übrigen Investitionen <sup>2)</sup>	Investitionen insgesamt
		(2)	(3)	(4)			(5)	(8)	(9)				
		Anzahl der ÖVU	Aufschüßbohrungen	Flüssiggas-Luft-Mischanlagen (einschl. Anlagen zur Gasabgasreinigung)	Sonstige Anlagen zur Speicherung <sup>3)</sup>	Druck-, Regel- u. Mischanlagen (einschl. Verdichter)	für Hochdruckleitungen (über 1 bar)	für Mitteldruckleitungen (über 100 mbar bis 1 bar)	für Niederdruckleitungen (bis 100 mbar)	Zähler-, Maß- und Regelgeräte (für Kunden)	IT Investitionen		
ÖVU	2006	573	-	4	2	63	99 <sup>3)</sup>	179 <sup>4)</sup>	260 <sup>5)</sup>	56	16	127	623
	%	-	-	0,5	0,2	7,7	12,0	21,6	31,6	7,0	1,9	15,4	100,0
	2007	670	-	-	2	67	133 <sup>3)</sup>	223 <sup>4)</sup>	300 <sup>5)</sup>	53	13	117	935
Ferngasgesellschaften	2006	11	14	-	-	27	70	24	-	10	5	57	216
	%	-	4,4	-	-	8,6	22,2	7,6	-	3,2	1,6	18,1	100,0
	2007	16	63	-	28	198	263	89	-	12	7	93	998
Erdgas-förder-gesell-schaften	2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2007	1	18	-	5	-	-	-	-	-	-	-	23
Ingesamt	2006	584	14	4	2	90	168 <sup>3)</sup>	203 <sup>4)</sup>	260 <sup>5)</sup>	69	22	184	1129
	%	-	1,2	0,4	0,2	7,9	14,7	17,8	22,8	6,1	1,9	16,1	100,0
	2007	689	101	-	35	255	396 <sup>3)</sup>	312 <sup>4)</sup>	300 <sup>5)</sup>	65	20	210	1596

1) Anlagen zur Verdichtung und Druckregelung sind - bei Eigenbetrieben abweichend von dem Anlagenstweiss - unter Spalte (7) ausgewiesen.  
2) Diezen Anlagen gleichzeitig verschiedenen Unternehmenszeilen (z.B. Verwaltungsabläufe, Lehringwerkstätten), ist nur der Anteil für die Gasversorgung eingestuft (geschätzt).  
3) zum Teil einschließlich Misch- und Niederdruckrohren  
4) zum Teil einschließlich Hoch- und Mitteldruckrohren  
5) zum Teil einschließlich Hoch- und Mitteldruckrohren

131. BDEW-Gasstatistik 2009  
Öffentliche Gaswirtschaft

Tabelle 8: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verteilerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	(2)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung		(5)	(6)	(7)	Rohnetz einsch. Anschlussleitungen			(11)	(12)	(13)	Investitionen insgesamt
			Auszahl. der OUV	Aufzahl. der OUV				für Hochdruck- leitungen (über 1 bar) (2)	für Mittel- und Niederdruck- leitungen (bis 1 bar) (3)	Zähler-, Maß- - und Regelgeräte (für Produkt)				
			Aufzahl- bohrungen	Flüssiggas-Luft- Mischanlagen (einschl. Anlagen zur Erdgas- deckung)	Sonstige Speicherung <sup>1)</sup>	Abgas zur Speicherung <sup>2)</sup>	Druck, Regel u. Überwachungs- stationen (einschl. Verteiler)	für Hochdruck- leitungen (über 1 bar) (2)	für Mittel- und Niederdruck- leitungen (bis 1 bar) (3)	für Niederdruck- leitungen (bis 1 bar) (3)		IT Investitionen	Alle übrigen Investitionen <sup>3)</sup>	
2009	659	25	-	-	8	174	58	97	152	234	34	20	169	971
OVU %			0,5		0,2	1,9	7,7	12	21,8	31,6	7	1,9	15,4	100
2008	573	-	4	2	16	63	63	99	179	260	58	16	127	824
2009	17	-	-	-	-	120	33	131	54	20	16	13	449	836
Ferngas- gesell- schaften	%					34,3	8,6	22,2	7,6	3,2	3,2	1,6	16,1	100
2008	11	14	-	-	108	27	70	24	24	-	10	5	57	315
Erdgas- fönder- gesell- schaften	2009	1	15	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	18
	%		83,3		16,7									100
2008	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
2009	677	40	0	11	294	91	228	206	254	50	33	618	1625	
Insgesamt	%		1,2	0,4	0,2	10,9	7,9	14,7	17,8	22,8	6,1	1,9	16,1	100
2008	584	14	4	2	124	90	169	203	260	66	21	164	1139	

1) Anlagen zur Verflüssigung und Druckregelung sind bei Erdgasnetzen abweichend von dem Fachjargon nicht als Speichersysteme, sondern als akkumulierende Anlagen zu bezeichnen.  
2) Daten sind akkumulierend nach dem Untersuchungszeitraum angegeben (z.B. Verarbeitungsblock, Lauffunktionszeiten), ist nur der Anteil für die Gasversorgung eingestuft (geschätzt).  
3) zum Teil einschließlich Mittel- und Niederdrucknetz  
4) zum Teil einschließlich Hoch- und Hochleistungsnetz  
5) zum Teil einschließlich Hoch- und Mittelspannungsnetz

132. BDEW-Gasstatistik 2010  
Öffentliche Gaswirtschaft

Tabelle 8: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verteilerstufen  
(einschließlich Projektgesellschaften)  
- in 10<sup>6</sup> € -

	(1)	(2)	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Ausbreitung			(6)	(7)	Rohrnetz einschl. Anschlüsse			(11)	(12)	(13)	(14)
			Aufschußbohrungen	Flüssiggas-Luftmischanlagen (einschl. Anlagen zur Sauerstoffabdrängung)	Sonstige			Anlagen zur Speicherung	Druck-, Regel- u. Mischanlagen (Oberatmosphären) (einschl. Verdichter)	für Hochdruckleitungen (über 1 bar) (einschl. Verdichter)				
OVU		737	0	1	15	30	64	95	128	256	35	24	115	763
	%		0,0	0,1	2,0	3,9	8,4	12,5	16,8	33,5	4,6	3,1	15,1	100
2009		659	25	-	8	174	56	97	152	234	34	20	169	971
Ferngasgesellschaften		16	12	-	7	612	52	177	52	51	16	24	55	1058
	%		1,1	-	0,7	57,9	4,9	16,7	4,9	4,8	1,5	2,3	5,2	100
2009		17	-	-	-	120	23	131	54	20	16	13	449	626
Erdgasgesellschaften		1	10	-	3	-	-	-	0	-	-	-	0	13
	%		76,9	-	23,1	-	-	-	0,0	-	-	-	0,0	100
2009		1	15	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Insgesamt		754	22	1	25	642	116	272	180	307	51	46	170	1824
	%		1,2	0,1	1,4	35,0	6,3	14,8	9,8	16,7	2,8	2,6	9,3	100
2009		677	48	0	11	294	91	228	206	254	50	33	618	1625

1) Diese Anlagen gleichzeitig verschiedenen Unternehmensgruppen (z.B. Verwaltungsgebäude, Leitungsgebäude), ist nur der Anteil für die Gasversorgung angegeben (geschätzt).

2) zum Teil einschließlich Mittel- und Neuanordnung

3) zum Teil einschließlich Hoch- und Neuanordnung

4) zum Teil einschließlich Hoch- und Mittelspannung

133. BDEW-Gasstatistik 2011  
Öffentliche Gaswirtschaft

Tabelle 8: INVESTITIONEN - NACH ANLAGEGRUPPEN  
- nach Verteilerstufen

(einschließlich Projektgesellschaften)

- in 10<sup>6</sup> € -

	Anzahl der ÖVU	Anlagen zur Erzeugung, Gewinnung und Aufbereitung				Anlagen zur Speicherung	Druck, Regie- u. Melanlagen (Übermessenstationen) (einschl. Verdichter)	Rechnetz einschl. Anschüblungen			IT- Investitionen	Alle übrigen Investitionen	Investitionen insgesamt	
		Auslaufbohrungen	Flüssiggas-/Luft-Mischanlagen (einschl. Anlagen zur Sparteckung)	Biogasanlagen	Sonstige			für Hochdruckleitungen (über 1 bar) (bis 1 bar)	für Mitteldruckleitungen (über 100 mbar bis 1 bar)	für Niederdruckleitungen (bis 100 mbar)				Zähler-, Maß- und Regeleräte (für Kunden)
ÖVU	2011	0	0	40	2	5	73	82	145	204	48	99	157	644
	%	0,0	0,0	4,2	0,2	0,5	7,7	8,7	15,4	31,2	5,0	10,5	16,7	100,1
	2010	-	1	-	15	30	64	65	128	256	35	24	115	793
Ferngasanlagen	2011	73	0	8	29	550	26	107	33	9	8	10	87	640
	%	7,8	0,0	0,9	3,0	56,6	2,8	11,5	3,5	0,9	0,8	1,0	9,2	100
	2010	12	-	-	7	612	52	177	52	51	16	24	55	1056
Erdfas- Anlagen	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	2010	1	-	-	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	13
Ingesamt	2011	74	0	46	31	555	99	189	178	302	56	100	244	1.864
	%	3,9	0,0	2,5	1,6	29,5	5,2	10,0	9,5	16,1	2,9	5,8	13,0	100
	2010	22	1	-	25	642	116	272	180	307	51	48	170	1.264

1) zum Teil einschließlich Mittel- und Niederdrucknetz  
2) zum Teil einschließlich Hoch- und Niederdrucknetz  
3) zum Teil einschließlich Hoch- und Mitteldrucknetz  
4) Sonstige Investitionen und Investitionen ohne Auslieferung

Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber<sup>469</sup>

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 1</b>		
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs			
<b>A. Anlagevermögen</b>			
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>7.700.000</b>	<b>10.400.000</b>	<b>11.300.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	7.500.000	10.200.000	11.000.000
Anzahlungen	200.000	200.000	300.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>1.237.800.000</b>	<b>1.230.100.000</b>	<b>1.164.000.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	100.000	100.000	100.000
2. technische Anlagen und Maschinen	1.183.200.000	1.157.200.000	1.062.900.000
2a. Erzeugungsanlagen			
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	13.900.000	16.000.000	16.200.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	40.600.000	56.800.000	84.800.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen			
2. Beteiligungen			
3. Genossenschaftsanteile			
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen			
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
6. Sonstige Ausleihungen			
<b>B. Umlaufvermögen</b>			
<b>I. Vorräte</b>	<b>17.200.000</b>	<b>25.600.000</b>	<b>20.000.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	14.600.000	20.100.000	15.600.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	2.600.000	5.500.000	4.400.000
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen			
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>385.900.000</b>	<b>268.900.000</b>	<b>295.100.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	101.800.000	57.000.000	48.900.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	254.300.000	114.400.000	179.600.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	2.100.000	1.400.000	1.600.000
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter			
5. Sonstige Vermögensgegenstände	27.700.000	96.100.000	65.000.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>0</b>	<b>65.100.000</b>	<b>0</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>2.000.000</b>		
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>400.000</b>	<b>500.000</b>	<b>500.000</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>			
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>			
	<b>1.651.000.000</b>	<b>1.600.600.000</b>	<b>1.490.900.000</b>
<b>PASSIVA</b>			
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>350.700.000</b>	<b>350.700.000</b>	<b>350.600.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	77.100.000	77.100.000	77.100.000
II. Kapitalrücklagen	273.100.000	273.100.000	273.000.000
III. Gewinnrücklagen	500.000	500.000	500.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile			
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen			
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>417.900.000</b>	<b>429.700.000</b>	<b>452.200.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>491.600.000</b>	<b>450.200.000</b>	<b>257.500.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			
2. Steuerrückstellungen	0	200.000	500.000
3. Sonstige Rückstellungen	491.600.000	450.000.000	257.000.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>388.800.000</b>	<b>370.000.000</b>	<b>430.600.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten			
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	20.100.000	13.000.000	23.800.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern			
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	363.100.000	349.800.000	351.800.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	400.000	400.000	100.000
6. Sonstige Verbindlichkeiten	5.200.000	6.800.000	54.900.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>2.000.000</b>		
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>			
	<b>1.651.000.000</b>	<b>1.600.600.000</b>	<b>1.490.900.000</b>

<sup>469</sup> Abruf unter <https://www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexsservlet>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 2</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. Geleietete Anzeigen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>113.000</b>	<b>113.000</b>	<b>226.000</b>	<b>40.000</b>	<b>40.000</b>	<b>79.000</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	113.000	113.000	226.000	40.000	40.000	79.000
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>4.292.000</b>	<b>4.933.000</b>	<b>5.019.000</b>	<b>2.365.000</b>	<b>2.245.000</b>	<b>2.131.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	4.292.000	4.933.000	5.019.000	2.365.000	2.245.000	2.131.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>100.656.000</b>	<b>66.115.000</b>	<b>65.683.000</b>	<b>33.989.000</b>	<b>31.872.000</b>	<b>16.886.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	35.229.600	23.140.250	22.989.050	11.896.150	11.155.200	5.910.100
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	25.164.000	16.528.750	16.420.750	8.497.250	7.968.000	4.221.500
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	40.262.400	26.446.000	26.273.200	13.595.600	12.748.800	6.754.400
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>6.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.000</b>	<b>11.500.000</b>	<b>13.755.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>31.166.000</b>	<b>20.705.000</b>	<b>12.778.000</b>	<b>7.887.000</b>	<b>5.170.000</b>	<b>2.749.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>136.233.000</b>	<b>91.866.000</b>	<b>83.706.000</b>	<b>44.283.000</b>	<b>50.827.000</b>	<b>35.600.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>5.405.000</b>	<b>5.405.000</b>	<b>5.405.000</b>	<b>1.902.000</b>	<b>1.902.000</b>	<b>1.902.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	5.400.000	5.400.000	5.400.000	1.900.000	1.900.000	1.900.000
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	5.000	5.000	5.000	2.000	2.000	2.000
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>10.383.000</b>	<b>10.402.000</b>	<b>19.446.000</b>	<b>6.607.000</b>	<b>2.273.000</b>	<b>9023000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	10.383.000	10.402.000	19.446.000	6.607.000	2.273.000	9.023.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>30.658.000</b>	<b>35.819.000</b>	<b>36.465.000</b>	<b>28.249.000</b>	<b>41.854.000</b>	<b>22.309.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	9.197.400	10.745.700	10.939.500	8.474.700	12.556.200	6.692.700
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	1.532.900	1.790.950	1.823.250	1.412.450	2.092.700	1.115.450
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	12.263.200	14.327.600	14.586.000	11.299.500	16.741.500	8.923.600
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	7.664.500	8.954.750	9.116.250	7.062.250	10.463.500	5.577.250
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>30.138.000</b>	<b>19.739.000</b>	<b>11.788.000</b>	<b>7.525.000</b>	<b>4.798.000</b>	<b>2.366.000</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>59.649.000</b>	<b>20.501.000</b>	<b>10.602.000</b>			
	<b>136.233.000</b>	<b>91.866.000</b>	<b>83.706.000</b>	<b>44.283.000</b>	<b>50.827.000</b>	<b>35.600.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 2			Gasverteilung		
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>						
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	11.015.000	15.815.000	20.347.000	3.733.000	5.347.000	6.900.000
2. Technische Anlagen und Maschinen	11.015.000	15.815.000	20.347.000	3.733.000	5.347.000	6.900.000
<b>II. Sachanlagen</b>						
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	215.772.000	206.683.000	205.449.000	86.053.000	81.462.000	80.996.000
2. Technische Anlagen und Maschinen	45.302.000	44.354.000	46.548.000	2.256.000	4.647.000	4.483.000
2a Erzeugungsanlagen	154.003.000	152.620.000	152.525.000	79.823.000	72.993.000	74.357.000
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	0	0	0	0	0	0
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.284.000	1.491.000	1.737.000	440.000	563.000	691.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	15.183.000	8.218.000	4.639.000	3.532.000	3.259.000	1.460.000
<b>III. Finanzanlagen</b>						
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	0	0	0	0	0	0
2. Beteiligungen	0	0	0	0	0	0
3. Genossenschaftsanteile	0	0	0	0	0	0
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0	0
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	0	0	0
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0	0
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>						
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	0	0	0	0	0	0
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	0	0	0	0	0	0
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen	0	0	0	0	0	0
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>						
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	5.000	28.000	90.000	86.000	92.000	28.855.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	0	0	5.1000	86.000	92.000	92.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	0	0	0
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	5.000	28.000	39.000	0	0	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	0	0	0	0	0	28.763.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>						
	98.964.000	120.737.000	100.290.000	60.604.000	73.938.000	61.416.000
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
	0	0	0	0	0	0
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
	268.649.000	246.459.000	239.236.000	263.231.000	251.109.000	238.962.000
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	0	0	0	0	0	0
<b>F. Sondervorkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	0	0	0	0	0	0
	594.405.000	589.722.000	565.412.000	413.707.000	411.948.000	417.149.000
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>						
I. Gezeichnetes Kapital	531.497.000	532.232.000	533.023.000	383.750.000	383.852.000	383.954.000
II. Kapitalrücklagen	28.244.000	28.244.000	28.244.000	15.180.000	15.180.000	15.180.000
III. Gewinnrücklagen	493.841.000	493.841.000	493.841.000	367.502.000	367.502.000	367.502.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	0	0	0	0	0	0
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	0	0	0	0	0	0
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
	9.412.000	10.147.000	10.938.000	1.068.000	1.170.000	1.282.000
<b>C. Rückstellungen</b>						
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	30.708.000	37.018.000	20.315.000	15.764.000	19.346.000	23.353.000
2. Steuerrückstellungen	2.050.000	814.000	369.000	805.000	170.000	5.545.000
3. Sonstige Rückstellungen	0	0	0	0	0	0
<b>D. Verbindlichkeiten</b>						
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	2.050.000	814.000	369.000	805.000	170.000	5.545.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	12.000	12.000	14.000	0	0	28.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	0	0	0	0	0	0
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	0	0	0	0	0	0
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	0	0	0	0	0	0
6. Sonstige Verbindlichkeiten	12.000	12.000	14.000	0	0	0
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
	30.138.000	19.646.000	11.691.000	13.388.000	8.580.000	4.259.000
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	0	0	0	0	0	0
	594.405.000	589.722.000	565.412.000	413.707.000	411.948.000	417.149.000

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 3</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>AKTIVA</b>						
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>2.598</b>	<b>2.841</b>	<b>536</b>	<b>388</b>	<b>424</b>	<b>63</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	2.598	2.841	536	388	424	63
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>30.360</b>	<b>30.380</b>	<b>9.065</b>	<b>4.536</b>	<b>4.540</b>	<b>1.067</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen						
2a Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	30.360	30.380	9.065	4.536	4.540	1.067
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>55.287</b>	<b>90.261</b>	<b>94.352</b>	<b>6.780</b>	<b>10.619</b>	<b>11.100</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	55.287	90.261	94.352	6.780	10.619	11.100
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>1.708.737</b>	<b>1.967.567</b>	<b>7.465.325</b>	<b>1.275.077</b>	<b>476.996</b>	<b>1.432.329</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	234.352	680.000	2.530.458	456.637	149.170	329.718
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	32.894	812.394	4.147.637	612.912	220.472	994.678
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	79.498					
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	1.362.033	475.173	787.230	205.528	107.354	107.933
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.884.756</b>	<b>8.751.493</b>	<b>518.027</b>	<b>254.581</b>	<b>1.296.145</b>	<b>77.406</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>167</b>	<b>1.336</b>	<b>41</b>	<b>6.054.682</b>	<b>3.045.060</b>	<b>6</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>79.335</b>	<b>19.262</b>	<b>20.152</b>	<b>9.730</b>	<b>2.266</b>	<b>2.371</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>2.672.040</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>6.433.280</b>	<b>10.863.140</b>	<b>8.107.498</b>	<b>7.605.774</b>	<b>4.836.050</b>	<b>1.524.342</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>22.000</b>	<b>22.000</b>	<b>22.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	22.000	22.000	22.000	3.000	3.000	3.000
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>5.015.254</b>	<b>3.831.548</b>	<b>1.787.533</b>	<b>1.008.811</b>	<b>1.448.693</b>	<b>286.982</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	<b>2.023.488</b>	<b>1.750.791</b>	<b>1.289.553</b>	<b>248.164</b>	<b>205.975</b>	<b>151.712</b>
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	2.991.766	2.080.757	497.980	760.647	1.242.718	135.270
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>1.396.026</b>	<b>5.487.514</b>	<b>792.921</b>	<b>280</b>	<b>316.671</b>	<b>192.269</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	95.027			134		
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung		0	19.935		0	143
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.299.808	5.485.126	769.404	0	316.374	191.705
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	1.191	2.388	3.582	146	297	421
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>0</b>	<b>374</b>	<b>0</b>	<b>1.704.217</b>	<b>1.500.044</b>	<b>0</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>0</b>	<b>1.521.704</b>	<b>5.505.044</b>	<b>4.869.467</b>	<b>1.567.642</b>	<b>1.042.091</b>
	<b>6.433.280</b>	<b>10.863.140</b>	<b>8.107.498</b>	<b>7.605.775</b>	<b>4.836.050</b>	<b>1.524.342</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 3					
Tätigkeitenbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>861.676</b>	<b>666.362</b>	<b>299.250</b>	<b>154.088</b>	<b>121.636</b>	<b>82.917</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	861.676	666.362	299.250	154.088	121.636	82.917
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>5.157.731</b>	<b>5.340.954</b>	<b>4.660.258</b>	<b>844.855</b>	<b>855.639</b>	<b>820.758</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	1.650.823	1.709.310	1.759.150	248.754	257.567	265.077
2. Technische Anlagen und Maschinen	469.177	620.867	757.787	46.812	64.412	61.212
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.287.428	2.095.861	1.495.862	346.176	315.335	301.607
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	750.303	914.916	647.459	203.113	218.325	172.862
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>255.232</b>	<b>288.653</b>	<b>300.390</b>	<b>72.371</b>	<b>78.890</b>	<b>86.296</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	255.232	288.653	300.390	72.371	78.890	86.296
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>2.124.761</b>	<b>2.676.407</b>	<b>2.106.720</b>	<b>386.422</b>	<b>372.926</b>	<b>344.143</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.877.887	2.128.449	1.824.438	275.252	309.015	270.563
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	239.222	535.059	269.820	109.000	60.386	70.000
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen	7.652	12.899	12.462	2.170	3.525	3.580
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>764.927</b>	<b>287.703</b>	<b>633.943</b>	<b>199.117</b>	<b>64.286</b>	<b>172.709</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	0	0	0	0	0	0
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	28.727	174.761	4.199	4.218	42.048	4.124
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	36.228	0	0	11.900
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	736.200	112.942	593.516	194.899	22.238	156.685
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>13.303.540</b>	<b>16.598.567</b>	<b>16.091.959</b>	<b>1.953.151</b>	<b>2.430.177</b>	<b>2.404.546</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>5.902</b>	<b>10.107</b>	<b>60.730</b>	<b>867</b>	<b>1.480</b>	<b>9.075</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>310.463</b>	<b>287.624</b>	<b>222.341</b>	<b>88.032</b>	<b>78.609</b>	<b>63.874</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>509.613</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.003.779</b>	<b>1.472.758</b>	<b>972.131</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>23.293.845</b>	<b>26.156.377</b>	<b>24.375.591</b>	<b>5.702.682</b>	<b>5.476.401</b>	<b>4.956.449</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>5.174.514</b>	<b>5.174.514</b>	<b>5.174.514</b>	<b>659.497</b>	<b>659.497</b>	<b>659.497</b>
I. Gezeichnetes Kapital	1.530.000	1.530.000	1.530.000	195.000	195.000	195.000
II. Kapitalrücklagen	3.644.514	3.644.514	3.644.514	464.497	464.497	464.497
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>17.840.689</b>	<b>17.562.495</b>	<b>14.960.768</b>	<b>5.000.885</b>	<b>4.770.243</b>	<b>4.257.887</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	14.157.725	13.591.202	10.859.303	4.014.420	3.714.545	3.119.668
2. Steuerrückstellungen	16.224	0	0	1.698	0	0
3. Sonstige Rückstellungen	3.666.740	3.971.293	4.101.465	984.767	1.055.698	1.138.219
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>278.642</b>	<b>300.739</b>	<b>224.858</b>	<b>42.300</b>	<b>46.661</b>	<b>39.065</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	268.475	275.028	149.923	39.416	40.267	18.252
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	0	0	39.662	0	0	11.394
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	10.167	25.711	35.273	2.884	6.394	9.419
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>0</b>	<b>3.118.629</b>	<b>4.015.451</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>23.293.845</b>	<b>26.156.377</b>	<b>24.375.591</b>	<b>5.702.682</b>	<b>5.476.401</b>	<b>4.956.449</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 4</b>					
<b>Tätigkeitenbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	0	0	0	0	0	0
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	45.887.347	0	0	3.642.579	0	0
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	45.887.347	0	0	3.642.579	0	0
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	94.207.050	70.343.928	60.809.258	13.771.336	6.626.150	4.376.699
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	32.502.656	62.615.725	58.066.233	4.024.924	5.331.479	4.075.844
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	60.413.238	7.521.501	2.743.026	9.554.211	1.227.747	300.855
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	1.291.156	206.702	0	192.201	66.924	0
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	446.628	52.412.420	49.056.636	76.424	12.663.840	7.083.670
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	62.691	146.028	32.687	0	1.448	0
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	6.887.427	144.444	110.978	1.226.884	77.777	60.182
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	147.491.144	123.046.820	110.009.559	18.717.224	19.369.215	11.520.552
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	9.400.515	9.076.375	8.769.135	898.960	959.004	1.266.244
I. Gezeichnetes Kapital	9.144.000	9.044.377	8.738.220	856.000	955.623	1.261.780
II. Kapitalrücklagen	32.350	31.998	30.915	3.028	3.381	4.464
III. Gewinnrücklagen	224.165	0	0	39.931	0	0
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	45.341.041	41.082.316	34.937.455	8.034.614	6.585.583	5.241.142
<b>C. Rückstellungen</b>	70.220.095	67.786.095	61.745.627	9.551.141	14.377.113	4.273.967
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	4.748.217	375.087	379.087	845.818	201.970	205.574
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	65.471.878	67.411.008	61.366.540	8.705.322	14.175.144	4.068.393
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	22.529.493	5.102.035	4.557.342	232.509	-2.556.566	739.199
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	15.413.570	1.440.036	1.300.421	528.813	0	7.604
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-961.997	183.256	2.308.623	4.460.835	79.895	369.783
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	4.844.286	2.696.938	-246.223	-4.844.286	-2.696.938	246.223
6. Sonstige Verbindlichkeiten	3.233.634	781.804	1.194.521	87.147	60.476	115.588
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>					4.081	
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	147.491.144	123.046.820	110.009.559	18.717.223	19.369.215	11.520.552

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 4					
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>1.467.730</b>	<b>2.299.793</b>	<b>3.486.000</b>	<b>257.695</b>	<b>396.234</b>	<b>759.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	1.467.730	2.299.793	3.486.000	257.695	396.234	759.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>591.328.351</b>	<b>619.328.514</b>	<b>607.161.000</b>	<b>115.528.950</b>	<b>124.131.934</b>	<b>125.224.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	78.586.734	82.283.538	83.887.000	7.310.306	7.844.222	7.044.000
2. technische Anlagen und Maschinen	494.761.037	502.628.582	487.476.000	106.940.218	114.388.610	110.758.000
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	4.790.080	5.785.689	6.189.000	754.321	948.952	1.100.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	13.190.500	28.630.705	29.609.000	524.106	950.151	6.322.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>9.488.057</b>	<b>9.661.964</b>	<b>9.393.000</b>	<b>935.617</b>	<b>1.057.456</b>	<b>1.370.000</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	9.175.373	9.092.312	8.786.000	877.627	960.688	1.268.000
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	275.635	486.322	501.000	51.119	82.613	84.000
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	37.049	83.330	107.000	6.871	14.185	18.000
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>2.861</b>	<b>3.921.013</b>	<b>3.313.000</b>	<b>0</b>	<b>694.263</b>	<b>371.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	0	2.880.994	2.503.000	0	685.438	340.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	2.861	1.040.019	810.000	0	8.825	31.000
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen	0	0	0	0	0	0
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>40.351.302</b>	<b>756.107</b>	<b>7.833.000</b>	<b>12.290.761</b>	<b>356.432</b>	<b>1.802.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung						
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	46.239.689	790.920	3.108.000	13.429.741	123.236	459.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	-5.888.387	-34.814	4.725.000	-1.138.980	233.195	1.343.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>79.477</b>	<b>63.085</b>	<b>121.000</b>	<b>15.402</b>	<b>12.552</b>	<b>25.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23.688</b>	<b>32.263</b>	<b>57.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>6.894.911</b>	<b>10.858.946</b>	<b>9.809.000</b>	<b>1.242.320</b>	<b>1.844.639</b>	<b>1.646.000</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>	<b>9.234.394</b>	<b>9.517.960</b>	<b>9.902.000</b>	<b>20.020</b>	<b>26.417</b>	<b>29.000</b>
	<b>658.847.083</b>	<b>656.407.381</b>	<b>651.016.000</b>	<b>130.314.453</b>	<b>128.552.190</b>	<b>131.283.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>230.365.838</b>	<b>187.977.213</b>	<b>144.063.000</b>	<b>44.644.237</b>	<b>37.402.315</b>	<b>29.588.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	230.365.838	187.977.213	144.063.000	44.644.237	37.402.315	29.588.000
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>91.446.369</b>	<b>110.750.472</b>	<b>129.787.000</b>	<b>16.454.714</b>	<b>22.123.723</b>	<b>27.819.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>76.659.098</b>	<b>121.893.000</b>	<b>134.493.000</b>	<b>8.331.323</b>	<b>13.532.483</b>	<b>14.474.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	12.800.117	18.513.195	24.281.000	2.301.592	3.144.888	4.073.000
2. Steuerrückstellungen	4.789.154	11.483.094	14.584.000	920.662	2.139.778	2.746.000
3. Sonstige Rückstellungen	59.069.828	91.896.711	95.628.000	5.109.069	8.247.817	7.655.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>260.374.279</b>	<b>235.783.756</b>	<b>242.672.000</b>	<b>60.883.903</b>	<b>55.407.655</b>	<b>59.316.000</b>
Erhaltene Anzahlungen	24.767.800	542.798	325.000	3.150.000	84.543	44.000
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	369.548	339.943	352.000	85.501	78.651	87.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	290.223.151	289.542.419	284.258.000	56.306.081	57.471.859	58.183.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	-55.394.751	-55.433.325	-45.176.000	1.275.686	-2.363.203	511.000
6. Sonstige Verbindlichkeiten	408.530	791.922	2.913.000	66.634	135.805	491.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.498</b>	<b>2.940</b>	<b>3.000</b>	<b>278</b>	<b>86.013</b>	<b>86.000</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>658.847.082</b>	<b>656.407.381</b>	<b>651.016.000</b>	<b>130.314.454</b>	<b>128.552.190</b>	<b>131.283.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 5</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>358.373</b>	<b>254.839</b>	<b>120.041</b>	<b>89.182</b>	<b>61.970</b>	<b>30.159</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	358.373	254.839	120.041	89.182	61.970	30.159
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>1.790.466</b>	<b>1.928.557</b>	<b>2.022.528</b>	<b>445.564</b>	<b>468.972</b>	<b>508.139</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	90.092	86.673	53.999	22.420	21.076	13.567
2a. Technische Anlagen und Maschinen						
2b. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.695.247	1.819.750	1.945.582	421.868	442.514	488.808
4. geleaste Anzählungen und Anlagen im Bau	5.127	22.134	22.945	1.276	5.382	5.765
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>4.483.839</b>	<b>4.473.824</b>	<b>3.389.173</b>	<b>206.899</b>	<b>498.812</b>	<b>474.610</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	153.506	104.561	221.528	58.591	54.124	77.115
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	1.662.763	1.823.852	1.995.956	148.308	444.687	346.507
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen	2.667.570	2.545.411	1.171.689	0	0	50.988
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>26.868.027</b>	<b>24.788.587</b>	<b>29.243.872</b>	<b>12.578.435</b>	<b>10.851.479</b>	<b>27.766.219</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	6.216.936	8.105.557	454.540	4.743.539	3.015.774	5.701.480
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	16.616.732	16.284.437	30.185.011	7.821.469	7.691.251	22.059.214
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	34.359	418.594	13.401	13.427	144.454	5.525
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>85.794</b>	<b>382.291</b>	<b>422.847</b>	<b>36.516</b>	<b>138.887</b>	<b>192.679</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>7.410.831</b>	<b>6.650.456</b>	<b>5.496.397</b>	<b>4.811.718</b>	<b>4.141.137</b>	<b>3.575.204</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>40.997.330</b>	<b>38.458.554</b>	<b>40.694.656</b>	<b>18.168.314</b>	<b>16.161.256</b>	<b>32.547.010</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>11.905.751</b>	<b>10.238.346</b>	<b>1.797.171</b>	<b>6.457.697</b>	<b>3.481.455</b>	<b>12.064.211</b>
I. Gezeichnetes Kapital	1.268.610	1.278.821	1.252.641	315.698	310.074	314.713
II. Kapitalrücklagen	1.688.071	1.701.659	1.666.823	420.083	413.797	418.772
III. Gewinnrücklagen	1.057.175	1.065.684	1.043.867	263.082	259.145	282.261
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	7.891.895	6.192.181	-2.166.160	5.458.835	2.497.538	11.068.465
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>7.042.494</b>	<b>6.066.401</b>	<b>4.760.025</b>	<b>4.654.946</b>	<b>3.917.235</b>	<b>3.239.502</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>11.093.062</b>	<b>10.563.253</b>	<b>11.553.240</b>	<b>4.051.969</b>	<b>3.737.260</b>	<b>8.479.012</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	76.009	89.002	81.845	32.351	34.120	37.312
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	11.017.053	10.474.251	11.471.395	4.019.617	3.703.140	8.441.700
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>10.956.022</b>	<b>11.590.554</b>	<b>22.584.219</b>	<b>3.003.702</b>	<b>5.025.307</b>	<b>8.764.284</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	687.852	612.141	901.423	403.662	380.575	588.846
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	4.686.647	2.875.890	1.874.664	629.511	1.585.067	488.619
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	5.033.812	7.553.637	18.943.941	1.863.654	2.771.279	7.485.212
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	547.712	548.886	864.192	106.875	288.386	201.607
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>40.997.330</b>	<b>38.458.554</b>	<b>40.694.656</b>	<b>18.168.314</b>	<b>16.161.256</b>	<b>32.547.010</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 6</b>			<b>Netzbetreiber 6</b>		
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs	0	14.766	29.937	0	2.719	5.034
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>4.253.539</b>	<b>4.868.769</b>	<b>5.513.671</b>	<b>21.136</b>	<b>21.960</b>	<b>23.129</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	4.253.539	4.868.769	5.513.671	21.136	21.960	23.129
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>18.618.232</b>	<b>17.855.665</b>	<b>16.956.693</b>	<b>5.918.049</b>	<b>5.733.910</b>	<b>5.782.576</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	1.147.853	1.174.928	1.204.115	190.563	162.279	144.709
2. technische Anlagen und Maschinen	16.094.325	14.904.105	14.122.240	5.407.523	5.361.710	5.402.083
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.248.609	1.221.419	1.249.212	72.477	80.120	48.037
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	127.445	555.213	381.126	247.487	129.801	167.748
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>56.795</b>	<b>18.711</b>	<b>18.968</b>	<b>10.718</b>	<b>3.446</b>	<b>3.190</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	15.500	16.425	16.650	2.925	3.025	2.800
2. Beteiligungen	39.138	0		7.386	0	0
3. Genossenschaftsanteile	1.550	1.643	1.665	293	303	280
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	608	644	653	115	119	110
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>218.654</b>	<b>207.047</b>	<b>177.405</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	218.654	207.047	177.405			
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>3.153.768</b>	<b>3.264.076</b>	<b>4.835.245</b>	<b>899.894</b>	<b>872.713</b>	<b>1.301.730</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	2.059.424	1.752.084	4.377.814	808.036	591.746	1.299.455
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter				0	89.939	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	1.094.344	1.511.992	457.431	91.857	191.028	2.275
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>417.782</b>	<b>40.562</b>	<b>474.099</b>	<b>89.696</b>	<b>9.242</b>	<b>111.350</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>33.243</b>	<b>62.599</b>	<b>34.541</b>	<b>5.626</b>	<b>25.419</b>	<b>6.474</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>26.752.013</b>	<b>26.332.195</b>	<b>28.040.559</b>	<b>6.945.119</b>	<b>6.669.410</b>	<b>7.233.483</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>10.826.758</b>	<b>10.544.779</b>	<b>11.729.471</b>	<b>1.206.174</b>	<b>1.300.704</b>	<b>3.281.240</b>
I. Gezeichnetes Kapital	10.807.333	10.510.588	11.682.884	1.201.349	1.293.085	3.273.405
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	19.425	19.425	16.650	4.825	4.900	2.800
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	0	14.766	29.937	0	2.719	5.034
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>1.837.462</b>	<b>1.836.183</b>	<b>1.738.974</b>	<b>811.409</b>	<b>726.286</b>	<b>411.829</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	1.837.462	1.836.183	1.738.974	811.409	726.286	411.829
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>10.276.230</b>	<b>10.154.189</b>	<b>10.821.010</b>	<b>4.251.249</b>	<b>3.975.121</b>	<b>2.540.415</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	6.896.311	6.748.101	8.687.896	2.898.117	3.026.463	2.001.172
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	2.269.463	2.137.035	828.296	177.640	48.509	80.486
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	569.046	479.896	251.708			
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	541.410	789.356	1.053.110	876.318	786.096	233.915
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>3.811.563</b>	<b>3.797.044</b>	<b>3.751.105</b>	<b>676.287</b>	<b>667.299</b>	<b>1.000.000</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>26.752.014</b>	<b>26.332.195</b>	<b>28.040.559</b>	<b>6.945.119</b>	<b>6.669.410</b>	<b>7.233.483</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Netzbetreiber:	Netzbetreiber 7					
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>26</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>26</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	1	1	26	1	1	26
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>1</b>	<b>31</b>	<b>63</b>	<b>1</b>	<b>31</b>	<b>63</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1	31	63	1	31	63
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>4.192.123</b>	<b>4.205.798</b>	<b>3.064.968</b>	<b>2.242.211</b>	<b>3.557.850</b>	<b>2.855.297</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	1.344.833	638.147	608.045	126.624	652.239	424.550
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	2.475.238	3.450.691	2.194.275	1.895.106	2.913.303	1.557.398
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	372.052	116.960	262.649	220.481	-7.693	873.349
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>			<b>-512.861</b>			<b>512.861</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.062.875</b>	<b>868.379</b>	<b>627.294</b>	<b>597.305</b>	<b>484.923</b>	<b>347.098</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>5.254.999</b>	<b>5.074.209</b>	<b>3.179.490</b>	<b>2.839.518</b>	<b>4.042.804</b>	<b>3.715.164</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>147.014</b>	<b>214.904</b>	<b>-289.424</b>	<b>277.986</b>	<b>210.096</b>	<b>714.424</b>
I. Gezeichnetes Kapital	147.014	214.904	-289.424	277.986	210.096	714.424
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>1.914.215</b>	<b>1.715.269</b>	<b>617.492</b>	<b>680.726</b>	<b>1.766.217</b>	<b>1.498.001</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	1.914.215	1.715.269	617.492	680.726	1.766.217	1.498.001
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>2.131.074</b>	<b>2.273.772</b>	<b>2.224.249</b>	<b>1.083.660</b>	<b>1.581.663</b>	<b>1.155.942</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	288	259	292	132	141	108
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	868.630	1.230.644	1.617.668	64.393	48.374	897.795
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.174.252	249.070	601.984	220.591	138.652	256.891
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	87.904	793.799	4.305	798.545	1.394.515	1.148
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.082.715</b>	<b>868.264</b>	<b>627.173</b>	<b>597.145</b>	<b>484.808</b>	<b>346.877</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>-20.019</b>	<b>2.000</b>	<b>0</b>	<b>200.000</b>		<b>-180</b>
	<b>5.254.999</b>	<b>5.074.209</b>	<b>3.179.490</b>	<b>2.839.518</b>	<b>4.042.804</b>	<b>3.715.164</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 7			Verpächter zu Netzbetreiber 7		
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>90.268</b>	<b>113.876</b>	<b>172.426</b>	<b>93.045</b>	<b>116.652</b>	<b>83.873</b>
1. Immaterielle Vermögensgegenstände	90.268	113.876	172.426	93.045	116.652	83.873
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>14.808.394</b>	<b>14.805.565</b>	<b>13.991.926</b>	<b>11.574.406</b>	<b>11.585.840</b>	<b>11.796.890</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	137.050	141.636	26.930	25.872	31.772	23.494
2. technische Anlagen und Maschinen	14.487.467	14.476.714	13.800.248	11.251.807	11.456.162	11.748.370
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	126.395	146.229	42.139	43.142	49.056	20.484
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	57.481	40.986	122.610	253.585	48.850	4.543
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>222.846</b>	<b>147.617</b>	<b>404.651</b>	<b>164.876</b>	<b>101.338</b>	<b>207.049</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	724	0	0	724	0	0
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	177.080	136.123	381.844	129.533	87.617	195.372
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	45.042	11.494	22.807	34.619	13.722	11.677
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>229</b>	<b>100</b>	<b>1.451</b>	<b>188</b>	<b>83</b>	<b>795</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>10</b>	<b>63</b>	<b>38</b>	<b>8</b>	<b>52</b>	<b>21</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>15.121.747</b>	<b>15.067.221</b>	<b>14.570.493</b>	<b>11.832.523</b>	<b>11.803.966</b>	<b>12.088.629</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>7.426.524</b>	<b>7.494.428</b>	<b>6.213.352</b>	<b>6.306.518</b>	<b>6.587.351</b>	<b>6.120.661</b>
I. Gezeichnetes Kapital	7.426.524	7.494.428	6.213.352	6.306.518	6.587.351	6.120.661
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>3.247.251</b>	<b>3.441.263</b>	<b>3.631.671</b>	<b>2.000.845</b>	<b>2.103.241</b>	<b>2.201.672</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>3.059</b>	<b>3.122</b>	<b>56.232</b>	<b>2.513</b>	<b>2.585</b>	<b>28.956</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	0	0	0	0	0	0
2. Steuerrückstellungen			51.639			28.439
3. Sonstige Rückstellungen	3.059	3.122	4.593	2.513	2.585	2.517
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>4.444.913</b>	<b>4.128.407</b>	<b>4.477.792</b>	<b>3.522.646</b>	<b>3.110.789</b>	<b>3.649.775</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3.960.552	3.693.629	4.138.963	3.101.690	2.897.126	3.493.305
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	184.874	232.666	173.801	216.041	127.649	5.323
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	271.202	171.831	159.811	189.463	88.364	130.030
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	28.285	30.382	5.216	15.531	-2.350	21.117
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>191.447</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>87.564</b>
	<b>15.121.747</b>	<b>15.067.221</b>	<b>14.570.493</b>	<b>11.832.523</b>	<b>11.803.966</b>	<b>12.088.629</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 8</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs	0			0		
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>12.918.167</b>	<b>11.916.173</b>	<b>10.490.000</b>	<b>68.074.165</b>	<b>67.162.878</b>	<b>74.335.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen	12.918.167	11.916.173	10.490.000	68.074.165	67.162.878	74.335.000
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>370.869</b>	<b>359.117</b>	<b>256.000</b>	<b>493.041</b>	<b>654.721</b>	<b>826.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	370.869	359.117	256.000	493.041	654.721	826.000
2. Umlaufvermögen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>6.095.563</b>	<b>3.835.302</b>	<b>5.605.000</b>	<b>26.330.286</b>	<b>28.307.096</b>	<b>29.084.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	1.808.028	2.423.178	1.499.000	7.258.502	10.284.511	9.678.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	4.288.876	1.331.751	4.040.000	19.034.302	17.766.672	19.311.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	8.659	80.373	66.000	37.482	255.913	97.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>						
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>19.374.599</b>	<b>16.110.592</b>	<b>16.351.000</b>	<b>94.897.492</b>	<b>96.124.695</b>	<b>104.245.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>3.046.811</b>	<b>3.046.811</b>	<b>3.047.000</b>	<b>12.176.023</b>	<b>12.176.023</b>	<b>12.915.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	1.137.000	1.137.000	1.137.000	8.788.000	8.788.000	8.788.000
II. Kapitalrücklagen	327.542	327.542	328.000	2.531.611	2.531.611	2.532.000
III. Gewinnrücklagen	1.582.269	1.582.269	1.582.000	866.412	866.412	1.595.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>1.659.519</b>	<b>1.814.658</b>	<b>1.984.000</b>	<b>16.912.863</b>	<b>17.044.574</b>	<b>23.756.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>7.163.801</b>	<b>6.288.552</b>	<b>4.680.000</b>	<b>24.600.863</b>	<b>20.304.496</b>	<b>19.867.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	2.783.228	2.659.198	2.289.000	11.159.059	9.940.856	10.065.000
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	4.380.573	3.629.354	2.391.000	13.441.804	10.363.640	9.782.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>7.504.468</b>	<b>4.960.571</b>	<b>6.640.000</b>	<b>41.207.743</b>	<b>46.599.602</b>	<b>47.707.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	672.842	721.686	351.000	1.031.729	648.612	386.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	871.491	66.376	1.847.000	15.671.842	21.761.101	24.837.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	5.362.188	3.288.928	3.973.000	21.924.040	21.065.761	19.530.000
6. Sonstige Verbindlichkeiten	597.947	883.581	669.000	2.580.132	3.124.128	2.954.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>19.374.599</b>	<b>16.110.592</b>	<b>16.351.000</b>	<b>94.897.492</b>	<b>96.124.695</b>	<b>104.245.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 9</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs	0			0		
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>						
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	0	0	0	0	0	0
<b>II. Sachanlagen</b>						
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>1.201.658</b>	<b>1.590.876</b>	<b>297.988</b>	<b>612.075</b>	<b>396.011</b>	<b>67.396</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen	50.000	50.000	50.000			
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	1.151.658	1.540.876	247.988	612.075	396.011	67.396
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>8.352.514</b>	<b>699.615</b>	<b>0</b>	<b>2.651.354</b>	<b>370.291</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	8.352.514	699.615	0	2.651.354	370.291	0
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>15.593.142</b>	<b>17.114.339</b>	<b>17.664.206</b>	<b>12.067.703</b>	<b>10.712.273</b>	<b>8.666.933</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	11.394.316	1.178.046	5.445.519	9.023.964	6.452.896	1.716.707
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern	442.253	14.461.134	8.919.261	1.067.056	3.880.287	5.620.891
5. Sonstige Vermögensgegenstände	3.766.573	1.475.159	3.299.426	1.976.693	379.090	1.329.335
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.540.352</b>	<b>2.069.630</b>	<b>2.026.167</b>	<b>778.385</b>	<b>952.463</b>	<b>1.892.172</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>4.660.924</b>	<b>3.830.694</b>	<b>0</b>	<b>2.913.774</b>	<b>1.671.634</b>	<b>0</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>31.348.590</b>	<b>25.095.155</b>	<b>19.988.261</b>	<b>19.023.292</b>	<b>13.712.672</b>	<b>10.626.501</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>599.219</b>	<b>-2.696.829</b>	<b>-4.273.437</b>	<b>-10.716.873</b>	<b>-8.204.176</b>	<b>1.581.700</b>
I. Gezeichnetes Kapital	338.924	371.368	357.870	255.016	241.770	270.250
II. Kapitalrücklagen	262.295	-3.070.195	-4.631.107	-10.971.889	-8.445.946	1.311.450
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>25.144.788</b>	<b>23.828.418</b>	<b>21.321.137</b>	<b>26.504.752</b>	<b>20.000.273</b>	<b>4.151.296</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	25.144.788	23.828.418	21.321.137	26.504.752	20.000.273	4.151.296
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen						
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>5.604.582</b>	<b>3.965.566</b>	<b>2.940.661</b>	<b>3.235.414</b>	<b>1.916.575</b>	<b>4.893.505</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.348.683	1.220.147	2.888.733	536.860	472.423	4.879.161
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung						
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	268.495	315.109	51.928	142.737	81.020	14.344
6. Sonstige Verbindlichkeiten	3.967.404	2.430.310	0	2.555.817	1.363.132	0
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>31.348.590</b>	<b>25.095.155</b>	<b>19.988.261</b>	<b>19.023.293</b>	<b>13.712.671</b>	<b>10.626.500</b>

# Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 9			Gasverteilung		
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangestanzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>2.271.207</b>	<b>2.763.913</b>	<b>4.339.000</b>	<b>168.881</b>	<b>176.654</b>	<b>528.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	2.271.207	2.763.913	4.339.000	168.881	176.654	528.000
2. Anzahlungen	116.139	359.005	41.000	58.698	61.814	0
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>94.455.505</b>	<b>86.844.519</b>	<b>79.845.000</b>	<b>33.772.575</b>	<b>34.023.797</b>	<b>32.562.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	6.154.340	6.482.899	6.822.000	584.067	576.957	591.000
2. Technische Anlagen und Maschinen	86.074.088	75.931.623	70.945.000	31.794.743	31.508.174	31.132.000
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.048.897	1.419.857	1.011.000	1.393.166	937.915	774.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	178.180	3.010.140	1.069.000	0	1.000.751	65.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>43.353.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20.241.000</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen			9.387.000			4.545.000
2. Beteiligungen			26.790.000			12.972.000
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen			137.000			52.000
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			5.116.000			1.942.000
6. Sonstige Ausleihungen			1.923.000			730.000
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>20.220</b>	<b>47.493</b>	<b>524.000</b>	<b>107.800</b>	<b>130.314</b>	<b>326.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			74.000	88.204	75.135	65.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	20.220	47.493	450.000	15.307	30.690	237.000
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen				24.289	24.289	24.000
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>13.076.191</b>	<b>5.040.662</b>	<b>9.623.000</b>	<b>9.561.965</b>	<b>3.247.102</b>	<b>4.997.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	2.413.911	2.130.919	7.294.000	1.827.353	1.385.964	3.778.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	10.567.617	353.386	1.056.000	7.600.930	229.645	473.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	2.633	5.533	147.000	1.993	3.599	64.000
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter			11.000			6.000
5. Sonstige Vermögensgegenstände	102.030	2.550.825	1.115.000	131.088	1.627.695	676.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>			<b>17.104.000</b>			<b>8.282.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>			<b>2.066.000</b>			<b>1.001.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>2.584.433</b>	<b>359.005</b>	<b>41.000</b>	<b>380.696</b>	<b>61.814</b>	<b>0</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>112.407.556</b>	<b>95.055.592</b>	<b>156.895.000</b>	<b>43.991.317</b>	<b>37.639.680</b>	<b>67.937.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>63.785.387</b>	<b>46.416.811</b>	<b>76.587.000</b>	<b>22.786.262</b>	<b>18.716.297</b>	<b>30.066.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	18.050.651	18.242.954	27.381.000	7.087.074	6.947.457	10.758.000
II. Kapitalrücklagen	29.219.351	29.530.640	44.323.000	11.439.772	11.246.143	17.414.000
III. Gewinnrücklagen	267.409	270.258	406.000	104.694	102.922	159.000
Bilanzgewinn/-verlust	11.513.819	8.314.553	4.281.000	8.107.215	8.049.430	6.368.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	4.734.157	-9.941.594	196.000	-3.952.494	-7.629.656	-4.633.000
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>21.168.613</b>	<b>23.541.806</b>	<b>26.384.000</b>	<b>10.044.180</b>	<b>11.136.357</b>	<b>12.483.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>441.452</b>	<b>191.443</b>	<b>19.024.000</b>	<b>556.014</b>	<b>122.358</b>	<b>9.255.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	0	0	2.285.000	0	0	1.097.000
2. Steuerrückstellungen	419.573	135.268	336.000	539.451	86.315	249.000
3. Sonstige Rückstellungen	21.879	56.175	16.423.000	16.562	36.043	7.909.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>23.024.699</b>	<b>22.475.222</b>	<b>34.880.000</b>	<b>8.049.045</b>	<b>6.391.537</b>	<b>16.124.000</b>
Erhaltene Anzahlung	7.755	2.310	11.000	5.870	1.502	6.000
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	19.663.299	17.266.221	21.891.000	6.849.014	4.960.034	10.766.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	0	0	426.000	0	0	202.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	3.223.337	3.477.030	5.687.000	1.122.735	998.840	2.797.000
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	69.836	329.746	3.828.000	52.866	214.469	1.548.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	618	660	0	468	429	0
6. Sonstige Verbindlichkeiten	59.855	1.399.255	3.037.000	18.091	126.262	805.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>3.987.404</b>	<b>2.430.310</b>	<b>20.000</b>	<b>2.555.817</b>	<b>1.363.132</b>	<b>9.000</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>112.407.556</b>	<b>95.055.592</b>	<b>156.895.000</b>	<b>43.991.317</b>	<b>37.639.680</b>	<b>67.937.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 10</b>			<b>Netzbetreiber 10</b>		
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs	0			0		
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	0	0	0	0	0	0
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>286.536.714</b>	<b>266.877.563</b>	<b>228.513.918</b>	<b>46.242.664</b>	<b>46.127.178</b>	<b>47.470.056</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	20.420.098	20.757.498	20.484.095	478.280	483.702	483.002
2. Technische Anlagen und Maschinen	257.846.281	235.048.476	203.373.455	45.203.392	45.444.209	46.925.814
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	17.970.336	11.071.599	5.655.766	560.882	199.267	51.240
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>2.545.685</b>	<b>6.032.043</b>	<b>3.732.910</b>	<b>289.153</b>	<b>677.682</b>	<b>419.381</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	0	3.843.063	2.978.470	0	431.757	334.622
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	2.545.685	2.188.980	754.440	289.153	245.925	84.759
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>22.304.111</b>	<b>39.010.444</b>	<b>38.812.755</b>	<b>1.829.056</b>	<b>9.852.090</b>	<b>10.385.006</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	0	25.180.567	20.265.069	0	7.633.160	8.208.067
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	22.304.111	13.675.727	18.309.460	1.829.056	2.194.197	2.136.615
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	0	154.150	238.226	0	24.733	40.324
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>0</b>	<b>4.367.621</b>	<b>23.944.112</b>	<b>0</b>	<b>700.761</b>	<b>4.052.994</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.064.519</b>	<b>885.896</b>	<b>0</b>	<b>571.701</b>	<b>456.100</b>	<b>0</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>13.098.969</b>	<b>4.859.554</b>	<b>89.036.569</b>	<b>17.147.936</b>	<b>12.558.730</b>	<b>17.521.375</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>335.249.998</b>	<b>322.033.120</b>	<b>385.039.662</b>	<b>66.080.411</b>	<b>70.372.541</b>	<b>79.848.812</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>238.169.871</b>	<b>220.250.779</b>	<b>193.984.735</b>	<b>45.250.789</b>	<b>49.396.756</b>	<b>47.604.960</b>
I. Gezeichnetes Kapital	112.140.288	107.716.608	101.376.000	17.510.400	18.634.752	21.012.480
II. Kapitalrücklagen	18.853.996	18.110.249	17.044.211	2.944.000	3.133.036	3.532.800
III. Gewinnrücklagen	77.306.679	51.173.306	43.761.051	12.071.227	8.852.877	9.070.472
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Sonderposten	25.715.170	36.818.640	23.987.726	11.380.502	16.443.025	11.397.102
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>4.153.738</b>	<b>6.431.977</b>	<b>7.815.747</b>	<b>1.334.661</b>	<b>2.333.066</b>	<b>2.592.105</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen						
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>4.327.831</b>	<b>4.174.351</b>	<b>87.695.629</b>	<b>215.578</b>	<b>299.084</b>	<b>10.151.804</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	580.586	558.720	700.885			
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung						
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	115.413	3.615.631	86.994.644	9.464	299.084	10.151.804
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	3.631.832			206.113		
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>92.752.295</b>	<b>97.607.990</b>	<b>103.359.398</b>	<b>20.614.044</b>	<b>20.676.701</b>	<b>22.092.049</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>335.249.998</b>	<b>322.033.120</b>	<b>385.039.662</b>	<b>66.080.411</b>	<b>70.372.541</b>	<b>79.848.812</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 11</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>352.000</b>	<b>228.000</b>	<b>159.000</b>	<b>97.000</b>	<b>61.000</b>	<b>53.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	352.000	228.000	159.000	97.000	61.000	53.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>17.566.000</b>	<b>16.599.000</b>	<b>16.422.000</b>	<b>8.492.000</b>	<b>8.068.000</b>	<b>8.567.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen	17.566.000	16.599.000	16.422.000	8.492.000	8.068.000	8.567.000
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>462.000</b>	<b>393.000</b>	<b>286.000</b>	<b>125.000</b>	<b>33.000</b>	<b>124.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	462.000	393.000	286.000	125.000	33.000	124.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>7.411.000</b>	<b>5.403.000</b>	<b>4.702.000</b>	<b>1.388.000</b>	<b>911.000</b>	<b>1.129.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	6.571.000	5.153.000	4.336.000	794.000	806.000	1.080.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	107.000	40.000	200.000	24.000	55.000	-7.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	488.000	0	-54.000	191.000	6.000	
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	0	0	0	319.000	0	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	245.000	210.000	220.000	60.000	44.000	56.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>817.000</b>	<b>798.000</b>	<b>561.000</b>	<b>500.000</b>	<b>492.000</b>	<b>353.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>77.000</b>	<b>43.000</b>	<b>52.000</b>	<b>20.000</b>	<b>11.000</b>	<b>13.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>26.685.000</b>	<b>23.464.000</b>	<b>22.182.000</b>	<b>10.622.000</b>	<b>9.576.000</b>	<b>10.239.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>14.403.000</b>	<b>11.630.000</b>	<b>13.756.000</b>	<b>5.193.000</b>	<b>5.201.000</b>	<b>6.044.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	14.359.000	11.567.000	13.508.000	5.193.000	5.201.000	6.044.000
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	44.000	63.000	248.000			
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>674.000</b>	<b>829.000</b>	<b>1.003.000</b>	<b>512.000</b>	<b>653.000</b>	<b>809.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>377.000</b>	<b>2.069.000</b>	<b>1.852.000</b>	<b>390.000</b>	<b>57.000</b>	<b>51.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	377.000	2.069.000	1.852.000	390.000	57.000	51.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>11.231.000</b>	<b>8.936.000</b>	<b>5.571.000</b>	<b>4.527.000</b>	<b>3.665.000</b>	<b>3.335.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	6.890.000	6.009.000	3.773.000	3.797.000	3.327.000	2.492.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	1.093.000	1.021.000	476.000	303.000	110.000	442.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	733.000	316.000	572.000	404.000	171.000	349.000
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.459.000	1.107.000	345.000	0	0	0
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	843.000	401.000	142.000	10.000	0	0
6. Sonstige Verbindlichkeiten	213.000	82.000	263.000	13.000	57.000	52.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>26.685.000</b>	<b>23.464.000</b>	<b>22.182.000</b>	<b>10.622.000</b>	<b>9.576.000</b>	<b>10.239.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 12</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	0	0	0	0	0	0
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	500.000	600.000	700.000	100.000	100.000	100.000
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	500.000	600.000	700.000	100.000	100.000	100.000
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	1.300.000	3.900.000	1.300.000	100.000	300.000	100.000
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	1.300.000	3.900.000	1.300.000	100.000	300.000	100.000
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	426.400.000	354.800.000	316.100.000	35.200.000	11.100.000	22.800.000
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	198.900.000	161.700.000	108.000.000	10.800.000	4.800.000	14.100.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	222.900.000	185.200.000	204.300.000	24.000.000	5.700.000	8.500.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	4.600.000	7.900.000	3.800.000	400.000	600.000	200.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	22.700.000	23.400.000	56.100.000	2.300.000	1.600.000	3.900.000
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	156.100.000	143.600.000	123.600.000	24.100.000	19.600.000	16.100.000
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	0	0	0	800.000	7.100.000	1.200.000
<b>F. Sonderverlustkonten aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBIG</b>						
	607.000.000	526.300.000	497.800.000	62.600.000	39.800.000	44.200.000
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	0	0	0	0	0	0
I. Gezeichnetes Kapital						
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	340.800.000	225.900.000	251.600.000	31.000.000	15.700.000	18.300.000
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	7.800.000	7.800.000	5.600.000	800.000	600.000	300.000
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	333.000.000	218.100.000	246.000.000	30.200.000	15.100.000	18.000.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	110.200.000	156.900.000	122.800.000	7.500.000	4.400.000	9.800.000
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	67.700.000	138.000.000	87.800.000	3.300.000	3.600.000	6.600.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	38.400.000	8.000.000	30.700.000	3.900.000	600.000	3.000.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	800.000	7.100.000	1.200.000			
6. Sonstige Verbindlichkeiten	3.300.000	3.800.000	3.100.000	300.000	200.000	200.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	156.000.000	143.500.000	123.400.000	24.100.000	19.700.000	16.100.000
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	607.000.000	526.300.000	497.800.000	62.600.000	39.800.000	44.200.000

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Verpächter:</b>	<b>Verpächter zu Netzbetreiber 12</b>					
<b>Liquiditätsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>AKTIVA</b>						
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>Anlagevermögen</b>						
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>2.666.316</b>	<b>1.902.000</b>	<b>2.199.608</b>	<b>2.329.748</b>	<b>3.045.220</b>	<b>3.875.499</b>
Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	2.666.316	1.902.000	2.199.608	2.329.748	3.045.220	3.875.499
<b>Sachanlagen</b>	<b>2.191.966.771</b>	<b>2.160.650.927</b>	<b>1.965.543.848</b>	<b>283.851.927</b>	<b>280.498.234</b>	<b>279.989.235</b>
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	152.310.861	155.379.451	148.829.802	5.755.960	3.180.888	3.257.935
technische Anlagen und Maschinen	1.993.972.040	1.942.375.741	1.680.666.379	276.190.458	268.392.082	273.507.096
Erzeugungsanlagen						
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.668.787	286.784	410.558	470.858	0	262
geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	44.015.084	62.608.951	135.637.109	1.434.653	8.925.265	3.223.940
<b>Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Anteile an verbundenen Unternehmen						
Beteiligungen						
Gesellschaftsanteile						
Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
Sonstige Ausleihungen						
<b>Umlaufvermögen</b>						
<b>Vorräte</b>	<b>77.303.506</b>	<b>68.050.338</b>	<b>77.167.279</b>	<b>2.910.058</b>	<b>2.734.390</b>	<b>3.804.459</b>
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	77.303.506	68.050.338	77.167.279	2.910.058	2.734.390	3.804.459
Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>4.985.588</b>	<b>396.146</b>	<b>25.031.956</b>	<b>14.670.941</b>	<b>27.313</b>	<b>5.149.486</b>
Forderungen aus Lieferung und Leistung						
Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	4985587,67	396145,73	25031955,8	14670941,45	27313,09	5149485,81
Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
Forderungen gegenüber Gesellschafter						
Sonstige Vermögensgegenstände						
<b>Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>						
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen	8.530.239					
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBIG						
	<b>2.285.852.420</b>	<b>2.230.999.410</b>	<b>2.069.942.691</b>	<b>303.762.675</b>	<b>286.305.157</b>	<b>292.818.680</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>Zugeordnetes EK</b>	<b>404.725.000</b>	<b>410.009.000</b>	<b>405.029.000</b>	<b>52.776.000</b>	<b>53.759.000</b>	<b>58.423.000</b>
Gezeichnetes Kapital	158.861.000	160.934.000	158.980.000	20.715.000	21.101.000	22.934.000
Kapitalrücklagen	245.864.000	249.075.000	246.049.000	32.061.000	32.658.000	35.495.000
Gewinnrücklagen						
Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>Ertragszuschüsse</b>	<b>40.714.430</b>	<b>45.212.658</b>	<b>50.222.721</b>	<b>5.170.652</b>	<b>5.857.927</b>	<b>6.619.247</b>
<b>Rückstellungen</b>	<b>283.459.424</b>	<b>307.016.772</b>	<b>309.458.937</b>	<b>47.862.186</b>	<b>50.177.031</b>	<b>51.661.339</b>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
Steuerrückstellungen						
Sonstige Rückstellungen	283.459.424	307.016.772	309.458.937	47.862.186	50.177.031	51.661.339
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>1.154.589.655</b>	<b>1.051.194.836</b>	<b>885.113.085</b>	<b>101.696.160</b>	<b>82.272.854</b>	<b>80.971.149</b>
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung						
Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.138.593.848	1.004.662.059	804.461.604	79.464.262	56.320.430	76.948.104
Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten		25.232.252	52.987.604	21.526.628	25.279.396	2.981.020
Sonstige Verbindlichkeiten	15.995.807	21.300.524	27.663.878	705.270	673.028	1.042.024
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>402.363.911</b>	<b>417.566.144</b>	<b>420.118.947</b>	<b>96.257.678</b>	<b>94.238.346</b>	<b>95.137.945</b>
Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen						
	<b>2.285.852.420</b>	<b>2.230.999.410</b>	<b>2.069.942.691</b>	<b>303.762.675</b>	<b>286.305.157</b>	<b>292.818.680</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 13</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>2.541.723</b>	<b>2.610.875</b>	<b>1.778.980</b>	<b>2.541.723</b>	<b>2.610.875</b>	<b>1.778.980</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	2.541.723	2.610.875	1.778.980	2.541.723	2.610.875	1.778.980
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>295.281</b>	<b>167.135</b>	<b>16.325</b>	<b>302.831</b>	<b>167.135</b>	<b>16.325</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	295.281	167.135	16.325	302.831	167.135	16.325
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>11.903.562</b>	<b>3.605.999</b>	<b>5.969.703</b>	<b>6.991.466</b>	<b>11.746.360</b>	<b>13.075.674</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	3.060.568	1.710.650	1.360.169	1.389.684	4.413.890	849.226
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	8.645.564	1.697.502	4.321.611	5.549.522	7.258.387	11.924.886
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter			29.377	3.161	704	1.113
5. Sonstige Vermögensgegenstände	197.430	197.847	258.545	49.099	73.378	300.449
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>			<b>323.258</b>	<b>124</b>	<b>1.816.108</b>	<b>1.342.698</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>4.820.801</b>	<b>4.447.284</b>	<b>3.914.538</b>	<b>4.596.276</b>	<b>3.959.506</b>	<b>3.173.939</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>19.561.367</b>	<b>10.831.293</b>	<b>12.002.803</b>	<b>14.432.420</b>	<b>20.299.983</b>	<b>19.387.615</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>384.314</b>	<b>384.314</b>	<b>384.314</b>	<b>2.073.964</b>	<b>2.073.964</b>	<b>2.073.964</b>
I. Gezeichnetes Kapital	30.631	30.631	30.631	19.369	19.369	19.369
II. Kapitalrücklagen	306.312	306.312	306.312	193.688	193.688	193.688
III. Gewinnrücklagen	47.371	47.371	47.371	1.860.907	1.860.907	1.860.907
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>1.227.584</b>	<b>641.866</b>	<b>285.086</b>	<b>1.586.435</b>	<b>1.909.444</b>	<b>3.094.400</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen	1.833			1.167		
3. Sonstige Rückstellungen	1.225.752	641.866	285.086	1.585.267	1.909.444	3.094.400
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>13.128.999</b>	<b>5.358.162</b>	<b>7.419.197</b>	<b>6.175.957</b>	<b>12.357.267</b>	<b>11.045.627</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	192	48.890	138	0	768	575
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	1.097.933	1.529.395	935.306	162.858	921.108	114.615
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	10.765.959	3.107.719	6.125.118	5.576.757	11.086.533	10.737.422
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	1.264.915	672.159	358.634	436.341	348.858	193.015
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>4.820.470</b>	<b>4.446.950</b>	<b>3.914.207</b>	<b>4.596.065</b>	<b>3.959.308</b>	<b>3.173.625</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>19.561.367</b>	<b>10.831.293</b>	<b>12.002.803</b>	<b>14.432.420</b>	<b>20.299.983</b>	<b>19.387.615</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Verpächter:</b>	<b>Verpächter zu Netzbetreiber 13</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>306.246</b>	<b>346.951</b>	<b>387.654</b>	<b>52.411</b>	<b>55.983</b>	<b>88.552</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	306.246	346.951	387.654	52.411	55.983	88.552
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>42.129.636</b>	<b>44.973.099</b>	<b>47.881.881</b>	<b>79.433.685</b>	<b>82.090.263</b>	<b>84.791.633</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	2.109.841	2.222.971	2.338.615	1.694.811	1.751.597	1.808.382
2. technische Anlagen und Maschinen	39.902.745	42.595.223	45.384.580	77.720.093	80.310.691	82.968.450
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	9.343	12.525	16.378	4.380	3.574	2.571
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	107.707	142.379	142.307	14.401	14.401	12.230
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>331.312</b>	<b>331.312</b>	<b>331.312</b>	<b>218.688</b>	<b>218.688</b>	<b>218.688</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	331.312	331.312	331.312	218.688	218.688	218.688
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>282.379</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						0
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						282.379
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						0
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>23.164.868</b>	<b>21.413.317</b>	<b>22.402.909</b>	<b>16.911.243</b>	<b>16.254.401</b>	<b>27.052.920</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung			294		0	286
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	23.137.858	21.388.277	22.402.034	16.814.471	16.253.119	27.043.048
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	14.162	14.024		72.213		
5. Sonstige Vermögensgegenstände	12.848	11.016	580	24.559	1.283	9.587
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>299</b>	<b>527</b>	<b>1.154</b>	<b>212</b>	<b>402</b>	<b>1.061</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>10.106</b>	<b>11.806</b>	<b>57.460</b>	<b>16.528</b>	<b>19.308</b>	<b>94.818</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>65.942.467</b>	<b>67.077.011</b>	<b>71.062.369</b>	<b>96.632.767</b>	<b>98.629.045</b>	<b>112.530.051</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>31.010.671</b>	<b>31.010.593</b>	<b>31.010.581</b>	<b>42.320.779</b>	<b>42.320.762</b>	<b>42.320.682</b>
I. Gezeichnetes Kapital	13.890.500	13.890.500	13.890.500	22.717.500	22.717.500	22.717.500
II. Kapitalrücklagen	12.378.834	12.378.834	12.378.834	22.717.500	20.245.216	20.245.216
III. Gewinnrücklagen	0	0	0	20.245.216	1.701.456	1.701.456
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	4.741.337	4.741.259	4.741.247	1.701.456	-2.343.410	-2.343.490
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen				-2.343.393		
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>2.641.357</b>	<b>3.223.871</b>	<b>3.864.635</b>	<b>1.418.840</b>	<b>1.936.150</b>	<b>2.879.090</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>19.141</b>	<b>945.645</b>	<b>2.215.643</b>	<b>1.899.732</b>	<b>2.202.669</b>	<b>2.506.122</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	0	0	0	0	0	0
2. Steuerrückstellungen	0	0	0	0	0	0
3. Sonstige Rückstellungen	19.141	945.645	2.215.643	1.899.732	2.202.669	2.506.122
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>27.450.828</b>	<b>27.449.951</b>	<b>30.057.303</b>	<b>46.397.351</b>	<b>48.210.156</b>	<b>61.650.531</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	6.723.529	7.256.099,18	8.024.238,01	10.976.758	11.861.053	13.092.444
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung		7.414	1.821	413	41.931	1.434
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	67.132	0	112.511	99.214	114.557	38.158
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	20.556.863	20.042.200	21.857.402	34.826.734	35.697.375	47.504.829
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	103.303	134.163	61.331	494.232	460.649	1.013.667
6. Sonstige Verbindlichkeiten	0	10.074	0	0	0	34.590
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>4.820.470</b>	<b>4.446.950</b>	<b>3.914.207</b>	<b>4.596.065</b>	<b>3.959.308</b>	<b>3.173.625</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>65.942.467</b>	<b>67.077.011</b>	<b>71.062.369</b>	<b>96.632.767</b>	<b>98.629.045</b>	<b>112.530.051</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 14</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	0	0	0	0	0	0
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte						
<b>II. Sachanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	0	0	0	0	0	0
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	11.452.547	10.177.115	9.048.013	3.831.135	3.042.389	2.809.944
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	2.598.547	1.090.364	352.206	935.005	404.615	120.204
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	667.052	613.057	510.772			
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0			
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	8.026.115	8.420.801	7.854.975	2.887.943	2.620.888	2.680.818
5. Sonstige Vermögensgegenstände	160.833	52.893	330.059	8.187	16.886	8.922
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	1.699.727	934.949	828.797	611.593	298.486	282.859
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	0	0	0	89.677	2.378.965	2.842.653
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	13.152.274	11.112.064	9.876.809	4.532.406	5.719.840	5.935.457
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	641.939	641.939	557.400	358.061	290.897	442.600
I. Gezeichnetes Kapital	320.969	320.969	278.700	179.031	145.448	221.300
II. Kapitalrücklagen	320.969	320.969	278.700	179.031	145.448	221.300
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	4.316.460	3.940.044	3.290.897	2.718.025	2.395.311	2.088.620
<b>C. Rückstellungen</b>	2.333.121	654.036	364.045	794.699	2.136.758	2.770.659
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	2.333.121	654.036	364.045	794.699	2.136.758	2.770.659
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	5.860.754	5.876.045	5.664.467	661.620	896.875	633.578
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	3.171.992	2.390.237	1.496.466	641.600	763.092	510.707
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	696.590	687.792	1.022.337			
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeits	89.677	2.378.965	2.842.653			
6. Sonstige Verbindlichkeiten	1.902.495	419.050	303.071	20.020	133.783	122.871
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	13.152.274	11.112.064	9.876.809	4.532.406	5.719.840	5.935.457

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Verpächter:</b>	<b>Verpächter zu Netzbetreiber 14</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>538.988</b>	<b>493.205</b>	<b>358.649</b>	<b>70.042</b>	<b>63.879</b>	<b>14.883</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	538.988	493.205	358.649	70.042	63.879	14.883
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>44.853.200</b>	<b>45.899.713</b>	<b>40.751.032</b>	<b>29.994.959</b>	<b>31.736.561</b>	<b>30.332.991</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	5.158.174	4.745.919	1.497.427	1.749.005	2.311.902	478.831
2. Technische Anlagen und Maschinen	37.617.138	38.181.156	37.482.103	27.215.632	28.489.298	29.253.596
2a. Erzeugungsanlagen	0	0	0	0	0	0
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.542.471	1.450.759	682.415	591.303	658.554	311.199
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	535.417	1.521.878	1.089.087	439.020	276.808	289.365
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>758.000</b>	<b>758.000</b>	<b>0</b>	<b>242.000</b>	<b>242.000</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	758.000	758.000		242.000	242.000	
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>747.161</b>	<b>655.987</b>	<b>0</b>	<b>327.157</b>	<b>313.430</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	569.292	549.864	0	324.021	313.430	0
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	177.870	106.123	0	3.137	0	0
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>487.781</b>	<b>730.842</b>	<b>2.057.332</b>	<b>269.323</b>	<b>263.346</b>	<b>1.411.382</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	245.613	256.599	1.724.778	135.625	119.663	1.185.699
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	45.722	59.903	23.538	25.247	27.935	16.181
5. Sonstige Vermögensgegenstände	196.447	414.339	309.016	108.452	115.748	209.502
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.032.630</b>	<b>2.437.207</b>	<b>712.164</b>	<b>570.207</b>	<b>1.136.629</b>	<b>396.519</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.889</b>	<b>19.565</b>	<b>9.533</b>	<b>1.043</b>	<b>9.124</b>	<b>6.272</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>872.374</b>	<b>0</b>	<b>2.113.381</b>	<b>3.176.222</b>	<b>1.215.455</b>	<b>4.788.820</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>49.292.024</b>	<b>50.994.518</b>	<b>46.002.092</b>	<b>34.650.954</b>	<b>34.980.423</b>	<b>36.950.867</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>27.504.345</b>	<b>24.102.659</b>	<b>23.499.861</b>	<b>19.871.638</b>	<b>16.832.037</b>	<b>17.799.943</b>
I. Gezeichnetes Kapital	9.898.984	9.898.984	9.468.005	6.662.421	6.662.421	6.989.444
II. Kapitalrücklagen	7.830.726	7.830.726	7.489.794	5.270.399	5.270.399	5.529.095
III. Gewinnrücklagen	3.004.447	1.979.797	1.550.386	2.002.984	1.332.484	1.144.521
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	5.570.190	3.088.805	3.570.590	4.554.230	2.086.446	2.550.860
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	1.199.998	1.304.347	1.421.086	1.381.604	1.480.287	1.586.022
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>2.456.561</b>	<b>3.018.644</b>	<b>3.629.199</b>	<b>3.475.574</b>	<b>4.540.998</b>	<b>5.652.937</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>4.724.725</b>	<b>5.150.868</b>	<b>4.111.871</b>	<b>2.960.122</b>	<b>3.128.552</b>	<b>2.685.608</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.105.586	779.266	0	505.795	378.135	0
2. Steuerrückstellungen	2.431.751	3.171.480	3.418.914	1.892.415	2.175.628	2.457.114
3. Sonstige Rückstellungen	1.187.388	1.200.123	692.956	561.912	574.789	228.495
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>14.606.393</b>	<b>18.483.854</b>	<b>14.761.161</b>	<b>8.343.620</b>	<b>10.478.836</b>	<b>10.812.379</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	14.349.894	15.299.142	8.271.832	8.219.645	8.993.676	6.059.021
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	174.838	1.562.613	3.691.527	84.505	728.709	2.704.001
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	5.135	103.596	250.949	2.482	48.311	183.818
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	76.526	1.518.504	2.546.852	36.988	708.139	1.865.540
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>		<b>238.493</b>				
	<b>49.292.024</b>	<b>50.994.518</b>	<b>46.002.092</b>	<b>34.650.954</b>	<b>34.980.423</b>	<b>36.950.867</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 15</b>						
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>				<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2009	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs							
<b>A. Anlagevermögen</b>							
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	1.475.556	1.683.870	1.892.184	0	0	0	0
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	1.475.556	1.683.870	1.892.184				
<b>II. Sachanlagen</b>	903.627	1.053.534	1.203.441	0	274.216	312.929	351.643
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.							
2. Technische Anlagen und Maschinen	861.736	1.007.488	1.153.240		274.216	312.929	351.643
2a Erzeugungsanlagen							
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	41.891	46.046	50.201				
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau							
<b>III. Finanzanlagen</b>	0	0	0	0	0	0	0
1. Anteile an verbundenen Unternehmen							
2. Beteiligungen							
3. Genossenschaftsanteile							
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen							
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
6. Sonstige Ausleihungen							
<b>B. Umlaufvermögen</b>							
<b>I. Vorräte</b>	1.097.403	971.546	2.113.035	0	815.487	1.420.767	1.218.503
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe							
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	1.097.403	971.546	2.113.035		815.487	1.420.767	1.218.503
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen							
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	54.110.225	49.149.336	50.579.900	0	25.934.397	41.699.417	50.340.943
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	12.238.925	14.069.558	12.567.507		3.992.817	2.592.699	7.204.649
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	37.080.299	26.767.126	22.857.041		17.150.807	37.204.119	34.086.069
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	4.575.302	8.311.729	14.006.962		4.650.244	1.812.341	9.735.719
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter							
5. Sonstige Vermögensgegenstände	215.699	923	1.148.391		140.529	90.258	-685.494
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	164.995	257.481	161.896		59.494	67.149	38.784
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						24.496	
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>			1.800.825		2.351.002	2.047.835	1.896.273
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>							
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>							
	57.751.805	53.115.767	57.751.281	0	29.434.597	45.572.593	53.846.147
<b>PASSIVA</b>							
<b>A. Zugordnetes EK</b>	-2.413.596	-2.413.596	-2.791.613	0	8.773.728	8.773.728	9.523.312
I. Gesichertes Kapital	272.350	272.350	272.350		160.172	160.172	160.172
II. Kapitalrücklagen	-3.658.573	-3.658.573	-3.976.600		4.495.025	4.495.025	5.244.609
III. Gewinnrücklagen	972.637	972.637	972.637		4.118.531	4.118.531	4.118.531
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile							
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen							
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	21.310.186	22.714.224	24.127.079		10.016.308	10.681.655	11.477.011
<b>C. Rückstellungen</b>	4.449.265	11.192.495	18.883.869	0	6.578.360	25.458.360	25.230.366
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen							
2. Steuerrückstellungen	-375.690	-619.576	-215.145		1.065.268	800.536	277.983
3. Sonstige Rückstellungen	4.824.955	11.812.070	19.099.015		5.513.092	24.657.824	24.952.383
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	3.614.525	1.966.908	3.449.414	0	-444.251	-910.518	-665.276
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten							
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	2.515.285	1.284.654	3.269.643		-907.426	-1.025.558	-864.686
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern							
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	800.480	630.290	94.887		3.146	0	-1.116
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten							
6. Sonstige Verbindlichkeiten	298.761	51.964	84.883		460.030	115.004	200.526
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>							
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	30.791.416	19.656.726	14.022.532		4.510.451	1.569.368	8.280.734
	57.751.805	53.115.767	57.751.281	0	29.434.597	45.572.593	53.846.147

# Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 15				Gasverteilung		
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung				Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2009	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs							
<b>A. Anlagevermögen</b>							
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>11.827.448</b>	<b>12.672.041</b>	<b>13.435.913</b>	<b>0</b>	<b>2.364.275</b>	<b>2.494.509</b>	<b>2.581.035</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	11.827.448	12.672.041	13.435.913		2.364.275	2.494.509	2.581.035
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>188.227.791</b>	<b>186.730.940</b>	<b>183.870.308</b>	<b>0</b>	<b>78.067.352</b>	<b>71.872.749</b>	<b>67.226.084</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	23.319.078	22.830.108	23.307.850		1.884.370	1.991.315	1.781.491
2. Technische Anlagen und Maschinen	154.305.757	150.335.733	145.423.408		72.854.609	65.764.640	63.025.097
Za. Erzeugungsanlagen							
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.849.294	1.760.503	1.367.306		1.535.545	1.460.885	1.026.554
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	8.754.662	11.804.596	13.571.115		1.792.827	2.035.910	1.392.942
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>245.115</b>	<b>245.115</b>	<b>245.115</b>	<b>0</b>	<b>144.155</b>	<b>144.155</b>	<b>144.155</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	245.115	245.115	245.115		144.155	144.155	144.155
2. Beteiligungen							600.000
3. Genossenschaftsanteile							
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen							
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
6. Sonstige Ausleihungen							
<b>B. Umlaufvermögen</b>							
<b>I. Vorräte</b>	<b>2.339.471</b>	<b>2.007.539</b>	<b>877.419</b>	<b>0</b>	<b>1.763.633</b>	<b>1.845.859</b>	<b>1.928.142</b>
1. Roh- und Betriebsstoffe	2.339.471	2.007.539	877.419		1.763.633	1.845.859	1.928.142
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	0	0	0		0	0	0
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen	0	0	0		0	0	0
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>1.881.488</b>	<b>6.569.645</b>	<b>-11.565.106</b>	<b>0</b>	<b>-22.540.268</b>	<b>-17.603.584</b>	<b>-23.503.253</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	-82.626	-162.992	-65.829		-288.905	-303.676	1.076
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	1.932.977	6.732.637	-11.551.924		-22.251.536	-17.299.908	-23.539.313
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftler							
5. Sonstige Vermögensgegenstände	31.137		52.648		172		34.985
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>-165</b>	<b>1.879</b>	<b>849</b>		<b>-201</b>	<b>1.735</b>	<b>876</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>							
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>							
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>				<b>-391</b>	<b>99.938.370</b>	<b>102.332.304</b>	<b>121.886.966</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>							
	<b>204.521.147</b>	<b>208.227.159</b>	<b>186.664.107</b>	<b>0</b>	<b>159.737.316</b>	<b>161.087.726</b>	<b>170.864.004</b>
<b>PASSIVA</b>							
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>76.396.160</b>	<b>76.396.160</b>	<b>76.396.160</b>	<b>0</b>	<b>96.625.328</b>	<b>96.625.328</b>	<b>96.625.328</b>
I. Gezeichnetes Kapital	30.486.588	30.486.588	30.486.588		38.559.223	38.559.223	38.559.223
II. Kapitalrücklagen	44.354.497	44.354.497	44.354.497		56.099.257	56.099.257	56.099.257
III. Gewinnrücklagen	1.555.075	1.555.075	1.555.075		1.966.848	1.966.848	1.966.848
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile							
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen							
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>56.075.055</b>	<b>46.203.335</b>	<b>37.628.559</b>		<b>22.260.917</b>	<b>20.999.379</b>	<b>20.573.435</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>651.987</b>	<b>617.939</b>	<b>1.304.509</b>	<b>0</b>	<b>-1.042.450</b>	<b>-1.038.428</b>	<b>808.421</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	147.031	116.806	114.723		74.204	64.041	63.735
2. Steuerrückstellungen	314.217	314.217	401.967		-1.184.297	-1.184.299	651.583
3. Sonstige Rückstellungen	190.739	186.916	787.819		67.643	81.830	93.104
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>43.745.965</b>	<b>29.738.836</b>	<b>41.177.204</b>	<b>0</b>	<b>41.893.521</b>	<b>44.591.446</b>	<b>52.856.819</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	36.724.710	33.133.300	27.419.821		50.491.789	43.800.896	41.716.906
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	155.538	-11.724	-25.200		78.663	173.208	128.914
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern							
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-6.623.723	-16.865.792	-14.066.323		-13.651.965	-3.397.059	-2.157.622
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	11.296				-42.511		
6. Sonstige Verbindlichkeiten	13.478.144	13.483.053	27.848.906		5.017.344	4.014.601	13.168.622
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>							
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>27.651.979</b>	<b>55.270.888</b>	<b>30.157.673</b>				
	<b>204.521.147</b>	<b>208.227.159</b>	<b>186.664.107</b>	<b>0</b>	<b>159.737.316</b>	<b>161.087.726</b>	<b>170.864.004</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 16</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.800.000</b>	<b>1.800.000</b>	<b>1.200.000</b>	<b>1.000.000</b>	<b>1.800.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	2.500.000	2.800.000	1.800.000	1.200.000	1.000.000	1.800.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>343.900.000</b>	<b>338.100.000</b>	<b>334.200.000</b>	<b>394.400.000</b>	<b>321.300.000</b>	<b>345.300.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.		1.200.000	1.400.000		0	
2. Technische Anlagen und Maschinen	343.900.000	328.900.000	332.800.000	394.400.000	321.300.000	345.300.000
Za. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>100.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	0	100.000	0	0	0	0
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>3.200.000</b>	<b>3.900.000</b>	<b>3.800.000</b>	<b>2.100.000</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.200.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.500.000	1.300.000	1.400.000	1.000.000	800.000	800.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	1.700.000	2.600.000	2.400.000	1.100.000	1.700.000	1.400.000
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>192.300.000</b>	<b>184.900.000</b>	<b>222.000.000</b>	<b>77.500.000</b>	<b>60.000.000</b>	<b>68.500.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	140500000	134.000.000	114.500.000	10.900.000	15.300.000	18000000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	45.400.000	40.900.000	32.200.000	35.100.000	35.900.000	23.500.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	31.400.000	8.600.000	26.900.000
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern	0	0	0	0	0	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	6.400.000	10.000.000	75.200.000	100.000	200.000	100.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>100.000</b>	<b>0</b>	<b>1.700.000</b>		<b>0</b>	<b>1.000.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>				<b>1.600.000</b>	<b>1.800.000</b>	<b>1.900.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen	208.100.000	112.900.000	113.800.000	0	34.400.000	
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>750.100.000</b>	<b>634.700.000</b>	<b>677.300.000</b>	<b>476.800.000</b>	<b>421.000.000</b>	<b>420.700.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>42.600.000</b>	<b>72.400.000</b>	<b>70.700.000</b>	<b>53.000.000</b>	<b>74.900.000</b>	<b>80.800.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	42.600.000	72.400.000	70.700.000	53.000.000	74.900.000	80.800.000
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>75.000.000</b>	<b>90.300.000</b>	<b>106.600.000</b>	<b>58.900.000</b>	<b>71.600.000</b>	<b>86.000.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>452.900.000</b>	<b>423.700.000</b>	<b>470.800.000</b>	<b>223.900.000</b>	<b>211.700.000</b>	<b>194.800.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	251.200.000	236.600.000	242.200.000	166.700.000	151.500.000	144.900.000
2. Steuerrückstellungen	0	0	0	0	0	0
3. Sonstige Rückstellungen	201.700.000	187.100.000	228.600.000	57.200.000	60.200.000	49.900.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>179.600.000</b>	<b>48.300.000</b>	<b>29.200.000</b>	<b>85.200.000</b>	<b>62.600.000</b>	<b>49.400.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	12.400.000	8.500.000	5.300.000	2.200.000	4.200.000	3.000.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	123.200.000	10.800.000	2.400.000	3.000.000	11.100.000	4.900.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	0	0	0	0	0	0
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	39.700.000	24.300.000	18.000.000	44.000.000	16.800.000	34.800.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	0	0	0	32.900.000	27.300.000	4.600.000
6. Sonstige Verbindlichkeiten	4.300.000	4.700.000	3.500.000	3.100.000	3.200.000	2.100.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>				<b>55.800.000</b>		<b>9.700.000</b>
	<b>750.100.000</b>	<b>634.700.000</b>	<b>677.300.000</b>	<b>476.800.000</b>	<b>421.000.000</b>	<b>420.700.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 17</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbeitriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>35.544</b>	<b>53.779</b>	<b>51.000</b>	<b>2.817</b>	<b>1.800</b>	<b>3.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	35.544	53.779	51.000	2.817	1.800	3.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>6.221.772</b>	<b>5.023.408</b>	<b>5.161.000</b>	<b>4.202.247</b>	<b>2.780.741</b>	<b>2.789.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	11.526	12.045	13.000	134.000	111.636	120.000
2. technische Anlagen und Maschinen	6.059.638	4.906.229	5.043.000	4.026.269	2.618.598	2.615.000
2a. Erzeugungsanlagen	7.390	8.654	10.000			
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	93.383	91.214	87.000	41.142	49.671	24.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	49.835	5.266	8.000	836	836	10.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	0		0	0	0	0
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>90.552</b>	<b>76.239</b>	<b>62.000</b>	<b>37.780</b>	<b>34.478</b>	<b>41.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	89.965	76.239	62.000	37.718	34.478	41.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	587			62		
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>839.687</b>	<b>321.406</b>	<b>1.381.000</b>	<b>87.957</b>	<b>317.798</b>	<b>330.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	445.517			63.669		
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	176.584	5.803	348.000		42.450	216.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter			80.000	2.767	56.815	18.000
5. Sonstige Vermögensgegenstände	217.586	315.602	953.000	21.521	218.532	96.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.717.335</b>	<b>2.641.396</b>	<b>2.825.000</b>	<b>0</b>	<b>744.039</b>	<b>1.163.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>86.750</b>	<b>97.846</b>	<b>108.000</b>	<b>1.112</b>	<b>1.065</b>	
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>				<b>954</b>	<b>56.039</b>	
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>					<b>39.623</b>	<b>66.000</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>8.991.639</b>	<b>8.214.074</b>	<b>9.588.000</b>	<b>4.332.867</b>	<b>3.975.583</b>	<b>4.372.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>4.106.607</b>	<b>4.004.322</b>	<b>4.817.000</b>	<b>2.528.891</b>	<b>2.801.205</b>	<b>2.931.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	2.800.000	2.800.000	2.800.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
II. Kapitalrücklagen	1.231.511	1.231.511	1.232.000	609.291	609.291	609.000
III. Gewinnrücklagen	280.000	280.000	280.000	222.460	222.460	223.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	-204.904	-307.190	505.000			
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen				197.141	469.454	599.000
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>1.153.999</b>	<b>736.125</b>	<b>702.000</b>	<b>341.301</b>	<b>156.479</b>	<b>150.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>327.868</b>	<b>382.315</b>	<b>1.321.000</b>	<b>121.010</b>	<b>445.596</b>	<b>805.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	18.978			30.117		
2. Steuerrückstellungen	9.333			27.108		
3. Sonstige Rückstellungen	299.557	382.315	1.321.000	63.785	445.596	805.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>1.997.025</b>	<b>1.408.357</b>	<b>1.096.000</b>	<b>1.128.909</b>	<b>285.932</b>	<b>126.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	775.717			775.717		
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	380.708	979.605	801.000	47.573	175.883	24.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	237.743	220.172	52.000			
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	225.921	208.581	243.000	290.669	110.049	102.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	376.937			14.950		
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.115.315</b>	<b>1.376.690</b>	<b>1.652.000</b>	<b>212.757</b>	<b>286.372</b>	<b>360.000</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>290.826</b>	<b>306.266</b>				
	<b>8.991.639</b>	<b>8.214.074</b>	<b>9.588.000</b>	<b>4.332.867</b>	<b>3.975.583</b>	<b>4.372.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Netzbetreiber:	Netzbetreiber 18					
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>67.632</b>	<b>24.435</b>	<b>15.000</b>	<b>19.622</b>	<b>21.006</b>	<b>26.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	67.632	24.435	15.000	19.622	21.006	26.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>4.655.037</b>	<b>4.218.025</b>	<b>4.261.000</b>	<b>4.451.441</b>	<b>4.349.057</b>	<b>4.309.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	1.010.710	545.453	612.000	449.856	209.160	213.000
2. Technische Anlagen und Maschinen	3.513.221	3.514.371	3.499.000	3.942.376	4.034.893	4.060.000
Za. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	103.554	77.795	93.000	59.208	53.898	35.000
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	27.552	80.406	67.000	0	51.116	1.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0	0
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>51.484</b>	<b>34.356</b>	<b>28.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	51.484	34.356	28.000			
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung						
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände						
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>						<b>608.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>2.313</b>	<b>2.751</b>	<b>25.000</b>	<b>2.190</b>	<b>2.833</b>	<b>26.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>4.776.466</b>	<b>4.279.567</b>	<b>4.329.000</b>	<b>4.473.252</b>	<b>4.372.897</b>	<b>4.969.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>3.632.118</b>	<b>2.802.216</b>	<b>3.514.000</b>	<b>3.458.881</b>	<b>3.651.526</b>	<b>4.378.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	3.327.717	3.042.490	3.408.000	2.384.391	2.412.353	3.166.000
II. Kapitalrücklagen				924.780	1.052.507	995.000
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	206.687	-352.718	-24.000	92.501	115.810	132.000
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	97.713	112.444	130.000	57.208	70.856	85.000
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>104.054</b>	<b>118.932</b>	<b>134.000</b>	<b>144.784</b>	<b>177.445</b>	<b>210.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>636.046</b>	<b>789.768</b>	<b>529.000</b>	<b>362.058</b>	<b>400.243</b>	<b>381.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	32.094	32.074	32.000	14.813	14.803	16.000
2. Steuertückstellungen	79.088	18.985	79.000	34.733	46.277	196.000
3. Sonstige Rückstellungen	524.865	738.708	418.000	312.512	339.163	169.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>404.248</b>	<b>568.652</b>	<b>152.000</b>	<b>507.529</b>	<b>143.683</b>	<b>0</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	404.248	568.652	152.000	507.529	143.683	
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung						
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten						
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>4.776.466</b>	<b>4.279.567</b>	<b>4.329.000</b>	<b>4.473.252</b>	<b>4.372.897</b>	<b>4.969.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 19</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>1.156.674</b>	<b>1.088.986</b>	<b>1.021.000</b>	<b>471.401</b>	<b>418.577</b>	<b>373.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	1.156.674	1.088.986	1.021.000	471.401	418.577	373.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>58.081.508</b>	<b>56.896.621</b>	<b>53.572.000</b>	<b>33.424.064</b>	<b>33.967.712</b>	<b>34.333.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	5.897.354	6.225.398	6.436.000	2.882.626	2.991.488	3.080.000
2. Technische Anlagen und Maschinen	46.352.565	45.067.970	40.976.000	28.175.943	28.503.484	28.543.000
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	4.888.064	4.981.766	4.607.000	2.170.577	2.181.260	2.058.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	943.525	423.497	1.553.000	194.738	291.479	652.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.012.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen			2.012.000			
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			3.000.000			
6. Sonstige Ausleihungen	0		0	0	0	0
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>731.953</b>	<b>948.135</b>	<b>490.000</b>	<b>388.500</b>	<b>397.305</b>	<b>341.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	731.953	948.135	490.000	388.500	397.305	341.000
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>32.342.049</b>	<b>41.231.068</b>	<b>38.105.000</b>	<b>2.974.602</b>	<b>8.219.697</b>	<b>13.054.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	7.134.487	3.816.585	4.205.000	-182.681	-623.411	264.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	14.661.949	17.753.141	28.241.000	2.422.344	3.166.755	10.670.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	10.545.613	19.661.382	5.659.000	734.939	5.678.353	2.120.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>28.960</b>	<b>133.479</b>	<b>106.000</b>	<b>20.164</b>	<b>96.935</b>	<b>73.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>1.201.929</b>	<b>1.038.758</b>	<b>1.061.000</b>	<b>537.659</b>	<b>475.833</b>	<b>486.000</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>2.696.988</b>	<b>396.926</b>	<b>11.276.000</b>	<b>4.955.673</b>	<b>4.030.920</b>	<b>3.736.000</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>96.240.062</b>	<b>101.525.973</b>	<b>110.643.000</b>	<b>42.772.083</b>	<b>47.606.979</b>	<b>52.396.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>32.737.620</b>	<b>32.737.620</b>	<b>32.737.000</b>	<b>15.517.662</b>	<b>15.517.663</b>	<b>15.518.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	13.871.529	13.871.529	13.872.000	8.064.448	8.064.448	8.064.000
II. Kapitalrücklagen	16.568.239	16.568.239	16.568.000	7.413.914	7.413.914	7.415.000
III. Gewinnrücklagen	2.297.852	2.279.324	2.278.000	39.301	17.101	17.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	0	18.527	19.000		22.200	22.000
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>18.551.127</b>	<b>19.143.622</b>	<b>19.658.000</b>	<b>12.905.410</b>	<b>13.599.487</b>	<b>14.629.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>20.284.373</b>	<b>29.123.472</b>	<b>25.930.000</b>	<b>7.754.782</b>	<b>10.430.674</b>	<b>11.135.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	4.449.120	4.224.225	4.369.000	1.990.223	1.935.027	2.002.000
2. Steuerrückstellungen	307.854	5.188.016	2.529.000	66.888	723.396	1.971.000
3. Sonstige Rückstellungen	15.527.399	19.711.232	19.032.000	5.697.870	7.772.252	7.162.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>24.666.942</b>	<b>20.521.258</b>	<b>32.318.000</b>	<b>6.594.229</b>	<b>8.059.156</b>	<b>11.114.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	12.810.398	3.308.955	14.953.000	515.188	476.812	65.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	11.590.014	14.289.423	12.231.000	5.975.612	7.491.787	10.046.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	266.529	2.922.880	5.134.000	103.429	90.557	1.003.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>96.240.062</b>	<b>101.525.973</b>	<b>110.643.000</b>	<b>42.772.083</b>	<b>47.606.979</b>	<b>52.396.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 20</b>			<b>Netzbetreiber 20</b>		
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>1.309.857</b>	<b>1.526.151</b>	<b>221.239</b>	<b>890.212</b>	<b>1.358.458</b>	<b>806.968</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	1.309.857	1.526.151	221.239	890.212	1.358.458	806.968
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>38.694.032</b>	<b>39.099.819</b>	<b>30.689.197</b>	<b>25.507.847</b>	<b>26.237.861</b>	<b>24.786.474</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen	38.694.032	39.099.819	30.689.197	25.507.847	26.237.861	24.786.474
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>27.271</b>	<b>29.766</b>	<b>33.429</b>	<b>27.655</b>	<b>27.808</b>	<b>28.114</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	27.271	29.766	33.429	27.655	27.808	28.114
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>563.496</b>	<b>550.867</b>	<b>499.094</b>	<b>304.434</b>	<b>355.111</b>	<b>371.347</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	551.973	544.169	498.431	299.258	350.812	371.315
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	11.522	6.698	663	5.176	4.300	32
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>4.483.501</b>	<b>1.404.727</b>	<b>1.568.663</b>	<b>3.679.537</b>	<b>1.576.288</b>	<b>1.800.703</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	1.216.058	108.040	815.934	1.016.624	873.552	1437043,48
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	1.136.646	69.498	265.264	708.003	33.833	142.866
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	3.254	29.032		1.956	5.141
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	2.130.797	1.223.935	458.433	1.954.909	666.948	215.653
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>0</b>	<b>466.370</b>	<b>2.939.124</b>	<b>0</b>	<b>280.332</b>	<b>1.448.696</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>104.780</b>	<b>86.625</b>	<b>6.856</b>	<b>60.113</b>	<b>50.310</b>	<b>2.258</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>18.059.339</b>	<b>20.453.583</b>	<b>33.675.578</b>	<b>10.507.971</b>	<b>9.186.380</b>	<b>10.335.472</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>63.242.274</b>	<b>63.619.907</b>	<b>69.633.181</b>	<b>40.977.769</b>	<b>39.072.549</b>	<b>39.580.032</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>45.683.186</b>	<b>43.268.637</b>	<b>46.935.577</b>	<b>31.419.530</b>	<b>28.734.196</b>	<b>28.798.334</b>
I. Gezeichnetes Kapital	5.714.071	5.714.071	5.779.699	4.279.779	4.279.779	4.259.896
II. Kapitalrücklagen	15.030.407	15.030.407	15.059.463	6.395.920	6.395.920	6.367.117
III. Gewinnrücklagen	17.487.467	17.487.467	17.545.102	13.925.124	13.925.124	14.021.262
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	2.626.525	887.567	4.714.334	3.062.256	973.357	1.378.706
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	4.824.696	4.149.105	3.636.979	3.736.451	3.160.017	2.751.354
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>2.709.857</b>	<b>3.283.057</b>	<b>3.905.996</b>	<b>1.414.985</b>	<b>1.706.246</b>	<b>2.028.739</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>4.981.096</b>	<b>4.773.372</b>	<b>6.415.187</b>	<b>2.062.329</b>	<b>2.886.554</b>	<b>2.723.532</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.337.161	1.199.820	1.311.772	803.404	720.888	647.137
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	3.643.934,85	3.573.552	5.103.415	1.258.925	2.165.666	2.076.395
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>7.613.611</b>	<b>10.088.305</b>	<b>10.166.058</b>	<b>4.256.119</b>	<b>3.960.226</b>	<b>4.567.308</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	4.615.601	2.992.178	3.912.675	3.756.556	2.731.151	3.204.880
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	2.653.366	5.025.648	3.916.186	415.194	571.540	349.277
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	2.000	4.958	2.957	1.202	2.980	1.457
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	342.643	1.382.328	1.342.942	56.791	283.989	602.722
6. Sonstige Verbindlichkeiten		683.192	991.296	26.375	370.565	408.972
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.218</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>601</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>2.254.525</b>	<b>2.206.535</b>	<b>2.209.545</b>	<b>1.824.806</b>	<b>1.785.327</b>	<b>1.461.518</b>
	<b>63.242.274</b>	<b>63.619.907</b>	<b>69.633.181</b>	<b>40.977.769</b>	<b>39.072.549</b>	<b>39.580.032</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 21</b>		
<b>Tätigkeitenbilanz in €</b>	Stromverteilung		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs			
<b>A. Anlagevermögen</b>			
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>25.369</b>	<b>29.713</b>	<b>21.406</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	25.369	29.713	21.406
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>6.986.200</b>	<b>7.161.817</b>	<b>7.224.029</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	620.153	629.233	680.884
2. technische Anlagen und Maschinen	6.280.702	6.427.741	6.019.526
2a. Erzeugungsanlagen			
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	85.345	80.397	103.877
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	0	24.446	419.743
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>188</b>	<b>188</b>	<b>313</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen			
2. Beteiligungen	188	188	313
3. Genossenschaftsanteile			
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen			
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
6. Sonstige Ausleihungen			
<b>B. Umlaufvermögen</b>			
<b>I. Vorräte</b>	<b>51.696</b>	<b>51.044</b>	<b>46.643</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	51.696	51.044	46.643
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen			
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen			
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>347.222</b>	<b>567.418</b>	<b>311.961</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	310.015	544.317	296.636
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	205	644	
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter			
5. Sonstige Vermögensgegenstände	37.003	22.457	15.324
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>470.718</b>	<b>82.644</b>	<b>224.126</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>3.333</b>	<b>5.295</b>	<b>5.003</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>			
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>		<b>216.359</b>	<b>1.156.784</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>			
	<b>7.884.726</b>	<b>8.114.476</b>	<b>8.990.263</b>
<b>PASSIVA</b>			
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>4.200.986</b>	<b>3.043.452</b>	<b>3.043.452</b>
I. Gezeichnetes Kapital	4.200.986	3.043.452	3.043.452
II. Kapitalrücklagen			
III. Gewinnrücklagen			
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile			
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen			
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>1.869.372</b>	<b>1.965.072</b>	<b>1.970.129</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>482.063</b>	<b>801.544</b>	<b>1.092.829</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			
2. Steuerrückstellungen	10.023	16.352	3.804
3. Sonstige Rückstellungen	472.039	785.192	1.089.025
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>1.332.305</b>	<b>1.402.278</b>	<b>2.883.742</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	666.720	843.177	1.557.574
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	224.935	134.153	340.553
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	331.550	225.035	775.661
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen			
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	7.081	5.010	4.050
6. Sonstige Verbindlichkeiten	102.019	194.902	205.904
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>0</b>	<b>255</b>	<b>110</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>		<b>901.874</b>	
	<b>7.884.726</b>	<b>8.114.476</b>	<b>8.990.263</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 22</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>17.329</b>	<b>29.128</b>	<b>40.222</b>	<b>14.435</b>	<b>24.724</b>	<b>42.382</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	17.329	29.128	40.222	14.435	24.724	42.382
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>6.252.471</b>	<b>6.294.625</b>	<b>5.566.312</b>	<b>4.194.798</b>	<b>4.243.767</b>	<b>4.173.278</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen	6.252.471	6.294.625	5.566.312	4.194.798	4.243.767	4.173.278
Za. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>244.810</b>	<b>244.104</b>	<b>208.263</b>	<b>102.117</b>	<b>91.098</b>	<b>85.640</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	244.810	243.972	208.131	102.117	90.960	85.502
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen		133	133		138	138
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>1.313.011</b>	<b>820.637</b>	<b>869.314</b>	<b>316.119</b>	<b>259.886</b>	<b>724.097</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	666.049	524.956	682.843	205.973	127.863	753.561,29
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		0	26		0	3
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	5.113	0	29.644	37.922	61.014	7.075
5. Sonstige Vermögensgegenstände	641.849	295.681	156.800	72.224	71.009	-36.542
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.011.157</b>	<b>204.848</b>	<b>22.548</b>	<b>0</b>	<b>344.890</b>	<b>15.807</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>2.206</b>	<b>8.155</b>	<b>16.665</b>	<b>1.289</b>	<b>3.262</b>	<b>5.079</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>		<b>1.510</b>	<b>56.770</b>	<b>17.216</b>	<b>18.291</b>	<b>33.665</b>
E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen		0	1.109	10.344	15.204	124
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>8.840.984</b>	<b>7.603.008</b>	<b>6.781.203</b>	<b>4.656.287</b>	<b>4.998.122</b>	<b>5.080.073</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>4.901.747</b>	<b>4.748.050</b>	<b>3.714.322</b>	<b>3.202.253</b>	<b>3.527.481</b>	<b>3.468.070</b>
I. Gezeichnetes Kapital	1.258.216	1.258.216	1.258.216	862.562	862.562	862.562
II. Kapitalrücklagen	201.002	201.002	201.002	-328.929	-328.929	-328.929
III. Gewinnrücklagen	503.679	503.703	542.121	634.013	634.038	522.498
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	32.555	-162.981	290.761	135.749	435.786	278.178
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	2.906.296	2.948.111	1.622.222	1.898.858	1.924.024	2.135.761
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>1.410.228</b>	<b>1.383.816</b>	<b>1.484.532</b>	<b>970.974</b>	<b>1.030.346</b>	<b>1.089.293</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>613.382</b>	<b>735.446</b>	<b>771.137</b>	<b>57.243</b>	<b>142.230</b>	<b>198.897</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen		0	19.636	314		28.347
3. Sonstige Rückstellungen	613.382	735.446	751.501	56.929	142.230	170.551
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>1.915.357</b>	<b>735.374</b>	<b>810.949</b>	<b>425.043</b>	<b>285.094</b>	<b>313.067</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten				71.072		
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	461.979	480.645	617.403	53.277	59.445	201.704
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	110.078	41.910	88.370		0	5.173
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten			133			139
6. Sonstige Verbindlichkeiten	1.343.300	212.820	105.043	300.694	225.649	106.051
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>270</b>	<b>321</b>	<b>263</b>	<b>774</b>	<b>12.970</b>	<b>10.745</b>
	<b>8.840.984</b>	<b>7.603.008</b>	<b>6.781.203</b>	<b>4.656.287</b>	<b>4.998.122</b>	<b>5.080.073</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 23</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	Stromverteilung			Gasverteilung		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>294.069</b>	<b>311.109</b>	<b>343.196</b>	<b>877</b>	<b>963</b>	<b>3.865</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	294.069	311.109	343.196	877	963	3.865
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>4.868.921</b>	<b>4.924.351</b>	<b>4.553.151</b>	<b>1.031.668</b>	<b>1.062.468</b>	<b>1.086.383</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen	4.868.921	4.924.351	4.553.151	1.031.668	1.062.468	1.086.383
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>172.747</b>	<b>168.592</b>	<b>165.148</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	172.747	168.592	165.148			
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>1.020.470</b>	<b>891.470</b>	<b>385.300</b>	<b>18.144</b>	<b>-3.809</b>	<b>0</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	885.404	744.710	167.718	1.963	2.044	0
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern		26.813	140.695			
5. Sonstige Vermögensgegenstände	135.066	119.947	76.887	17.181	-5.852	0
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.091.822</b>	<b>1.295.663</b>	<b>819.578</b>	<b>2.525.450</b>	<b>-328.430</b>	<b>-64.002</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>121.641</b>	<b>4.175</b>	<b>26.449</b>	<b>1.305</b>		
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>7.569.670</b>	<b>7.595.360</b>	<b>6.292.824</b>	<b>3.578.444</b>	<b>731.211</b>	<b>1.026.246</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>4.548.982</b>	<b>4.721.168</b>	<b>4.404.529</b>	<b>1.509.526</b>	<b>535.947</b>	<b>598.046</b>
I. Gezeichnetes Kapital	1.166.210	4.721.168	4.404.529	200.000	535.947	598.046
II. Kapitalrücklagen	2.983.063			400.000		
III. Gewinnrücklagen	61.567			989.990		
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	338.142			-80.464		
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>707.164</b>	<b>761.244</b>	<b>748.866</b>	<b>211.500</b>	<b>220.900</b>	<b>230.300</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>813.760</b>	<b>825.235</b>	<b>774.790</b>	<b>-13.790</b>	<b>-36.995</b>	<b>0</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	0	0	93.508			
2. Steuerrückstellungen	63.749	185.320	0	-14.484	-37.859	
3. Sonstige Rückstellungen	750.011	639.915	681.282	694	864	0
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>1.499.764</b>	<b>1.287.713</b>	<b>364.639</b>	<b>1.871.209</b>	<b>11.359</b>	<b>197.900</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	256.901	236.661	0	1.866.506		
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	356.084	422.919	193.443	3.821		
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaften	81.325	25.731	66.000	873		
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten				9	11.359	197.900
6. Sonstige Verbindlichkeiten	805.454	602.403	105.196			
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>7.569.670</b>	<b>7.595.360</b>	<b>6.292.824</b>	<b>3.578.445</b>	<b>731.211</b>	<b>1.026.246</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 24</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	Stromverteilung			Gasverteilung		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>16.022</b>	<b>17.074</b>	<b>15.000</b>	<b>86.377</b>	<b>100.471</b>	<b>109.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	16.022	17.074	15.000	86.377	100.471	109.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>1.935.922</b>	<b>2.089.352</b>	<b>2.228.000</b>	<b>3.224.688</b>	<b>2.750.381</b>	<b>2.497.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	195.279	200.268	203.000	632.681	639.887	654.000
2. technische Anlagen und Maschinen	1.713.490	1.854.185	1.988.000	2.386.805	1.872.806	1.603.000
2a. Erzeugungsanlagen				63.021	68.740	75.000
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	27.154	34.898	37.000	142.181	168.948	150.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		0	0		0	15.000
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56.332</b>	<b>58.237</b>	<b>36.000</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				56.332	58.237	36.000
2. Unterfertigte Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>102.883</b>	<b>103.303</b>	<b>164.000</b>	<b>250.769</b>	<b>189.655</b>	<b>248.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	102.883	72.730	164.000	250.769	189.655	248.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschaftern						
5. Sonstige Vermögensgegenstände		30.573				
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>50.984</b>	<b>46.921</b>	<b>8.000</b>	<b>309.294</b>	<b>468.191</b>	<b>69.000</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>428.507</b>	<b>530.306</b>	<b>452.000</b>	<b>639.652</b>	<b>366.118</b>	<b>1.140.000</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>2.534.317</b>	<b>2.786.955</b>	<b>2.867.000</b>	<b>4.567.112</b>	<b>3.933.052</b>	<b>4.099.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>1.471.313</b>	<b>1.516.869</b>	<b>1.481.000</b>	<b>2.643.464</b>	<b>2.225.974</b>	<b>2.253.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	944.890	1.008.581	1.096.000	1.963.471	1.775.995	1.690.000
II. Kapitalrücklagen	147.138	129.493	-5.000	233.071	58.290	187.000
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	379.285	378.795	390.000	446.921	391.689	376.000
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>188.238</b>	<b>200.125</b>	<b>212.000</b>	<b>288.720</b>	<b>312.368</b>	<b>338.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>161.659</b>	<b>243.947</b>	<b>428.000</b>	<b>470.017</b>	<b>447.152</b>	<b>461.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen	32.604	0	71.000	20.707	0	35.000
3. Sonstige Rückstellungen	129.054	243.947	357.000	449.310	447.152	426.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>713.107</b>	<b>826.014</b>	<b>746.000</b>	<b>1.164.911</b>	<b>947.558</b>	<b>1.047.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	452.935	552.080	648.000	915.724,98	565.353	825.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	226.866	135.023	12.000	84.610	152.932	69.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern			6.000			
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	33.307	138.912	80.000	164.576	229.274	153.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>2.534.317</b>	<b>2.786.955</b>	<b>2.867.000</b>	<b>4.567.112</b>	<b>3.933.052</b>	<b>4.099.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 25</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	Stromverteilung			Gasverteilung		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>26.068</b>	<b>0</b>	<b>986</b>	<b>14.734</b>	<b>0</b>	<b>523</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	26.068		986	14.734		523
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>10.447.779</b>	<b>10.828.036</b>	<b>11.050.430</b>	<b>8.959.805</b>	<b>9.146.481</b>	<b>9.434.342</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	1.475.428	1.621.092	1.294.296	791.022	706.375	561.402
2. technische Anlagen und Maschinen	8.818.622	9.134.175	9.404.553	8.103.133	8.407.020	8.566.383
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	71.494	52.872	52.261	33.740	23.473	25.634
4. geleaste Anzahlen und Anlagen im Bau	82.234	19.897	299.331	31.910	9.614	280.923
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>410.870</b>	<b>407.049</b>	<b>288.802</b>	<b>139.032</b>	<b>97.122</b>	<b>136.856</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	281.553	356.985	230.641	126.939	66.377	107.548
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	42.412				19.544	
5. Sonstige Vermögensgegenstände	86.905	50.064	58.161	12.093	11.201	29.308
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.443.725</b>	<b>2.087.444</b>	<b>1.310.951</b>	<b>10.526</b>	<b>13.138</b>	<b>7.453</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>534</b>	<b>256</b>	<b>750</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>4</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>		<b>73.817</b>	<b>442.914</b>	<b>91.190</b>	<b>140.075</b>	<b>668.271</b>
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>12.328.976</b>	<b>13.396.602</b>	<b>13.094.832</b>	<b>9.215.292</b>	<b>9.396.818</b>	<b>10.247.449</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>6.149.734</b>	<b>5.928.981</b>	<b>6.009.389</b>	<b>2.448.256</b>	<b>2.263.638</b>	<b>1.964.193</b>
I. Gezeichnetes Kapital	6.149.734	2.918.703	2.916.703	2.448.256	178.463	178.463
II. Kapitalrücklagen		977.900	888.720		306.612	306.612
III. Gewinnrücklagen		1.497.600	1.497.600		425.314	382.777
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile		534.778	704.367		759.387	759.387
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen					593.861	336.954
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>2.729.513</b>	<b>2.816.381</b>	<b>2.887.021</b>	<b>1.534.526</b>	<b>1.637.529</b>	<b>1.747.639</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>573.599</b>	<b>528.125</b>	<b>508.990</b>	<b>198.315</b>	<b>623.997</b>	<b>831.914</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	23.544	22.514	20.874	11.650	11.642	10.437
2. Steuerrückstellungen	44.426	46.930	60.273	28.116	62.064	65.291
3. Sonstige Rückstellungen	505.629	458.681	427.843	158.549	550.290	756.185
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>2.876.129</b>	<b>4.123.115</b>	<b>3.689.432</b>	<b>3.574.195</b>	<b>3.521.654</b>	<b>4.213.703</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	2.180.534	3.482.693	3.298.768	3.190.403	3.305.010	3.854.665
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	320.054	513.127	301.949	306.843	154.846	332.906
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	170.830	9.643	14.174	18.763	9.047	16.112
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	204.712	117.652	74.542	58.186	52.752	10.020
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>				<b>1.460.000</b>	<b>1.350.000</b>	<b>1.490.000</b>
	<b>12.328.976</b>	<b>13.396.602</b>	<b>13.094.832</b>	<b>9.215.292</b>	<b>9.396.818</b>	<b>10.247.449</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 26</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	0	0	0	0	0	0
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werke						
<b>II. Sachanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	0	0	0	0	0	0
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	0	0	0	0	0	0
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	28.024.000	19.343.000	22.715.000	13.830.000	9.954.000	7.461.000
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	15.827.000	15.943.000	10.618.000	7.742.000	8.073.000	6.756.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	10.385.000	642.000	11.087.000	5.082.000	567.000	0
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	1.812.000	2.758.000	1.010.000	1.006.000	1.314.000	705.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	0	2.690.000	3.803.000	0	1.608.000	2.218.000
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>				2.015.000	2.043.000	4.506.000
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBIG</b>						
	<b>28.024.000</b>	<b>22.033.000</b>	<b>26.518.000</b>	<b>15.845.000</b>	<b>13.605.000</b>	<b>14.185.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	10.000	10.000	12.000	6.000	6.000	7.000
I. Gezeichnetes Kapital	10.000	10.000	12.000	6.000	6.000	7.000
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	7.663.000	8.887.000	15.833.000	9.574.000	9.509.000	6.443.000
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	7.663.000	8.887.000	15.833.000	9.574.000	9.509.000	6.443.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	6.791.000	2.347.000	3.852.000	6.285.000	4.090.000	7.735.000
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3.624.000			1.926.000		
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	780.000	1.022.000	611.000	172.000	210.000	64.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	2.207.000	567.000	2.596.000	4.063.000	3.556.000	7.417.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	200.000	758.000	645.000	104.000	324.000	254.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	13.560.000	10.789.000	6.821.000			
	<b>28.024.000</b>	<b>22.033.000</b>	<b>26.518.000</b>	<b>15.845.000</b>	<b>13.605.000</b>	<b>14.185.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 26					
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>412.000</b>	<b>545.000</b>	<b>686.000</b>	<b>368.000</b>	<b>425.000</b>	<b>522.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	412.000	545.000	686.000	368.000	425.000	522.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>92.354.000</b>	<b>90.988.000</b>	<b>86.748.000</b>	<b>65.196.000</b>	<b>72.292.000</b>	<b>75.883.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. technische Anlagen und Maschinen	92.354.000	90.988.000	86.748.000	65.196.000	72.292.000	75.883.000
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>426.000</b>	<b>522.000</b>	<b>3.062.000</b>	<b>727.000</b>	<b>18.636.000</b>	<b>19.400.000</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	426.000	522.000	3.062.000	727.000	18.636.000	19.400.000
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>38.585.000</b>	<b>21.338.000</b>	<b>32.462.000</b>	<b>22.799.000</b>	<b>4.033.000</b>	<b>8.024.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung						
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände		21.338.000	32.462.000			
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>356.000</b>	<b>560.000</b>	<b>589.000</b>	<b>268.000</b>	<b>443.000</b>	<b>476.000</b>
356.000	560.000	589.000	268.000	443.000	476.000	
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>41.000</b>	<b>25.000</b>	<b>26.000</b>	<b>28.000</b>	<b>11.000</b>	<b>12.000</b>
41.000	25.000	26.000	28.000	11.000	12.000	
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>	<b>1.107.000</b>	<b>1.873.000</b>	<b>807.000</b>	<b>760.000</b>	<b>1.359.000</b>	<b>604.000</b>
1.107.000	1.873.000	807.000	760.000	1.359.000	604.000	
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>133.281.000</b>	<b>115.851.000</b>	<b>124.380.000</b>	<b>90.146.000</b>	<b>97.199.000</b>	<b>104.921.000</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>37.299.000</b>	<b>29.728.000</b>	<b>35.903.000</b>	<b>26.981.000</b>	<b>27.949.000</b>	<b>26.641.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	37.299.000	16.743.000	16.743.000	26.981.000	27.949.000	26.641.000
II. Kapitalrücklagen		11.151.000	11.151.000			
III. Gewinnrücklagen		7.702.000	7.713.000			
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile		-5.867.000	296.000			
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>5.917.000</b>	<b>6.229.000</b>	<b>5.991.000</b>	<b>4.484.000</b>	<b>4.507.000</b>	<b>4.437.000</b>
5.917.000	6.229.000	5.991.000	4.484.000	4.507.000	4.437.000	
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>11.386.000</b>	<b>12.927.000</b>	<b>12.199.000</b>	<b>6.522.000</b>	<b>7.810.000</b>	<b>8.470.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen		12.927.000	12.199.000			
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>78.679.000</b>	<b>66.966.000</b>	<b>70.287.000</b>	<b>52.159.000</b>	<b>56.933.000</b>	<b>65.373.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung						
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten		66.966.000	70.287.000			
6. Sonstige Verbindlichkeiten						
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>133.281.000</b>	<b>115.851.000</b>	<b>124.380.000</b>	<b>90.146.000</b>	<b>97.199.000</b>	<b>104.921.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber Z7</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>66.250</b>	<b>16.521</b>	<b>13.416</b>	<b>12.427</b>	<b>3.088</b>	<b>2.184</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	66.250	16.521	13.416	12.427	3.088	2.184
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>17.509</b>	<b>9.107</b>	<b>6.791</b>	<b>3.280</b>	<b>1.702</b>	<b>1.105</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen	17.509	9.107	6.791	3.280	1.702	1.105
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung						
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>43.666</b>	<b>47.446</b>	<b>34.413</b>	<b>8.160</b>	<b>8.870</b>	<b>5.602</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	43.666	47.446	34.413	8.160	8.870	5.602
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>10.960</b>	<b>1.857</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	10.960	1.857	0	3	3	0
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>28.494.969</b>	<b>15.272.263</b>	<b>23.784.248</b>	<b>7.177.401</b>	<b>5.422.921</b>	<b>8.022.216</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	14.937.814	7.717.445	2.805.553	1.608.167	1.473.570	2.493.701
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	10.958.150	5.783.253	15.059.211	5.062.541	3.617.597	4.424.161
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.856	429	476	2.727	651	89
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	2.585.149	1.771.136	5.919.008	483.966	331.103	1.104.265
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>198.072</b>	<b>145.503</b>	<b>620.143</b>	<b>38.584</b>	<b>29.066</b>	<b>144.276</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>5.747.613</b>	<b>4.225.331</b>	<b>3.229.918</b>	<b>3.904.093</b>	<b>2.525.051</b>	<b>1.663.044</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>34.579.039</b>	<b>19.718.028</b>	<b>27.688.929</b>	<b>11.143.948</b>	<b>7.990.701</b>	<b>9.838.427</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>21.062</b>	<b>21.065</b>	<b>21.070</b>	<b>3.937</b>	<b>3.937</b>	<b>3.928</b>
I. Gezeichnetes Kapital	21.063	21.063	21.069	3.938	3.938	3.931
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	-1	2	1	-1	-1	-3
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>7.222.425</b>	<b>10.609.798</b>	<b>12.090.731</b>	<b>3.667.813</b>	<b>2.874.558</b>	<b>3.979.132</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.340.170	1.142.498	984.532	250.703	213.583	183.677
2. Steuerrückstellungen	0	0	0	0	0	0
3. Sonstige Rückstellungen	5.882.255	9.467.300	11.106.199	3.417.110	2.660.975	3.795.455
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>21.378.342</b>	<b>4.521.336</b>	<b>12.084.813</b>	<b>3.376.766</b>	<b>2.201.640</b>	<b>4.005.148</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	655.451	263.369	341.599	64.480	21.718	16.364
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	11.135.705	1.632.417	5.911.671	504.265	610.754	2.358.611
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaften						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	9.546.588	2.577.539	5.737.117	2.487.213	1.349.824	1.257.349
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	17.398	-31.135	72.773	314.699	203.689	368.784
6. Sonstige Verbindlichkeiten	23.220	79.146	21.653	6.109	15.655	4.040
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>5.957.210</b>	<b>4.565.829</b>	<b>3.492.315</b>	<b>4.095.432</b>	<b>2.910.566</b>	<b>1.850.219</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>34.579.039</b>	<b>19.718.028</b>	<b>27.688.929</b>	<b>11.143.948</b>	<b>7.990.701</b>	<b>9.838.427</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 27					
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>555.942</b>	<b>603.937</b>	<b>651.932</b>	<b>202.005</b>	<b>411.041</b>	<b>761.892</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	555.942	603.937	651.932	202.005	411.041	761.892
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>42.060.313</b>	<b>35.349.800</b>	<b>26.800.173</b>	<b>33.654.949</b>	<b>32.105.026</b>	<b>31.430.169</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	1.189.478	1.169.917	1.153.582	39.987	40.736	41.486
2. technische Anlagen und Maschinen	34.496.119	27.948.562	20.273.634	30.993.250	29.345.291	30.228.980
Za. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	84.739	99.003	112.342	98.391	125.714	160.569
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	6.289.977	6.132.318	5.260.615	2.523.321	2.593.285	999.134
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>1.736.511</b>	<b>3.890.800</b>	<b>17.264.621</b>	<b>712.914</b>	<b>7.994</b>	<b>128.688</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	0	21.131	1.573.394	0	6.877	16.763
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	1.662.646	3.868.451	15.690.182	667.994	5	111.449
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	72.801			559	559	
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	1.064	1.218	1.045	44.361	553	476
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>47.714</b>	<b>148.418</b>	<b>130.633</b>	<b>25.267</b>	<b>72.682</b>	<b>59.489</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>						
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>44.400.480</b>	<b>39.992.955</b>	<b>44.847.359</b>	<b>34.595.135</b>	<b>32.596.743</b>	<b>32.380.238</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>4.372.288</b>	<b>50.000</b>	<b>50.000</b>	<b>27.396.412</b>	<b>25.590.688</b>	<b>24.507.085</b>
I. Gezeichnetes Kapital	4.372.288	50.000	50.000	27.396.412	25.590.688	24.507.085
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>13.475.501</b>	<b>13.408.401</b>	<b>11.771.322</b>	<b>0</b>	<b>427.995</b>	<b>60.922</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen		0	0		0	0
2. Steuerrückstellungen		0	0		0	0
3. Sonstige Rückstellungen	13.475.501	13.408.401	11.771.322	0	427.995	60.922
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>3.014.387</b>	<b>2.207.430</b>	<b>8.667.773</b>	<b>308.501</b>	<b>355.379</b>	<b>686.416</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten						
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	1.234.297	938.996	2.120.858	179.913	248.735	491.786
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	16.946	-2.602.679	351.509	0	2.485	-24.191
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	489.966	14	0	0	6.668	0
6. Sonstige Verbindlichkeiten	1.273.278	3.871.099	6.195.406	128.588	97.491	218.821
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>23.538.304</b>	<b>24.327.124</b>	<b>24.358.264</b>	<b>6.890.222</b>	<b>6.222.681</b>	<b>7.125.815</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>44.400.480</b>	<b>39.992.955</b>	<b>44.847.359</b>	<b>34.595.135</b>	<b>32.596.743</b>	<b>32.380.238</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 28</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	Stromverteilung			Gasverteilung		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>997.504</b>	<b>1.012.251</b>	<b>555.032</b>	<b>380.814</b>	<b>398.807</b>	<b>236.325</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	997.504	1.012.251	555.032	380.814	398.807	236.325
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>29.917</b>	<b>35.119</b>	<b>14.576</b>	<b>11.948</b>	<b>14.385</b>	<b>8.022</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.						
2. Technische Anlagen und Maschinen						
2a. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	29.917	35.119	14.576	11.948	14.385	8.022
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau						
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>116.391</b>	<b>82.885</b>	<b>79.637</b>	<b>49.069</b>	<b>29.423</b>	<b>340.835</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	116.391	82.885	79.637	49.069	29.423	340.835
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>10.493.555</b>	<b>11.055.807</b>	<b>27.548.136</b>	<b>7.845.922</b>	<b>9.296.555</b>	<b>10.911.576</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	3.649.161	5.711.294	5.785.148	437.373	2.210.243	2.613.287
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	6.704.992	5.277.242	20.776.267	7.400.993	7.010.341	8.042.650
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	139.402	67.271	986.720	7.565	75.971	255.640
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>14.890</b>	<b>6.297</b>	<b>34.382</b>	<b>15.958</b>	<b>11.608</b>	<b>9.093</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>6.705.987</b>	<b>5.972.329</b>	<b>4.805.834</b>	<b>2.479.091</b>	<b>2.058.826</b>	<b>1.482.706</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>		<b>199</b>	<b>0</b>		<b>191</b>	<b>0</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>18.358.245</b>	<b>18.164.886</b>	<b>33.037.598</b>	<b>10.782.802</b>	<b>11.809.895</b>	<b>12.988.557</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>-969.540</b>	<b>730.446</b>	<b>1.510.054</b>	<b>1.250.503</b>	<b>1.496.631</b>	<b>1.386.072</b>
I. Gezeichnetes Kapital	10.652	10.652	10.652	13.078	13.078	13.078
II. Kapitalrücklagen						
III. Gewinnrücklagen	-980.192	719.794	1.499.402	1.237.425	1.483.553	1.372.994
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen						
<b>B. Ertragszuschüsse</b>						
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>9.889.500</b>	<b>8.411.303</b>	<b>12.068.975</b>	<b>6.429.988</b>	<b>8.301.322</b>	<b>8.730.933</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.618	4.480	4.587	2.824	2.301	2.921
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	9.885.882	8.406.823	12.064.388	6.427.165	8.299.021	8.728.012
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>2.741.135</b>	<b>3.080.630</b>	<b>14.684.566</b>	<b>642.589</b>	<b>-9.505</b>	<b>1.409.065</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		18	281.911		33	218.089
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	1.403.651	3.038.267	8.736.278	132.436	242.687	357.209
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.127.703	-669.517	4.511.340	408.293	-396.063	429.297
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	209.781	711.862	1.155.037	101.859	143.838	404.470
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>6.697.150</b>	<b>5.942.508</b>	<b>4.774.003</b>	<b>2.459.722</b>	<b>2.021.447</b>	<b>1.462.487</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>18.358.245</b>	<b>18.164.886</b>	<b>33.037.598</b>	<b>10.782.802</b>	<b>11.809.895</b>	<b>12.988.557</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Verpächter:	Verpächter zu Netzbetreiber 28			Verpächter zu Netzbetreiber 29		
Tätigkeitsbilanz in €	Stromverteilung			Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>29.221</b>	<b>37.569</b>	<b>45.918</b>	<b>28.549</b>	<b>36.706</b>	<b>44.863</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	29.221	37.569	45.918	28.549	36.706	44.863
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>79.828.642</b>	<b>81.036.644</b>	<b>79.493.876</b>	<b>51.860.975</b>	<b>53.843.809</b>	<b>55.063.026</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	5.232.803	5.462.598	5.953.572	371.205	393.711	416.224
2. Technische Anlagen und Maschinen	74.071.869	73.841.724	73.182.950	51.261.574	53.248.566	54.236.252
Za. Erzeugungsanlagen						
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	21.191	33.959	50.912	1.234	2.467	3.701
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	502.779	1.698.363	306.442	226.962	199.066	406.849
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen						
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen						
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>3.103.848</b>	<b>2.606.475</b>	<b>43.125</b>	<b>287</b>	<b>2.859</b>	<b>24.280</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	31.442	0	38.990			18.726
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	3.072.393	2.589.122	0			
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter						
5. Sonstige Vermögensgegenstände	13	17.353	4.136	287	2.859	5.554
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>3.038</b>	<b>1.695</b>	<b>-696</b>		<b>0</b>	<b>-1.178</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>24.216</b>	<b>32.288</b>	<b>38.195</b>	<b>22.071</b>	<b>40.567</b>	<b>65.316</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>541.250</b>	<b>138.566</b>	<b>1.412</b>		<b>0</b>	<b>1.468</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG</b>						
	<b>83.530.215</b>	<b>83.853.237</b>	<b>79.621.930</b>	<b>51.911.882</b>	<b>53.923.941</b>	<b>55.197.777</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>31.512.098</b>	<b>31.944.689</b>	<b>29.124.214</b>	<b>26.144.099</b>	<b>26.435.036</b>	<b>27.044.860</b>
I. Gezeichnetes Kapital	3.530.100	3.530.100	3.120.367	2.346.225	2.346.225	2.411.564
II. Kapitalrücklagen	22.046.823	22.046.823	19.487.883	14.653.071	14.653.071	15.061.138
III. Gewinnrücklagen	850.816	850.816	752.063	565.481	565.481	581.229
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	3.241.061	3.225.717	2.986.747	4.719.836	4.651.324	4.412.534
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	1.843.299	2.291.234	2.777.155	3.859.486	4.218.935	4.578.395
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>9.476.910</b>	<b>11.136.697</b>	<b>12.865.313</b>	<b>4.552.678</b>	<b>5.312.272</b>	<b>6.017.199</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>3.437.469</b>	<b>3.377.398</b>	<b>3.298.436</b>	<b>2.969.665</b>	<b>3.012.692</b>	<b>3.234.496</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
2. Steuerrückstellungen						
3. Sonstige Rückstellungen	3.437.469	3.377.398	3.298.436	2.969.665	3.012.692	3.234.496
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>32.408.572</b>	<b>31.451.946</b>	<b>27.995.714</b>	<b>14.867.301</b>	<b>14.703.277</b>	<b>13.877.746</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	32.002.193	30.553.366	27.679.879	14.544.344	14.355.901	13.766.190
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	246.688	569.989	395.323	138.038	98.100	220.732
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern						
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-65.759	1.788	-299.615	-25.814	-10.971	-141.066
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten						
6. Sonstige Verbindlichkeiten	225.450	326.802	20.128	210.733	260.246	11.920
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>6.695.166</b>	<b>5.942.508</b>	<b>4.137.409</b>	<b>2.459.722</b>	<b>2.021.447</b>	<b>1.462.486</b>
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>		<b>0</b>	<b>1.800.843</b>	<b>918.417</b>	<b>2.439.218</b>	<b>3.560.990</b>
	<b>83.530.215</b>	<b>83.853.237</b>	<b>79.621.930</b>	<b>51.911.882</b>	<b>53.923.941</b>	<b>55.197.777</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

Netzbetreiber:	Netzbetreiber 29		
Tätigkeitsbilanz in €	Gasverteilung		
AKTIVA	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs			
<b>A. Anlagevermögen</b>			
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>33.262.000</b>	<b>30.447.000</b>	<b>31.574.000</b>
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	33.262.000	30.447.000	31.574.000
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>698.747.000</b>	<b>707.343.000</b>	<b>731.468.000</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	18.091.000	17.364.000	12.657.000
2. technische Anlagen und Maschinen	670.351.000	689.780.000	718.711.000
2a. Erzeugungsanlagen	64.000	76.000	88.000
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	119.000	55.000	12.000
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	10.122.000	68.000	
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>860.000</b>	<b>860.000</b>	<b>0</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	860.000	860.000	
2. Beteiligungen			
3. Genossenschaftsanteile			
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen			
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
6. Sonstige Ausleihungen			
<b>B. Umlaufvermögen</b>			
<b>I. Vorräte</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen			
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen			
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>6.387.000</b>	<b>16.886.000</b>	<b>13.667.000</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	79.000	99.000	22.000
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	1.818.000	7.762.000	1.146.000
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter			
5. Sonstige Vermögensgegenstände	4.490.000	9.025.000	12.499.000
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>			
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>48.000</b>	<b>64.000</b>	<b>60.000</b>
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>			
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>	<b>177.985.000</b>	<b>201.376.000</b>	<b>114.374.000</b>
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBILG</b>			
	<b>917.289.000</b>	<b>956.976.000</b>	<b>891.143.000</b>
<b>PASSIVA</b>			
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>349.654.000</b>	<b>339.596.000</b>	<b>309.097.000</b>
I. Gezeichnetes Kapital	243.377.000	234.473.000	244.676.000
II. Kapitalrücklagen	25.016.000	24.100.000	25.149.000
III. Gewinnrücklagen	16.440.000	16.440.000	16.440.000
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile	64.821.000	64.583.000	22.832.000
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen			
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>58.325.000</b>	<b>80.240.000</b>	<b>64.604.000</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>62.559.000</b>	<b>34.200.000</b>	<b>34.189.000</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.970.000	4.130.000	3.999.000
2. Steuerrückstellungen	7.667.000	8.699.000	9.043.000
3. Sonstige Rückstellungen	50.922.000	21.371.000	21.147.000
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>446.751.000</b>	<b>522.938.000</b>	<b>483.256.000</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	425.835.000	494.612.000	444.161.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	27.000		3.000
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern			
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	20.607.000	28.326.000	37.618.000
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten			
6. Sonstige Verbindlichkeiten	282.000		1.474.000
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>			
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>			
	<b>917.289.000</b>	<b>976.974.000</b>	<b>891.146.000</b>

## Anlage II: Jahresabschlüsse deutscher Netzbetreiber

<b>Netzbetreiber:</b>	<b>Netzbetreiber 30</b>					
<b>Tätigkeitsbilanz in €</b>	<b>Stromverteilung</b>			<b>Gasverteilung</b>		
<b>AKTIVA</b>	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Aufwendungen für die Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs						
<b>A. Anlagevermögen</b>						
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>						
1. Gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	168.948	152.625	145.962	46.846	39.757	40.778
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>38.945.806</b>	<b>38.717.353</b>	<b>38.058.416</b>	<b>14.442.742</b>	<b>14.534.743</b>	<b>14.238.616</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	3.071.943	2.732.623	2.849.869	430.587	405.980	427.119
2. Technische Anlagen und Maschinen	30.678.604	30.076.328	29.622.166	13.778.556	13.825.577	13.508.025
2a. Erzeugungsanlagen	4.861.866	5.092.954	4.518.016	91.456	107.902	125.201
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	332.439	432.882	385.725	141.574	176.917	176.610
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	944	382.567	682.642	369	18.367	1.663
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>104.650</b>	<b>103.887</b>	<b>95.245</b>	<b>40.847</b>	<b>40.404</b>	<b>36.591</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen						
2. Beteiligungen						
3. Genossenschaftsanteile						
4. Ausleihungen an verbundene Unternehmen						
5. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
6. Sonstige Ausleihungen	104.650	103.887	95.245	40.847	40.404	36.591
<b>B. Umlaufvermögen</b>						
<b>I. Vorräte</b>	<b>473.993</b>	<b>506.060</b>	<b>439.180</b>	<b>150.991</b>	<b>149.063</b>	<b>164.152</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	472.608	504.444	436.448	150.527	148.546	163.147
2. Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	1.384	1.615	2.731	464	517	1.005
3. Fertige Erzeugnisse und Leistungen						
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>4.071.479</b>	<b>6.438.143</b>	<b>12.775.576</b>	<b>910.788</b>	<b>974.976</b>	<b>2.125.745</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	627.692	177.774	12.644.571	340.184	597.603	333.355
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen						
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	12.143	13.351	19.667	4.014	3.754	7.173
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	111.238	382.677	78.086	94.725	15.386	18.619
5. Sonstige Vermögensgegenstände	3.320.406	5.864.142	33.252	471.866	358.233	1.766.597
<b>III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>1.531.344</b>	<b>371.673</b>	<b>355.875</b>	<b>597.718</b>	<b>144.551</b>	<b>136.720</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>			<b>10.916</b>			
<b>D. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensrechnung</b>						
<b>E. Forderungen gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
<b>F. Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG</b>						
	<b>45.296.299</b>	<b>46.289.741</b>	<b>51.881.169</b>	<b>16.189.933</b>	<b>15.883.494</b>	<b>16.742.604</b>
<b>PASSIVA</b>						
<b>A. Zugeordnetes EK</b>	<b>5.532.004</b>	<b>8.664.105</b>	<b>7.417.324</b>	<b>6.306.873</b>	<b>6.731.582</b>	<b>5.750.607</b>
I. Gezzeichnetes Kapital	3.985.767	4.262.493	2.078.379	4.165.054	4.213.241	2.643.651
II. Kapitalrücklagen		2.730.571	3.534.897		561.606	1.256.193
III. Gewinnrücklagen						
IV. Ausgleichsposten für aktivierte Anteile						
V. Ausgleichsposten für aktivierte Bilanzierungshilfen	1.546.236	1.671.040	1.804.048	2.141.819	1.956.734	1.850.763
<b>B. Ertragszuschüsse</b>	<b>1.488.398</b>	<b>1.801.116</b>	<b>2.141.537</b>	<b>1.652.064</b>	<b>2.007.651</b>	<b>2.397.473</b>
<b>C. Rückstellungen</b>	<b>6.907.174</b>	<b>5.703.819</b>	<b>4.968.936</b>	<b>2.530.347</b>	<b>2.226.464</b>	<b>1.786.449</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.178.994	2.876.236	2.329.239	1.384.511	1.220.536	973.265
2. Steuerrückstellungen	166.007	91.130	501.373	67.500	32.740	182.961
3. Sonstige Rückstellungen	3.562.173	2.736.453	2.138.325	1.078.337	973.189	630.222
<b>D. Verbindlichkeiten</b>	<b>29.057.630</b>	<b>28.073.457</b>	<b>35.512.417</b>	<b>5.700.649</b>	<b>4.917.796</b>	<b>6.808.075</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	25.338.664	23.812.759	20.157.989	4.982.793	3.841.814	2.434.120
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	2.519.910	1.932.556	10.184.505	85.368	13.537	3.368.064
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	88.592	249.991	64.893	15.495	78.799	20.879
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen						
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	36.503	114.721	76.880	14.180	44.650	81.870
6. Sonstige Verbindlichkeiten	1.073.962	1.963.430	5.028.150	602.813	939.096	903.143
<b>E. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>2.311.093</b>	<b>2.047.244</b>	<b>1.840.955</b>			
<b>F. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Unternehmensbereichen</b>						
	<b>45.296.299</b>	<b>46.289.741</b>	<b>51.881.169</b>	<b>16.189.933</b>	<b>15.883.494</b>	<b>16.742.604</b>



## Anlage III: Unternehmensgröße der Netzbetreiber nach HGB

### Unternehmensgröße der Stromnetzbetreiber auf Basis 2011

	Umsatzerlöse	Assets (Aktiva)	Unternehmensgröße nach HGB
Netzbetreiber 1	2.560.900.000	1.600.600.000	groß
Netzbetreiber 2	356.862.178	91.866.000	groß
Netzbetreiber 3	70.862.573	10.863.140	mittel
Netzbetreiber 4	700.339.513	123.046.820	groß
Netzbetreiber 5	97.744.671	38.458.554	groß
Netzbetreiber 6	12.652.681	26.332.195	klein
Netzbetreiber 7	16.074.820	5.074.209	mittel
Netzbetreiber 8	22.320.958	16.110.592	mittel
Netzbetreiber 9	189.563.628	25.095.155	groß
Netzbetreiber 10	79.073.006	322.033.120	groß
Netzbetreiber 11	40.068.000	23.464.000	mittel
Netzbetreiber 12	2.337.100.000	526.300.000	groß
Netzbetreiber 13	40.330.640	10.831.293	klein
Netzbetreiber 14	42.191.080	11.112.064	klein
Netzbetreiber 15	267.384.247	53.115.767	groß
Netzbetreiber 16	1.667.800.000	634.700.000	groß
Netzbetreiber 17	2.629.523	8.214.074	klein
Netzbetreiber 18	4.399.608	4.279.567	klein
Netzbetreiber 19	164.677.273	101.525.973	groß
Netzbetreiber 20	43.122.476	63.619.907	groß
Netzbetreiber 21	6.365.520	8.114.476	klein
Netzbetreiber 22	7.076.728	7.603.008	klein
Netzbetreiber 23	9.260.315	7.595.360	klein
Netzbetreiber 24	966.790	2.786.955	klein
Netzbetreiber 25	7.439.055	13.396.602	mittel
Netzbetreiber 26	67.024.000	22.033.000	groß
Netzbetreiber 27	106.554.324	19.718.028	groß
Netzbetreiber 28	55.607.170	18.164.886	mittel
Netzbetreiber 29	0		
Netzbetreiber 30	22.648.239	46.289.741	mittel
Netzbetreiber 31	22.072.681	23.872.242	mittel

**Unternehmensgröße der Gasnetzbetreiber auf Basis 2010**

	<b>Umsatzerlöse</b>	<b>Assets (Aktiva)</b>	<b>Unternehmensgröße nach HGB</b>
Netzbetreiber 1	0	0	
Netzbetreiber 2	113.646.517	35.600.000	groß
Netzbetreiber 3	11.494.721	1.524.342	klein
Netzbetreiber 4	90.947.779	11.520.552	mittel
Netzbetreiber 5	45.253.028	32.547.010	groß
Netzbetreiber 6	2.956.276	7.233.483	klein
Netzbetreiber 7	6.406.272	3.715.164	klein
Netzbetreiber 8	68.136.000	104.245.000	groß
Netzbetreiber 9	70.871.588	10.626.501	mittel
Netzbetreiber 10	32.590.443	79.848.812	mittel
Netzbetreiber 11	5.833.000	10.239.000	klein
Netzbetreiber 12	116.700.000	44.200.000	groß
Netzbetreiber 13	26.111.207	19.387.615	mittel
Netzbetreiber 14	15.033.100	5.935.457	mittel
Netzbetreiber 15	150.105.587	53.846.147	groß
Netzbetreiber 16	392.900.000	420.700.000	groß
Netzbetreiber 17	576.000	4.372.000	klein
Netzbetreiber 18	2.117.000	4.969.000	klein
Netzbetreiber 19	24.394.000	52.396.000	mittel
Netzbetreiber 20	14.268.798	39.580.032	mittel
Netzbetreiber 21	0	0	
Netzbetreiber 22	3.398.119	5.080.073	klein
Netzbetreiber 23	17.913	1.026.246	klein
Netzbetreiber 24	2.643.000	4.099.000	klein
Netzbetreiber 25	3.597.295	10.247.449	klein
Netzbetreiber 26	36.351.000	14.185.000	mittel
Netzbetreiber 27	24.616.184	9.838.427	mittel
Netzbetreiber 28	22.847.727	12.988.557	mittel
Netzbetreiber 29	117.688.000	891.143.000	groß
Netzbetreiber 30	8.470.786	16.742.604	klein
Netzbetreiber 31	0	0	

## Anlage IV: Analyse der Tätigkeitsabschlüsse der deutschen Netzbetreiber nach Unternehmensgröße

### 1. Sachanlagevermögen

#### Kleine Netzbetreiber:

Entwicklung Sachanlagevermögen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Sachanlagen</b>	<b>134.599.423</b>	<b>138.607.188</b>	<b>136.816.671</b>	<b>145.650.150</b>	<b>145.717.440</b>	<b>152.544.843</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	6.549.041	9.530.818	10.253.536	6.631.724	6.914.089	4.912.580
2. technische Anlagen und Maschinen	123.647.912	123.601.986	122.302.651	135.686.521	133.944.010	142.438.135
2a. Erzeugungsanlagen	10.000	8.654	7.390	200.201	176.642	154.477
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.285.207	3.136.142	3.405.140	1.170.828	1.165.114	973.465
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.107.263	2.329.588	847.954	1.960.876	3.517.585	4.066.186

#### Mittlere Netzbetreiber:

Entwicklung Sachanlagevermögen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Sachanlagen</b>	<b>191.863.219</b>	<b>197.229.372</b>	<b>197.060.946</b>	<b>541.901.800</b>	<b>536.729.364</b>	<b>514.934.649</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	12.854.333	12.589.834	12.413.893	13.952.925	16.394.315	15.111.097
2. technische Anlagen und Maschinen	170.338.713	173.433.200	175.164.923	514.716.671	509.769.887	490.011.971
2a. Erzeugungsanlagen	4.518.016	5.092.954	4.861.866	0	0	0
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.064.285	2.975.895	3.181.544	4.434.387	5.039.955	5.328.151
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.087.873	3.137.489	1.438.720	8.797.818	5.525.207	4.483.430

#### Große Netzbetreiber:

Entwicklung Sachanlagevermögen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Sachanlagen</b>	<b>4.970.424.599</b>	<b>5.312.442.901</b>	<b>5.393.588.586</b>	<b>1.580.174.101</b>	<b>1.530.420.763</b>	<b>1.609.913.225</b>
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten usw.	339.022.327	340.869.263	333.370.034	22.197.992	27.204.279	28.011.750
2. technische Anlagen und Maschinen	4.315.954.104	4.749.161.301	4.880.838.163	1.549.586.839	1.485.705.529	1.561.967.448
2a. Erzeugungsanlagen	0	0	0	88.000	76.000	64.000
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	33.630.620	33.690.397	32.249.999	2.218.623	2.521.398	2.987.271
4. geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	281.817.549	188.721.940	147.130.391	6.082.647	14.913.557	16.882.756

### 2. Forderungsbestand

#### Kleine Netzbetreiber:

Entwicklung Forderungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>22.964.535</b>	<b>19.751.424</b>	<b>30.133.149</b>	<b>26.882.725</b>	<b>46.811.191</b>	<b>40.242.915</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	7.401.387	6.439.811	10.128.406	10.156.569	14.188.727	14.614.307
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	5.180.384	2.317.006	9.489.405	7.133.898	18.740.754	10.416.356
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	26	0	0	7.176	9.754	195.014
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	8.134.692	8.447.614	8.031.228	43.694	242.699	454.414
5. Sonstige Vermögensgegenstände	2.248.046	2.546.993	2.484.111	9.541.388	13.629.258	14.562.824

## Anlage IV: Analyse der Tätigkeitsabschlüsse der deutschen Netzbetreiber nach Unternehmensgröße

### Mittlere Netzbetreiber:

Entwicklung Forderungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>63.733.912</b>	<b>36.024.541</b>	<b>38.476.148</b>	<b>80.563.751</b>	<b>76.448.723</b>	<b>73.998.159</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	29.677.574	17.802.163	18.618.237	28.534.080	36.242.995	25.995.062
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	31.482.423	10.912.180	13.588.959	37.642.032	25.075.857	37.628.661
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-34.333	13.351	579.641	5.230	2.607	2.727
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	78.086	382.877	153.649	8.302.821	6.501.879	3.958.160
5. Sonstige Vermögensgegenstände	2.530.163	6.913.970	5.535.661	6.079.588	8.625.386	6.413.549

### Große Netzbetreiber:

Entwicklung Forderungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>1.182.165.902</b>	<b>1.152.372.692</b>	<b>1.411.683.075</b>	<b>215.399.162</b>	<b>183.928.992</b>	<b>217.919.118</b>
1. Forderungen aus Lieferung und Leistung	408.323.325	514.574.754	579.887.793	60.614.230	47.247.184	49.670.008
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	561.267.762	445.505.433	723.320.125	111.677.782	112.230.042	113.421.828
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	15.636.470	9.715.411	6.689.158	36.635.719	10.412.341	36.050.244
4. Forderungen gegenüber Gesellschafter	8.919.261	14.461.134	442.253	0	0	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	188.019.084	168.115.960	101.343.746	6.471.430	14.039.425	18.777.038

## 3. Kassenbestand

### Kleine Netzbetreiber:

Entwicklung Kassenbestand	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>5.525.406</b>	<b>5.246.982</b>	<b>6.459.525</b>	<b>16.668.009</b>	<b>13.384.621</b>	<b>4.034.685</b>

### Mittlere Netzbetreiber:

Entwicklung Kassenbestand	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>8.311.156</b>	<b>14.714.937</b>	<b>6.971.912</b>	<b>18.547.458</b>	<b>18.067.599</b>	<b>1.541.232</b>

### Große Netzbetreiber:

Entwicklung Kassenbestand	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>140.879.725</b>	<b>151.404.795</b>	<b>25.270.800</b>	<b>18.886.463</b>	<b>13.306.036</b>	<b>2.398.010</b>

# Anlage IV: Analyse der Tätigkeitsabschlüsse der deutschen Netzbetreiber nach Unternehmensgröße

## 4. Verbindlichkeiten

### Kleine Netzbetreiber:

Entwicklung Verbindlichkeiten	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>29.958.004</b>	<b>27.616.785</b>	<b>37.127.791</b>	<b>42.046.102</b>	<b>61.188.880</b>	<b>52.483.354</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	11.045.608	8.997.561	9.453.025	11.607.065	14.209.464	19.004.994
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	5.224.408	8.209.011	8.189.959	12.108.654	13.319.727	9.601.225
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	1.239.739	992.543	1.329.742	1.506.614	2.351.546	1.851.581
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	7.390.454	4.004.092	11.688.470	9.282.491	16.990.301	11.810.860
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	2.846.837	2.383.975	96.759	315.924	830.646	900.498
6. Sonstige Verbindlichkeiten	2.210.959	3.029.602	6.369.836	7.225.354	13.487.196	9.314.197

### Mittlere Netzbetreiber:

Entwicklung Verbindlichkeiten	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>76.043.631</b>	<b>61.175.712</b>	<b>60.722.583</b>	<b>56.294.233</b>	<b>31.214.751</b>	<b>31.655.780</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	28.887.045	35.048.153	36.289.879	8.319.069	3.226.093	6.283.896
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	21.934.449	8.501.280	6.913.797	3.827.023	3.795.993	3.072.354
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	651.067	575.634	992.422	0	0	0
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	11.028.745	7.030.859	6.246.642	40.410.112	23.470.041	22.982.378
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	4.191.880	3.804.649	6.241.691	1.232.073	-2.128.240	-4.330.058
6. Sonstige Verbindlichkeiten	9.350.446	6.215.137	4.038.153	2.505.996	2.850.865	3.647.210

### Große Netzbetreiber:

Entwicklung Verbindlichkeiten	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>798.713.035</b>	<b>675.296.314</b>	<b>816.740.349</b>	<b>137.315.008</b>	<b>159.568.391</b>	<b>611.467.194</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	14.045.314	14.146.556	23.912.173	3.588.846	4.580.575	428.438.662
2. Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung	156.776.084	189.135.301	270.172.371	18.202.633	28.464.321	15.555.514
3. Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern	1.823.250	1.790.950	1.532.900	1.115.450	2.092.700	1.412.450
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	543.995.169	425.849.333	481.796.490	79.044.697	58.673.980	97.345.242
5. Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeiten	2.521.420	11.863.241	6.672.822	24.130.000	48.365.761	54.824.040
6. Sonstige Verbindlichkeiten	79.551.798	32.510.934	32.653.592	11.233.383	17.391.054	13.891.287

## 5. Rückstellungen

### Kleine Netzbetreiber:

Entwicklung Rückstellungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Rückstellungen</b>	<b>7.304.861</b>	<b>6.910.340</b>	<b>8.432.945</b>	<b>15.448.089</b>	<b>9.071.191</b>	<b>12.214.333</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	125.508	32.074	51.072	999.702	1.246.981	1.441.090
2. Steuerrückstellungen	173.440	220.658	196.630	507.599	103.222	163.993
3. Sonstige Rückstellungen	7.005.913	6.657.608	8.185.243	13.940.788	7.720.988	10.609.251

## Anlage IV: Analyse der Tätigkeitsabschlüsse der deutschen Netzbetreiber nach Unternehmensgröße

### Mittlere Netzbetreiber:

Entwicklung Rückstellungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Rückstellungen</b>	<b>27.778.414</b>	<b>30.368.731</b>	<b>33.293.221</b>	<b>47.301.919</b>	<b>72.425.696</b>	<b>67.925.939</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.154.145	7.529.326	8.172.905	7.192.605	23.074.041	30.397.724
2. Steuerrückstellungen	561.645	138.060	210.434	1.971.000	723.396	67.856
3. Sonstige Rückstellungen	21.062.623	22.698.345	24.909.883	38.138.314	48.628.259	37.460.359

### Große Netzbetreiber:

Entwicklung Rückstellungen	Stromverteilung			Gasverteilung		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>Rückstellungen</b>	<b>1.173.118.792</b>	<b>1.276.965.903</b>	<b>1.446.741.105</b>	<b>275.699.379</b>	<b>279.173.116</b>	<b>359.297.192</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	276.247.373	275.259.050	296.095.466	155.322.312	162.074.976	182.661.410
2. Steuerrückstellungen	2.813.855	4.768.440	-67.836	277.983	800.536	8.732.268
3. Sonstige Rückstellungen	894.057.564	996.938.413	1.150.713.475	120.099.083	116.297.604	167.903.513

## Literaturverzeichnis

*Appel, Matthias/ Beisheim Carsten E./ Edelmann, Helmut/ Kaufmann, Roland* (2006): Praxis des Unbundling – der Teufel steckt im Detail, In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg., Heft 3, 2006, S. 36-41

*Ballwieser, Wolfgang* (2004): Unternehmensbewertung – Prozess, Methoden und Probleme, 1. Auflage, München

*Ballwieser, Wolfgang* (2010): Netzbasierende Unternehmen und Kapitalkosten, In: Picot, Arnold/ Schenck, Marcus (2010): Ökonomie der Regulierung – Neue Spielregeln für Kapitalmärkte und Netzindustrien, Stuttgart

*Ballwieser, Wolfgang/ Hachmeister, Dirk* (2016): Unternehmensbewertung - Prozess, Methoden und Probleme, 5. überarbeitete Auflage, Stuttgart

*Bark, Christina* (2011): Der Kapitalisierungszinssatz in der Unternehmensbewertung: eine theoretische, praktische und empirische Analyse unter Berücksichtigung, Wiesbaden

*Becker, Hans Paul* (2009): Investitionen und Finanzierung, 3. Überarbeitete Auflage, Wiesbaden

*Berliner, Markus* (2012): Informationsbefugnisse der Bundesnetzagentur im Telekommunikationsrecht, Baden-Baden

*BDEW* (2010): Intelligent, flexibel, zuverlässig: Netze der Zukunft, URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/0EC28D7F1A9F86D1C1257880004CDD5/\\$file/168\\_Broschuere\\_Netz\\_der\\_Zukunft\\_ES.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/0EC28D7F1A9F86D1C1257880004CDD5/$file/168_Broschuere_Netz_der_Zukunft_ES.pdf), Abruf am 05.11.2014

*BDEW* (2011): Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2000 bis 2010.  
URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577200030EE37/\\$file/11%2004%2011%20Investitionen%20der%20Gaswirtschaft%202000%20bis%202010.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577200030EE37/$file/11%2004%2011%20Investitionen%20der%20Gaswirtschaft%202000%20bis%202010.pdf), Abruf  
12.08.2011

*BDEW* (2014): Investitionen nach Anlagegruppen, [http://www.bdew-statistik.de/statistik/fm/?view=showfolder&folder\\_id=filemanager\\_0011](http://www.bdew-statistik.de/statistik/fm/?view=showfolder&folder_id=filemanager_0011),  
Abruf am 12.08.2011

*BGH, Beschluss vom 3. März 2009 - EnVR 79/07* (2009): Beschluss zum Nachweis der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens eines Netzbetreibers bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, abrufbar im Internet: <https://dejure.org/dienste/vernetzung/rechtsprechung?Text=EnVR%2079/07>, Abruf am: 17.01.2015

*BGH, Beschluss vom 28.06.2011 EnVR 34/10* (2011): Beschluss zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze für die erste Regulierungsperiode mit folgenden Inhalten: Anlagen im Bau sind in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 StromNEV einzubeziehen; Einbeziehen von Anlagen im Bau in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 Strom-NEV, abrufbar im Internet: <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&nr=56877&pos=0&anz=1>, Abruf am 24.08.2014

*Brückmann, Sven Oliver* (2004): Probleme der Deregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt am Main

*Büchner, Jens/ Hesmondhalgh, Serena* (2005): Wettbewerb um Produktivitäts-wachstum: Ein Beitrag zur Ausgestaltung einer nachhaltigen Anreizregulierung für die deutsche Energiewirtschaft; In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55 Jg., Heft 9, 2005, S. 604-609

*Büdenbender, Ulrich* (2011): Die Angemessenheit der Eigenkapitalrendite im Rahmen der Anreizregulierung von Netzentgelten in der Energiewirtschaft, Dresden, im März 2011, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/BE433023355650E6C12578C60054AA2F/\\$file/205\\_Rechtsgutachten%20zur%20Eigenkapitalverzinsung%20-%20Prof.%20B%C3%BCdenbender%20-%20Juni%202011.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/BE433023355650E6C12578C60054AA2F/$file/205_Rechtsgutachten%20zur%20Eigenkapitalverzinsung%20-%20Prof.%20B%C3%BCdenbender%20-%20Juni%202011.pdf), Abruf am 25.08.2014

*Bundesanzeiger* (2014): Tätigkeitsabschlüsse der deutschen Netzbetreiber, <https://www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexsservlet>, Abruf am 11.08.2014

*Bundesnetzagentur* (2007): Beschluss auf Grund des Antrags wegen Genehmigung der Entgelte für den Gasnetzzugang nach § 23a Abs. 1 EnWG, <http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de/>, Abruf am 21.07.2013

*Bundesnetzagentur* (2008): Antrag auf Genehmigung der Entgelte für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen nach § 23a EnWG, <http://beschluss-datenbank.bundesnetzagentur.de/>, Abruf am 21.07.2013

*Bundesnetzagentur* (2011): Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapital-zinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gas-versorgungsnetzen für die zweite Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011\\_300bis399/BK4-11-304\\_BKV/BK4-11-304\\_Festlegungsbeschluss\\_Zinssatz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011_300bis399/BK4-11-304_BKV/BK4-11-304_Festlegungsbeschluss_Zinssatz.pdf?__blob=publicationFile); Abruf am 25.01.2013

*Bundesnetzagentur* (2011a): Beschluss v. 31.10.2011, Az. BK4-11-304, Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode in der Anreiz-regulierung, [http://www.pvs.nomos.de/fileadmin/ewerk/doc/Ewerk\\_11\\_06\\_05.pdf](http://www.pvs.nomos.de/fileadmin/ewerk/doc/Ewerk_11_06_05.pdf); Abruf am 27.08.2014

*Bundesnetzagentur* (2014): Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013-2017), Anlage I-VP, <http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de/>, Abruf am 24.08.2013

*Bundesnetzagentur* (2015): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung - Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung, [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung\\_Anreizregulierung/EvaluierungAnreizregulierung-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_Anreizregulierung/EvaluierungAnreizregulierung-node.html), Abruf am 15.02.2015

*Commission for Energy Regulation* (2010): Decision on TSO and TAO transmission revenue for 2011 to 2010, <http://www.cer.ie/document-detail/Decision-on-TSO-and-TAO-Transmission-Revenue-for-2011-to-2015/85/483,500,501,502,503>, Abruf am 15.02.2015

*Copeland, Thomas/ Koller, Tim/ Murrin, Jack* (1998), Unternehmenswert: Methoden und Strategien für eine wertorientierte Unternehmensführung, 2. Auflage, Frankfurt/ New York

*Creutzmann, Andreas/ Heuer, André* (2010): Der Risikozuschlag beim vereinfachten Ertragswertverfahren, In: Der Betrieb, Nr. 24, 2010, Seite 1301-1307

*Deutsche Bundesbank* (2010): Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen im Jahr 2009 – Monatsbericht Dezember 2010, [www.bundesbank.de/Redaktion/.../2010/2010\\_12\\_ertragslage.pdf](http://www.bundesbank.de/Redaktion/.../2010/2010_12_ertragslage.pdf), Abruf am 24.08.2014

*Deutsche Bundesbank* (2012): Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen im Jahr 2011 – Monatsbericht Dezember 2012, [www.bundesbank.de/Redaktion/.../2012/2012\\_12\\_ertragslage.pdf](http://www.bundesbank.de/Redaktion/.../2012/2012_12_ertragslage.pdf), Abruf am 04.12.2013

*Deutsche Bundesbank* (2013): Ertragslage und Finanzierungsverhältnisse deutscher Unternehmen im Jahr 2012 – Monatsbericht Dezember 2013, [www.bundesbank.de/Redaktion/.../2013/2013\\_12\\_ertragslage.pdf](http://www.bundesbank.de/Redaktion/.../2013/2013_12_ertragslage.pdf), Abruf am 24.08.2014

*DIW ECON* (2014): Datenerfassung und Datenanalyse – Erstellung eines Gutachtens im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV, Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse, Vorge stellt beim Expertenworkshop zum Investitions-verhalten zwischen Verbänden, der Bundesnetzagentur sowie dem von ihr beauftragten Berater DIW Econ am 15.09.2014 in Bonn

*Drukarczyk, Jochen/ Schüler, Andreas* (2015): Unternehmensbewertung, 7. Auflage, München

*Ehrhardt, Michael C.* (1994): *The Search of Value: Measuring the Company's Cost of Capital*, Boston/ Massachusetts

*Eisenblast, Wolfgang* (2011): Investitionsanreize bei der Regulierung der Energie-infrastruktur, in: *Wirtschaftsdienst*, November 2011, Volume 91, Ausgabe 11, S. 784-791

*Ermschel, Ulrich/ Möbius, Christian/ Wengert, Holger* (2009): *Investitionen und Finanzierung*, 1. Auflage, Heidelberg

*Estonian Competition Authority* (2010): Guidelines for determination of Weighted Cost of Capital, <http://www.konkurentsiamet.ee/file.php?23332>, Abruf am 15.02.2015

*European Economics* (2011): *The Weighted Cost of Capital for Ofgem's Future Price Control*, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53852/europe-economics-final-report-011210.pdf>, Abruf am 15.02.2015

*Finger, Matthias* (2006): *De- und Re-Regulierung der Netzindustrien: Wohin geht die Reise?*, CDM Working Papers Series, Chair in Management of Network Industries – MIR, Lausanne 2006

*Franke, Günter/ Hax, Herbert* (2003): Finanzwirtschaft des Unternehmens und Kapitalmarkt, 5. Auflage, Berlin

*Freygang, Winfried* (1993): Kapitalkostenallokation in diversifizierten Unternehmen: Ermittlung divisionaler Eigenkapitalkosten, Wiesbaden

*Friedl, Gunther/ Küpper, Hans-Ulrich* (2011): Differenzierung von Zinssätzen zur Kapitalkostenermittlung regulierter Telekommunikationsvorleistungsprodukte, Gutachten im Auftrag des Verbandes der Anbieter von Telekommunikations- und Mehrwertdiensten (VATM) e.V., [http://www.vatm.de/uploads/media/2011-02-09\\_Gutachten\\_Kuepper-Friedl.pdf](http://www.vatm.de/uploads/media/2011-02-09_Gutachten_Kuepper-Friedl.pdf), Abruf am 02.05.2013

*Frontier Economics* (2008): Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebs-spezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur

*Frontier Economics* (2011): Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse im Bereich Gas, Gutachten im Auftrag der BNetzA

*Geginat, Joost/ Morath, Beatrix/ Wittmann, Roland/ Knüsel, Philippe* (2006): Kapital-kosten als strategisches Entscheidungskriterium, Studie von Roland Berger, Zürich

*Gerke, Wolfgang* (2007): Gutachten „Risikozuschlag für die Fremdfinanzierung von Elektrizitätsversorgungsnetzen“

*Growitsch, Christian/ Müller, Gernot/ Stronzik, Marcus* (2008): Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, WIK Diskussionsbeitrag, Bad Honnef

*Haubold, Sebastian* (2007): Kapitalkosten regulierter Stromnetzbetreiber, Europäische Hochschulschriften, Frankfurt am Main

*Heize, Wolfgang/ Radinger, Gerhard* (2010): Der Beta-Faktor in der Unternehmensbewertung, In: Controller Magazin 2011, S. 48-52

*Hering, Thomas* (2008): Investitionstheorie, Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 3. Auflage, München

*Heuterkes, Michael/ Janssen, Matthias* (2008): Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland, <http://www.wiwi.uni-muenster.de/cawm/forschen/schriften.html>, Abruf am 15.12.2014

*Jenkinson, Tim* (2006): Regulation and the Cost of Capital, In: International Handbook on Economic Regulation, <http://core.ac.uk/download/pdf/6489146.pdf>., Abruf am 04.02.2015

*KEMA* (2011): Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304, [http://www.vku.de/fileadmin/get/?18195/9011-681\\_VKU\\_EK-KEMA-Kurzgutachten.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/get/?18195/9011-681_VKU_EK-KEMA-Kurzgutachten.pdf), Abruf am 04.07.2013

*Kirchberg, Thomas* (2010): Rentabilität von Netzinvestitionen. Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor, Norderstedt

*Knieps, Günter* (2000): Price Cap als innovatives Regulierungsinstrument in liberalisierten Netzsektoren, Diskussionsbeiträge // Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, No. 65, <http://hdl.handle.net/10419/47622>

*Knieps, Günter* (2002): Entscheidungsorientierte Ermittlung der Kapitalkosten in liberalisierten Netzindustrien, In: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 73 Jg., Heft 9, 2003, S. 989-1006

*Knieps, Günter* (2011): Warum und wozu Regulierung im europäischen Mehr-Ebenen-System? – Gründe für bzw. Ziele von Regulierung; Diskussionsbeitrag Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Nr. 139, 2011

*Knieps, Günter/ Küpper, Hans-Ulrich/ Langen, René* (2001): Abschreibung bei fallenden Wiederbeschaffungspreisen in stationären und nicht stationären Märkten, In: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Heft 53, 2001, S. 759-776

*Kühn, Christian* (2006): Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber, Schriften des Energiewirtschaftlichen Institut, Bd. 62

*Küting, Prof. Dr. Karlheinz/ Heiden, Dipl.-Kfm. Matthias/ Lorson, Dr. Peter* (2000): Neuere Ansätze der Bilanzanalyse – Externe unternehmensorientierte Performancemessung, In: Beilage zum BBK Heft (Betrieb und Rechnungswesen), Beilage 1/2000, [http://www.wiwi.uni-rostock.de/fileadmin/Institute/BWL/Rechnungswesen/publi/KuetingHeidenLorson\\_BBK\\_BEILAGE\\_01-2000.pdf](http://www.wiwi.uni-rostock.de/fileadmin/Institute/BWL/Rechnungswesen/publi/KuetingHeidenLorson_BBK_BEILAGE_01-2000.pdf), Abruf am 16.12.2013

*Kunow, Christian* (2012): Ermittlung und Anwendung von Eigenkapitalkosten mit Hilfe der Kapitalmarktmodelle CAPM und APT, 1. Auflage, Norderstedt

*Kurth, Matthias* (2009): Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? – Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung, In: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Heft 61, 2009, S. 679-697

*Kruschwitz, Lutz* (2007): Investitionsrechnung, 11. Auflage, Oldenburg

*Mühlenkamp, Holger* (2006): Öffentliche Unternehmen aus der Sicht der Neuen Institutionenökonomie, In: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, Band 29, Heft 4, 2006, S. 390-417

*Müller, Christine/ Growitsch, Christian/ Wissner, Matthias* (2010): Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Bad Honnef, Dezember

*NERA* (2011): Der Risikozuschlag für das Fremdkapital deutscher Netzbetreiber, Ein Gutachten für den BDEW, Abrufbar unter [www.bdew.de](http://www.bdew.de), Oktober 2011

*ERA* (2011a): Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Gasnetze in Deutschland, Gutachten im Auftrag des BDEW, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C404DCAFDC0E22B9C12578CA00360603/\\$file/110711%20Anlage%20f%C3%BCr%20BDEW%20Pressemeldung%20NERA%20Gutachten%20Eigenkapitalzinssatz%20Gas.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C404DCAFDC0E22B9C12578CA00360603/$file/110711%20Anlage%20f%C3%BCr%20BDEW%20Pressemeldung%20NERA%20Gutachten%20Eigenkapitalzinssatz%20Gas.pdf), Abruf am 24.08.2014

*Noth, Michael* (1994): Regulierung bei asymmetrischer Informationsverteilung, Wiesbaden

*Ordelheide, Dieter/ Rudolph, Bernd/ Büsselmann, Elke* (1991): Betriebswirtschaftslehre und Ökonomische Theorie, Stuttgart

*Oertmann, Peter/ Zimmermann, Heinz* (1998): Risk and Return: Vom CAPM zur modernen Asset Pricing Theory, in: Brunetti et al.: Economics Today, Verlag Neue Zürcher Zeitung

*Pedell, Burkhard* (2007): Kapitalmarktbasierete Ermittlung des Kapitalkostensatzes für Zwecke der Entgeltregulierung, In: Zeitschrift für Planung und Unternehmenssteuerung, Heft 18, 2007, S. 35 -60

*Picot, Arnold* (2009): Unternehmen zwischen Markt und Staat – Regulierung als Herausforderung, in: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Heft 61, S. 655-678

*PriceWaterhouseCoopers* (2008): Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, 2. Auflage, München

*Polynomics AG/ PriceWaterhouseCoopers* (2011): Benchmarking Transparenz Spezialthema «Kostenprüfung Gas», Olten, 24. August 2011

*Polynomics AG/ PriceWaterhouseCoopers* (2012): Benchmarking Transparenz Spezialthema «Kostenprüfung Strom», Olten, 28. September 2012

*Rebien, Alex* (2006): Kapitalkosten in der Unternehmensbewertung - Auswahl und Einsatz von Ermittlungsmethoden zur sachgerechten Ableitung von Risikokosten unter Berücksichtigung fundamentaler Faktoren, Aachen

*Reese, Raimo* (2007): Schätzung von Eigenkapitalkosten für die Unternehmensbewertung, München

*Regulierungskammer des Freistaates Bayern* (2014): Festlegung der kalender-jährlichen Erlösobergrenzen für den Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode (vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2017) im Regelverfahren, Januar 2014

*Roll, Richard* (1977): A Critique of the Asset Pricing Theory's Tests, In: Journal of Financial Economics 4, 1977, S. 129-176

*Roll, Richard/ Ross, Stephen A.* (1994): On the Cross-Sectional Relation between Expected Returns and Betas, In: The Journal of Finance, Vol. 49, Nr. 1, März 1994, S. 101-121

*Schäfer, Gert* (2012): Verbesserung der Investitionsbedingungen für Energienetzbetreiber, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17C8F8EDAAC0795FC1257A0D00459D52/\\$file/1623\\_Vorschlag\\_LRRegB\\_Hessen\\_Verbesserung\\_Investitionsbedingungen.pdf.](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17C8F8EDAAC0795FC1257A0D00459D52/$file/1623_Vorschlag_LRRegB_Hessen_Verbesserung_Investitionsbedingungen.pdf.), Abruf am 10.01.2015

*Schäffner, Daniel* (2007): Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energie-sektors, Wissenschaftliches Institut für Kommunikationsdienste (WIK) – Diskussionsbeiträge Nr. 293

*Schneider, Sebastian* (2000): Kapitalmarktmodelle und erwartete Renditen am deutschen Aktienmarkt, Augsburg

*Schweitzer, Marcell/ Küpper, Hans-Ulrich* (2011): Systeme der Kosten- und Erlösrechnung, 10. Auflage, München

*Spremann, Klaus* (2007): Finance, 4. Auflage, Oldenburg

*Stehle, Richard* (2004): Die Festlegung der Risikoprämie von Aktien im Rahmen der Schätzung des Wertes von börsennotierten Aktiengesellschaften, In: Die Wirtschaftsprüfung, Heft 17, 2004, Seite 906-927

*Steiner, Manfred/ Bruns, Christoph* (1995): Wertpapier-management, 4. Auflage, Stuttgart

*Stellbrink, Jörn/ Brückner, Carsten* (2011): Beta-Schätzung: Schätzzeitraum und Renditeintervall unter statistischen Gesichtspunkten, In: BewertungsPraktiker Nr. 3 2011, S. 2-9

*Theobald, Christian/ Hummel, Konrad/ Gussone, Peter/ Feller, Diane* (2008): Anreizregulierung – eine kritische Untersuchung, Band 12 der Schriftenreihe Energie- und Infrastrukturrecht, München

*Ufer, Heinz-Werner/ Hoffjan, Andreas/ Ißleib, Stephan/ Schuchardt, Lukas D.* (2010): Investitionsanreize der Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinschaftliche Unternehmen, Heft 1

*VKU* (2014): Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland, Verband kommunaler Unternehmen (VKU), <http://www.vku.de/energie/netzentgelt-anreizregulierung/vku-position-regulierungsbedingungen-fuer-verteilnetzbetreiber.html>, Abruf am 10.01.2015

*Vogler, Oliver* (2009): Das Fama-French-Modell: Eine Alternative zum CAPM – auch in Deutschland, In: Zeitschrift für Unternehmensfinanzierung und Finanzmanagement, Heft 7 , 2009, S. 382 - 388

*Volkart, Rudolf/ Vettiger, Thomas* (2012): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt, Gutachten, [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_577545174.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_577545174.pdf), Abruf am 12.01.2015

*Volkart, Rudolf/ Vettiger, Thomas/ Forrer, Fabian* (2013): Bestimmung der Kapitalkosten im Rahmen der finanziellen Führung – Klassische und neue Herausforderungen aus nationaler und internationaler Sicht, In: Jahrbuch für Controlling und Rechnungswesen 2013, S. 101-126

*Wirtschaftsuniversität Wien* (2006): Methoden zur Bestimmung der Kapitalkosten regulierter Unternehmen in Europa; Studie des Forschungsinstituts der Regulierungsökonomie, [http://www.wu.ac.at/regulation/research/reports\\_studies\\_comments/kapitalkostenstudie\\_2006](http://www.wu.ac.at/regulation/research/reports_studies_comments/kapitalkostenstudie_2006), Abruf am 11.02.2013

*Weiß, Hans-Jörg* (2005): Die Potenziale des Deprival Value-Konzepts zur ent-scheidungsorientierten Bewertung von Kapital in liberalisierten Netzindustrien, Diskussionsbeiträge/Universität Freiburg i. Br., Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, No. 108, <http://hdl.handle.net/10419/23022>

*Weiß, Hans-Jörg* (2009): Entscheidungsorientiertes Costing in liberalisierten Netzindustrien, Baden-Baden

*Wicht, Thorben* (2004): Regulierungsmechanismen - kostenbasierte Regulierung

*Wild, Jörg/ Vaterlaus, Stephan* (2002): Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungs-fragen der Netzgesellschaften; Für: Bundesamt für Energie (BFE), Bern

*Wöhe, Günter* (2010): Einführung in die Allgemeine Betriebs-wirtschaftslehre, München

## **Gesetze und Verordnungen:**

*Anreizregulierungsverordnung* (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV), Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die durch Artikel 9 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

*BEGTPG* (2005): Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Tele-kommunikation, Post und Eisenbahnen vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 2009), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554) geändert worden ist, Abgerufen unter <http://www.gesetze-im-internet.de/begtpg/BJNR200900005.html>

*Energiewirtschaftsgesetz* (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG), Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

*Gasnetzentgeltverordnung* (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV), Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist

*Gasnetzzugangsverordnung* (2005): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV), Gasnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 3 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist

*Stromnetzentgeltverordnung* (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV), Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

*Stromnetzzugangsverordnung* (2005): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV), Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

