

Entwurf des Berichtes der  
Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG  
zur Einführung der Anreizregulierung nach  
§ 21a EnWG



Bundesnetzagentur

02.05.2006



## Inhaltsübersicht

<b>Vorbemerkung zum Berichtsentwurf</b> .....	<b>13</b>
<b>Teil 1 – Grundlagen und Konzept</b> .....	<b>15</b>
<b>1 Gesetzlicher Auftrag</b> .....	<b>15</b>
1.1 Einführung der Anreizregulierung durch das EnWG.....	15
1.2 Vorgaben des EnWG zur Anreizregulierung.....	16
1.2.1 Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung gem. § 112a EnWG.....	16
1.2.2 Anreizregulierung gem. § 21a EnWG .....	17
1.2.3 Inhaltlicher Rahmen gem. § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG .....	17
1.2.4 Inhalt der Rechtsverordnung gem. § 21a Abs. 6 EnWG.....	18
<b>2 Vorgehen Bundesnetzagentur</b> .....	<b>19</b>
2.1 Konsultationsprozess zur Beteiligung der Länder und der betroffenen Wirtschaftskreise (§ 112a Abs. 2 S. 1) .....	19
2.1.1 Allgemeines Vorgehen.....	19
2.1.2 Behandlung der Themen in Arbeitskreis (AK) und Konsultationskreis (KK) .....	20
2.1.3 Vorlage Referenzberichte .....	22
2.1.4 Schriftliche Stellungnahmen .....	22
2.1.5 Länderausschuss.....	23
2.1.6 Beirat .....	24
2.2 Beteiligung der Wissenschaft und Berücksichtigung internationaler Erfahrungen (§ 112a Abs. 2 S. 1 EnWG) .....	24
2.2.1 Grundlagenprogramm des WIK .....	24
2.2.2 Wissenschaftlicher Arbeitskreis Regulierungsfragen (WAR).....	24
2.2.3 Wissenschaftskonferenz Anreizregulierung (WK) .....	24
2.2.4 Workstream Efficiency Benchmarking CEER .....	27
2.2.5 Gutachten und Beratungsprojekte .....	27
<b>3 Grundansatz der Anreizregulierung</b> .....	<b>32</b>
3.1 Grundlagen der Regulierungsökonomie .....	32
3.2 Regulierungssysteme .....	34
3.2.1 Rendite-Regulierung.....	34
3.2.2 Anreizregulierung.....	34
3.2.3 Ausgestaltungsformen .....	36
<b>4 Berücksichtigung internationaler Erfahrungen (§ 112a Abs. 2 S. 1) und der spezifischen Gegebenheiten in Deutschland</b> .....	<b>36</b>
4.1 Länderbeispiele .....	37
4.1.1 Großbritannien.....	37
4.1.2 New South Wales (Australien).....	38
4.1.3 Niederlande .....	38
4.1.4 Norwegen .....	40
4.1.5 Österreich .....	42
4.1.6 Schweden.....	43
4.1.7 USA (am Beispiel Massachussetts).....	44
4.2 Lehren für die Anreizregulierung in Deutschland.....	45
<b>5 Regulierungskonzept</b> .....	<b>47</b>
5.1 Vorzug Revenue-Cap (mit Hybridisierung) .....	47

5.2	Bestimmung des Ausgangsniveaus (regulatorische Kostenrechnungsprüfung – Regulatory Review) .....	48
5.3	Effizienzvorgaben (X-Faktoren).....	48
5.3.1	Anwendung eines generellen Produktivitätsfortschritts ( $X_{gen}$ ).....	49
5.3.2	Unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben ( $X_{ind}$ ).....	50
5.4	Qualität .....	51
5.5	Regulierungsperioden und Übergang (Trajectory) .....	51
5.5.1	Erste Regulierungsperiode (3 Jahre): Hybrides Revenue Cap.....	51
5.5.2	Zweite Regulierungsperiode (3 bis 5 Jahre): Hybrides Revenue-Cap.....	52
5.5.3	Weitere Regulierungsperioden (2 Jahre): Yardstick-Regulierung .....	53
5.6	Gesonderte Vorgaben für Übertragungsnetzbetreiber (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 2)..	53
<b>6</b>	<b>Umsetzungsempfehlungen.....</b>	<b>55</b>
6.1	Anreize für Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber und Weitergabe von Produktivitätsgewinnen an die Netznutzer sollen als gleichberechtigte Ziele verfolgt werden. ....	55
6.2	Durch Methodenregulierung anstelle von Mikromanagement soll unternehmerischer Freiraum belassen und Investitionslenkung vermieden werden. ....	55
6.3	Der Effizienzvergleich soll durch ein komplementäres Benchmarking ohne Strukturklassen durchgeführt werden. ....	56
6.4	Die Auswahl und Auswertung von Daten soll bundeseinheitlich und in vollständiger Transparenz erfolgen. ....	56
6.5	Ein langfristiges Konzept soll Stabilität der Regulierung und Planungssicherheit für die Unternehmen sichern. ....	57
6.6	Nach Revenue-Cap zur Effizienzangleichung soll Yardstick-Competition größtmögliche Wettbewerbsnähe bringen. ....	57
6.7	Die Obergrenze soll sich auf Gesamterlöse beziehen und durch hybride Elemente und ein Regulierungskonto ergänzt werden. ....	57
6.8	Die kostenrechnerischen Regelungen der bestehenden Netzentgeltverordnungen sollen beibehalten werden. ....	58
6.9	Vor Beginn einer Regulierungsperiode soll eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung das Ausgangsniveau bestimmen.....	58
6.10	Die Anreizformel soll Verbraucherpreisindex und generelle sektorale Produktivitätsfortschrittsrate ( $X_{gen}$ ) enthalten. ....	59
6.11	Zur Ermittlung unternehmensindividueller Effizienzziele ( $X_{ind}$ ) sollen Data Envelopment Analysis (DEA), Stochastic Frontier Analysis (SFA) und ergänzend Analytische Kostenmodelle (AKM) genutzt werden. ....	60
6.12	Die Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen und die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Vorgaben soll auf Basis von § 21 Abs. 2 EnWG und § 21a Abs. 4 und 5. EnWG nach objektiven Kriterien geprüft werden.....	61
6.13	Die zeitliche Staffelung der Entwicklung der Obergrenzen soll mit einer initialen Absenkung und zeitlicher Aufteilung nach Kapital- und Betriebskostenintensität vorgenommen werden. ....	62
6.14	Die Qualität der Versorgung soll zu Beginn durch ein Bonus-/Malus-System sichergestellt und ab der zweiten Regulierungsperiode in das Benchmarking integriert werden. ....	62
6.15	Die Schrittfolge und Vollzugsverantwortung soll sich auf Bundesnetzagentur und zuständige Regulierungsbehörden aufteilen. ....	63
	<b>Teil 2 – Ausgestaltung und Umsetzung im Detail .....</b>	<b>65</b>
<b>7</b>	<b>Datenerhebung und Plausibilitätsprüfung .....</b>	<b>65</b>
7.1	Netzbetreiberdaten .....	65
7.1.1	Prozess der Datenauswahl und –erhebung.....	66
7.1.2	Datenkonsultation .....	67
7.2	Öffentliche Daten .....	68

7.2.1	Datengrundlagen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung des statistischen Bundesamtes und andere Preis- und Produktivitätsdaten .....	68
7.3	Plausibilitätsprüfung.....	70
7.3.1	Genutzte Software .....	70
7.3.2	Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten mit selbigen.....	71
7.3.3	Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten mittels öffentlicher Daten .....	76
7.4	Künftige Datenerhebungen.....	78
7.4.1	Prozess der Datenabfrage.....	78
7.4.2	Abfragerhythmus und -modalitäten.....	78
7.4.3	Kompetenz der Datenabfragen.....	79
7.4.4	Eindeutige Definition der Begriffe .....	79
7.4.5	Funktionalität der Eingabemaske .....	79
7.4.6	Hilfe und Unterstützung für den Anwender.....	80
7.4.7	Transparenz der Daten.....	80
<b>8</b>	<b>Die Ausgangsbasis für die Bestimmung von Erlösobergrenzen.....</b>	<b>83</b>
8.1	Bestimmung der Ausgangsbasis .....	83
8.2	Elemente der Ausgangsbasis auf der Grundlage der bestehenden Netzentgeltverordnungen .....	83
8.3	Regulatorische Kostenrechnungsprüfung.....	84
8.4	Beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kostenanteile .....	85
8.4.1	Von dritter Seite vorgegebene nicht beeinflussbare Kostenanteile .....	85
8.4.2	Gebietsstrukturell nicht beeinflussbare Kostenanteile .....	89
<b>9</b>	<b>Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung und der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung....</b>	<b>89</b>
9.1.1	Branchenspezifische Inputpreisentwicklung .....	90
9.1.2	Berechnung des generellen X-Faktors .....	90
9.1.3	Durchführung der Berechnung .....	91
9.1.4	Stellungnahmen der Marktakteure.....	92
<b>10</b>	<b>Methoden für den Effizienzvergleich (§ 21a Abs. 5 EnWG) .....</b>	<b>94</b>
10.1	Durchschnitt vs. Frontier-Ansätze.....	94
10.2	Einteilung der Methoden zum Effizienzvergleich .....	95
10.2.1	Multilateral Total Factor Productivity Index.....	97
10.2.2	Data Envelopment Analysis (DEA): nicht-parametrisch und deterministisch..	98
10.2.3	Corrected Ordinary Least Squares (COLS): parametrisch und deterministisch	100
10.2.4	Modified Ordinary Least Squares (MOLS): parametrisch .....	101
10.2.5	Stochastic Frontier Analysis: parametrisch und stochastisch .....	101
10.3	Analytische Kostenmodelle.....	102
10.3.1	Einführung .....	102
10.3.2	Methodische Grundlagen.....	103
10.3.3	Anwendungsmöglichkeiten bei der Anreizregulierung .....	105
10.3.4	Modellierungsansätze – Modell- und Referenznetzanalyse .....	107
10.4	Schlussfolgerung zur Methodenauswahl .....	109
10.4.1	Durchschnitt vs. Frontier Unternehmen .....	109
10.4.2	Parametrische und Nicht-parametrische Benchmarkingverfahren .....	110
10.4.3	Analytische Kostenmodelle und Effizienzvergleich.....	111
10.5	Gruppenbildung und Strukturklassen .....	112

10.5.1	Gruppenbildung aufgrund struktureller Unterschiede der Versorgungsaufgabe	112
10.5.2	Gruppenbildung aufgrund funktionaler Kriterien .....	112
10.6	Schlussfolgerung .....	115
<b>11</b>	<b>Benchmarking-Parameter zur Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete (§ 21a Abs. 4 S. 2 EnWG und §21a Abs.5 S.1 EnWG) .....</b>	<b>115</b>
11.1	Einleitung .....	115
11.2	Kriterien zur Auswahl der Benchmarking-Parameter.....	116
11.3	Kostentreiberanalyse und Bestimmung geeigneter Benchmarking-Parameter ..	117
11.3.1	Exogene und endogene Kostentreiber .....	117
11.3.2	Eignung als Benchmarking-Parameter: exogene Kostentreiber.....	117
11.3.3	Abgrenzung des Begriffs Kostentreiber .....	117
11.4	Funktionale Zusammenhänge aus Analytischen Kostenmodellen (AKM).....	118
11.4.1	Bedeutung der AKM für die Kostentreiberanalyse.....	118
11.4.2	Untersuchungsergebnisse: Kostentreiberanalyse .....	119
11.4.3	Eigenschaften der Versorgungsaufgabe .....	119
11.4.4	Zusammenfassung der Ergebnisse der analytischen Kostentreiberanalyse	133
11.5	Qualitative Kostentreiberanalyse .....	134
11.5.1	Befragung .....	134
11.5.2	Ergebnisse.....	135
11.5.3	Zusammenfassung der qualitativen Kostentreiberanalyse .....	141
11.6	Geologische und geographische Daten (Umweltfaktoren) .....	142
11.6.1	Flächennutzung .....	143
11.6.2	Bodenklassen .....	144
11.6.3	Relief.....	147
11.7	Statistische Signifikanzanalysen.....	148
11.7.1	Parameteranalyse durch statistische Verfahren .....	148
11.7.2	Erklärung von endogenen durch exogene Kostentreiber .....	150
11.7.3	Überprüfung der aus den AKM abgeleiteten Kostentreiber-Hypothesen.....	150
11.8	Schlussfolgerung .....	151
11.8.1	Variablenspezifikation.....	155
<b>12</b>	<b>Vergleichbarkeit der Kostenbasis für das Benchmarking.....</b>	<b>160</b>
12.1	Kapitalkosten: Physische Netzanlagen.....	161
12.2	Test des Alterseffekts .....	162
12.3	Standardisierung der Kapitalkosten: Abschreibungsdauern.....	162
12.4	Standardisierung der Kapitalkosten: EK-Verzinsung.....	163
12.5	Standardisierung der Kapitalkosten: Abweichen von der Systematik der StromNEV und GasNEV.....	164
12.6	Kapitalkosten und Aktivierungspraxis .....	166
<b>13</b>	<b>Spezifikation der Benchmarking-Modelle .....</b>	<b>167</b>
13.1	Benchmarking der Übertragungsnetzbetreiber.....	167
13.2	Ergänzender Einsatz von Referenznetzanalysen auf Übertragungsnetzebene .	168
13.3	Benchmarking der Fernleitungsnetzbetreiber.....	169
13.4	Spezifikation der Benchmarking-Modelle für Strom- und Gas-Verteilnetze.....	169
13.4.1	Modellspezifikation .....	170
13.4.2	Modellstruktur .....	173
13.4.3	Konkrete Umsetzung der Modellspezifikation.....	174
<b>14</b>	<b>Umsetzung in Effizienzvorgaben .....</b>	<b>189</b>

14.1	Organisatorischer Ablauf .....	189
14.2	Umsetzungsoptionen für Effizienzergebnisse: Internationale Beispiele .....	190
14.3	Umsetzung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben in Deutschland .....	191
14.3.1	Rechtsprechung des BGH .....	191
14.3.2	Maßstab des § 21 Abs. 2 EnWG .....	194
14.3.3	Maßstab des § 21 a Abs. 5 EnWG .....	194
14.3.4	Initiale Absenkung und Verteilung von Effizienzvorgaben .....	196
<b>15</b>	<b>Berücksichtigung von Mengeneffekten.....</b>	<b>198</b>
15.1	Regulierungskonto.....	198
15.1.1	Internationale Beispiele .....	199
15.1.2	Regulierungskonto in Deutschland .....	201
15.2	Hybride Elemente in der Revenue-Cap-Formel.....	202
15.2.1	Internationale Beispiele .....	202
15.2.2	Schlussfolgerungen für das deutsche System.....	207
<b>16</b>	<b>Qualitätsregulierung.....</b>	<b>211</b>
16.1	Gesetzliche Anforderungen an die Qualitätsregulierung .....	211
16.2	Rahmenbedingungen der Versorgungsqualität in Deutschland und International .....	211
16.2.1	Erfahrungen in der internationalen Qualitätsregulierung .....	211
16.2.2	Qualität der Versorgung in Deutschland.....	213
16.3	Ausgestaltung der Qualitätsregulierung in Deutschland.....	214
16.3.1	Ziel der Qualitätsregulierung in Deutschland.....	214
16.3.2	Die vier Qualitätsdimensionen: Flexibilität der Qualitätsniveaus .....	214
16.3.3	Trägheit der Qualität: Qualitäts-Management-Systemen.....	215
16.3.4	Kernelemente der Qualitätsregulierung .....	216
16.3.5	Zweistufiger Implementierungsprozess .....	217
16.4	Konzept für die erste Regulierungsperiode .....	218
16.4.1	Kundenumfragen .....	218
16.4.2	Qualitätskenngrößen .....	220
16.4.3	Klärung der regulatorischen Aufsicht über sicherheitsrelevante Regeln und Standards.....	229
16.4.4	Qualitäts-Management-System .....	229
16.5	Ausblick auf zukünftige Regulierungsperioden.....	231
16.5.1	Übersicht.....	231
16.5.2	Sicherheit.....	231
16.5.3	Produktqualität.....	232
16.5.4	Zuverlässigkeit.....	232
16.5.5	Servicequalität .....	234
16.5.6	Integration der Versorgungsqualität im Effizienz-Benchmarking .....	234







## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorgehen bei der Datenplausibilitätsprüfung .....	72
Abbildung 2: Künftiger Prozess der Datenabfrage .....	78
Abbildung 3: Herleitung der Ausgangsbasis .....	83
Abbildung 4: Auswahl an praktisch verfügbaren Benchmarking-Verfahren .....	96
Abbildung 5: COLS-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid.....	100
Abbildung 6: SFA-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid.....	102
Abbildung 7: Übersicht: Grundsätzliche Netzstruktur.....	104
Abbildung 8: Anwendungsmöglichkeiten der Modell- und Referenznetzanalyse bei der Anreizregulierung .....	105
Abbildung 9: Modellierung der Versorgungsaufgabe .....	107
Abbildung 10: Zerlegung der Optimierungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse am Beispiel von Stromnetzen .....	109
Abbildung 11: Abtausch zwischen Flexibilität und Spezifikation von Datenrauschen ; Quelle: Sumicsid.....	110
Abbildung 12: Separable model (example electricity distribution).....	114
Abbildung 13: Integrated model (example electricity distribution). .....	114
Abbildung 14: Zusammenhang von Kosten und (Niederdruck-) Anschlusszahl bei Gas-Modellnetzen.....	120
Abbildung 15: Zusammenhang von Kosten und (Niederspannungs-) Anschlusszahl bei Strom-Modellnetzen .....	120
Abbildung 16: Zusammenhang von Kosten und (Niederdruck-) Höchstlast bei Gas-Modellnetzen.....	122
Abbildung 17: Zusammenhang von Kosten und (Niederspannungs-) Höchstlast bei Strom-Modellnetzen.....	122
Abbildung 18: Vergleichsnetz-Entwürfe für ein Hochspannungsnetz mit gleich bleibender Stationszahl unter Variation der Lasthöhe .....	123
Abbildung 19: Vergleich der annuitätischen Netzkosten der Hochspannungs-Netzentwürfe für unterschiedliche Lastniveaus .....	124
Abbildung 20: Prinzipdarstellung zur Erschließung einer Gemeinde mit Gasversorgungsanlagen .....	125
Abbildung 21: Betrachtetes Hochspannungsnetz zur Untersuchung der Kostenwirkung von Erzeugungsanlagen .....	128
Abbildung 22: Zusammenhang von Netzkosten und Erzeugungskapazität im betrachteten Hochspannungsnetz.....	129
Abbildung 23: Struktur der Hochspannungs-Vergleichsnetze bei zwei unterschiedlichen Werten der Erzeugungskapazität.....	129
Abbildung 24: Einfluss „mikroskopischer“ Inhomogenität: VNA-Stromnetzleitungs-länge bei inhomogener Zufallsverteilung der Anschlusspunkte gegenüber homogener Verteilung ....	131
Abbildung 25: Einfluss „makroskopischer“ Inhomogenität: MNA-Gasnetz-Leitungslängen bei unterschiedlicher Lastdichteverteilung auf zwei (homogen strukturierte) Teilgebiete .....	132
Abbildung 26: Kosten von Strom-Modellnetzen bei Variation der MS/NS-Transformatorgröße .....	133
Abbildung 27: Einordnung der Befragungselemente am Beispiel der Niederspannung in die Systematik des Kostentreiberbaumes.....	137
Abbildung 28: Einordnung der Befragungselemente als endogen identifizierte Parameter am Beispiel der Niederspannung .....	140
Abbildung 29: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 0 m - 1 m .....	146

Abbildung 30: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 1 m - 2 m .....	146
Abbildung 31: Höhendifferenz pro AGS (in m) .....	147
Abbildung 32: durchschnittliche Hangneigung pro AGS (in %) .....	148
Abbildung 33: Parameteranalyse .....	149
Abbildung 34: Klassifizierung der Variablen .....	156
Abbildung 35: Modellspezifikation .....	172
Abbildung 36: Vorgehen bei der Modellspezifikation .....	173
Abbildung 37: Schritte der Modellimplementierung .....	175
Abbildung 38: Zusammenhänge zwischen den Ergebnissen aus der Expertenbefragung und den Analytischen Kostenmodellen zur Modellspezifikation der Benchmarking-Modelle (DEA und SFA) .....	178
Abbildung 39: Flächenabdeckung der verwendeten Gas-Daten-Sätze .....	179
Abbildung 40: Flächenabbildung der verwendeten Strom-Daten-Sätze .....	180
Abbildung 41: Beispiel für eine Altersschätzfunktion: Durchschnittsalter bei Niederdruck-Gaspipelines .....	182
Abbildung 42: Verteilung der Effizienzwerte für DEA (CRS) nach Häufigkeit .....	184
Abbildung 43: Verteilung der Effizienzwerte für DEA (CRS) nach Größe der Unternehmen .....	185
Abbildung 44: Korrelation zwischen DEA (CRS) und DEA (CRS, bias-corr.) .....	186
Abbildung 45: Verteilung der bias-korrigierten Effizienzwerte für DEA (CRS) nach Größe der Unternehmen .....	186
Abbildung 46: Verteilung der SFA Effizienzwerte nach Größe der Unternehmen .....	187
Abbildung 47: Korrelation der DEA (CRS) und SFA Effizienzwerte .....	188
Abbildung 48: Korrelation der DEA (NDRS) und SFA Effizienzwerte .....	189
Abbildung 49: Korrelationsmatrix .....	189
Abbildung 50: Bandbreite des Mengen-Kostenfaktors ( $\Delta k$ ) abhängig vom Anteil der Neuanschlüsse und der Mengensteigerung in der NSP-Netzebene 7; Quelle: E-Control. ..	207
Abbildung 51: Zeitliche Hysterese der Kosten-Qualitätskurve bei Strom- und Gasnetzen ..	215
Abbildung 52: Übersicht über relevante Kernelemente der Qualitätsregulierung .....	216
Abbildung 53: Der 2-stufige Implementierungsprozess der Qualitätsregulierung .....	217
Abbildung 54: Optimales Qualitätsniveau .....	225
Abbildung 55: Optionale Elemente qualitätsbasierter Erlösanpassungen .....	227

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stellungnahmen zu den Referenzberichten .....	23
Tabelle 2: Weitere Stellungnahmen der Branche.....	23
Tabelle 3: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich.....	37
Tabelle 4: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (I) .....	39
Tabelle 5: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (II) .....	39
Tabelle 6: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (III) .....	40
Tabelle 7: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (IV) .....	41
Tabelle 8: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (V).....	43
Tabelle 9: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (VI) .....	43
Tabelle 10: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (VII) .....	43
Tabelle 11: Umfang und Inhalte der Datenabfragen .....	66
Tabelle 12: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Strom.....	74
Tabelle 13: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Gas.....	75
Tabelle 14: Vergleich Daten der Netzbetreiber zu Daten des Statistischen Bundesamtes....	77
Tabelle 15: Kostenpositionen der Erhebungsbögen Strom und Gas .....	86
Tabelle 16: Zusammenfassung analytische Kostentreiberanalyse .....	134
Tabelle 17: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren.....	139
Tabelle 19: Diejenigen endogenen Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind.....	140
Tabelle 20: Zuordnung der beeinflussbaren Faktoren für die Niederspannung .....	141
Tabelle 21: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Strom.....	142
Tabelle 22: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Gas.....	142
Tabelle 23: Ingenieurgeologische Bodenklassen nach der DIN 18300.....	145
Tabelle 24: Benchmarkingparameter – Transport von Energie.....	153
Tabelle 25: Benchmarkingparameter – Bereitstellung von Kapazität.....	153
Tabelle 26: Benchmarkingparameter – Kundenservice .....	154
Tabelle 27: Benchmarkingparameter – Umweltfaktoren .....	155
Tabelle 28: Benchmarkingparameter – Sonstiges .....	155
Tabelle 29: Strom-Variablen.....	158
Tabelle 30: Gas-Variablen.....	160
Tabelle 31: Modellspezifikation Strom.....	183
Tabelle 32: „Under and overs“-Konto, Quelle: IPART .....	200
Tabelle 33: Übersicht über Mindeststandards in der Servicequalität, deren Grenzwerte und Pönalen .....	223
Tabelle 34: Übersicht über Mindeststandards für die Zuverlässigkeit, deren Grenzwerte und Pönalen .....	224

## Vorbemerkung zum Berichtsentwurf

- (1) Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (Bundesnetzagentur) hat durch das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 07.07.2005 (EnWG) den Auftrag erhalten, der Bundesregierung bis zum 01.07.2006 einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen, der ein im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben umsetzbares Konzept enthält.
- (2) Die Bundesnetzagentur hat für die Konzeptentwicklung einen fachöffentlichen Konsultationsprozess gestartet, der über die in § 112a Abs. 2 EnWG gesetzlich geforderte Abstimmung mit den Bundesländern, den betroffenen Wirtschaftskreisen und der Wissenschaft hinausgeht. Mit dem 16.08.2005 startete eine monatliche Abfolge von Abstimmungs- und Konsultationsgesprächen in zwei wesentlichen Gremien: In einem Arbeitskreis Anreizregulierung stellte die Bundesnetzagentur Vertretern der öffentlichen Hand (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Landesregulierungsbehörden) ihre Vorarbeiten zu wesentlichen Grundzügen des auszugestaltenden Systems der Anreizregulierung zur Diskussion. Die teilnehmenden Landesregulierungsbehörden der Länder Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Thüringen wurden vom Länderausschuss bestimmt. Im Konsultationskreis Anreizregulierung waren neben den Mitgliedern des Arbeitskreises Vertreter von 15 Verbänden und Unternehmensgruppen der betroffenen Wirtschaftskreise beteiligt. Neben den Arbeiten der Bundesnetzagentur waren sieben Gutachten und Beratungsprojekte zu folgenden Themen Gegenstand der Konsultation:
  - Praxis und Details der internationalen Anwendung von Anreizregulierungsmethoden
  - Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarking-Parameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht
  - Untersuchung der Voraussetzungen möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft
  - Netzzuverlässigkeit und Versorgungsqualität
  - Datenplausibilitätsprüfung
  - Effizienz-Benchmarking
  - Analyse von gebietsstrukturell geprägten Kostentreibern im Rahmen eines Geografischen Informationssystems
- (3) Ihrem gesetzlichen Auftrag folgend hat die Bundesnetzagentur eine breite Analyse internationaler Erfahrungen durchgeführt. Dies erfolgte neben der Vergabe eines entsprechenden Gutachtens mit Fokus auf Erfahrungen aus Übersee durch die Initiierung einer Arbeitsgruppe der europäischen Regulierungsbehörden unter Vorsitz der Bundesnetzagentur. In dieser Arbeitsgruppe wurden unter intensiver Beteiligung anderer europäischer Regulierungsbehörden u. a. die Erfahrungen in Großbritannien, den Niederlanden, Schweden, Österreich, Spanien, Finnland und Polen behandelt. Mit der norwegischen Regulierungsbehörde wurde ein ganztägiger Workshop durchgeführt.
- (4) Zu folgenden Themen wurden Referenzberichte vorab veröffentlicht, um den betroffenen Wirtschaftskreisen - neben den Sitzungen des Konsultationskreises – bereits vor Vorlage des Berichtsentwurfs auf schriftlicher Basis Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben:
  - Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze
  - Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung
  - Kostentreiberanalyse zur Bestimmung von Benchmarking-Parametern (WIK)
  - Qualitätsregulierung im Rahmen der Anreizregulierung
- (5) Mit diesem Dokument legt die Bundesnetzagentur den Entwurf des Berichtes nach § 112a EnWG vor. Dies dient der Fortführung der bereits seit August 2005

eingeleiteten Konsultation mit den Ländern, der Wissenschaft und den betroffenen Wirtschaftskreisen. Der Berichtsentwurf fasst die bislang einzeln konsultierten Elemente zum Entwurf des Gesamtkonzeptes der Bundesnetzagentur zusammen und bildet die Grundlage zur Stellungnahme, zu der die Bundesnetzagentur ausdrücklich anregt.

- (6) Aufgrund des Entwurfscharakters besteht seitens der Bundesnetzagentur nachhaltiges Interesse an einer breiten Diskussion und Konsultation ihres Gesamtentwurfs, zu der in schriftlicher Form, und darüber hinaus im Rahmen einer weiteren Sitzung des Konsultationskreises Anreizregulierung am 01.06.2006, Gelegenheit besteht.
- (7) Alle Stellungnahmen werden dann einer sorgfältigen Prüfung unterzogen und im abschließenden Bericht, der bis zum 01.07.2006 an die Bundesregierung übermittelt wird, berücksichtigt. Damit wird die Grundlage für die unverzügliche Vorlage eines Verordnungsentwurfs der Bundesregierung entsprechend § 118 Abs. 5 EnWG und somit den zeitnahen Erlass einer Verordnung durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates nach § 21a Abs. 6 EnWG geschaffen.
- (8) Die Bundesnetzagentur plant, den laufenden Konsultationsprozess nach dem 01.07.2006 und auch nach Inkrafttreten der Verordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG ohne Unterbrechung fortzusetzen, um auch wichtige Details der Durchführung der Anreizregulierung umfassend zu konsultieren. Dies betrifft aus heutiger Sicht insbesondere Definition, Erhebung und Plausibilitätsprüfung von Daten sowie die Spezifikation und Anwendung komplementärer Benchmarking-Verfahren.

# Teil 1 – Grundlagen und Konzept

## 1 Gesetzlicher Auftrag

### 1.1 Einführung der Anreizregulierung durch das EnWG

- (9) Die Neustrukturierung des deutschen Energiemarkts beruht im wesentlichen auf der Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinien Strom (Richtlinie 2003/54/EG) und Gas (2003/55/EG) in nationales Recht durch das EnWG. Mit diesen Beschleunigungsrichtlinien verfolgt die Europäische Union die Absicht, die 1996 bzw. 1998 mit den Binnenmarktrichtlinien Strom und Gas eingeführte Liberalisierung im Energiebereich und die Schaffung von einheitlichen Wettbewerbsbedingungen auf dem Erdgas- bzw. Elektrizitätsbinnenmarkt weiter voranzutreiben.
- (10) Die Beschleunigungsrichtlinien gehen davon aus, dass die den europäischen Bürgern garantierten Freiheiten nur in einem vollständig geöffneten Markt verwirklicht werden können. Ein solcher Wettbewerbsmarkt setzt gemäß den Beschleunigungsrichtlinien einen nichtdiskriminierenden, transparenten und preislich angemessenen Netzzugang voraus. Zur Erreichung eines solchen Wettbewerbsmarktes sehen die Beschleunigungsrichtlinien eine Entgeltregulierung vor, die zunächst nichtdiskriminierende und kostenbasierte Tarife sicherstellen soll. Weiter sehen die Beschleunigungsrichtlinien die Schaffung geeigneter wirtschaftlicher Anreize vor, um die gesetzten Ziele zu erreichen.
- (11) Die Europäische Union hat somit den Rahmen für die Regulierung der Strom- und Gasnetze in den europäischen Mitgliedsstaaten gesetzt. Dabei wurde darauf verzichtet, eine bestimmte Methode zur Bestimmung der Tarife festzulegen. Hierdurch wurde insbesondere der Weg für eine Anreizregulierung offen gelassen, die sich im internationalen Umfeld immer mehr als Regulierungsinstrument für Netzentgelte in der Energieversorgung durchsetzt.
- (12) Der erste Entwurf eines „Zweiten Gesetzes zur Neureglung des Energiewirtschaftsrechts“ wurde von der Bundesregierung am 13.08.2004 in den Bundesrat eingebracht (vgl. BR-Drs.613/04; BT-Drs.15/3917). In diesem Entwurf wurde die Anreizregulierung zwar an einzelnen Stellen angesprochen, jedoch nicht so ausführlich ausgestaltet, wie dies im später beschlossenen Gesetz der Fall sein sollte.
- (13) Nachdem sich der Bundesrat (BR-Drs.613/04) und erneut der Bundestag (BT-Drs.15/4068) mit dem Gesetzesentwurf befasst hatten, wurde dieser an verschiedene Ausschüsse, u.a. an den federführenden Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit, verwiesen.
- (14) Die Beschlussempfehlung (BT-Drs.15/5268) des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit enthielt mehrere Änderungsvorschläge. So wurden in den Gesetzesentwurf insbesondere zwei neue Paragraphen (§§ 21a, 112a) eingefügt. Während in dem neuen § 21a EnWG-E vor allem Vorgaben für die Ausgestaltung einer einzuführenden Anreizregulierung gemacht wurden, diente der neue § 112a EnWG-E als Handlungsermächtigung und -anweisung für die Regulierungsbehörde.
- (15) Der Bundestag nahm den Gesetzesentwurf in der Fassung des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit an und leitete diesen an den Bundesrat weiter. Dieser wiederum folgte der Empfehlung des federführenden Wirtschaftsausschusses den Vermittlungsausschuss mit dem Ziel der grundlegenden Überarbeitung des Gesetzes anzurufen.
- (16) Die Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses sah einige Änderungen an dem vom Bundestag beschlossenen Entwurf vor. Die für die Anreizregulierung gewichtigste Änderung sah vor, die Einführung einer Anreizregulierung unter einen Verordnungsvorbehalt zu stellen. Die weiteren wesentlichen Änderungen betrafen den durch die Streichung des vorgeschlagenen Absatzes 7 größeren Spielraum bei

der Ausgestaltung der Anreizregulierung, die Einbeziehung der Bundesländer in den Konsultationsprozess der Regulierungsbehörde und die Pflicht der Bundesregierung unverzüglich nach Vorlage des Berichts der Regulierungsbehörde eine Rechtsverordnung zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen.

- (17) Diesem vom Vermittlungsausschuss vorgelegten Vorschlag haben der Bundestag in seiner 181.Sitzung am 16.06.2005 und der Bundesrat in seiner 812.Sitzung am 17.06.2005 zugestimmt. Nach Ausfertigung und Veröffentlichung im Bundesanzeiger ist das Gesetz am 13.07.2005 in Kraft getreten.

## **1.2 Vorgaben des EnWG zur Anreizregulierung**

### **1.2.1 Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung gem. § 112a EnWG**

- (18) Mit der Neufassung des EnWG wurde der Bundesnetzagentur zugleich der Auftrag erteilt, einen Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung zu erstellen. Nach § 112a Abs. 1 EnWG muss der Bericht ein Konzept zur Durchführung der Anreizregulierung enthalten, welches im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben umsetzbar ist.
- (19) Nach § 112a Abs. 2 S. 1 EnWG soll der „Bericht unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise [erstellt werden] sowie die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen berücksichtigen“. Durch diese Konsultationsvorgabe soll gewährleistet werden, dass sämtliche relevanten Kreise in den Untersuchungsprozess eingebunden werden. Die Bundesnetzagentur hat dementsprechend einen Konsultationsprozess gestartet, der diesen Anforderungen in vollem Umfang Rechnung trägt und über das gesetzlich geforderte Maß hinausgeht (zu den Einzelheiten des Konsultationsprozesses siehe Kapitel 2).
- (20) Darüber hinaus enthält § 112a Abs. 2 S. 2 EnWG die Verpflichtung der Bundesnetzagentur, einen Berichtsentwurf zu erstellen und den betroffenen Wirtschaftskreisen die Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Die eingehenden Stellungnahmen sind von der Bundesnetzagentur im Internet zu veröffentlichen.
- (21) Die Bundesnetzagentur legt mit diesem Dokument den Entwurf des Berichtes nach § 112a Abs. 2 S. 2 EnWG vor. Dieser dient der Fortführung der bereits im August 2005 eingeleiteten Konsultation mit den Ländern, der Wissenschaft und den betroffenen Wirtschaftskreisen. Der Berichtsentwurf fasst die bislang einzeln konsultierten Elemente zum Entwurf des Gesamtkonzeptes der Bundesnetzagentur zusammen und bildet die Grundlage zur Stellungnahme, zu der die Bundesnetzagentur ausdrücklich anregt.
- (22) Aufgrund des Entwurfscharakters besteht seitens der Bundesnetzagentur nachhaltiges Interesse an einer breiten Diskussion und Konsultation ihres Gesamtentwurfs, zu der in schriftlicher Form, und darüber hinaus im Rahmen einer weiteren Sitzung des Konsultationskreises Anreizregulierung am 01.06.2006, Gelegenheit besteht.
- (23) Alle Stellungnahmen werden dann einer sorgfältigen Prüfung unterzogen und im abschließenden Bericht, der bis zum 01.07.2006 an die Bundesregierung übermittelt wird, berücksichtigt. Damit wird die Grundlage für die unverzügliche Vorlage eines Verordnungsentwurfs der Bundesregierung entsprechend § 118 Abs. 5 EnWG und somit den zeitnahen Erlass einer Verordnung der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates nach § 21a Abs. 6 geschaffen.
- (24) Die Bundesnetzagentur plant, den laufenden Konsultationsprozess nach dem 01.07.2006 und auch nach Inkrafttreten der Verordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG ohne Unterbrechung fortzusetzen, um auch wichtige Details der Durchführung der Anreizregulierung umfassend zu konsultieren. Dies betrifft aus heutiger Sicht



insbesondere Definition, Erhebung und Plausibilitätsprüfung von Daten sowie die Spezifikation und Anwendung komplementärer Benchmarking-Verfahren.

- (25) Nach Vorlage des Berichts durch die Bundesnetzagentur bedarf es zur Einführung der Anreizregulierung noch der Verabschiedung einer Rechtsverordnung. Gemäß § 118 Abs. 5 EnWG soll die „Bundesregierung [...] unverzüglich nach Vorlage des Berichts nach § 112a Abs. 1 zur Einführung der Anreizregulierung den Entwurf einer Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 vorlegen“.
- (26) Zwei Jahre nach der Einführung der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur der Bundesregierung gem. § 112a Abs. 3 S. 1 EnWG einen Bericht über die Erfahrungen mit der Anreizregulierung vorzulegen.

### **1.2.2 Anreizregulierung gem. § 21a EnWG**

- (27) In § 112a Abs. 1 S. 1 EnWG wird der inhaltliche Rahmen für den Bericht über die Einführung einer Anreizregulierung von § 21a EnWG festgelegt. Nach § 21a Abs. 1 EnWG stellt die Anreizregulierung eine alternative Methode zur rein kostenorientierten Entgeltbildung für den Netzzugang i.S.d. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG dar, indem sie Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt. Der entscheidende Unterschied zu jener rein kostenbasierten Entgeltregulierung besteht darin, dass hier - unter Entkoppelung der Erlöse von den Kosten - die Netzbetreiber dazu angehalten werden, ihren Netzbetrieb effizient zu gestalten. Dadurch dass die Netzbetreiber die innerhalb einer Regulierungsperiode erzielten Effizienzgewinne teilweise vereinnahmen dürfen, wird der Anreiz für die effiziente Leistungserbringung i.S.d. § 21a Abs. 1 EnWG geschaffen. Die so bewirkten Effizienzsteigerungen können „in der nächsten Regulierungsperiode an alle Netznutzer weitergegeben werden [...], indem sie bei der Ausgestaltung der Regulierungsvorgaben für die neue Regulierungsperiode berücksichtigt werden“ (Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit; BT-Drs.15/5268).

### **1.2.3 Inhaltlicher Rahmen gem. § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG**

- (28) Die Grundlagen für die nach dem EnWG anwendbare Anreizregulierung sind in § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG geregelt. § 21a Abs. 6 EnWG enthält eine Verordnungsermächtigung zur Regelung von Einzelheiten für die Einführung und Durchführung der Anreizregulierung.
- (29) In der Begründung zu § 21a EnWG-E wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass „die Absätze 2 bis 5 [...] die wesentlichen Eckpfeiler des Anreizregulierungskonzepts [bilden]“. Zugleich werden sie aber als „methodenoffen“ bezeichnet, da die Entwicklung des Anreizregulierungsmodells durch die Regulierungsbehörde erfolgen soll (BT-Drs.15/5268).
- (30) Die in § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG niedergelegten Eckpunkte lauten im Wesentlichen wie folgt:
- Für die Geltung einer Regulierungsperiode, die zwischen zwei und fünf Jahren betragen kann (§ 21a Abs. 3 S. 1 EnWG), werden den Netzbetreibern Obergrenzen für ihre Netzzugangsentgelte gesetzt. Diese Obergrenzen beziehen sich in der Regel auf die Höhe dieser Netzentgelte selbst oder aber auf die Gesamterlöse aus den Netzentgelten. Hinzu kommen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 2 S. 1 EnWG).
  - Die Vorgaben zu den Obergrenzen bleiben innerhalb einer Regulierungsperiode grundsätzlich unverändert, es sei denn, dass „Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen (...) oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender, Umstände eintreten“ (§ 21a Abs. 3 S. 3 EnWG),
  - Die Obergrenzen sind mindestens für den Beginn und das Ende einer Regulierungsperiode vorzusehen (§ 21a Abs. 2 S. 3 EnWG). Bei ihrer Ermittlung ist zwischen den durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren und den von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zu unterscheiden (§ 21a Abs. 4 S. 1 EnWG) Effizienzvorgaben dürfen nur bezogen auf den beeinflussbaren Kostenanteil gesetzt

werden (§ 21a Abs. 4 S. 5 EnWG).

Als nicht beeinflussbar gelten gem. § 21a Abs. 4 S. 2 Halbs. 2 EnWG insbesondere Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen.

- Die Effizienzvorgaben werden festgelegt durch die Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele, die auf einem Effizienzvergleich (Benchmarking) beruhen. Dabei müssen insbesondere die bestehende Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektive strukturelle Unterschiede, die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung, die Versorgungsqualität und auf diese bezogene Qualitätsvorgaben sowie gesetzliche Regelungen berücksichtigt werden (§ 21a Abs. 5 S. 1 EnWG). Die Effizienzvorgaben müssen so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt werden, dass sie mit den zur Verfügung stehenden („möglichen“) und zumutbaren Maßnahmen der Netzbetreiber erreicht und übertroffen werden können (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG). Zudem muss die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner ihrer Parameter nicht zu einer, insbesondere im Vergleich zu ihrer Bedeutung, überproportionalen Änderung der Vorgaben führt (§ 21a Abs. 5 S. 5 EnWG).
- Die Qualitätsvorgaben werden auf der Grundlage einer Bewertung von Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt, bei der auch Strukturunterschiede zu berücksichtigen sind (§ 21a Abs. 5 S. 2 EnWG). Ein Verstoß gegen Qualitätsvorgaben kann auch durch die Absenkung der Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte sanktioniert werden (§ 21a Abs. 5 S. 3 EnWG).

#### **1.2.4 Inhalt der Rechtsverordnung gem. § 21a Abs. 6 EnWG**

- (31) § 21a Abs. 6 S. 1 EnWG ermächtigt die Bundesregierung zum Erlass einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrats, in der
- bestimmt wird, ob und ab welchem Zeitpunkt Netzzugangsentgelte im Wege einer Anreizregulierung reguliert werden (§ 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 1 EnWG),
  - die nähere Ausgestaltung der Methode einer Anreizregulierung nach § 21a Abs. 1 bis 5 EnWG und ihrer Durchführung geregelt wird (§ 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG),
  - geregelt wird, in welchen Fällen und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde im Rahmen der Durchführung der Methoden Festlegungen treffen und Maßnahmen des Netzbetreibers genehmigen kann (§ 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 3 EnWG).
- (32) In den Gesetzesmaterialien zu § 21a Abs. 8 EnWG-E, der dem letztlich in Kraft getretenen § 21a Abs. 6 EnWG zugrunde liegt, wird dieser Verordnungsermächtigung die folgende Zielsetzung zugeschrieben: „Absatz 8 enthält die detaillierte Grundlage für den Erlass einer Rechtsverordnung zur näheren Ausgestaltung der Anreizregulierung, die gegebenenfalls (und erforderlichenfalls) die gesetzlichen Rahmenbedingungen ergänzen kann“ (BT-Drs 15/5268).
- (33) § 21a Abs. 6 S. 2 EnWG führt in seinen Nummern 1 bis 10 in exemplarischer Weise Befugnisse für Detailregelungen auf, die der Ausgestaltung der in § 21a Abs. 6 S. 1 Nummern 1 bis 3 EnWG benannten Regelungsgegenstände dienen sollen („Insbesondere können durch Rechtsverordnung nach Satz 1 [...]“).
- (34) Diese Befugnisse beziehen sich im Wesentlichen auf folgende Einzelheiten:
- Zusammenfassung von Netzbetreibern anhand von relevanten Strukturkriterien (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nummer 1 und 2 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 10.5 und 11),

- Bestimmung und Einhaltung der Effizienz- und Qualitätsvorgaben sowie Zulässigkeit von Änderungen der Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nummer 3 und 4 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 10 bis 16),
- Verfahren bei der Berücksichtigung der Inflationsrate (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 5 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 9),
- Methodenzuverlässigkeit bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 6 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 10 bis 13),
- Bestimmung, welche Kostenanteile dauerhaft oder vorübergehend als nicht beeinflussbar gelten (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 8.4 und 14),
- Begünstigung von Investitionen, die der Verbesserung der Versorgungssicherheit dienen, sowie Bestimmung von Zuverlässigkeitskenngrößen für den Netzbetrieb (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nummer 8 und 9 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 5.6 und 16),
- Erhebung der anreizregulierungsrelevanten Daten (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 10 EnWG; zu den Einzelheiten siehe u.a. Kapitel 7.4).

## 2 Vorgehen Bundesnetzagentur

### 2.1 Konsultationsprozess zur Beteiligung der Länder und der betroffenen Wirtschaftskreise (§ 112a Abs. 2 S. 1)

#### 2.1.1 Allgemeines Vorgehen

- (35) Die Bundesnetzagentur hat weit im Vorfeld der durch den Gesetzgeber vorgesehenen Stellungnahme der betroffenen Wirtschaftskreise nach § 112a Abs. 2 S. 2 EnWG unmittelbar nach Inkrafttreten des EnWG einen Konsultationsprozess eingeleitet. In zwei Gremien (Arbeitskreis Anreizregulierung, Konsultationskreis Anreizregulierung) wurden in mehreren intensiven Arbeitssitzungen die Themen des zu erstellenden Berichtes der Bundesnetzagentur zur Konzeptionierung der Anreizregulierung diskutiert.
- (36) In beiden Arbeitsgruppen fanden Sitzungen zu den Themen
- Grundlagen, Price-/Revenue-Cap
  - Produktivitätsfortschritt
  - Benchmarkingmethoden
  - Datenplausibilitätsprüfung
  - Kostentreiberanalyse
  - Benchmarking-Parameter
  - Qualitätsregulierung
- statt.
- (37) Zu den ersten beiden, von der Gesamtkonzeption thematisch trennbaren, Themengebieten legte die Bundesnetzagentur im Dezember 2005 und Januar 2006 Referenzberichte vor und veröffentlichte diese nach Vorstellung in den genannten Gremien im Internet<sup>1</sup>. In diesen Referenzberichten wurden die Themen "Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze" und "Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung" behandelt. Zu diesen

<sup>1</sup> Vgl.

[http://www.bundesnetzagentur.de/enid/5ac1bb122812323ec6bdc85ec3bfa356,d0d2d85f7472636964092d0936333139/Allgemeine\\_Informationen/Bericht\\_nach\\_\\_ssss2a\\_EnWG\\_-\\_Anreizregulierung\\_2au.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/5ac1bb122812323ec6bdc85ec3bfa356,d0d2d85f7472636964092d0936333139/Allgemeine_Informationen/Bericht_nach__ssss2a_EnWG_-_Anreizregulierung_2au.html)

Referenzberichten bestand in den folgenden Sitzungen Gelegenheit zur Stellungnahme.

- (38) Zu den Themen "Kostentreiberanalyse/Benchmarking-Parameter" und "Qualitätsregulierung" erfolgte die Veröffentlichung von Referenzdokumenten aufgrund der erforderlichen Vorarbeiten Anfang April 2006 nach Behandlung der Themen in den Gremien im Januar, Februar und März 2006.
- (39) Eine Veröffentlichung weiterer Referenzberichte, wie insbesondere von Vertretern der Netzbetreiber zum Thema Benchmarking im März 2006 eingefordert, war aus mehreren Gründen nicht möglich. Zum einen hätte die Herauslösung einzelner Themen die richtige Einordnung in den Gesamtzusammenhang gefährdet. Dies gilt in besonderem Maße für das Thema Benchmarking. Zum anderen war innerhalb der zeitlichen Vorgaben des EnWG die Komplexität der Materie zu hoch und der Veröffentlichungstermin für den Berichtsentwurf selbst zu nahe, um in einem weiteren Textdokument das Thema Benchmarking vorab auf schriftlicher Basis zur Diskussion zu stellen.
- (40) Transparenz wurde jedoch gewährleistet, indem zentrale Themen wie die Kostentreiberanalyse oder Benchmarking-Methoden und -Parameter in mehreren Sitzungen behandelt wurden. Hierbei standen die Berater und Gutachter der Bundesnetzagentur für Fragen und Erläuterungen zur Verfügung. Fragen, deren Beantwortung in den Sitzungen nicht unmittelbar möglich war, wurden schriftlich gestellt und beantwortet und in Folgesitzungen erneut behandelt.

## **2.1.2 Behandlung der Themen in Arbeitskreis (AK) und Konsultationskreis (KK)**

### 2.1.2.1 Struktur der Sitzungen

- (41) Die zunächst im AK Anreizregulierung besprochenen Themen wurden im KK Anreizregulierung ab August 2005 unter Einbeziehung der maßgeblichen Verbände und Unternehmensgruppen vertieft behandelt. In den nachfolgenden AK-Sitzungen wurde wiederum auch über die vergangenen KK-Sitzungen informiert.
- (42) Die Diskussionen fanden auf der Grundlage von Präsentationen der Bundesnetzagentur und ihrer Gutachter und Berater statt, die den Beteiligten regelmäßig im Vorfeld übermittelt wurden. In den auf die jeweiligen thematischen Sitzungen folgenden Treffen wurden die Themen der vergangenen Sitzungen jeweils erneut aufgerufen, um die Gelegenheit zu geben, Fragen, Kritik und Stellungnahmen zu äußern. Im gesamten Diskussionsprozess wurde darauf hingewiesen, dass schriftliche wie mündliche Stellungnahmen jederzeit gerne entgegengenommen werden.

### 2.1.2.2 Themenübersicht

- (43) 1. Sitzung am 16.08.2005 (AK) und am 25.08.2005 (KK)
  - Grundsätzliche Überlegungen der Bundesnetzagentur
  - Vorgehen zur Datenabfrage bei den Unternehmen
  - Dateninhalte
  - Price-/ Revenue-Cap
- (44) 2. Sitzung am 13.09.2005 (AK) und am 29.09.2005 (KK)
  - Stand der Vorbereitungen zur Datenabfrage
  - Einbeziehung des allgemeinen Produktivitätsfortschritts in das System der Anreizregulierung
- (45) 3. Sitzung am 25.10.2005 und am 02.11.2005 (KK)
  - Benchmarkingmethoden
- (46) 4. Sitzung am 24.11.2005 (AK) und am 08.12.2005 (KK)
  - Datenplausibilitätsprüfung/ Bericht durch LBD

- Referenzbericht zu Price- Cap/ Revenue- Cap
- Vorstellung der Expertenbefragung durch wik Consult
- (47) 5. Sitzung am 17.01.2006 (AK) und am 26.01.2006
  - Referenzbericht Anreizregulierung zur Produktivitätsentwicklung
  - Qualitative Kostentreiberanalyse/ Bericht von wik consult
  - Kostentreiberanalyse mit Hilfe von Modellnetzen/ Bericht von Consentec
  - Bewertung durch die Bundesnetzagentur
- (48) 6. Sitzung am 21.02.2006 und am 28.02.2006
  - Beschaffung der in der Anreizregulierung zur Analyse von gebietsstrukturell geprägten Kostentriibern notwendigen Datenbasis sowie Konsolidierung im Rahmen eines GIS/ Bericht von beak consultants
  - Beeinflussbarkeit von Kostentriibern/ Bericht von Consentec
  - Zusammenfassung Kostentreiberanalyse
  - Relevanz und Signifikanz von Benchmarking-Parametern/ Bericht von Sumicsid
  - Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen
- (49) 7. Sitzung am 14.03.2006 (AK) und am 21.03.2006 (KK)
  - Qualitätsregulierung/ Bericht von E-Bridge
  - Weitere Ausführungen zur Relevanz und Signifikanz von Kostentriibern/ Bericht von Sumicsid
  - Gesamtübersicht zu den behandelten Themen und Gelegenheit zu Rückfragen
- (50) 8. Sitzung am 04.04.2006 (AK) und 11.04.2006 (KK)
  - Gesamtkonzept der Bundesnetzagentur
  - Berichte aus den Projekten durch Gutachter und Berater
- (51) 9. Sitzung am 01.06.2006 (AK und KK)
  - Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise

### 2.1.2.3 Beteiligte Verbände/Unternehmensgruppen

- (52) Am Konsultationsprozess sind alle maßgeblichen Verbände und Unternehmensgruppierungen beteiligt. Neben den von der Bundesnetzagentur initiativ eingeladenen Verbänden wurde der Kreis um Teilnehmer erweitert, die Interesse geäußert hatten:
- BGW Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.
  - Bund der Energieverbraucher e.V.
  - Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
  - Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.
  - Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V.
  - EFET European Federation of Energy Traders
  - GEODE - European Group of Energy Distribution
  - Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V.
  - Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW
  - Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland - VRE - e.V.
  - Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. – vzbv
  - VIK – Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
  - VKU – Verband kommunaler Unternehmen e.V.
  - 8KU – Interessengemeinschaft von acht Energieunternehmen
  - ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

- (53) Die Bundesnetzagentur hat parallel zu den Konsultationskreissitzungen mit Verbänden und Unternehmensgruppen, die einen entsprechenden Wunsch äußerten, eine Vielzahl von bilateralen Gesprächen zum Thema Anreizregulierung geführt.

### **2.1.3 Vorlage Referenzberichte**

- (54) Der erste Referenzbericht zur Anreizregulierung („Price-Cap, Revenue-Cap und hybride Ansätze“) wurde in der Sitzung des Konsultationskreises am 8. Dezember 2005, der zweite Referenzbericht („Generelle Sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung“) am 26. Januar 2006 der Branche vorgestellt und nach den jeweiligen Sitzungen im Internet veröffentlicht.
- (55) Ein Referenzbericht zu dem Thema "Kostentreiber/Benchmarking-Parameter" (Kurzfassung des Abschlussberichts seitens WIK) wurde am 31. März 2006 veröffentlicht, ein weiterer Bericht zum Thema "Qualitätsregulierung" am 7. April der Branche übersandt.
- (56) Alle Referenzberichte finden sich im Internet auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter: Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Allgemeine Informationen > Bericht nach §112a EnWG – Anreizregulierung.<sup>2</sup> Hier werden auch die Stellungnahmen der Branche zum Berichtsentwurf gemäß § 112a EnWG veröffentlicht.

### **2.1.4 Schriftliche Stellungnahmen**

- (57) Bis zur Veröffentlichung dieses Berichtsentwurfes lagen von folgenden Verbänden/Unternehmensgruppen und Unternehmen Stellungnahmen vor:

---

<sup>2</sup> (Direkter Link:

[http://www.bundesnetzagentur.de/enid/1d41d169e922962afc5e97f08bcd87f6,0/Allgemeine\\_Informationen/Bericht\\_nach\\_ssss2a\\_EnWG\\_-\\_Anreizregulierung\\_2au.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/1d41d169e922962afc5e97f08bcd87f6,0/Allgemeine_Informationen/Bericht_nach_ssss2a_EnWG_-_Anreizregulierung_2au.html))

Verband / Unternehmen / Unternehmensgruppe	1. Referenzbericht	2. Referenzbericht	3. Referenzbericht	4. Referenzbericht
BDI / VIK	30.01.2006	03.03.2006		
BGW	21.02.2006	24.03.2006	18.04.2006	
E.ON, EnBW, RWE, Vattenfall		09.03.2006		
EnBW	28.02.2006	21.04.2006		
RWE				21.04.2006
Vattenfall Europe	21.02.2006			
VDEW/VDN	28.02.2006			
VKU	03.03.2006	03.04.2006		

Tabelle 1: Stellungnahmen zu den Referenzberichten

(58) Weitere Stellungnahmen zu spezifischen Thematiken:

Verband / Unternehmen / Unternehmensgruppe	Datum	Thema
BDI / VIK	24.03.2006	„Kostentreiber und Benchmarking-Verfahren im Rahmen der Anreizregulierung“
BGW	24.03.2006	„Kostentreiber in Energienetzen“
EnBW	28.03.2006	„Konsultationskreis Anreizregulierung / Versorgungsqualität“

Tabelle 2: Weitere Stellungnahmen der Branche

### 2.1.5 Länderausschuss

(59) Nach § 60a Abs. 4 EnWG ist der Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Abs. 1 EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung im Benehmen mit dem Länderausschuss (§ 8 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [BNetzA-Gesetz]) zu erstellen. Der Länderausschuss ist zu diesem Zwecke durch die Bundesnetzagentur regelmäßig über Stand und Fortgang der Arbeiten zu unterrichten. Der Länderausschuss kommt mindestens einmal im halben Jahr zu einer nicht öffentlichen Sitzung zusammen. In den Sitzungen am 18.10.2005, 14.12.2005, 31.01.2006, 01.03.2006 und 19.04.2006 wurde der Länderausschuss jeweils von der Bundesnetzagentur über den Stand der Arbeiten unterrichtet. Es wurden sowohl der Fortgang in den Gutachten und Ausschreibungsprojekten wie die Inhalte der Referenzberichte erläutert. In einer gesonderten Sitzung des Länderausschusses am 21.04.2006 hat sich der Länderausschuss auf Wunsch der Bundesnetzagentur ausschließlich mit dem Konzept zur Anreizregulierung beschäftigt.

### **2.1.6 Beirat**

- (60) Gemäß § 5 Abs. 1 des BNetzA-Gesetzes wird bei der Bundesnetzagentur ein Beirat gebildet. Er besteht aus jeweils 16 Mitgliedern des Deutschen Bundestages und 16 Vertreterinnen oder Vertretern des Bundesrates; die Vertreter oder Vertreterinnen des Bundesrates müssen Mitglieder einer Landesregierung sein oder diese politisch vertreten. Die Mitglieder des Beirates und die stellvertretenden Mitglieder werden jeweils auf Vorschlag des Deutschen Bundestages und des Bundesrates von der Bundesregierung ernannt.
- (61) Der Beirat wurde am 13.03.2006 über den Stand der Arbeiten zur Anreizregulierung informiert (vgl. § 7 BNetzA-Gesetz i. V. m. § 60 EnWG). In der nächsten Sitzung am 15.05.2006 wird die Bundesnetzagentur umfassend über das im Berichtsentwurf dargelegte Konzept informieren.

## **2.2 Beteiligung der Wissenschaft und Berücksichtigung internationaler Erfahrungen (§ 112a Abs. 2 S. 1 EnWG)**

### **2.2.1 Grundlagenprogramm des WIK**

- (62) Die Bundesnetzagentur konnte in ihrer Arbeit auch auf die Arbeiten des WIK zurückgreifen, die dieses im Rahmen des Grundlagenforschungsprogramms durchgeführt hat.
- (63) Auf Basis der Studie zu „Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen“ hat die Bundesnetzagentur die Ausgestaltung des Anreizregulierungssystems diskutiert und ihre Schlussfolgerungen im 1. Referenzbericht zur Anreizregulierung dokumentiert.
- (64) Aufbauend auf der Studie des WIK „Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse“ wurden durch die Bundesnetzagentur weitere Untersuchungen durchgeführt, deren Ergebnisse im 2. Referenzbericht zur Anreizregulierung veröffentlicht wurden.

### **2.2.2 Wissenschaftlicher Arbeitskreis Regulierungsfragen (WAR)**

- (65) Die Bundesnetzagentur erhielt bei der Erfüllung ihrer Aufgaben fortlaufend wissenschaftliche Unterstützung. Diese wird insbesondere durch den "Wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen" gewährleistet. Nach Übernahme der Energieregulierung durch die Bundesnetzagentur werden hier auch Fragen der Regulierung der Strom- und Gasnetze thematisiert. Zum Thema Anreizregulierung wurde in der Sitzung am 29. September 2005 die laufenden Arbeiten diskutiert. Breiten Raum nahm dabei die Vorstellung der Gutachten und Beratungsprojekte ein. Ziel war sicherzustellen, dass auch aus wissenschaftlicher Perspektive die Untersuchungen der Bundesnetzagentur umfassend durchgeführt werden.
- (66) In der Sitzung am 14. Dezember 2005 wurden die Inhalte und die methodologische Fundierung der ersten beiden Referenzberichte diskutiert. In seiner Sitzung am 13. Februar 2006 beschäftigte sich der WAR noch einmal mit dem Thema der Produktivitätsberechnung. Der Vorschlag der Berechnung eines allgemeinen X auf Basis des Törnquist-Index und einer Nachkorrektur mit dem Malmquist-Index stieß dabei im Kreise der Wissenschaftler auf Zustimmung.

### **2.2.3 Wissenschaftskonferenz Anreizregulierung (WK)**

- (67) Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen ihrer Verpflichtungen nach § 112a Abs. 2 EnWG am 25. und 26. April 2006 eine internationale wissenschaftliche Konferenz durchgeführt. Diese Konferenz stand unter dem Titel „Anreizregulierung in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft – Effizienz und Zuverlässigkeit als Maßstab / Incentive regulation in the German electricity and gas sector – efficiency and



reliability to set the yardstick". Sie hatte zum Ziel, das Konzept der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung in Deutschland mit hochrangigen internationalen Wissenschaftlern zu diskutieren und von diesen wissenschaftlich bewerten zu lassen. Neben hochrangigen Wissenschaftlern aus dem In- und Ausland sowie Vertretern der öffentlichen Hand (Bundes- und Landeswirtschaftsministerien und Kartellbehörden, Monopolkommission etc.) waren zu der Konferenz auch die betroffenen Wirtschaftskreise eingeladen. Mit rund 70 externen Teilnehmern haben zahlreiche Personen aus den zuvor genannten Bereichen von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, sich über das Konzept der BNetzA wissenschaftlich gestützt zu informieren, so dass die Konferenz einen wesentlichen Baustein für die Transparenz und das öffentliche Verständnis der Arbeit der BNetzA bildet.

- (68) Die Konferenz war darauf ausgerichtet, dass neben den ökonomischen Kernthemen auch juristische Aspekte des Konzeptes angesprochen wurden. Neben (Regulierungs-) Ökonomen nahmen auch zahlreiche deutsche Energierechtler an der Veranstaltung teil. Es kann festgestellt werden, dass die wissenschaftlichen Vorträge das Konzept der Bundesnetzagentur, so wie es sich in ihrem Entwurf zum Stand vom 25. April 2006 ausdrückt, mehrheitlich und über weite Strecken unterstützt haben. Lediglich in Detail- und Einzelfragen wurde im Hinblick auf die Planungen für eine Anreizregulierung in den deutschen Energienetzen Veränderungs- bzw. Präzisierungsbedarf gesehen. Dies gilt auch und gerade vor dem Hintergrund der Aufgabe, einen Regulierungsansatz zu entwickeln, der in der Lage ist, Entscheidungen und Vorgaben für 1.500 Netze in Deutschland zu formulieren.
- (69) Die Einführung in die Konferenz gab der Präsident der Bundesnetzagentur Matthias Kurth, der die Leitlinien des Konzeptes einer Anreizregulierung und die Arbeit der Bundesnetzagentur vorstellte. Anschließend hielt Herr Prof. Dr. Jean Michel Glachant (Université de Paris-Sud) einen Vortrag über die Grundzüge regulatorischer Reformen und ging hierbei insbesondere auch auf die europäischen Zusammenhänge der Energieregulierung ein. In seinem Vortrag zur rechtlichen Einbindung der Anreizregulierung stellte Herr Prof. Dr. Säcker (Freie Universität Berlin) die Verbindung zum deutschen Energie- und Kartellrecht her und verdeutlichte die Kontinuität der rechtlichen Prüfungsmaßstäbe zur effizienten Leistungserbringung bei allerdings unterschiedlichen Prüfungsintensitäten und –instrumentarien in der Vergangenheit und Gegenwart.
- (70) Aus ökonomischer Sicht wurde das Konzept der Bundesnetzagentur, das Herr Dr. Müller Kirchenbauer (Bundesnetzagentur) dem Publikum zuvor ausführlich vorgestellt hatte, unter mehreren Aspekten diskutiert: Ein Diskussionskreis um Prof. Dr. Yves Smeers (Université catholique de Louvain) diskutierte die allgemeinen regulatorischen Implikationen des Konzeptes, das von Prof. Smeers in Bezug auf theoretische Prüfungsmaßstäbe aus der Regulierungsökonomie und vor dem Hintergrund der Vielzahl von Unternehmen positiv bewertet wurde. Dies gilt dem Grundsatz nach auch und gerade für den hybriden Revenue Cap Ansatz. Als Ergebnis der Diskussion ergab sich die Frage, ob nicht regulatorische Menues unter Kombination von Cost-plus- und Anreizelementen angeboten und das geplante Vorgehen ergänzen sollten – insbesondere im Hinblick auf die künftige Investitionstätigkeit der Netzbetreiber. Diskutiert wurde auch die Frage einer geeigneten Höhe der regulatorischen Eigenkapitalrendite unter Risiko.
- (71) Sodann wandte sich die Konferenz mit einem Vortrag von Prof. Dr. Sergio Perelman (Université de Liège) dem für das Konzept der BNetzA zentralen Thema der Benchmarking-Techniken zu. Die im Konzept favorisierten Methoden Data Envelopment Analysis (DEA) und Stochastic Frontier Analysis (SFA) – auch in ihrem kombinierten Einsatz – fanden die einhellige Unterstützung der Wissenschaftler. Deutlich gemacht wurde allerdings auch, dass vor allem die Messung des Kapitaleinsatz bzw. dessen Bewertung (Wiederbeschaffungs- vs. Herstellungskosten) kritisch für ein erfolgreiches Benchmarking ist. Daneben wurden die Möglichkeiten zur

- Berücksichtigung der Qualität des Netzbetriebs im Benchmarking angesprochen. Zusätzlich wurde die Frage diskutiert, welche Rolle unterschiedliche Eigentümerstrukturen für das effiziente Verhalten der Unternehmen spielen könnten.
- (72) Mit den Potenzialen und Schwierigkeiten eines Einsatzes analytischer Kostenmodelle und anderer rechnergestützter Analysen für regulatorische Zwecke befasste sich die Konferenz ausgehend von einem Referat von Herrn Prof. Dr. Hugh Rudnick (Universidad Católica de Chile). Die Nützlichkeit dieses Instrumentes z.B. zur Analyse von Kostentreibern wurde von allen vortragenden Wissenschaftlern betont; Differenzen bestanden aber in der Frage, welchen weiteren Zwecken analytische Kostenmodelle dienen sollen. Langjährige lateinamerikanische und spanische Erfahrungen wie auch der breit akzeptierte Einsatz in anderen Infrastrukturnetzen legen es nahe, dass derartige Verfahren nicht nur zur Analyse und einem relativen Vergleich der Netzbetreiber eingesetzt werden, sondern auch geeignet sein können, absolute Kosten- und Erlösniveaus festzulegen. Gegen ein solches Vorgehen wurden möglicherweise bestehende Mängel in der Abbildungsgenauigkeit von Kostenmodellen geltend gemacht sowie der Aspekt, dass Modellstrukturen zumeist mit Blick auf die Analysen von Mengengerüsten und Kapitalstrukturen aufgebaut wurden, wogegen Betriebskosten häufig weniger im Zentrum der Analyse stehen.
- (73) Herr Prof. Dr. Per Agrell (Université catholique de Louvain) befasste sich sodann mit der Frage der in einem Benchmarking zu berücksichtigenden Parameter/Kostentreiber bzw. mit der Beeinflussbarkeit dieser Kostentreiber und damit der Kosten durch den Netzbetreiber. Der Ansatz, vor allem die Versorgungsaufgabe und die mit dieser verbundenen Erschwernisse (d.h. die marktstrukturellen Gegebenheiten) als exogene Größen abzubilden, die hierfür tatsächlich eingesetzten Mengengerüste aber als endogene Variablen zu betrachten, fand mehrheitlich – und vor dem Hintergrund der stetigen Verbesserung der Resultate des Stromnetzmodells – Unterstützung. Er dürfte damit geeignet sein, den nicht-beeinflussbaren Kostenanteil eines Netzbetriebs abzubilden. Kritische Anmerkungen wurden zur Frage verzeichnet, ob sich ein Gasnetzbetreiber einer ebensolchen Versorgungsaufgabe gegenübersehe.
- (74) Abschließend wandte sich die Konferenz der Frage der Qualitätsregulierung zu. Diesbezüglich führte Prof. Dag Morten Dalen (Norwegian School of Management) aus, dass die Qualitätsregulierung ein wichtiger Baustein eines Systems der Anreizregulierung sei. Er betonte, die Unterschiede zwischen Strom- und Gasnetzen. Im ersten Fall sieht die Wissenschaft mehrheitlich die Zuverlässigkeit der Versorgung im Zentrum des Interesses, jedoch wird diese im zweiten Fall von Sicherheitsaspekten überlagert. Nichts desto trotz müsse es das Ziel sein, das Unterbrechungsrisiko für die Netzbetreiber fühlbar zu machen. Das Konzept der BNetzA, dies ähnlich wie in Norwegen künftig durch ein Anrechnen der externen Kosten aufgrund von Versorgungsunterbrechungen im Benchmarking zu erreichen, stieß auf Zustimmung. Einigkeit bestand zudem in der Frage, dass eine solches Vorgehen, um Minimumstandards ergänzt werden sollte, um bestimmte Konsumentengruppen zu schützen und hinsichtlich der Erkenntnis, dass die derzeitige Datenlage in Deutschland keine vollständig entwickelte Qualitätsregulierung erlaube; eine Anreizregulierung aber in jedem Fall mit Qualitätselementen starten sollte.
- (75) Zusammenfassend können aus der internationalen wissenschaftlichen Konferenz zwei wesentliche Punkte für die weitere Diskussion und Konzipierung der Anreizregulierung in Deutschland festgehalten werden:
- Die rechtlich-ökonomische Frage der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Regulierungsvorgaben, die in vielen der Diskussionen – gerade auch im Hinblick auf die Umsetzung der Benchmarkingergebnisse – eine Rolle spielte.
  - Das Thema 'Regulatory Menues' oder 'Contractual Options', zu dem schwerpunktmäßig auf die regulierungsökonomische Theorie (v. a. Laffont, Tirole, Schmalensee, Joskow) verwiesen wurde.

- (76) Beide Themenkomplexe sind eng verbunden mit der Frage des künftigen Investitionsverhaltens der Netzbetreiber. Hierzu kann festgestellt werden, dass mit den Investitionsbudgets im Rahmen der Übertragungsnetz von der Bundesnetzagentur eine auch aus wissenschaftlicher Sicht geeignete Möglichkeit vorgeschlagen wird, die anstehenden Aufgaben in den Übertragungsnetzen zu bewältigen. Für eine Anwendung dieses Ansatzes auf andere Netzbetreiber bleiben allerdings zwei Problem auch aus Sicht der Wissenschaft noch ungelöst:
- Wie bleiben Anreize erhalten, die auf effiziente Investitionen gerichtet sind, und nicht auf eine möglichst hohe Prognose der erforderlichen Investitionssummen? Auch eine zusätzliche ex post Überprüfung der tatsächlichen Investitionen löst dies nicht per se. Hierbei droht die Gefahr, dass seitens der Regulierungsbehörden letztlich doch umfangreich Investitionskontrolle betrieben werden muss.
  - Wie können Investitionsbudgets für 1.500 Netze in Deutschland praktiziert werden? Auch Vorschläge der Netzbetreiber, z. B. „Pro+“ seitens E.on, verdeutlichen, dass für jeden der einzelnen Durchführungsschritte (Ermittlung der Budgets, Überprüfung der Budgets und Ermittlung Realisierungsgrad und Budgetausschöpfung ex post) umfangreiche Detaildaten durch die Unternehmen zusammengestellt und durch die Regulierungsbehörden geprüft werden müssen; teilweise werden zusätzlich erforderliche Vertiefungen genannt (Erläuterung von Planungsgrundsätzen, Audits der Plaungsprozesse oder Einschaltung von Gutachtern auf einer oder beiden Seiten). Zu prüfen bleibt, ob Lösungsansätze hierfür durch Sliding Scale Mechanismen, Asset Management Systeme, andere Variationen von Analytischen Kostenmodellen oder Analysewerkzeuge für die Struktur des Kapitalstocks erarbeitet werden können.
- (77) Die Bundesnetzagentur erhofft sich gerade auch durch Stellungnahmen und Kommentierungen zum vorliegenden Berichtsentwurf weitere Klärungen und insbesondere konstruktive Lösungsvorschläge zu diesen Punkten. Weitere wichtige Punkte aus den Konferenzergebnissen befinden sich bereits in der laufenden Bearbeitung durch die Bundesnetzagentur:
- Die weitere Spezifikation der Benchmarking-Modelle, vor allem im Gasbereich.
  - Die Vergleichbarkeit historischer Kapitalkosten.
  - Die generelle Bedeutung einer belastbaren Datenbasis für Effizienzvergleiche und Qualitätsbewertung.

#### **2.2.4 Workstream Efficiency Benchmarking CEER**

- (78) Im Rahmen des Workstreams Efficiency Benchmarking der Information Exchange and Benchmarking Task Force (IEB TF) des CEER, bei der die Bundesnetzagentur den Vorsitz inne hat, findet ein intensiver Erfahrungsaustausch zwischen Experten, die sich in den zuständigen Regulierungsbehörden mit Anreizregulierung beschäftigen, statt.
- (79) Es haben bereits vier Workshops mit reger Beteiligung der europäischen Regulierer stattgefunden (am 12.09.2005, 17.11.2005, 31.01.2006 sowie am 16.03.2006). Vertreter von Dte (Niederlande), Ofgem (Großbritannien), E-Control (Österreich), Stem (Schweden), CNE (Spanien), Emvi (Finnland) und URE (Polen) berichteten ausführlich über ihre Systeme und Erfahrungen und auch die Bundesnetzagentur teilte den Sachstand hinsichtlich der Konzeptentwicklung in Deutschland vor.

#### **2.2.5 Gutachten und Beratungsprojekte**

- (80) Auch im Rahmen der Ausschreibungen zu den nachfolgend aufgeführten Gutachten und Beratungsprojekten hat die Bundesnetzagentur Wert auf wissenschaftliche Expertise und internationale Erfahrung gelegt.

#### 2.2.5.1 AS1 (Gutachten): Untersuchung der Praxis und Details der internationalen Anwendung von Anreizregulierungsmethoden

- (81) **Auftrag/Ziel:** Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anwendung der Anreizregulierung für mögliche Erkenntnisse und Lehren bei Einführung in Deutschland
- (82) **Auftragnehmer:** Konsortium unter Führung von Pacific Economics Group (PEG): Dr. Larry Kaufmann, PEG, USA; Prof. Dr. Christian von Hirschhausen, TU Dresden; Alex Henney, EEE, London; Karsten Neuhoff, Cambridge University
- (83) **Schwerpunkt der Untersuchung:** Übersee (insbes. Nordamerika, Australien), wo bereits langjährige Erfahrungen bestehen; inhaltlicher Fokus u.a. auf Effizienzvergleich und Erfahrungen bei Umsetzung der Ergebnisse in Vorgaben. Konkret wurden die Regulierungssysteme in Massachusetts, Victoria, New South Wales, New Zealand, Mexico, Ontario, und Großbritannien vertieft untersucht. Erkenntnisse über europäische Länder wurden durch den eigenen Zugang der Bundesnetzagentur zu und Austausch mit europäischen Regulierern eingebracht.
- (84) Die Erkenntnisse des Ländervergleichs zeigen, dass generell kein anderes Land die gleiche Vielzahl und Heterogenität regulierter Unternehmen aufweist wie Deutschland. Auch ist in den überseeischen Länderbeispielen die Regulierung weitgehend als Einzelfall-Verfahren ausgestaltet. Dabei erfasst sie häufig die gesamte Energieversorgung und ist nicht auf den Netzsektor begrenzt.
- (85) Überall zeigt sich jedoch, dass eine adäquate Datengrundlage unentbehrlich ist. Dies gilt insbesondere für die Notwendigkeit einheitlicher Kalkulationsregeln zur Herstellung der Vergleichbarkeit der regulatorischen Ausgangsbasis. Weiterhin bietet das Benchmarking generell einen Ansatz zur Überwindung der asymmetrischen Informationsverteilung zwischen Unternehmen und Regulierungsbehörden. Soweit Benchmarking-Methoden nicht umfassend zur Ermittlung von Effizienzvorgaben eingesetzt wurden, beruhte dies auf einer nicht ausreichenden Datengrundlage oder einer traditionell fallweisen Regulierungspraxis.
- (86) **Zeitraumen:** Start 21.11.2005 – Abschluss 20.03.2006

#### 2.2.5.2 AS 2 (Gutachten): Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarking-Parameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht.

- (87) **Auftrag/ Ziel:** Ziel dieses Projekts war es, durch eine Befragung das Expertenwissen von Akteuren der Strom- und Gaswirtschaft über relevante Kostentreiber in Energienetzen abzurufen und diese zur Identifikation geeigneter Parameter für ein Effizienz-Benchmarking zu verwenden.
- (88) **Auftragnehmer:** Konsortium unter der Führung des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) unter Beteiligung des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), dem Ingenieurbüro Fischer-Uhrig, IPSOS Industrial Consult GmbH und ECB GEO PROJECT GmbH.
- (89) **Schwerpunkt der Untersuchung:** Der Inhalt des Fragebogens ist auf eine qualitative Einschätzung relevanter exogener Kostentreiber für den Netzbetrieb ausgerichtet, die geeignet sind, objektive und strukturelle Unterschiede gemäß § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG zwischen den Netzbetreibern zu begründen.
- (90) Aufgrund der internetbasierten Durchführung der Befragung wurde es technisch möglich, die Befragung nicht nur an ausgewählte Experten zu richten, sondern zusätzlich für alle interessierten Strom- und Gasnetzbetreiber zu öffnen.
- (91) Insgesamt wurden 133 Experten angeschrieben (71 Gas, 62 Strom). Zu den Adressaten der Befragung zählen neben strom- und gaswirtschaftlichen Unternehmen bspw. Verbände, wissenschaftliche Institute und Beratungsunternehmen.
- (92) Der Rücklauf der Expertenbefragung lag bei einer Antwortquote von ca. 35 %.

(93) **Zeitraumen:**

- Start 03.11.2005 – Abschluss 16.03.2006
- Zeitraum der Befragung für die Experten: 12.12.2005 - 06.01.2006
- Zeitraum der Befragung für die Netzbetreiber: 19.12.2005 - 13.01.2006
- 17.01.2006 Ergebnispräsentation AK
- 26.01.2006 Ergebnispräsentation KK

2.2.5.3 AS3 (Gutachten): Analytische Kostenmodelle in der Energiewirtschaft, Untersuchung der Voraussetzungen möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft

- (94) **Ziel/ Auftrag:** Untersuchung der Voraussetzungen möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft
- (95) **Auftragnehmer:** Der Auftrag wurde an ein Konsortium aus Consentec, Aachen; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen; Rechenzentrum für Versorgungsnetze (RZVN), Düsseldorf sowie Frontier Economics, London und Köln, vergeben.
- (96) **Schwerpunkt der Untersuchung:** Untersucht werden sollten von den Gutachtern die Anwendungsmöglichkeiten der Modellnetz- und der Referenznetzanalysen für verschiedene Aufgabenstellungen im Rahmen der Konzeptionierung eines Anreizregulierungssystems.
- (97) Modellnetze und Referenznetze unterscheiden sich dabei in der Frage, welches Anlagen-/Mengengerüst zugrunde gelegt wird. Das darauf aufbauende Kostenmodell stellt dann die Frage, was es einen hypothetischen Konkurrenten heute kosten würde, ein konkurrierendes Netz zu errichten. Modellnetze sind dabei für eine Kostentreiberanalyse geeignet und dienen der Identifikation von Kostenzusammenhängen. Referenznetzmodelle können einen Vergleichmaßstab bilden, der im Benchmarking als zusätzliches Informationsinstrument oder zur Bestimmung eines Kostenziels verwendet werden kann. Die Möglichkeiten der Einbeziehung von Referenznetzen in die Anreizregulierung wurden im Projektverlauf erörtert. Auch Untersuchungen zur Möglichkeit der Abbildung historischer Entwicklungen mit Hilfe eines Modellnetzansatzes waren Teil des gutachterlichen Auftrages. Zudem waren mit der Bundesnetzagentur und weiteren Gutachtern bzw. Beratern Verknüpfungsmöglichkeiten verschiedener methodischer Ansätze für das Benchmarking zu diskutieren, sowie das Wissen über die Anwendung von Analytischen Kostenmodellen im internationalen Vergleich zu vertiefen.
- (98) Der Gutachter hat mit Hilfe der Modell- und Referenznetzanalysen umfangreiche Untersuchungen zur kostentreibenden Wirkung von strukturellen Unterschieden in Strom- und Gasnetzen durchgeführt und mit der Bundesnetzagentur die sachgerechte Integration in ein Anreizregulierungssystem diskutiert und bewertet.
- (99) Nach Übergabe der Softwaretools wird die Bundesnetzagentur die Möglichkeit haben, auch in Zukunft ähnlich geartete Untersuchungen durchführen zu können.
- (100) **Zeitraumen:**
- Start 11.11.2006, Abschluss: Ende Mai 2006
  - Präsentationen im Konsultationskreis am 26.01.2006 sowie am 28.02.2006
  - Übergabe der Softwaretool und Schulung der Mitarbeiter der Bundesnetzagentur Mitte Mai.

2.2.5.4 AS4 (Gutachten): Berücksichtigung und Verwertung von Netzzuverlässigkeit und Versorgungsqualität

- (101) **Auftrag/ Ziel:** Im Rahmen des Projektes „Berücksichtigung und Verwertung von Netzzuverlässigkeit und Versorgungsqualität in Anreizregulierungsverfahren, mögliche methodische Ansätze, empirische Datenermittlung und Erfahrung in der internationalen Anwendung“ wurde untersucht, wie Qualität in Strom- und Gasnetzen

gemessen, verglichen und bewertet werden kann, um herauszufinden, wie sich ein optimales Qualitätsniveau im Rahmen eines Anreizregulierungssystems erreichen lässt.

- (102) **Auftragnehmer:** E-Bridge leitete als Konsortialführer ein gemeinsames Projektteam mit The Brattle Group und ECgroup. Das Projektteam bestand aus Dr. Jens Büchner (Geschäftsführer E-Bridge), Dr. Brian Wharmby (u.a. Technischer Direktor bei Ofgem bis 2001), Dr. Rudi Hakvoort (u.a. Technischer Direktor bei DTe bis 2005), Helle Grönli (u.a. Aufbaustab E-Control), Dr. Serena Hesmondalgh (u.a. Beratung europäischer und außereuropäischer Regulierungsbehörden) und Dr. Wolfgang Nick (u.a. Leiter der VDN-Expertengruppe „Versorgungsstörungen“ bis 2003).
- (103) **Schwerpunkt der Untersuchung:** Das Projekt wurde in zwei Phasen unterteilt. In der ersten Phase, die bis Mitte Januar 2006 lief, wurde ein Überblick über die Verfahren der Qualitätsregulierung in der internationalen Strom- und Gaswirtschaft erarbeitet. Dies geschah unter Berücksichtigung der international gesammelten Erfahrungen, vor allem aus den Niederlanden, Großbritannien, Norwegen, Schweden, Italien und Australien.
- (104) In der sich hieran anschließenden zweiten Phase, die bis März 2006 dauerte, wurde die Umsetzbarkeit der verschiedenen Qualitätsregulierungssysteme für den deutschen Energiesektor untersucht. Ein Schwerpunkt der Untersuchungen lag zunächst auf der Ermittlung von geeigneten Qualitäts- und Zuverlässigkeitskennzahlen, die – soweit erforderlich unter Berücksichtigung von Strukturunterschieden – in Qualitätsvorgaben umgesetzt werden können. Im weiteren Verlauf wurde untersucht, welche Regulierungsansätze geeignet erscheinen, diese Qualitätsvorgaben in Deutschland, vor dem Hintergrund der erstmaligen Einführung einer Anreizregulierung, durchzusetzen.
- (105) Die so gewonnenen Ergebnisse wurden den Bundesländern und Verbänden im Arbeits- bzw. Konsultationskreis präsentiert und zur Diskussion gestellt (März 2006). Im Anschluss an diese Sitzungen wurde am 07.04.2006 ein Referenzbericht zur Qualitätsregulierung veröffentlicht, in dem die Ergebnisse des Projektes zusammengefasst wurden und der als weitere Grundlage für die öffentliche Diskussion diente.
- (106) **Zeitraumen:**
- Start: 23.11.2005: Kick Off – Ende Juni 2006
  - 14.03.2006: Präsentation im Arbeitskreis
  - 21.03.2006: Präsentation im Konsultationskreis
  - 07.04.2006: Veröffentlichung Referenzbericht

#### 2.2.5.5 AS5 (Beratungsprojekt) Entwicklung methodischer Ansätze zur Plausibilitätsprüfung der bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Daten

- (107) **Auftrag/ Ziel:** Inhalt des Beratungsprojektes ist die Entwicklung geeigneter Methoden – Modell-, Rechen- und statistischer Verfahren – zur Plausibilitätsprüfung der eingegangenen Daten für die Verfahren Anreizregulierung, Entgeltgenehmigung und Vergleichsverfahren. Ziel dieses Beratungsprojektes ist es, die abgefragten Daten auf ihre inhaltliche Konsistenz, Richtigkeit und Genauigkeit zu überprüfen, so dass bei Beendigung des Beratungsarrangements eine belastbare Datenbasis zur Verfügung steht.
- (108) **Auftragnehmer:** Konsortium unter Führung der LBD Beratungsgesellschaft mbH und unter Beteiligung des Softwarehauses Neofonie. LBD ist für die konzeptionelle und energiewirtschaftliche Beratung und Neofonie für die EDV-gestützte Programmierungsdienstleistung zuständig.
- (109) **Schwerpunkt der Bearbeitung und Zielsetzung:** Die Wichtigkeit dieses Beratungsprojektes zeigt sich darin, dass korrekte und plausible Daten Voraussetzung sind, um wirtschaftlich und rechtlich korrekte Berechnungen zu Unternehmens- bzw. Leistungsvergleichen durchzuführen.

(110) **Zeitraumen:**

- 21.10.2005: Kick Off – Besprechung der Projektstruktur
- 24.11.2005: Präsentation im Arbeitskreis
- 08.12.2005: Präsentation im Konsultationskreis
- Mai 2006: Abschlusspräsentation

2.2.5.6 AS6 (Beratungsprojekt): Unterstützung in der Entwicklung und praktischen Durchführung von Rechnungen und Sensitivitätsanalysen für ein Effizienzbenchmarking deutscher Netzbetreiber

- (111) **Auftrag/ Ziel:** Schulung und Beratung der Bundesnetzagentur bei der praktischen Durchführung des Benchmarking. Darüber hinaus ist Bestandteil dieses Projekts, die Ergebnisse aus den anderen Projekten zusammenzuführen und die Bundesnetzagentur dabei zu unterstützen, diese in Regulierungsvorgaben umzusetzen.
- (112) **Auftragnehmer:** Sumicsid (Schweden/Belgien) im Konsortium mit ECgroup (Norwegen). Das Projektteam besteht seitens Sumicsid aus Prof. Per Agrell, Prof. Peter Bogetoft und Mathias Lorenz, seitens ECgroup aus Helle Grønli und Svein Sandbakken.
- (113) **Schwerpunkt der Bearbeitung:** Im November 2005 bis Januar 2006 haben mehrere Schulungsveranstaltungen stattgefunden, bei denen es zum einen um eine vertiefte Behandlung der (parametrischen wie nicht-parametrischen) Benchmarking-Methoden, zum anderen um die Durchführung konkreter Rechnungen mit Hilfe ausgewählter Softwaretools ging. Da das Rechnen mit deutschen Daten erst nach deren Eingang erfolgen konnte, wurden für die Berechnungen zu Schulungszwecken zunächst veröffentlichte schwedische Daten verwendet.
- (114) Es fand eine Vielzahl von Projektgesprächen mit der Bundesnetzagentur, aber auch mit den anderen Projekten statt, bei denen es zum einen um das Thema Benchmarking, zum anderen um zentrale konzeptionelle Fragen ging.
- (115) Erste Ergebnisse aus dem Beratungsprojekt wurden am 28.02.2006 im Konsultationskreis zum Thema „Benchmarking-Parameter“ präsentiert. Eine Präsentation erfolgte ferner im Arbeitskreis am 14.03.2006 sowie in den darauf folgenden Konsultationskreisen am 21.03. bzw. 11.04.2006.
- (116) **Zeitraumen:** Von Anfang November 2005 bis zur Berichtserstellung Ende Juni 2006.

2.2.5.7 AS7 (Beratungsprojekt): Beschaffung der in der Anreizregulierung zur Analyse von gebietsstrukturell geprägten Kostentreibern notwendigen Datenbasis sowie Konsolidierung im Rahmen eines Geografischen Informationssystems (GIS)

- (117) **Auftrag/ Ziel:** Durch eine sachgerechte Einbeziehung möglichst aller relevanten Kostentreiber für einen Netzbetreiber sollen im Rahmen der Anreizregulierung die unterschiedlichen Anforderungen seiner Versorgungsaufgabe in dem entsprechenden Netzgebiet wiedergegeben werden. Um dies zu gewährleisten, sind unter anderem auch die gebietsstrukturell bedingten Kostentreiber Flächennutzung, Bodenklasse und Relief/Topographie möglichst exakt in Bezug auf die tatsächlichen Gegebenheiten innerhalb eines Netzgebietes zu bestimmen und in das Benchmarking zu integrieren. Hierfür müssen die notwendigen Daten bundeseinheitlich beschafft sowie aufbereitet und in ein Geografisches Informationssystem (GIS) eingespeist werden.
- (118) **Auftragnehmer:** Das Beratungsprojekt wird von der in Freiberg ansässigen Beak Consultants GmbH durchgeführt.
- (119) **Schwerpunkt der Untersuchung:** Das Projekt lässt sich in zwei Teilbereiche differenzieren, die zum Teil zeitlich parallel zueinander abgewickelt werden.
- (120) Zum einen hat Beak Consultants die gebietsstrukturellen Kostentreiber Flächennutzung, Bodenklasse und Topographie ermittelt. Hierfür hat das

Unternehmen Datenmaterial des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG), der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sowie des Bundesamtes für Statistik und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) genutzt. Unter anderem wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem basierend auf den Bodenübersichtskarten 200 und 1000 des BGR ingenieurgeologische Bodenklassen nach der DIN 18300 in bundeseinheitlicher Form ermittelt werden können.

- (121) Zum anderen wird das beschaffte und aufbereitete Datenmaterial in ein GIS eingespeist, welches in Form einer Datenbank bei der Bundesnetzagentur aufgebaut ist. Wesentlicher Bestandteil des GIS ist die Möglichkeit, die Versorgungsgebiete der Netzbetreiber bzw. die ermittelten Kostentreiber auf die entsprechenden AGS (Amtlicher Gemeinde Schlüssel) des Statistischen Bundesamtes zuordnen zu können. Von besonderer Bedeutung ist außerdem die umfassende Schulung der Mitarbeiter der Bundesnetzagentur im Umgang mit dem GIS und mit der entsprechenden Software.
- (122) **Zeitrahen:**
- 15.02.2006: Kick-Off-Meeting
  - 28.02.2006: Präsentation der geplanten Vorgehensweise zur Ermittlung der gebietsstrukturell geprägten Kostentreiber im Konsultationskreis
  - 23.03.2006: Meeting zur Präsentation von ersten Zwischenergebnissen
  - 29.03.2006: erster Zwischenbericht
  - 10.04.2006: Installation des GIS auf Servern in der Außenstelle Münster der Bundesnetzagentur
  - 19.04.2006: Abgabe der gebietsstrukturellen Kostentreiber pro AGS für die Integration in das Benchmarking
  - 15.05.2006: geplanter Projektabschluss/Ausführungsfrist

### **3 Grundansatz der Anreizregulierung**

#### **3.1 Grundlagen der Regulierungsökonomie**

- (123) In Netzstrukturen, wie im Bereich der Energieversorgungsnetze, bestehen monopolistische Engpässe, wenn ein Aufbau paralleler Infrastrukturen nicht in Frage kommt, andere Anbieter jedoch zwingend auf die Nutzung dieser Engpass-Ressourcen angewiesen sind. Unter Zugrundelegung der Essential-Facilities-Doktrin kann davon ausgegangen werden, dass die Produktionsstufen Erzeugung und Vertrieb dem Wettbewerb zugänglich sind, während die Übertragungs- und Verteilnetze natürliche Monopole darstellen und zumindest der Strombereich und weite Teile der Gasnetze nicht durch Wettbewerb kontrolliert werden.
- (124) Im Gegensatz zu wettbewerblich organisierten Märkten besteht im Bereich der Energienetze also kein Eigeninteresse der Unternehmen, die Kosten zu senken und Kostensenkungen an die Konsumenten weiterzugeben, um gegenüber anderen Unternehmen Vorteile in Form von Gewinnsteigerungen und Marktanteilserhöhung zu realisieren. Die Unternehmen agieren also als Preissetzer und sind in der Lage monopolistische Übergewinne realisieren.
- (125) Die Setzung eines geeigneten Preises stellt den Regulierer jedoch vor das Problem der Informationsasymmetrie. Regulierte Unternehmen werden immer über bessere Information über ihre Kosten und Erlöse verfügen, als der Regulierer und werden per se auch kein Interesse daran haben, diese dem Regulierer zu offenbaren.
- (126) Der deutsche Gesetzgeber hat als Zielvorgaben der Regulierung eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas definiert. Dabei soll die Regulierung der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten



Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen dienen.<sup>3</sup> Um diese Ziele zu erreichen, hat der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde Hilfsmittel an die Hand gegeben, die neben der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs vor allem der Gewährleistung eines angemessenen Preises und einer angemessenen Qualität dienen sollen.

- (127) In der ökonomischen Diskussion von Regulierungssystemen, die der Zielerreichung der letztgenannten Punkte (Preis und Qualität) dienen, werden die herkömmlichen Regulierungsregime, die sich ausschließlich an den Kosten orientieren, gegenüber neueren Ansätzen abgegrenzt. Diese versuchen, den regulierten Unternehmen effizienzsteigernde Anreize zu geben. Durch eine – zeitlich begrenzte – Entkopplung von Kosten und Erlösen wird den Unternehmen die Möglichkeit eröffnet, höhere Gewinne zu erwirtschaften, wenn sie analog zu wettbewerblichem Verhalten, die Kosten senken. Vorhandene Kostensenkungspotentiale werden so offenbart und reduzieren das Problem der Informationsasymmetrie. Der Terminus „Anreizregulierung“ wird im Folgenden dahingehend verwendet, dass ein reguliertes Unternehmen eigene Anstrengungen unternimmt, seine Effizienz zu steigern.
- (128) Diese unterteilt sich in allokativen und produktiven Effizienz. Auf einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt entspricht der Preis in einer langfristigen Betrachtung den Durchschnittskosten (=Grenzkosten) einer erstellten Einheit. Der Netzbetreiber eines Strom- oder Gasnetzes hat als Monopolist jedoch Anreize, einen höheren Preis und eine suboptimale Menge anzubieten. Aus diesen theoretischen Überlegungen ergibt sich die Notwendigkeit der Regulierung, um eine gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsteigerung zu erreichen.
- (129) Allokative Effizienz bedeutet, dass die Preise den Grenzkosten (*erst-beste-Lösung*) bzw. den Durchschnittskosten (*zweit-beste-Lösung*) entsprechen.
- (130) Damit sich ein Unternehmen *produktiv* effizient verhält, d.h. Anstrengungen unternimmt, zu geringstmöglichen Kosten zu produzieren, muss ihm zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung belassen werden und somit ein *allokativ* ineffizienter Zustand, d.h. Preise ungleich den Kosten, für diesen Zeitraum geduldet werden.
- (131) Eine überschießende *allokative* Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz *der Konsumenten* stehen und somit die politische Akzeptanz des Systems gefährden. Es erscheint insoweit zielführend, dass die Konsumenten schon mit Beginn der Regulierung an Effizienzsteigerungen der Unternehmen partizipieren können und nicht erst mittelfristig.
- (132) Die Reduktion der Kosten – *produktive* Effizienz – kann jedoch zu Lasten der *Qualität* des bereitgestellten Gutes gehen, da höhere Qualität zumeist nur unter Aufwendung höherer Kosten bereitgestellt werden kann.
- (133) Die *Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit* kann im Widerspruch zur *produktiven* Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines – nicht wettbewerbsfähigen - Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird.
- (134) Die Erreichung von sowohl allokativer Effizienz als auch produktiver Effizienz stellt eine besondere Herausforderung an das jeweilige Regulierungssystem dar, denn Aufsichtsregime, die hohe Kostensenkungspotentiale bieten, können zu einem hohen

---

<sup>3</sup> Die Ziele einer Regulierung sind in den europäischen Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG als Zielvorgaben in den Erwägungsgründen genannt: Effizienzsteigerung, Preissenkungen, eine höhere Dienstleistungsqualität und eine größere Wettbewerbsfähigkeit. Dabei sollen auch der Schutz kleiner und benachteiligter Kunden sowie die Sicherheit und Transparenz in der leitungsgebundenen Energieversorgung gewährleistet werden.

Maß an produktiver Effizienz führen (langfristig wird das Angebot zu den niedrigst möglichen Kosten erbracht), die Preise können dann aber deutlich von den Kosten abweichen (allokative Ineffizienz).<sup>4</sup>

- (135) Der beschriebene ökonomische Zielkonflikt steht in engem Zusammenhang mit der Diskussion um eine „gerechte“ Aufteilung der Effizienzgewinne der Regulierung auf die Netzbetreiber (Produzentenrente) und die Kunden (Konsumentenrente). Eine Effizienzsteigerung durch Anreizregulierung kann also nicht Selbstzweck sein. Ziel des staatlichen Eingriffs muss es sein, bestehendem oder drohendem Marktversagen entgegenzuwirken und Gewinne, die durch Nutzung eines natürlichen Monopols entstehen, an die Kunden weiterzugeben.
- (136) Neben ökonomischen Aspekten spielen vor allem Fragen der öffentlichen und politischen Akzeptanz eine Rolle. Wird ein Regulierungsregime von der Öffentlichkeit abgelehnt oder produziert es unerwünschte Ergebnisse, kann es dauerhaft nicht bestehen. Stabilität und Verlässlichkeit einer Regulierung ist für die betroffenen Unternehmen jedoch essentiell, um ausreichende Planungssicherheit zu erhalten.
- (137) Zusammenfassend muss es also das Ziel sein, ein langfristig stabiles Regulierungssystem zu schaffen, in dem die Kunden frühzeitig von Kostensenkungen profitieren und in dem andererseits die Anreize zur Kostensenkung erhalten bleiben.

## **3.2 Regulierungssysteme**

### **3.2.1 Rendite-Regulierung**

- (138) Regulierungsansätze der Rate-of-return-Regulierung setzen an den Kosten an, die ein reguliertes Unternehmen aufwenden muss, um die Nachfrage nach den angebotenen Leistungen befriedigen zu können. Die Regulierung durch die Vorgabe einer maximalen Rendite (Rate-of-Return- oder Cost-Plus-Regulierung) ist die traditionelle Form der Regulierung von Netzentgelten.
- (139) Die Renditeregulierung beinhaltet einige grundlegende Probleme. Da eine Kostendeckung unabhängig vom Kostenniveau garantiert wird, haben die regulierten Unternehmen nur einen sehr geringen oder gar inverse Anreize, sich bietende Potentiale an Effizienzverbesserungen auszuschöpfen und die Kosten zu senken. Die zugestandene Rendite wird auf Basis des investierten Kapitals berechnet, das heißt, die Erlöse sind umso höher, je höher die eingesetzte Kapitalbasis ist. Dadurch haben die Unternehmen Anreize, Investitionen in einem Umfang zu tätigen, der über das effiziente Maß hinausgeht. Der sogenannte Averch-Johnson-Effekt führt dann zu einem überhöhten Kapitaleinsatz. Die damit verbunden Kosten werden an die Verbraucher weitergegeben.
- (140) Rate-of-Return- oder Cost-Plus-Ansätze setzen somit hohe Anforderungen an den Informationsbedarf des Regulierers, der die spezifische Kostensituation des Netzbetreibers kennen muss und gleichzeitig darüber zu entscheiden hat, wie hoch die adäquate Verzinsung und das Risiko eines Netzbetreibers sind.

### **3.2.2 Anreizregulierung**

- (141) Die klassische Form der Anreizregulierung wurde erstmals 1983 zur Regulierung der privatisierten British Telecom von Stephen Littlechild vorgeschlagen, und zwar als explizite Alternative zu den kostenorientierten Ansätzen, die mit einem zu hohen Implementierungsaufwand verbunden gewesen wären. Dem regulierten Unternehmen wird demnach vorgegeben, die Preise/Erlöse um den Faktor RPI - X zu korrigieren, wobei RPI (Retail Price Index) die Änderung der Verbraucherpreise reflektiert und X eine Variable darstellt, die mögliche Effizienzveränderungen berücksichtigt.

---

<sup>4</sup> Vgl. Burns et al. 1999

### 3.2.2.1 Setzung von Obergrenzen („Cap-Regulierung“)

#### 3.2.2.1.1 Price Cap

(142) Bei der Preisobergrenzenregulierung – Price Cap – wird üblicher Weise nicht jeder Produktpreis separat, sondern ein gewichteter Durchschnitt aller Produktpreise reguliert. Eine Preisobergrenzenregulierung (Price-Cap) kann konkret in einer Festlegung von Einzelpreisen oder in gewichteten Durchschnittswerten aller Produktpreise erfolgen. Die Produkte können in einem Korb zusammengefasst werden, dessen gewichteter Durchschnittspreis dann als Obergrenze für die Dauer einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung dient.

#### 3.2.2.1.2 Revenue-Cap

(143) Im Unterschied zur Preisniveauregulierung wird bei der Erlösobergrenzenregulierung – Revenue Cap – eine Obergrenze für den erlaubten Gesamterlös des Unternehmens festgelegt. In der Grundform nimmt der Regulierer keinen Einfluss auf einzelne Produktpreise und benötigt daher auch keine expliziten Kenntnisse über einzelne Produkte und Tarife. Allerdings müssen zukünftige Mengenentwicklungen der Netzbetreiber geschätzt werden. Diese Prognosen dienen dann als Grundlage für die Festlegung des Erlöspfads durch den Regulierer.

#### 3.2.2.1.3 Hybride Ansätze

(144) Die zuvor dargestellten Anreizregulierungsmethoden finden in ihrer Reinform in der Praxis kaum Anwendung. Bei der Umsetzung treten stets Probleme auf, die von der Regulierungsinstanz zumeist durch die Implementierung weiterer Parameter in der Anreizformel berücksichtigt werden. Zu nennen wären Parameter zur Erfassung von Kostenänderungen während der Regulierungsperiode oder zur Begrenzung der Rendite. Diese Ansätze werden als *Hybride Methoden* bezeichnet. Die meisten Price- oder Revenue-Cap-Systeme, die international angewandt werden, enthalten hybride Elemente.

### 3.2.2.2 Yardstick Competition

(145) Die gänzliche Entkoppelung der zukünftigen Preisreduktionen von den eigenen Anstrengungen des Unternehmens liegt dem Konzept des *Yardstick Competition* (Shleifer, 1985) zugrunde. Shleifer schlug vor, den regulierten Unternehmen *exogene* Preise vorzugeben, die sich an der Produktivitätsentwicklung der restlichen Unternehmen der Branche orientieren. Damit werden die Preise nicht an die Kosten des jeweiligen Unternehmens angeknüpft, sondern an die Kosten der anderen Unternehmen, wodurch Kostensenkungen eines Unternehmens heute keinen Einfluss auf die zukünftig erlaubte Preisobergrenze und die Gewinne dieses Unternehmens haben.

(146) Ökonomische Benchmarking-Analysen spielen in den meisten Anreizsystemen für Energienetze eine wichtige Rolle. In der überwiegenden Zahl der Fälle wird Benchmarking als Grundlage für andere Modelle verwendet, so auch im Rahmen der Cap-Regulierung, indem der Anpassungspfad von einem Ausgangsniveau zu einem Zielniveau durch die Ergebnisse von Benchmarking-Berechnungen bestimmt wird.

(147) Entfällt die Bezugnahme auf ein Ausgangsniveau, das von den unternehmensindividuellen Kosten geprägt wird, so ergibt sich ein reiner Yardstick-Wettbewerb, der einem tatsächlichen Wettbewerb am nächsten kommt. Im Unterschied zum Ursprungskonzept nach Shleifer besteht der exogen vorgegebene Maßstab dann nicht mehr aus der durchschnittlichen Produktivitätsentwicklung; statt dessen wird in dieser wettbewerbsanalogsten Ausprägung eines reinen **Frontier-Yardsticks** das Gesamtniveau der Erlöse durch umfassende Bezugnahme auf effiziente Kosten vollständig exogenisiert.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Vgl. Per Agrell, Peter Bogetoft und Jorgen Tind, DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution, *Journal of Productivity Analysis*, 23: 173-201, 2005.

### **3.2.3 Ausgestaltungsformen**

(148) Die verschiedenen Regulierungssysteme können unterschiedlich ausgestaltet werden. Die verschiedenen zur Verfügung stehenden Methoden können dabei in diversen Kombinationen angewandt werden (siehe Kapitel 4). Ihnen liegen jeweils unterschiedliche Maßstäbe der Effizienzbewertung zugrunde.

#### **3.2.3.1 Setzung der Vorgaben aufgrund von Benchmarking-Verfahren**

(149) Verschiedene Methoden können dazu dienen, Ineffizienzen zwischen den Netzbetreibern zu berechnen und daraus individuelle Vorgaben für die Netzbetreiber abzuleiten. Es werden dabei parametrische und nicht parametrische Verfahren unterschieden, die unterschiedliche Anforderungen an die Parameterauswahl und die Datengrundlage stellen. In den verschiedenen Methoden werden unterschiedliche Maßstäbe zur Bemessung der Effizienz zugrunde gelegt.

#### **3.2.3.2 Ingenieurwissenschaftliche Modelle basierte Vorgaben**

(150) Die Vorgaben für die Netzbetreiber können sich auch an Ergebnissen von Modelluntersuchungen orientieren. Hierbei wird auf der Grundlage eines ingenieurwissenschaftlichen Simulationsmodells, ein Anlagen-Mengen-Gerüst ermittelt. In die Modellierung können verschiedene Schritte der Optimierung integriert werden, in denen das Anlagen-Gerüst oder auch die Kosten eines effizienten „Referenznetzes“ optimiert werden.

#### **3.2.3.3 Produktivitätsbasierte Vorgaben**

(151) Bei diesem Ansatz werden die Produktivitätsvorgaben auf der Basis historischer Werte für die Inputpreise und des Trends der totalen Faktorproduktivität gesetzt. („performance/productivity based regulation“)

## **4 Berücksichtigung internationaler Erfahrungen (§ 112a Abs. 2 S. 1) und der spezifischen Gegebenheiten in Deutschland**

(152) Bei der Erstellung des Berichtes zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG soll die Bundesnetzagentur gemäß § 112a Abs. 2 S. 1 EnWG die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen berücksichtigen.

(153) Die Berücksichtigung der Erfahrungen europäischer Länder erfolgt in einem intensiven Erfahrungsaustausch zwischen der Bundesnetzagentur und den in diesen Ländern zuständigen Regulierungsbehörden – sowohl auf bilateraler Basis als auch im Rahmen der Information Exchange and Benchmarking Task Force (IEB TF).

(154) Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten in Auftrag gegeben (AS1), das sich im Wesentlichen mit den Erfahrungen in Übersee (USA und Australien) sowie auch mit dem Anreizregulierungssystem Großbritanniens beschäftigt.

(155) Auf diese Weise ist eine breite regionale und methodische Abdeckung des Themas gewährleistet, auf die die Bundesnetzagentur bei der Ausgestaltung des deutschen Anreizregulierungskonzeptes zurückgreifen kann. Bei der Betrachtung der verschiedenen Anreizregulierungssysteme wird deutlich, dass sich die im vorherigen Kapitel beschriebenen Regulierungsinstrumente dort in unterschiedlicher Kombination und Schwerpunktsetzung wiederfinden.

(156) Exemplarisch werden im Folgenden Großbritannien, New South Wales, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Schweden und die USA einer näheren Betrachtung unterzogen und anschließend die daraus für Deutschland abzuleitenden Lehren formuliert.

## 4.1 Länderbeispiele

### 4.1.1 Großbritannien

- (157) Der Prozess der Liberalisierung und Privatisierung in Großbritannien (England und Wales) begann bereits 1990 (Electricity Act von 1989). Die zuständige Regulierungsbehörde ist Ofgem.
- (158) Seit 1990 findet ein modifiziertes Revenue-Cap Anwendung. Vorgegeben wird ein bestimmter Durchschnittserlös je Stromeinheit. Die Höhe der Erlöse für die Verteilebene wird in Fünf-Jahres-Perioden vorgegeben. 1999 wurde erstmals ein Benchmarking durchgeführt und ein unternehmensindividueller X-Faktor in die Formel eingebaut. Dieses Benchmarking erfolgte zunächst auf der Basis von Regressionsanalysen, die zu einem späteren Zeitpunkt durch die DEA ergänzt wurden, um die Robustheit der Methode zu steigern. Auch die Formel wurde entsprechend den gemachten Erfahrungen ständig weiterentwickelt. Im April dieses Jahres begann die nunmehr vierte Regulierungsperiode
- (159) Die Vorgaben setzen sich zusammen aus einem P<sub>0</sub>-Cut, also einer sofortigen Absenkung der Erlöse und einem danach folgenden Erlöspfad (RPI-X). Es wird eine separate Regulierung für Betriebs- und Kapitalkosten vorgenommen.
- (160) Die individuellen OPEX-Vorgaben basieren auf einer COLS, die 14 Verteilnetzbetreiber umfasst. Zusätzlich wurde im Preissetzungsverfahren 2005-2010 eine DEA als Kontrollmethode und ein Gesamtkostenbenchmarking als Hintergrundinformation verwendet.

Inputvariablen:	Betriebskosten (Kapitalkosten)
Outputvariablen:	Composite Scale Variable ( = (Länge des Stromnetzes) <sup>0,5</sup> * (Energiemenge) <sup>0,25</sup> * (Anzahl der Kunden) <sup>0,25</sup> ) <sup>6</sup>

Tabelle 3: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich

- (161) Für die CAPEX-Vorgaben findet eine unternehmensspezifische Genehmigung von Investitionsbudgets durch Ofgem statt. Dabei stützt sich der Regulierer auf folgende drei Informationsquellen:
- Investitionsplan der Unternehmen
  - Ein von PB Power entwickeltes einfaches analytisches Kostenmodell
  - CAPEX-Benchmarking auf Basis einer COLS
- (162) Im Allgemeinen basieren die Effizienzvorgaben in Großbritannien auf einer Verhandlungslösung zwischen Netzbetreiber und Regulierer und werden in sogenannten regulatory contracts (200-300 Seiten) fixiert.
- (163) 2002 wurde ein separates System der Qualitätsregulierung eingeführt. Dabei wurden zwei Qualitätsdimensionen unterschieden: zum einen die Zusicherung bestimmter Qualitätsziele für einzelne Kunden (z. B. unterbrechungsfreie Lieferung von Strom, Pünktlichkeit des Kundendienstes); zum anderen die Zusicherung von allgemeinen Qualitätsstandards, die nicht einzelnen Kunden zugerechnet werden können. Bei Nichteinhaltung der einzelnen Kunden zurechenbaren Mindeststandards müssen direkte Ausgleichszahlungen an die betroffenen Kunden geleistet werden. Zudem sollte ein öffentlicher Vergleich der Unternehmensergebnisse Anreize zur Qualitätssicherung geben. In der aktuellen Regulierungsperiode wird die Versorgungsqualität explizit innerhalb des Cap-Systems berücksichtigt. Die

<sup>6</sup> In den Preissetzungsverfahren vor 2005-2010 wurde eine andere Gewichtung für die Composite Scale Variable ((Länge des Stromnetzes)<sup>0,3</sup> \* (Energiemenge)<sup>0,25</sup> \* (Anzahl der Kunden)<sup>0,45</sup>) verwendet.

Erlösobergrenze wird - innerhalb bestimmter Grenzen - an die Qualität gekoppelt. Bei Untererfüllung der Qualitätsstandards wird sie bis zu 1,75% reduziert. Bei Übererfüllung wird der Erlös um maximal 2% erhöht. Der realisierte Prozentsatz innerhalb dieser Grenzen orientiert sich an der relativen Veränderung der Versorgungsqualität zum vorherigen Wert.

#### **4.1.2 New South Wales (Australien)**

- (164) Der Regulierer von New South Wales, IPART, reguliert die 6 Stromverteilnetzbetreiber seit 1999 mit einem Revenue-Cap. Zur Festlegung der zulässigen Erlöse für die fünfjährigen Regulierungsperioden (1999-2004 und 2004-2008) verwendet er die einer Angemessenheitsprüfung durch den Regulierer und externen Gutachtern unterzogenen Fünfjahresprognosen der Betriebs- und Kapitalkosten der Unternehmen. Am Ende der ersten Regulierungsperiode hat sich gezeigt, dass die prognostizierten Kosten für den Zeitraum 1999-2004 weit über den tatsächlichen Kosten lagen, was größtenteils auf überzogene Prognosen und nicht auf Effizienzsteigerungen der Unternehmen zurückzuführen war.
- (165) Der seit 1999 angewandte Revenue-Cap beinhaltet ein Konto zur Erfassung von Erlösüberschussaldos, ein sog. „unders and overs“-Konto. Abweichungen der vom Regulierer, IPART, genehmigten jährlichen Erlöse („aggregate annual revenue requirement“, AARR) von den realisierten Erlösen werden in diesem Konto zusammengeführt. Eine Verzinsung erfolgt am Jahresende auf den entstandenen Saldo der Erlöse. Der verwendete Zinssatz entspricht dem Zins der Commonwealth-Anleihe mit dreijähriger Laufzeit, der am ersten Montag nach Ablauf des Finanzjahres im Australian Financial Review abgedruckt wurde.
- (166) IPART legte ebenfalls Toleranz-Korridore für die Abweichungen der Erlöse fest, die mit den folgenden Maßnahmen bei Abweichung der Ist- von den Soll-Erlösen verbunden waren:
- Bei Abweichungen von weniger als 2%: Die Stromverteilnetzbetreiber müssen IPART innerhalb von 30 Tagen nach Jahresende einen Maßnahmenplan zum Ausgleich des Saldos innerhalb der Regulierungsperiode vorlegen.
  - Bei Abweichungen von 2% bis 5%: Die Stromverteilnetzbetreiber müssen IPART innerhalb von 30 Tagen nach Jahresende einen Maßnahmenplan zum Ausgleich des Saldos im Vorfeld der nächsten Preisänderung vorlegen.
  - Bei einem Saldoüberschuss von mehr als 5%: Die Stromverteilnetzbetreiber müssen den Kunden einen Nachlass auf die erste Rechnung des neuen Jahres zum Ausgleich des Saldos einräumen
  - Bei Saldofehlbetrag von mehr als 5%: Der Saldo Fehlbetrag wird auf 5% reduziert.
- (167) Zusätzlich unterliegen die Stromverteilnetzbetreiber bei den mit dem Saldoabbau verbundenen Preisanpassungen den von IPART festgesetzten Obergrenzen.

#### **4.1.3 Niederlande**

- (168) Nach der Verabschiedung des Electricity und des Gas Acts im Jahr 1998 hat die niederländische Regulierungsbehörde DTe die Aufsicht der Strom- und Gasnetze übernommen. Zu Beginn des Jahres 2001 wurde erstmals ein Anreizregulierungssystem implementiert, um das Niveau der Netzentgelte zu kontrollieren. Dieses wurde jedoch von den Unternehmen juristisch angefochten. Dies bewirkte einerseits die Abschwächung von individuellen Effizienzvorgaben für einige Unternehmen und andererseits wurde festgestellt, dass aus formal juristischen Gründen, die Vorgabe von individuellen Effizienzvorgaben unzulässig ist. DTe musste in der Folge einige Male die Entscheidung zu den Regulierungsparametern ändern, bis im September 2003 eine konsensfähige Entscheidung rückwirkend mit ab 2001 getroffen wurde.
- (169) Für die Regulierungsperiode 2001-2003 wurde eine Price-Cap-Regulierung verwendet. Die Inflationsrate in der Price-Cap-Formel wird durch den

Verbraucherpreisindex abgebildet. Als Wert für die durchschnittliche Produktivitätsentwicklung für 2001-2003 wurde 2% festgelegt ( $X_{gen}$ ). Dieser Wert basiert weniger auf empirischen Studien als auf einem Verhandlungsergebnis zwischen DTe und den regulierten Unternehmen. Ein individuelles X wurde für die erste Regulierungsperiode letztendlich nicht festgelegt.

(170) Ursprünglich plante die Dte 2001 eine DEA mit folgenden Parametern:

Inputvariablen:	Gesamtkosten
Outputvariablen:	Anzahl der Kunden (groß/klein) Anzahl der Transformatoren Leitungslängen Netzhöchstlasten Verteilte Menge

Tabelle 4: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (I)

(171) Als Benchmarkingverfahren wurde in der Folge ein vereinfachter Ansatz eingesetzt, der jedoch weiterhin als DEA bezeichnet wird. DTe definiert dabei zunächst für jedes Unternehmen eine Verhältniszahl zwischen Input und Output. Dann wird der geringste Wert dieser Verhältniszahl ermittelt. Die einzelnen Werte der Unternehmen werden in der Folge mit diesem geringsten Wert dividiert, was einen Wert für die Effizienz zwischen 0% - 100% ergibt. Als Output verwendet DTe einen sog. *zusammengesetzten Output*, der sich aus den gewichteten transportierten Mengen und der gewichteten Anzahl der Kundenanschlüsse zusammensetzt. Als Gewichtungsfaktoren werden die durchschnittlichen niederländischen Entgelte verwendet. Strukturelle Unterschiede werden in der Benchmarkinganalyse nicht erfasst, sondern in einem separaten Projekt untersucht.<sup>7</sup>

Inputvariablen:	Gesamtkosten
Outputvariablen:	Gewichtete Menge und Anschlüsse

Tabelle 5: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (II)

(172) Die Umsetzung der Benchmarking-Ergebnisse in X-Faktoren erfolgte erst in der zweiten Regulierungsperiode. Mengenentwicklungen werden nicht explizit berücksichtigt, da für die gesamte Regulierungsperiode ein einheitliches Mengengerüst (Mengen 2000) zur Bestimmung der zulässigen Tarife herangezogen wird.

(173) Für die Regulierungsperiode 2004-2006 wird eine Price-Cap Regulierung verwendet. Auch in der zweiten Regulierungsperiode beinhaltet die Price-Cap Formel den Verbraucherpreisindex. Als Wert für die durchschnittliche Produktivitätsentwicklung für 2004-2006 wurde zunächst 1,5% festgelegt ( $X_{gen}$ ). Am Ende der Regulierungsperiode erfolgt eine Anpassung der 1,5% an die tatsächliche Produktivitätssteigerung der Unternehmen. Zu deren Berechnung werden aber nur die nach der Benchmarkinganalyse (siehe oben) als 100% effizient ausgewiesenen Unternehmen herangezogen. Die individuellen Effizienzvorgaben werden so gesetzt, dass die Kosten 2001 der Netzbetreiber am Beginn der 3. Regulierungsperiode (2007) den effizienten Kosten entsprechen, d.h. die Unternehmen müssen innerhalb

<sup>7</sup> Vgl. The Brattle Group, *Regional Differences for Gas and Electricity Companies in the Netherlands*, London, März 2006. „We conclude that only two factors constitute regional differences that we can measure objectively and reliably: the costs of water crossings that exceed one kilometer in length, and the local taxes paid by companies.“ (S. 1)

von 6 Jahren ihre Ineffizienzen abbauen. Höchstgrenzen für die Effizienzvorgaben sind dabei nicht vorgesehen. Die durchschnittlichen jährlichen Effizienzsteigerungsvorgaben betragen im Strombereich 2,8 % und im Gasbereich 3,7 %.

- (174) Für die Regulierungsperiode ab 2007 ist eine Yardstick-Regulierung vorgesehen. Ab 2007 wird es in den Niederlanden nur einen allgemeinen X-Faktor geben. Dabei wird der für die zweite Regulierungsperiode geschätzte Wert überprüft und evtl. festgestellte Abweichungen, werden in der Bildung neuer Effizienzvorgaben berücksichtigt.

#### 4.1.4 Norwegen

- (175) Die Liberalisierung des norwegischen Energiesektors basiert auf dem Energiegesetz von 1990. Der freie Marktzugang ist faktisch seit 1995 möglich. Regulierungsbehörde ist die NVE (Norwegian Water Resources and Energy Administration), eine dem Ministerium für Erdöl und Energie unterstellte Behörde. Nach anfänglicher Rate-of-Return-Regulierung wurde 1997 ein Anreizregulierungsregime implementiert.
- (176) Für die Regulierungsperiode 1997-2001 wird eine hybride Revenue-Cap Regulierung verwendet. Die jährliche Entwicklung des Erlöspfades bestimmt sich aus dem Verbraucherpreisindex (VPI), einem auf Basis des Malmquist-Indexes ermittelten allgemeinen X-Faktor von 2% (1997) bzw. 1,5% (ab 1998) sowie einem individuellen X-Faktor von 0 % - 3% (ab 1998). Der Bestimmung des individuellen X-Faktors liegt eine 1997 durchgeführte DEA zugrunde, die 200 Verteilnetzbetreiber einbezog.

Inputvariablen:	Anzahl Arbeitsstunden pro Jahr Netzverluste Kapitalstock Material Fremdleistungen
Outputvariablen:	Anzahl der Kunden Gelieferte Energie (MWh) Länge der Hochspannungskabel Länge der Unterwasserkabel Länge der Niederspannungskabel

Tabelle 6: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (III)

- (177) Bei der Transformation der Benchmarkingergebnisse in Regulierungsvorgaben war Ziel, die ermittelten Ineffizienzen im Rahmen von drei Regulierungsperioden (also 15 Jahren) abzubauen. Entsprechend wurde die jährliche Höhe des individuellen X-Faktors bestimmt.
- (178) Für die Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung wurde die gelieferte Energiemenge (kWh) als ausschlaggebend gesehen. Bei einem erwarteten Anstieg der Gesamtmenge eines Unternehmens um 10% durften die Erlöse um 5% wachsen, wodurch den Unternehmen eine Kompensation für notwendige Investitionen gegeben wird. Begründet wurde der Wert des Skalierungsfaktors von 0,5 mit Skalenerträgen für marginale Investitionen, die bei den Verteilnetzbetreibern vermutet werden, wobei der Festlegung keine empirische Analyse vorangegangen ist. Um die Gewinne der Unternehmen in einer gewissen Bandbreite zu halten, wurde über die gesamte Regulierungsperiode eine minimale Kapitalrendite von 2% und eine maximale Kapitalrendite von 15% angesetzt.
- (179) Für die Regulierungsperiode 2002-2006 wird eine hybride Revenue-Cap Regulierung verwendet. Die jährliche Entwicklung des Erlöspfades bestimmt sich aus dem Verbraucherpreisindex (VPI), einem allgemeinen X-Faktor von 1,5% und einem



individuellen X-Faktor von 0 - 5,2%. Der Bestimmung des individuellen X-Faktors liegt eine 2001 durchgeführte DEA zugrunde, in die 181 Verteilnetzbetreiber einbezogen werden.

Inputvariablen:	Anzahl Arbeitsstunden pro Jahr Netzverluste Kapitalstock Material Fremdleistungen Aktueller Wert der nicht gelieferten Energie (Qualität)
Outputvariablen:	Anzahl der Kunden Gelieferte Energie Länge der Hochspannungskabel Länge der Niederspannungskabel Erwarteter Wert der nicht gelieferten Energie

Tabelle 7: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (IV)

- (180) In der zweiten Regulierungsperiode kam es zu einer Änderung der Berücksichtigung des Mengenwachstums, indem andere Aspekte für notwendige Investitionen aufgenommen wurden. Grundlage für die Änderung war ein Gutachten von ECON (2001) im Auftrag der norwegischen Regulierungsbehörde, NVE, in dem ein Justierungsparameter für Neuinvestitionen und die zugehörigen Parameterwerte ermittelt wurden. Im Unterschied zur ersten Regulierungsperiode kam es zu einer Differenzierung der Investitionstreiber, indem neben den Mengen, die mit dem Gewichtungsfaktor 0,1 in die Berechnung eingingen, auch Neubauten im Versorgungsgebiet der Unternehmen zur Berechnung des Justierungsparameters hinzugenommen wurden. Die vier Kategorien der Neubauten sind: Haushalte (Gewichtungsfaktor: 1,193), Kleingewerbe (Gewichtungsfaktor: 1,789), Ferienhäuser (Gewichtungsfaktor: 0,185) und Großgewerbe (Gewichtungsfaktor: 4,999).
- (181) Des Weiteren erfolgte eine Anpassung an die Versorgungsqualität. Zum einen geschieht dies im Rahmen des Benchmarking (s.o.), zum anderen im Rahmen des CENS (Costs of Energy not Supplied)-Arrangement: Jeder Netzbetreiber erhält ein individuelles Qualitätsziel, welches auf Basis der individuellen historischen Unterbrechungshäufigkeit und einem Vergleich mit ähnlichen Netzbetreibern festgelegt wird. Wird das Qualitätsziel erreicht, bleibt das Revenue-Cap unverändert. Wird es über- bzw. unterschritten, erfolgt eine Anpassung des Erlöses.
- (182) Dem Netzbetreiber sollen Anreize gegeben werden, sein Netz in sozio-ökonomisch optimaler Weise zu planen, zu betreiben und instand zu halten. Auf diese Weise sollen die Kosten, die ein Stromausfall für die Kunden bedeutet, internalisiert werden. Es werden die länger als 3 Minuten dauernde Stromausfälle gemessen, wobei zwischen geplanten und nicht-geplanten Unterbrechungen unterschieden und auch eine Differenzierung nach Kundengruppen vorgenommen wird.
- (183) Die spezifischen Kosten von Stromausfällen wurden mit Hilfe von Fragebögen ermittelt, wobei sechs Kundengruppen unterschieden wurden: städtische, ländliche, industrielle, kommerzielle Konsumenten, öffentlicher Dienst sowie große Abnehmer.
- (184) Die minimale Kapitalrendite wurde mit 2% und die maximale Kapitalrendite mit 20% festgelegt.
- (185) Für die Regulierungsperiode ab 2007 ist eine Yardstick Regulierung mit nur noch einem individuellen X vorgesehen. Die zulässigen Erlöse bestimmen sich aus einer Gewichtung der tatsächlichen (zu 1/3) und der effizienten Kosten (zu 2/3) der Unternehmen. Die Qualitätsvorgaben sollen dahingehend erweitert werden, dass auch Unterbrechungen < 3 Min Berücksichtigung finden.

#### 4.1.5 Österreich

- (186) Österreich liberalisierte den Elektrizitätsmarkt zu 100% ab dem 01.10.2001. Zum Zwecke der Regulierung wurde eine Regulierungsbehörde eingerichtet, die aus der Energie-Control Kommission als Entscheidungsgremium und der Energie-Control GmbH als Geschäftsstelle der Energie-Control Kommission besteht.
- (187) Für den Zeitraum Oktober 2001 bis Dezember 2005 gab es eine Kosten-plus Regulierung, die Senkungen der Netztarife um durchschnittlich *nominell* 20% durch 3 Tarifierpassungen der Regulierungsbehörde brachten. Mit 1.1.2006 stieg Österreich auf eine Anreizregulierung um.
- (188) Für die Regulierungsperiode 2006 – 2009 wird eine hybride Price-Cap Regulierung verwendet. Die exogenen Kostenänderungen der Unternehmen werden in der österreichischen Regulierungsformel nicht durch den Verbraucherpreisindex, sondern durch einen sogenannten Netzbetreiberpreisindex (NPI) abgebildet. Grund für die Heranziehung des NPI war die Überlegung, dass für die Netzbetreiber nicht die allgemeine Preissteigerung, sondern die Entwicklung der wesentlichen Kostenbestandteile im Netzbetrieb relevant sind.
- (189) Der Netzbetreiberpreisindex setzt sich aus dem Tariflohnindex (40%), dem Baupreisindex (30%) und dem Verbraucherpreisindex (30%) zusammen, wobei die Gewichtung der durchschnittlichen Kostenstruktur der Netzbetreiber entspricht.
- (190) Das allgemeine X wurde in Österreich mit 1,95% festgelegt. Zur Bestimmung dieses Wertes wurde auf mehrere Informationsquellen zurückgegriffen: (i) Empirische Studien über internationale Produktivitätsentwicklung von Stromnetzbetreibern, (ii) Produktivitätsentwicklung von Branchen mit ähnlichen Kostenstrukturen, (iii) historische Produktivitätsentwicklung der Branche und (iv) regulatorische Erfahrungen in anderen Ländern. Schon im Rahmen der Kostenprüfungen vor Beginn der Anreizregulierung wurde eine Kostenaktualisierung durch ein allgemeines X in der Höhe von 2,5% vorgegeben.
- (191) Zur Bestimmung des individuellen X-Faktors wurde eine Benchmarkinganalyse mit einer Stichprobe von 20 Unternehmen durchgeführt. Die Regulierungsbehörde verwendet zwei Benchmarkingverfahren (DEA und MOLS), wobei für die DEA zwei Modellspezifikationen verwendet wurden. Für die DEA wurden konstante Skalenerträge verwendet. Die Effizienzwerte zur Ermittlung des individuellen X ergeben sich aus einer Gewichtung der DEA und MOLS Ergebnisse.
- (192) Als Inputvariablen verwendet die Regulierungsbehörde die Gesamtkosten der Unternehmen. Zur Bestimmung der Outputvariablen wurde in einem vorgelagerten Schritt eine „Modellnetzanalyse“ durchgeführt. Diese diente der Objektivierung von plausiblen Kostenzusammenhängen, der Identifikation von signifikanten Kostentreibern in der Unternehmensumwelt, der Identifikation von funktionalen Zusammenhängen zwischen Kostentreibern und der Präzisierung der Datenabfrage. In der Folge wurden die funktionalen Zusammenhänge mit realen Unternehmensdaten zusammengeführt und daraus „Modellnetzlängen“ für HSP, MSP und NSP ermittelt, die als Schätzer für die Anschlussdichte bezogen auf das Versorgungsgebiet verwendet wurden (*transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichten*).

Inputvariablen:	Gesamtkosten
Outputvariablen:	MSP Netzhöchstlast NSP Netzhöchstlast HSP „Modellnetzlänge“ MSP „Modellnetzlänge“ NSP „Modellnetzlänge“

Tabelle 8: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (V)

(193) Modell: DEA (II)

Inputvariablen:	Gesamtkosten
Outputvariablen:	MSP Netzhöchstlast NSP Netzhöchstlast HSP-MSP-NSP „Modellnetzlänge“

Tabelle 9: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (VI)

(194) Modell: MOLS

Inputvariablen:	Gesamtkosten
Outputvariablen:	MSP Netzhöchstlast ( <i>Quadrat</i> ) NSP Netzhöchstlast HSP-MSP-NSP „Modellnetzlänge“

Tabelle 10: Input- und Outputvariablen für Effizienzvergleich (VII)

- (195) Die Effizienzwerte errechnen sich aus: 20%\*DEA (I) + 40%\*DEA (II) + 40%\*MOLS. Zur Bestimmung des sog. *Kostenanpassungsfaktors*, der das  $X_{gen}$  und das  $X_{ind}$  beinhaltet, wurde die Balance zwischen den Unternehmensinteressen und den Endverbraucherinteressen dadurch hergestellt, dass die Unternehmen zwar innerhalb von 8 Jahren die Effizienzgrenze erreichen müssen, jedoch der maximale Kostenanpassungsfaktor mit jährlich 5,45% begrenzt wurde.
- (196) Uneinheitliche Mengenentwicklungen bei Netzbetreiber machen die Berücksichtigung von Mengensteigerungen notwendig. Die prozentuelle erlösgewichtete Mengensteigerung wirkt kostenerhöhend, wobei als Mengen-Kosten Faktor der Wert 0,5 verwendet wird, d.h. eine Mengensteigerung wirkt nur unterproportional kostenerhöhend.
- (197) Eine monetäre Qualitätsregulierung ist in der ersten Regulierungsperiode nicht vorgesehen, da einerseits noch keine belastbaren zeitlichen Datenreihen (nur 3 Jahre) vorliegen und andererseits keine gesetzliche Grundlage besteht. In der ersten Regulierungsperiode erfolgt ein Monitoring der Qualität durch freiwillige Veröffentlichungen von Qualitätskennzahlen durch die Unternehmen.
- (198) Regulierungsperiode 2010-2013: Für die zweite Regulierungsperiode ist voraussichtlich auch eine Dauer von 4 Jahren geplant. Sofern die gesetzlichen Grundlagen vorhanden sind, soll eine monetäre Qualitätsregulierung eingeführt werden.

#### 4.1.6 Schweden

- (199) In Schweden werden analytische Kostenmodelle bei der Ermittlung von Aufgreifattbeständen für eine eingehende ex-post Kostenprüfung von Unternehmen eingesetzt. Sofern die Netzsätze eines Unternehmens erheblich von den im analytischen Modell ermittelten Kosten abweichen (absoluter Kostenvergleich), kann die Regulierungsbehörde eine eingehende Prüfung einleiten. Es erfolgt also keine formelhafte Übersetzung der Benchmarkingergebnisse in Tarifvorgaben. Die analytisch ermittelten Kosten sind vielmehr eine informationelle Unterstützung im Verfahren.
- (200) Zu diesem Zwecke werden auf Basis eines Referenznetzansatzes für jedes Unternehmen optimale Kosten errechnet, die den individuellen Benchmark für jedes

Unternehmen bilden. Hierbei ist der Detaillierungsgrad des Referenznetzes herauszuheben – der fiktive, optimale Anlagenbestand wird z.B. auf Basis der Koordinaten aller Anschlusspunkte mit Zählern bestimmt. Ebenso werden bei der Berechnung der Kosten der optimalen Anlagenbestände Qualitätsstandards berücksichtigt. Die Ergebnisse werden verwendet, um die Angemessenheit der Tarife zu bewerten, die die Unternehmen selbst festlegen. Wenn die Abweichung der Kosten/Tarife der Unternehmen einen bestimmten Grenzwert überschreitet, muss das entsprechende Unternehmen die Gründe für die Abweichung erklären.

#### 4.1.7 USA (am Beispiel Massachussetts)

- (201) Die Regulierung durch die staatliche DTE erfolgt im Rahmen von Einzelfall-Verfahren („rate-cases“). Entweder das (meist integrierte) Versorgungsunternehmen selbst leitet ein solches Verfahren ein, wenn es eine Erhöhung der Entgelte beantragt, oder es wird von beteiligten Parteien eingeleitet, wenn die Vermutung unzulässig hoher Unternehmensrenditen besteht. Es gibt lediglich die Vorgabe, dass die Entgelte „gerecht und angemessen“ („just and reasonable“) sein müssen. Das Oberste Bundesgericht führte außerdem aus, dass „nach der Gesetzesnorm ‚gerecht und angemessen‘ das erreichte Ergebnis und nicht die angewandte Methode der Kontrolle unterliegt.“ Obwohl also die Preise der Versorgungsunternehmen gewöhnlich nach der Cost-of-Service-Methode festgelegt wurden, steht es den Unternehmen frei, alternative Methoden anzuwenden, darunter auch anreizorientierte Regulierungsansätze.
- (202) Das Basismodell der Anreizregulierung von Massachusetts (und in den gesamten USA) wurde bekannt unter der Bezeichnung „performance based regulation“ (PBR), manchmal auch „productivity based“, d.h. dass die Effizienzvorgaben im Rahmen des Price-Caps im Wesentlichen auf der Grundlage historischer TFP- und Input-Preistrends der Branche ermittelt werden (allgemeiner X-Faktor). Darüber hinaus enthalten die Entgeltindexierungspläne in der Regel entweder „Konsumentendividenden“ oder Ausdehnungsfaktoren („stretch factors“), welche die Erwartung widerspiegeln, dass das TFP-Wachstum bei einem PBR-Ansatz zunehmen wird, gleichsam als unternehmensspezifischer X-Faktor). In den Verbraucherpreisen sollten demnach einige der erwarteten Wachstumsgewinne wieder zu finden sein.
- (203) Die Ermittlung der Konsumentendividende basierte auf drei ökonometrischen Benchmarking-Modellen. Alle drei Modelle enthielten Translog-Kostenfunktionen für die Gasverteilung. Die Schätzungen in den Modellen basierten auf Panel-Daten einer großen Anzahl von US-Gasverteilern und definierten einen Durchschnittskostenstandard. Sie sagen somit die Kosten voraus, die einem durchschnittlichen amerikanischen Gasverteiler entstehen würden, wenn er unter denselben Betriebsbedingungen tätig wäre wie das Unternehmen, das dem Benchmark-Vergleich unterzogen wird. Um diese Kostenvorhersagen wurden außerdem Konfidenzintervalle konstruiert. Die Ergebnisse des Benchmarking wurden ausgewertet, indem die tatsächlichen Kosten des Unternehmens mit den im Modell vorhergesagten Kosten und den konstruierten Konfidenzintervallen verglichen wurden. Wenn die tatsächlichen Kosten des Unternehmens innerhalb der Konfidenzintervalle lagen, musste die Hypothese akzeptiert werden, dass das fragliche Unternehmen ein durchschnittlicher „Cost Performer“ ist (d.h. es gab keine statistisch signifikante Differenz zwischen den tatsächlichen Kosten des Unternehmens und den vom Modell vorhergesagten Kosten, wobei es sich um die Kosten eines durchschnittlichen US-Gasverteilers handelt, der unter denselben Betriebsbedingungen tätig ist). Wenn die tatsächlichen Kosten des Unternehmens jedoch über der oberen Konfidenzgrenze liegen, muss die Hypothese angenommen werden, dass das Unternehmen statistisch ein schlechterer „Cost Performer“ ist. Entsprechend gilt: Wenn die tatsächlichen Kosten des Unternehmens unter der

unteren Konfidenzgrenze liegen, muss die Hypothese angenommen werden, dass das Unternehmen statistisch ein besserer „Cost Performer“ ist.

- (204) So genehmigte das DTE z.B. für den Boston Gas-Plan von 1997 einen allgemeinen X-Faktor von 0% und eine Konsumentendividende von 1%.
- (205) Das DTE genehmigt in der Regel PBR-Pläne, deren Laufzeiten sehr viel länger sind als der US-Durchschnitt. Der erste genehmigte Energie-PBR-Plan für Boston Gas hat eine Laufzeit von fünf Jahren. Später wurden jedoch auch PBR-Pläne mit Laufzeiten von 10 Jahren genehmigt.

## 4.2 Lehren für die Anreizregulierung in Deutschland

- (206) Die Identifizierung wesentlicher, aus der Betrachtung internationaler Erfahrungen für die deutsche Anreizregulierung abzuleitender Erkenntnisse hat mit Bezugnahme auf die einzigartige Situation Deutschlands zu erfolgen: Kein anderes Land weist eine derartige Vielfalt und Heterogenität der zu regulierenden Unternehmen auf.
- (207) Vor diesem Hintergrund gilt es, die für Deutschland optimale Kombination der verschiedenen Regulierungsinstrumente zu finden. Diese müssen die Anforderungen aus den EU-Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas, den EU-Verordnungen über den grenzüberschreitenden Stromhandel und die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen sowie dem EnWG erfüllen.
- (208) Zweck des die EU-Vorgaben umsetzenden EnWGs ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Diese Ziele sollen durch eine Regulierung erreicht werden, die der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs dient.
- (209) Eine möglichst wettbewerbsanaloge Anreizregulierung, die die regulatorischen Eingriffe auf das Nötigste beschränkt, gilt dabei als wirksames und in den europäischen und nationalen Regelwerken vorgesehenes Instrument.
- (210) Die große Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland eröffnet weitreichende Möglichkeiten der Anwendung wissenschaftlicher Methoden, die in vielen Ländern oft nur begrenzt zum Einsatz kommen konnten. Durch eine derartige „Methodenregulierung“ wird dem Grundsatz der Wettbewerbsanalogie, der Vermeidung der „Anmaßung von Wissen“ seitens des Regulierers und der Minimierung der Regulierungskosten Rechnung getragen.
- (211) Der „Methodenregulierung“ steht der verhandlungsbasierte *Building-Blocks*-Ansatz nach britischem Vorbild gegenüber, der bei der Festlegung der zulässigen Erlöse eine sehr detaillierte Analyse der operativen Geschäftsprozesse und –pläne durchführt und somit zum Teil Managementaufgaben wahrnimmt („Mikromanagement“) und der in Deutschland im Übrigen schon aus Gründen mangelnder Praktikabilität ausscheidet.
- (212) Auch ein Ansatz nach nordamerikanischem Beispiel ist angesichts der mangelnden Verfügbarkeit langer Zeitreihen zur Errechnung historischer TFP-Maße auf den deutschen Energienetzbereich nur eingeschränkt übertragbar. Abgesehen davon ist die dahinter liegende Regulierungsphilosophie der Ausrichtung der Regulierung auf die durchschnittliche Effizienz mit dem EnWG nicht kompatibel, das auf die effizienten Kosten bei der Entgeltbestimmung abstellt. Des Weiteren ist die breite Anwendung frontierbasierter Benchmarkingansätze in der nordamerikanischen Regulierung durch die geringe Anzahl von Netzbetreibern, aber auch die Tatsache, dass die Regulierung als Einzelfall-Verfahren („rate-case“) ausgestaltet ist, nur sehr eingeschränkt möglich.
- (213) Insofern kann sich Deutschland der kontinentaleuropäischen und skandinavischen Tradition der Anreizregulierung anschließen, die sich auf ein „Makromanagement“ der Gesamtkosten beschränkt. Dabei werden Methoden wie das Effizienzbenchmarking als wesentliches Instrument zur Reduktion von Informationsasymmetrie zwischen

- Regulierer und regulierten Unternehmen eingesetzt – im Wissen, dass die hohe Anzahl an Beobachtungseinheiten einen zentralen Beitrag zur Steigerung der Robustheit der Methode leisten kann.
- (214) Die Robustheit der Methode kann ferner durch die komplementäre Nutzung verschiedener Verfahren gesteigert werden. Hierzu kann auf Beispiele im Ausland zurückgegriffen werden. In Österreich wurde z.B. der gewichtete Durchschnitt der Effizienzscores unterschiedlicher Benchmarkingmodelle verwendet. Ferner gelangen in vielen Ländern neben der verwendeten Hauptmethode auch andere Verfahren als Kontrollmethoden zum Einsatz. In Norwegen z.B. wurde neben der DEA die SFA genutzt, Schweden wendet neben dem Referenznetzansatz auch die DEA an und selbst in Großbritannien wurde neben der COLS die DEA als Hintergrundinformation herangezogen.
- (215) Darüber hinaus zeigt auch die internationale Analyse, dass die grundlegendste Voraussetzung für die Robustheit der Methode das Vorliegen einer adäquaten und plausiblen Datenbasis ist – ein Thema, das in jedem Land, das sich mit Anreizregulierung beschäftigt, von hoher Bedeutung ist.
- (216) In Anbetracht der Tatsache, dass es in Deutschland nicht zu einer individuellen Aushandlung von X-Faktoren kommen kann, muss eine transparente und verlässliche Methode für die Transformation der Benchmarking-Ergebnisse in Effizienzsteigerungsvorgaben definiert werden.
- (217) Auch hier können Anhaltspunkte im Ausland gefunden werden. Die Niederlande sahen für den Abbau der ermittelten Ineffizienzen einen Zeitraum von zwei Regulierungsperioden (also sechs Jahren) vor, Österreich geht diesbezüglich von acht und Norwegen von 10-15 Jahren aus.
- (218) Ein zentraler Nachteil der *Building-Blocks*-Ansätze ergibt sich durch die Bindung des Ausgangsniveaus für den Preis- bzw. Erlöspfad an die unternehmenseigenen Kosten, was Anreize für strategisches Verhalten seitens der Unternehmen setzt. Da die Preise auf Grundlage von prognostizierten Unternehmenskosten ermittelt werden, haben Unternehmen Anreize, diese zu Beginn des Regulierungsprozesses gemeldeten Kostenprognosen in ihrem Sinne zu beeinflussen. Der Regulierer muss die Prognosen entsprechend filtern um die „wahre“ zu erwartende Kostenentwicklung im Laufe der Regulierungsperiode zu ermitteln. Dies ist generell ein unpräzises Vorgehen und ein Beispiel für das bekannte Problem der Informationsasymmetrie; der Regulierer besitzt im Vergleich zum Unternehmen weitaus weniger Informationen über die aktuelle sowie zukünftige Kostensituation des Unternehmens.
- (219) Diese Problem besteht nicht nur bei *Building-Blocks*-Ansätzen. Generell gilt: Wenn im Rahmen eines Regulatory Reviews die Ausgangsbasis für die Erlöse in der folgenden Regulierungsperiode an den unternehmensindividuellen Kosten orientiert wird, wird der ursprüngliche Gedanke der Anreizregulierung konterkariert, dem Problem der Informationsasymmetrie in der Weise zu begegnen, dass die Erlöse von den Kosten entkoppelt werden. Durch die erneute Bindung des Ausgangsniveaus an die unternehmenseigenen Kosten im Rahmen eines Regulatory Reviews hat das Unternehmen einen Anreiz, den Informationsvorteil in anderer Weise strategisch zu nutzen. Unternehmen besitzen dann Anreize, den Spielraum der Buchführung dazu zu nutzen, ihre Kosten zum Ende der Regulierungsperiode zu erhöhen.
- (220) Um diesem strategischen Verhalten vorzubeugen, haben Länder wie Norwegen oder die Niederlande den Weg eines Yardstick-Regimes eingeschlagen, bei dem sich die zulässigen Kosten bzw. Erlöse, wenn nicht ausschließlich, so doch schwerpunktmäßig an den Kosten bzw. Erlösen effizienter Unternehmen orientieren. Diese Entwicklung hin zu einem anreizstarken Regime, das die wettbewerbsanalogste Form der Regulierung darstellt, ist auch Bestandteil des Konzepts der Bundesnetzagentur für die deutsche Anreizregulierung.
- (221) Beispiele für die Hybridisierung der Anreizregulierungsformel sowie auch für die Etablierung eines Regulierungskontos, die für die Bundesnetzagentur bei der

Entwicklung des Anreizregulierungskonzeptes als Orientierung dienen können, werden eingehender in Kapitel 14 besprochen.

- (222) Hinsichtlich der Lehren, die im Bereich Qualitätsregulierung aus den ausländischen Erfahrungen zu ziehen sind, wird auf Kapitel 15 verwiesen.
- (223) Hinsichtlich der Vorgehensweise bei der Einführung eines Anreizregulierungsregimes bietet Österreich ein lehrreiches Beispiel. Der erste Anlauf der Etablierung einer Anreizregulierung scheiterte am Widerstand der Netzbetreiber, jedoch mit dem Ergebnis massiver Absenkungen der Entgelte im Rahmen der nachfolgenden Kostenprüfungen, so dass die Unternehmen selbst einen neuen Anlauf für die Einführung der Anreizregulierung unternahmen.

## **5 Regulierungskonzept**

- (224) Ausgehend von den grundlegenden Überlegungen zu den Anreizwirkungen, die mit unterschiedlichen Regulierungsinstrumenten verbunden sind, und die zentralen Lehren aus den internationalen Erfahrungen berücksichtigend, aber auch um Planungssicherheit für die Unternehmen zu gewährleisten, sieht die Bundesnetzagentur die deutsche Anreizregulierung als zweistufigen Prozess.
- (225) Ziel der aus zwei Regulierungsperioden bestehenden ersten Phase nach dem klassischen Modell der Cap-Regulierung ist es, die Unternehmen an ein einheitliches Effizienzniveau heranzuführen. Hiermit wird die bestehende Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs berücksichtigt.
- (226) Ab der dritten Regulierungsperiode soll auf eine reine Yardstick-Regulierung übergegangen werden. Hiermit wird die wettbewerbsähnlichste Form der Anreizregulierung angewandt.
- (227) Einer Beschreibung dieses zweistufigen Prozesses im Einzelnen werden grundsätzliche Überlegungen der Bundesnetzagentur vorangestellt, die im zweiten Teil des Berichtsentwurfs noch einmal aufgegriffen und vertiefend behandelt werden.

### **5.1 Vorzug Revenue-Cap (mit Hybridisierung)**

- (228) Die Bundesnetzagentur spricht sich für die Einführung eines Revenue-Caps aus. Die Begründung liegt zum einen in den praktischen Vorteilen des geringeren Informationsbedarfs, denn ein Revenue-Cap verlangt weniger tiefe Einblicke in die Preisstruktur eines Unternehmens als ein Price-Cap; zum zweiten in der besseren Übereinstimmung mit den Vorgaben aus EnWG und Netzentgeltverordnungen Strom und Gas, die detaillierte Kalkulationsvorgaben machen; und zum dritten in der Absicht der Bundesnetzagentur, die Regulierungsvorgaben nicht über das erforderliche Maß hinaus auszudehnen und größtmögliche unternehmerische Freiheit zuzulassen. Das Revenue-Cap setzt keine Anreize für Absatzmengensteigerungen. In diesem Zusammenhang stellt sich aber ohnehin die Frage, inwieweit Netzbetreiber tatsächlich Einfluss auf die nachgefragte Menge haben und inwieweit Absatzsteigerungen mit dem Ziel des EnWG einer umweltverträglichen Energieversorgung vereinbar sind.
- (229) Um Mengenschwankungen auch im Revenue-Cap abbilden zu können, hält die Bundesnetzagentur eine Hybridisierung der Formel für sachgerecht. Zudem hält sie die Einführung eines Regulierungskontos für erforderlich, um einer ggf. auftretenden Abweichung zwischen prognostizierten und tatsächlichen Absatzmengen zu begegnen, die zu einem Differenzbetrag zwischen zulässigen und tatsächlichen Erlösen führt. Mengenschwankungen (insbesondere im Gasmarkt) können so abgefangen werden und wirken sich nicht direkt in eine volatile Preissetzung aus.
- (230) Die (positiven oder negativen) Differenzen zwischen unternehmensintern ermittelten Gesamtkosten des Netzbetriebs und einem vorgegebenen Revenue-Cap müssen für die Preisbildung nach den Abschnitten 2 und 3 des Teils 2 der Netzentgeltverordnungen und insbesondere § 15 StromNEV und § 13 GasNEV den

Kostenarten und Kostenträgern zugeordnet werden. Die Zuordnung dieser Differenzen soll durch den Netzbetreiber festgelegt werden. Dabei sind stets Angemessenheit und tatsächliche Verhältnisse zu berücksichtigen.

- (231) In ihren Stellungnahmen zum Referenzbericht haben sich die Marktakteure größtenteils positiv über diese Positionierung der Bundesnetzagentur geäußert. Allein der VIK, der für ein Price-Cap plädiert, zeigte sich nicht gänzlich überzeugt, räumte jedoch ein, dass durch eine adäquate Ausgestaltung des Regulierungskontos die mit einer reinen Revenue-Cap verbundenen Probleme einer Lösung zugeführt werden können.
- (232) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Hybridisierung und des Regulierungskontos finden sich in Kap.15.

## **5.2 Bestimmung des Ausgangsniveaus (regulatorische Kostenrechnungsprüfung – Regulatory Review)**

- (233) Ein wesentlicher Bestandteil der Konzepterstellung ist die Festlegung, von welcher Ausgangsbasis der Anreizpfad starten soll. Bereits im ersten Referenzbericht zu dem Thema „Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze“ wurden dazu verschiedene Möglichkeiten vorgestellt.
- (234) Die bestehenden kostenrechnerischen Vorschriften der Entgeltverordnungen sollen auch in einem System der Anreizregulierung weitgehend beibehalten werden. Diese Vorschriften sind etabliert, weshalb die Notwendigkeit einer grundlegenden Änderung derzeit nicht gesehen wird.
- (235) Dies betrifft die Grundsätze der Entgeltermittlung in § 3 Abs. 1 NEV, nach denen die Netzkosten nach den §§ 4 bis 10 GasNEV bzw. §§ 4 bis 11 StromNEV zu ermitteln sind.
- (236) Die zentralen Elemente des Teils 2 der NEV sollen in ihrer jetzigen Form bestehen bleiben, insbesondere die in den §§ 6 StromNEV und GasNEV festgelegten Regelungen zur Bildung der kalkulatorischen Abschreibungen und die Vorschriften zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß den §§ 7 StromNEV und GasNEV.
- (237) Die Bundesnetzagentur erhält nach den §§ 7 Abs. 6 StromNEV und GasNEV mit dem Zeitpunkt der Einführung der Anreizregulierung die Kompetenz, alle zwei Jahre die Höhe der Zinssätze auf das betriebsnotwendige Eigenkapital zu bestimmen. Eine Festlegung für die Länge der Regulierungsperiode sollte möglich sein.
- (238) Zur Sicherstellung der Einhaltung dieser kostenrechnerischer Vorgaben und der Vergleichbarkeit der Kostenangaben muss eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung durchgeführt werden, die sich am praktischen Vorgehen, den Form- und Übermittlungsvorgaben sowie den Datenübermittlungen im Rahmen der Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG orientiert. Hierbei erscheint es möglich, dass der Detaillierungsgrad der Kostenangaben gegenüber der heutigen Praxis nach § 23a EnWG reduziert wird. Diese Prüfung auf kostenrechnerische Richtigkeit der Ausgangsbasis beinhaltet noch keine Effizienzprüfung. Diese erfolgt separat.
- (239) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Bestimmung des Ausgangsniveaus finden sich in Kap. 7.

## **5.3 Effizienzvorgaben (X-Faktoren)**

- (240) In funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten zwingen die Marktkräfte die Marktteilnehmer dazu, Produktivitätsfortschritte zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form niedrigerer Preise an die Kunden weiterzugeben. Bei entsprechendem Wettbewerb in allen Teilmärkten der Volkswirtschaft drückt die allgemeine Inflationsrate dann die Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise und der Rate des generellen Produktivitätswachstums aus.



- (241) In einem nicht-wettbewerblichen Markt bestehen diese Anreize, Produktivitätsfortschritte vollständig zu realisieren und an die Kunden weiterzugeben, nicht. Anreizorientierte Regulierungssysteme versuchen deshalb, die Marktkräfte eines funktionsfähigen Wettbewerbs zu imitieren. Dabei müssen Zielvorgaben gesetzt werden, um die vorhandenen Produktivitätssteigerungspotentiale möglichst weitgehend auszuschöpfen und an die Kunden weiterzugeben.
- (242) Die Festlegung der Zielvorgaben stellt gerade in der Anfangsphase der Regulierung eine wichtige Aufgabe dar. Die Vorgaben müssen so gesetzt werden, dass der Netzbetreiber einen möglichst großen Anreiz hat, seine Produktivität zu steigern. Gleichzeitig darf der Netzbetreiber nicht überfordert werden.
- (243) Das EnWG schreibt diesbezüglich vor, dass der betroffene Netzbetreiber oder eine Gruppe von Netzbetreibern „die Vorgaben unter Nutzung der ihm oder ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann“ (§ 21a Absatz 5 Satz 4 EnWG).
- (244) Die Vorgaben für die Produktivitätssteigerung werden in den Formeln zur Definition des Erlös- oder Preispfades durch den X-Faktor dargestellt. In der Praxis wird der X-Faktor vielfach in zwei X-Faktoren aufgeteilt, wobei der eine den (über den der Gesamtwirtschaft hinausgehenden) Produktivitätsfortschritt im Netzsektor insgesamt berücksichtigt (genereller X-Faktor,  $X_{gen}$ ), der andere die unternehmensindividuellen Effizienzsteigerungspotenziale abbildet (individueller X-Faktor,  $X_{ind}$ ).

### 5.3.1 Anwendung eines generellen Produktivitätsfortschritts ( $X_{gen}$ )

- (245) Gemäß den gesetzlichen Vorgaben wird in der Regulierungsformel die allgemeine Geldentwertung, also der Verbraucherpreisindex zur Berücksichtigung der Inflationsentwicklung zugrundegelegt. Dieser ergibt sich als Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise und der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung.
- (246) In Anbetracht der Tatsache, dass die Produktivität im Energienetzbereich anders verlaufen kann als in der gesamten Volkswirtschaft, erachtet es die Bundesnetzagentur für sachgerecht, einen generellen X-Faktor in die Formel zu integrieren. Ansonsten würden bei einer Abweichung der sektoralen von der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung entweder die Netzbetreiber mit zu starken Effizienzsteigerungsvorgaben überlastet oder bei zu schwachen Effizienzsteigerungsvorgaben die Kunden benachteiligt. Um die Auswirkungen auf Netzbetreiber einerseits und die Kunden andererseits angemessen zu berücksichtigen, ist es daher vorgesehen, die sektorale im Verhältnis zur gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung zu berücksichtigen.
- (247) Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Berechnung des  $X_{gen}$  wurde ausführlich im 2. Referenzbericht dargelegt.
- (248) Hinsichtlich der Methode, die bei der Berechnung des  $X_{gen}$  anzuwenden ist, spricht sich die Bundesnetzagentur für den Malmquist-Index aus. Dieser erlaubt eine Aufspaltung der Produktivitätsänderungen in zwei multiplikative Komponenten: (i) Veränderung der Effizienzgrenze (Frontier-Shift) und (ii) Veränderung der relativen Effizienz (Catch-up), wobei für das  $X_{gen}$  die Veränderung der Effizienzgrenze relevant ist.
- (249) In Ermangelung einer adäquaten Datengrundlage erachtet es die Bundesnetzagentur jedoch in der Konzeptionsphase für sinnvoll, eine Berechnung mit Hilfe des Törnquist-Indexes vorzunehmen. Auf der Basis öffentlich verfügbarer Daten wurde ein generelles X von 2,54 % ermittelt.
- (250) Daraufhin hatten die betroffenen Wirtschaftskreise die Möglichkeit zur Kommentierung. Aus den erhaltenen Stellungnahmen sind die folgenden wesentlichen Anmerkungen zu nennen:
- Ein zentrales Argument ist auf die Berücksichtigung der Wiedervereinigungseffekte gerichtet. So sei es nicht ausreichend, lediglich das Jahr 1992 aus den Betrachtungen

auszuklammern und die unterschiedlich langen Zeiträume vor und nach 1992 (1977-1991 und 1993-1997) gleich zu gewichten. Durch dieses Vorgehen werde der aktuellere Zeitraum zu hoch gewichtet. Erschwerend komme hinzu, dass gerade besonders hohe Werte wie im Jahr 1996 den TFP-Durchschnitt des betrachteten Zeitraums stark anheben. Darüber hinaus wird angemerkt, dass Wiedervereinigungseffekte auch über das Jahr 1992 hinaus existieren und berücksichtigt werden müssten. Beispielhaft wird der starke Personalabbau ostdeutscher Unternehmen nach der Wiedervereinigung genannt.

- Angemerkt wird des Weiteren, dass die zugrunde gelegten Daten sich lediglich auf die gesamte Energiewirtschaft und nicht getrennt auf die Bereiche Strom und Gas beziehen. Darüber hinaus sei eine differenzierte Betrachtung des Netzbetriebs statt der gesamten Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Vertrieb notwendig.
  - Bei der Berechnung der Inputpreisentwicklung würden wesentliche Indizes wie beispielsweise für Personalkosten oder Freileitungen nicht berücksichtigt. Außerdem stütze sich die Berechnung im Wesentlichen auf Indizes, die den Stromsektor betreffen.
  - Bei der Berechnung der branchenspezifischen Inputpreise seien lediglich netzspezifische Indexreihen verwendet worden, während sich die TFP-Analyse auf die Energieversorgung insgesamt beziehe. Daher sei auch die Inputpreisentwicklung beispielsweise in der Erzeugung zu berücksichtigen.
  - Darüber hinaus sei es notwendig, auch die Jahre ab 1998 in die Berechnungen zu integrieren.
- (251) Die genannten Kommentare der Branche greifen teilweise der Bundesnetzagentur bekannte und von ihr benannte Probleme bei der Berechnung des generellen X auf. Der in der Konzeptionsphase errechnete Wert in Höhe von 2,54 % sollte daher nach Prüfung der eingegangenen Stellungnahmen überdacht werden. Dabei ist eine vorsichtige Interpretation der Ergebnisse geboten.
- (252) Aus den bestehenden Datenproblemen auf einen völligen Verzicht auf ein  $X_{gen}$  zu schließen bzw. seinen Wert zunächst auf null festzulegen, wäre unsachgerecht. Dies würde den berechtigten Interessen der Netzkunden zuwiderlaufen und wird nicht durch empirische Belege gestützt.
- (253) Eine präzise Quantifizierung der geltend gemachten Kritikpunkte und damit eine genaue rechnerische Überprüfung des seitens der Bundesnetzagentur errechneten Wertes von 2,54 % war weder in den Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise enthalten, noch war der Bundesnetzagentur zusätzliches oder detaillierteres Datenmaterial hierfür zugänglich. Daher gewinnt die Betrachtung international üblicher Bandbreiten für die Festlegung eines generellen X-Faktors zusätzlich an Bedeutung. Diese Bandbreite ist – auch nach Angaben von Beratern der Netzbetreiberverbände – im Bereich von 1,5 % bis 2 % zu sehen.
- (254) Allein aus Gründen der Rechtssicherheit erscheint eine übergangsweise Festlegung des generellen X-Faktors in diesem Wertebereich für die erste Regulierungsperiode im Rahmen der Rechtsverordnung als sinnvoller Ausweg aus den bestehenden methodischen und Datenschwierigkeiten.
- (255) Nach zwei bis drei Jahren besteht durch jährliche Datenerhebungen der Bundesnetzagentur die Grundlage für eine Berechnung des  $X_{gen}$  entsprechend Malmquist-Index durch die Bundesnetzagentur.
- (256) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Bestimmung des generellen X-Faktors finden sich in Kap. 9.

### 5.3.2 Unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben ( $X_{ind}$ )

- (257) Grundlage für die individuellen Effizienzvorgaben bildet die relative Effizienz eines jeden Netzbetreibers, welche auf der Basis geeigneter Benchmarking-Verfahren ermittelt wird. Die Bundesnetzagentur wendet dabei sowohl parametrische wie nicht-

parametrische Verfahren an und greift ergänzend auch auf analytische Kostenmodelle zurück.

- (258) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Bestimmung der individuellen X-Faktoren finden sich in Kap. 10 bis 14.

## 5.4 Qualität

- (259) Ausschließlich auf Effizienzsteigerung abzielende Anreizregulierung könnte zu Kostensenkungen führen, die zu Lasten der Versorgungsqualität gehen. Aus diesem Grund findet die Qualität bei der Ausgestaltung des Anreizregulierungskonzeptes durch die Bundesnetzagentur von Beginn an Berücksichtigung. Auch wenn eine Qualitätsregulierung gewissermaßen einen Ausgleich zu den Kostensenkungsanreizen darstellt, so kann es dabei nicht darum gehen, ein bestehendes Qualitätsniveau für alle Zeiten festzuschreiben. Vielmehr muss sich die Netzqualität langfristig an den Kundenbedürfnissen ausrichten, die sich im Laufe der Zeit in einem gewissen Rahmen ändern können.
- (260) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Qualitätsregulierung finden sich in Kap. 16

## 5.5 Regulierungsperioden und Übergang (Trajectory)

### 5.5.1 Erste Regulierungsperiode (3 Jahre): Hybrides Revenue Cap

- (261) Die vereinfachte Regulierungsformel für die erste Regulierungsperiode soll folgende Form erhalten:

$$EO_t = K_b \cdot (1 - EV)^t \cdot VPI \cdot (1 + HE) \pm Q_t + Z_t$$

$$\text{wobei } EO_t \geq \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot M_{i,t} + E_{sonst,t} \pm \Delta RK_t$$

mit

$EO_t$	Erlösobergrenze im Jahr t
$K_b$	Beeinflussbarer Kostenanteil des Basisjahres
$EV$	Unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe (ohne initiale Absenkung)
$VPI$	Verbraucherpreisindex
$HE$	Hybrides Element
$Q_t$	Bonus/Malus für Qualität im Jahr t
$Z_t$	nicht beeinflussbarer Kostenanteil (z. B. Steuern, Abgaben, vorgelagerte Netze) im Jahr t
$P_{i,t}$	Netzentgelt für Produktelement i (z.B. NSP MWh) im Jahr t
$M_{i,t}$	Mengen für Produktelement i (z.B. NSP MWh) im Jahr t
$E_{sonst,t}$	kostenmindernde Erlöse im Jahr t
$\Delta RK_t$	Buchung auf Regulierungskonto im Jahr t

- (262) Das Ausgangsniveau für die Revenue-Cap Formel wird auf der Grundlage der Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres ermittelt.
- (263) Für die erste Regulierungsperiode ist eine Dauer von 3 Jahren vorgesehen.
- (264) Der Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung erfolgt durch den Verbraucherpreisindex.
- (265) Die Effizienzvorgaben enthalten sowohl ein  $X_{gen}$  als auch ein  $X_{ind}$ . Ersteres wird in der ersten Regulierungsperiode durch einen Törnquist-Index ermittelt. Das  $X_{ind}$ , welches unternehmensindividuelle Vorgaben abhängig von der Effizienz der Netzbetreiber macht, folgt dem Grundsatz, dass die Ineffizienzen innerhalb von ein bis zwei Regulierungsperioden abgebaut werden müssen. Die Effizienz der Netzbetreiber wird durch eine Benchmarkinganalyse unter Kombination verschiedener Verfahren ermittelt.

- (266) Die Revenue-Cap Formel wird durch hybride Elemente ergänzt, die Kostensteigerungen aufgrund von Änderungen von relevanten Kostentreibern, z.B. Mengen, Anschlüsse, während der Regulierungsperiode abbilden. Dies erfolgt durch eine jährliche Anpassung. Dabei wird besonders auf die Spezifika der Strom- und Gasnetzbetreiber eingegangen, weshalb sich unterschiedliche Anpassungen ergeben.
- (267) Sowohl für die jährliche Anpassung der relevanten Kostentreiber als auch die Entgeltkalkulation müssen von den Netzbetreibern Prognosen für das folgende Jahr erstellt werden. Exemplarisch seien genannt: Mengen, vorgelagerte Netzkosten, sonstige Erlöse. Als Kontrollmechanismus für Soll-Ist-Abweichungen der prognostizierten Werte wird ein Regulierungskonto eingerichtet, auf dem die Mehr- und Mindererlöse während der Regulierungsperiode registriert werden.
- (268) Nach § 21a Abs. 5 EnWG soll bei der Bestimmung der Effizienzvorgaben die Versorgungsqualität berücksichtigt werden. Bei der konkreten Berücksichtigung der Versorgungsqualität muss zwischen den Aspekten Sicherheit, Produktqualität, Servicequalität und Versorgungszuverlässigkeit unterschieden werden. Für die Sicherheit und die Produktqualität wird auf die Einhaltung bestehender Standards und Normen verwiesen. Die Rolle der Bundesnetzagentur und der zuständigen Landesbehörden in der Setzung und Modifikation von Normen und der Kontrolle ihrer Einhaltung soll gestärkt werden. Für die Servicequalität im Strom- und Gassektor werden kundenbezogene Mindeststandards vorgeschlagen, deren Unterschreitung Zahlungen an die Netzkunden zur Folge haben.
- (269) Für die Versorgungszuverlässigkeit im Gassektor soll ein Monitoring durchgeführt werden. Für die Versorgungszuverlässigkeit im Stromsektor schlägt die Bundesnetzagentur für die erste Regulierungsperiode einerseits kundenbezogene Mindeststandards und andererseits ein Bonus/Malus-System (Q-Faktor) in der Revenue-Cap Formel vor. Abhängig von der nachgewiesenen Versorgungszuverlässigkeit ermöglicht der Q-Faktor einen Zu-/Abschlag von den zulässigen Netzerlösen.
- (270) Daneben ist eine Veröffentlichung der erreichten Qualitätskennzahlen vorgesehen. Zusätzlich sollen zur frühzeitigen Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit und zur Verbesserung der Datenqualität von Qualitätskennzahlen und Standardisierung ihrer Erfassung Qualitätsmanagement-Systeme eingeführt werden und ein Qualitätsbericht erstellt werden, der relevante Informationen zum Zustand der Netzanlagen, Instandhaltungspläne, Ausbaupläne usw. enthält. In Erweiterung der Regelungen des § 52 EnWG sollen sich die Berichtspflichten nicht auf bereits eingetretenes Störungsgeschehen eingeschränkt sein, sondern generelle Geltung haben.
- (271) Hierbei sollen die Anforderungen an Qualitätsmanagement und Reporting nach der Größe der Netzbetreiber und der Anzahl der Kunden, die durch eine Störung betroffen sein können, gestaffelt werden. Netzbetreiber unter 10.000 angeschlossene Kunden sollen jährlich einen formlosen Kurzbericht an die Regulierungsbehörde übermitteln, der sich auf wesentliche Ereignisse und Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt. Netzbetreiber ab 10.000 bis unter 100.000 angeschlossene Kunden sollen jährlich einen detaillierten Bericht mit allen erforderlichen Angaben an die Regulierungsbehörde übermitteln. Netzbetreiber über 100.000 angeschlossene Kunden sollen ein zertifiziertes Qualitätsmanagement-System einrichten und jährlich einen ausführlichen Bericht an die Bundesnetzagentur übermitteln.

### **5.5.2 Zweite Regulierungsperiode (3 bis 5 Jahre): Hybrides Revenue-Cap**

- (272) Für die zweite Regulierungsperiode dient die Revenue-Cap Formel aus der 1. Regulierungsperiode als Ausgangspunkt, wobei die einzelnen Regulierungsparameter aufgrund der Erfahrungen der ersten Regulierungsperiode präzisiert werden.

- (273) Ausgangsniveau für die Kostendaten für die Revenue-Cap Formel sind die Kosten des Jahres vor Ablauf der ersten Regulierungsperiode. Für den Übergang in die zweite Regulierungsperiode muss sichergestellt werden, dass die Unternehmen ihre Kosten nach betriebswirtschaftlichen und nicht nach strategischen Gesichtspunkten gestalten.
- (274) Für die zweite Regulierungsperiode ist eine Dauer von 3-5 Jahren vorgesehen.
- (275) Zur Bestimmung des  $X_{gen}$  wird der Malmquist-Index verwendet. Dieser erlaubt eine Aufspaltung der Produktivitätsänderungen in zwei multiplikative Komponenten: (i) Veränderung der Effizienzgrenze (Frontier-Shift) und (ii) Veränderung der relativen Effizienz (Catch-up), wobei für das  $X_{gen}$  die Veränderung der Effizienzgrenze relevant ist. Als Datengrundlage werden die Geschäftsjahre ab 2004 bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode herangezogen.
- (276) Während der ersten Regulierungsperiode wird die Referenznetzanalyse auf Basis der Bildung von Teilnetzen weiterentwickelt. In der zweiten Regulierungsperiode sollen die daraus abgeleiteten Informationen neben der Benchmarking-Analyse bei der Bestimmung des  $X_{ind}$  berücksichtigt werden.
- (277) Die hybriden Elemente werden einer fortlaufenden Analyse unterzogen und entsprechend präzisiert. Dabei werden empirische Analysen und Erkenntnisse aus den Analytischen Kostenmodellen verwendet.
- (278) Im Rahmen der Qualitätsregulierung ist eine Weiterentwicklung dahingehend geplant, dass die erforderlichen Daten vorliegen und eine Integration der Qualität in den Effizienzvergleich erfolgen kann.

### **5.5.3 Weitere Regulierungsperioden (2 Jahre): Yardstick-Regulierung**

- (279) Ab der dritten Regulierungsperiode ist eine Yardstick-Regulierung vorgesehen. Diese Form stellt das anreizstärkste Regulierungsregime dar, da es Wettbewerb in adäquater Weise simuliert. Bei der reinen Yardstick-Regulierung werden die Netzerlöse des Unternehmens von den eigenen Kosten gänzlich entkoppelt.
- (280) Ähnlich dem norwegischen Ansatz sieht dieses Yardstick-Regime nur einen individuellen X-Faktor vor, der auf der Basis eines Effizienzvergleichs ermittelt wird. Damit dieses Regime seine volle Anreizwirkung entfalten kann, ist eine Aktualisierung der zulässigen Kosten bzw. Erlöse eines Unternehmens in kürzeren Abständen erforderlich. Daher ist für das stehende System, das sich in die Zukunft fortschreiben wird, eine zweijährige Regulierungsperiode vorgesehen. Dabei ist sicherzustellen, dass das effizienteste Unternehmen eine Belohnung in Form einer Zusatzrente erhält (Supereffizienz).
- (281) In Bezug auf die Qualitätsregulierung erfolgt eine Weiterentwicklung der anzusetzenden Qualitätskriterien und vollständige Integration in den Effizienzvergleich.

## **5.6 Gesonderte Vorgaben für Übertragungsnetzbetreiber (§ 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 2)**

- (282) Die „Übertragungsnetzbetreiber“ (§ 3 Nr. 32 i. V. m. Nr. 27 EnWG) nehmen aufgrund technischer Gegebenheiten und gesetzlicher Vorgaben eine Sonderrolle im Rahmen der Anreizregulierung ein. Zum einen bestimmt § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 2, dass bei einer Gruppenbildung für Übertragungsnetzbetreiber gesonderte Vorgaben vorzusehen sind. Zum anderen kommen auf die Übertragungsnetzbetreiber auch aufgrund gesetzlicher Anforderungen in erheblichem Umfang zusätzliche Aufgaben zu. Dies betrifft zum einen den Ausbau internationaler Grenzkuppelstellen. Zum anderen gilt dies für den Ausbau der Windenergie, der neue Übertragungskapazitäten innerhalb Deutschlands erforderlich macht. Auch in der EU-Elektrizitätsrichtlinie wird eine Unterscheidung in den Betrieb eines Übertragungsnetzbetreibers (Art. 8 ff.) und eines Verteilnetzbetreibers (Art. 13 ff.)

vorgenommen. Die Beschreibung der Aufgaben dieser beiden Netzbetreibertypen weist den Übertragungsnetzbetreibern weitreichendere Aufgaben als den Verteilnetzbetreibern zu, wie die Sicherung der Stabilität des Gesamtsystems und die Einbindung in das europäische Verbundnetz. All diese neuen Aufgaben stehen in engem Zusammenhang mit der Verbesserung der Versorgungssicherheit. Diese ist von der Versorgungszuverlässigkeit zu unterscheiden, die von allen Netzbetreibern gleichermaßen sicherzustellen ist. Die Versorgungssicherheit betrifft weit stärker den Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber.

- (283) Als zusätzliche Vorgabe ist § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 8 zu beachten, wonach durch Rechtsverordnung Regelungen getroffen werden können, die eine Begünstigung von Investitionen vorsehen, die unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dienen.
- (284) Erhebliche Anteile künftiger Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber können also vom europäischen und deutschen Gesetz- und Ordnungsgeber vorgegebenen Veränderungen des Aufgabenprofils zugeordnet werden. Dies ist ein deutlicher Unterschied zu anderen Netzbereichen, in denen der Fokus eindeutiger auf Ersatzinvestitionen liegt.<sup>8</sup>
- (285) Daher soll eine gesonderte Behandlung der Übertragungsnetzbetreiber bei der Setzung von Effizienzvorgaben im Rahmen der Anreizregulierung erfolgen. Dies gilt im Besonderen für den Bereich der Neuinvestitionen. Da auch die Anzahl von Einzelfallprüfungen bei vier Unternehmen den Rahmen des Möglichen nicht von vorneherein übersteigt, erscheint auch im Rahmen der Anreizregulierung eine Betrachtung einzelner Investitionsbudgets für Neuinvestitionen sachgerecht.
- (286) Die Anzahl von vier Übertragungsnetzbetreibern erlaubt zwar einige Vergleichsbetrachtungen, allerdings kein breit angelegtes Benchmarking unter Verwendung verschiedener methodischer Ansätze, wie dies in den anderen Netzbereichen möglich ist. Daher ist für die Übertragungsnetzbetreiber eine Verbreiterung der Vergleichsbasis erforderlich.
- (287) Die geeignete Vergleichsbasis kann dabei einerseits durch die Einbeziehung in ein internationales Benchmarking hergestellt werden. Zum anderen kann dazu die Referenznetzanalyse herangezogen werden.
- (288) Die Referenznetzanalyse (vgl. Kap. 10.3 und Kap. 11.4) ist in der Lage, bei entsprechend präziser Abbildung der räumlichen und energiewirtschaftlichen Gegebenheiten belastbare Aussagen über Kosten der effizienten Leistungserbringung zu liefern. Die Anforderungen an eine solch präzise Modellierung sind für vier Übertragungsnetze eher zu erfüllen als für die Vielzahl von Verteilungsnetzen, da weit weniger geografisch referenzierte Grundlagendaten erfasst und verarbeitet werden müssen.
- (289) Des Weiteren stellt die Referenznetzanalyse auch eine Möglichkeit dar, Investitionsbudgets für Neuinvestitionen beispielsweise im Bereich des windbedingten Ausbaus oder zur Erweiterung internationaler Grenzkuppelkapazitäten zu überprüfen.
- (290) Ein separat zu behandelnder Themenpunkt ist schließlich die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie und anderer Bestandteile der Systemdienstleistungen, durch die wesentliche Teile des Kostenaufkommens der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt werden.
- (291) So weit durch Vorgaben des Gesetz- und Ordnungsgebers sowie der Bundesnetzagentur eine Verfahrensregulierung vorgenommen wird und die

---

<sup>8</sup> Ähnliche Verhältnisse können im Einzelfall auch bei Verteilnetzbetreibern vorliegen: V. a. EEG- und windenergiebedingter Ausbau der Netzinfrastruktur kann auch dort dazu führen, dass gesetzlich bedingte Neu- und Ausbauinvestitionen gegenüber den Ersatzinvestitionen überwiegen. In diesen Fällen – die auf Verteilnetzebene allerdings Ausnahmen darstellen – gelten die gleichen Schlussfolgerungen (Vereinbarung von Investitionsbudgets)

Bemessung der zu beschaffenden Menge an Leistung bzw. Energie als angemessen und die Gestaltung der Beschaffungsmärkte als funktionierende Wettbewerbsmärkte vorausgesetzt werden können, sind die daraus resultierenden Kosten nicht mehr im direkten Einflussbereich der Übertragungsnetzbetreiber und aus der Summe der beeinflussbaren Kosten auszunehmen.

- (292) Zusammenfassend sollen die Vorgaben für die Übertragungsnetzbetreiber auf mehreren Methoden basieren:
- Ein Benchmarking mit verbreiteter Vergleichsbasis
  - Anreizorientierte Investitionsbudgets
  - Referenznetzanalyse
  - Regelungen nach § 21a Abs.6 S. 2 Nr.8

## **6 Umsetzungsempfehlungen**

### **6.1 Anreize für Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber und Weitergabe von Produktivitätsgewinnen an die Netznutzer sollen als gleichberechtigte Ziele verfolgt werden.**

- (293) Ziel der Anreizregulierung muss es sein, ein langfristig stabiles Regulierungssystem zu schaffen, in dem die Kunden einerseits frühzeitig an Effizienzsteigerungen beteiligt werden und in dem andererseits die Anreize zur Kostensenkung erhalten bleiben. Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber sind daher nicht der einzige Zweck der Anreizregulierung. Dies entspricht der gemeinsamen Betrachtung der Vorgaben aus § 21 Abs. 2 und § 21a EnWG. Die zentrale Zielsetzung der Anreizregulierung liegt somit in der Effizienzsteigerung und der Weitergabe von Produktivitätssteigerungen an die Kunden. Damit das Anreizregulierungssystem für Deutschland diese Ziele erreicht, ist eine sachgerechte, zuverlässige und robuste Ausgestaltung erforderlich, die für die betroffenen Unternehmen Rechts- und Planungssicherheit bringt. Daher soll eine möglichst wettbewerbsanaloge Anreizregulierung, die die regulatorischen Eingriffe auf das Nötige beschränkt, umgesetzt werden.

### **6.2 Durch Methodenregulierung anstelle von Mikromanagement soll unternehmerischer Freiraum belassen und Investitionslenkung vermieden werden.**

- (294) Die große Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland eröffnet weitreichende Möglichkeiten der Anwendung wissenschaftlicher Methoden, die in anderen Ländern meist nur begrenzt zum Einsatz kommen konnten. Durch eine derartige Methodenregulierung wird dem Grundsatz der Wettbewerbsanalogie, der Vermeidung zu hoher regulatorischer Eingriffstiefe und der Minimierung der Regulierungskosten am besten Rechnung getragen. Eine detaillierte Analyse der operativen Geschäftsprozesse und –pläne und Managementaufgaben übernehmende (Mikromanagement) Anreizregulierung scheidet als Regelfall in Deutschland schon aus Gründen mangelnder Praktikabilität aus.
- (295) In der internationalen Analyse wurde deutlich, dass in Deutschland entscheidende Spezifika vorliegen, die bei der Frage der Übertragbarkeit international angewandter Anreizregulierungssysteme berücksichtigt werden müssen. In keinem anderen Land liegt eine solche Vielzahl und Heterogenität von Netzbetreibern vor, wie dies in Deutschland der Fall ist. Aus diesem Grund stehen für Effizienzvergleiche eine breitere Datenbasis und damit auch mehr Benchmarking-Methoden zu Verfügung. In der Folge können auch bessere und belastbarere Ergebnisse erzielt werden. Eine breite Anwendung von Einzelfallprüfungen und individuellen vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden wie in anderen Ländern mit einer einstelligen oder niedrigen zweistelligen Anzahl von Netzbetreibern

scheitert hingegen angesichts der großen Zahl von Netzbetreibern in Deutschland aus Praktikabilitätsgründen und ist daher nicht Bestandteil des Konzepts. Investitionsbudgets setzen in gleicher Weise wie Rate-of-Return- oder Cost-Plus-Ansätze hohe Anforderungen an den Informationsbedarf des Regulierers und sollen daher nur für den Teilbereich der Übertragungsnetzbetreiber und andere, ähnlich gelagerte Ausnahmefälle, vorgesehen werden.

- (296) Die Umsetzung der Anreizregulierung in Deutschland sollte sich daher der kontinentaleuropäischen und skandinavischen Tradition der Anreizregulierung anschließen, die sich auf ein Makromanagement der Gesamtkosten (Total Expenditures, TOTEX) beschränkt.

### **6.3 Der Effizienzvergleich soll durch ein komplementäres Benchmarking ohne Strukturklassen durchgeführt werden.**

- (297) Als wesentliches Instrument werden Methoden wie das Effizienzbenchmarking zur Reduktion von Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und regulierten Unternehmen eingesetzt. Daher sollte die Anwendbarkeit der wesentlichen Methoden Data Envelopment Analysis (DEA), Stochastic Frontier Analysis (SFA) und Analytische Kostenmodelle (AKM) durch die Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG (AnreizVO) sichergestellt werden. Die Robustheit der Gesamtmethode eines komplementären Benchmarking unter Nutzung dieser Verfahren wird durch die Bundesnetzagentur sichergestellt werden.
- (298) Eine Einteilung der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber in Strukturklassen, wie im Vergleichsverfahren nach § 21 bzw. § 22 der Netzentgeltverordnungen (NEV) vorgesehen, soll für die Anreizregulierung nicht vorgenommen werden. Durch die Durchführung einer umfassenden Kostentreiberanalyse und ihre Berücksichtigung im Rahmen der Parametrierung der Benchmarkingverfahren wird weitaus besser sichergestellt, dass strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe sachgerecht berücksichtigt werden.
- (299) In Anbetracht der Tatsache, dass es in Deutschland nicht zu einer individuellen Aushandlung von X-Faktoren kommen kann, muss auch eine transparente und verlässliche Methode für die Transformation der Benchmarking-Ergebnisse in Effizienzsteigerungsvorgaben definiert werden. Eine Möglichkeit hierzu besteht in einer Unterteilung der TOTEX-Ineffizienzen und einer zeitlichen Differenzierung der Effizienzvorgaben nach dem Kriterium, ob Anteile der im Effizienzvergleich festgestellten TOTEX-Ineffizienzen stärker durch Betriebskosten (Operational Expenditures, OPEX) oder Kapitalkosten (Capital Expenditures, CAPEX) getrieben sind. Dies lässt sich durch eine Schlüsselungsrechnung erreichen. Dadurch können auf einer einheitlichen und transparenten Methodik unternehmensindividuell unterschiedliche Zeitverläufe für die Effizienzvorgaben bestimmt werden, die die jeweilige OPEX- und CAPEX-Intensität der gesamten Effizienzsteigerungspotenziale aus einem TOTEX-Benchmarking berücksichtigen.

### **6.4 Die Auswahl und Auswertung von Daten soll bundeseinheitlich und in vollständiger Transparenz erfolgen.**

- (300) Voraussetzung für die Robustheit der angewandten Methoden ist stets das Vorliegen einer geeigneten und plausiblen Datenbasis. Daher sollten der Bundesnetzagentur umfassende Datenerhebungsbefugnisse für alle Netzbetreiber erteilt werden.
- (301) Ferner ist eine eindeutige Befugnisnorm über Inhalt und Tragweite der Veröffentlichung von Unternehmensdaten zu schaffen. Die Bundesnetzagentur spricht sich für weitgehende Transparenz dieser Daten aus. Grund ist, dass das Regulierungskonzept und die Regulierungsentscheidungen weder für die Netzbetreiber noch für die Netznutzer nachvollziehbar sind, ohne dass ihnen die Unternehmensdaten vorliegen und sie die Analysen, die die Konzeption begründen, nachvollziehen, d.h. auch nachrechnen können. Es ist mithin auch ein Gebot des



effektiven Rechtsschutzes für die Unternehmen, die Grundlage der Schlussfolgerungen der Bundesnetzagentur transparent zu machen.

## **6.5 Ein langfristiges Konzept soll Stabilität der Regulierung und Planungssicherheit für die Unternehmen sichern.**

- (302) Die Bundesnetzagentur trägt der langfristigen Planungsperspektive der Strom- und Gasnetzwirtschaft durch eine integrierte Konzeption über mehrere Regulierungsperioden Rechnung. Das Konzept beinhaltet daher eine erste Phase, in der über zwei Regulierungsperioden mit Revenue-Caps die Angleichung an ein einheitliches Effizienzniveau erreicht werden soll. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode soll auf drei Jahre, die der zweiten Regulierungsperiode auf drei bis fünf Jahre festgelegt werden.

## **6.6 Nach Revenue-Cap zur Effizienzangleichung soll Yardstick-Competition größtmögliche Wettbewerbsnähe bringen.**

- (303) Die zweite Phase besteht dann aus zweijährigen Regulierungsperioden, in denen das Konzept der Yardstick-Competition zur Anwendung kommt. Damit ist ein gestufter Einstieg und Übergang zur wettbewerbsähnlichsten Form der Entgeltregulierung vorgesehen.
- (304) Die Festlegung der ersten Revenue-Cap-Regulierungsperiode auf drei Jahre, der zweiten auf drei bis fünf Jahre und der anschließende Übergang zu jeweils zweijährigen Regulierungsperioden mit Yardstick-Competition sollte in der Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG (AnreizVO) verankert werden.

## **6.7 Die Obergrenze soll sich auf Gesamterlöse beziehen und durch hybride Elemente und ein Regulierungskonto ergänzt werden.**

- (305) Ein Revenue-Cap soll die Obergrenze für die Gesamtsumme der Erlöse vorgeben. Die weitere Preisbildung soll unverändert den Regeln folgen, die in den Abschnitten 2 und 3 des Teils 2 der Netzentgeltverordnungen Strom und Gas (NEV) festgelegt sind oder nach § 30 NEV festgelegt werden können.
- (306) Tatsächliche Veränderungen in einzelnen Kostenpositionen, z.B. aufgrund von Kostensenkungsprogrammen der Unternehmen, werden durch die Preisbildungsregeln der NEV direkt umgesetzt und bedürfen keiner weiteren Regelung. Differenzen zwischen den unternehmensintern ermittelten Gesamtkosten des Netzbetriebs einerseits und einem vorgegebenen Revenue-Cap andererseits müssen für die Preisbildung in Anwendung der NEV den Kostenarten und Kostenträgern zugeordnet werden. Dies soll durch die Netzbetreiber erfolgen und im Bericht nach § 28 NEV dokumentiert werden. Dabei sind stets Angemessenheit und tatsächliche Verhältnisse zu berücksichtigen. Einem Missbrauch der verbleibenden Spielräume der Preisbildung kann durch die ex post Kontrolle und Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörden wirksam begegnet werden.
- (307) Zur Berücksichtigung nachhaltiger Mengenänderungen (z. B. Netzerweiterungen) soll das Revenue-Cap um entsprechende („hybride“) Elemente ergänzt werden. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente (z.B. Anzahl der Anschlusspunkte) innerhalb der Regulierungsperiode.
- (308) Damit kurzfristige Mengenschwankungen (z. B. temperaturabhängige Absatzmengen in Gasnetzen) und auch andere Elemente unter einem Revenue-Cap nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll ein Regulierungskonto der Netzbetreiber eingerichtet werden. Das Regulierungskonto erfasst Über- und Unterdeckungen des Revenue-Caps durch die tatsächlichen Erlöse. Ferner kann es u. a. Bonus-/Malus-Zahlungen aus der Qualitätsregulierung aufnehmen und über mehrere Jahre glätten, so dass sich stochastische Schwankungen der Versorgungsqualität nicht in Entgeltschwankungen auswirken.

- (309) In einem solchen Regulierungskonto erfolgen jährliche Buchungen der positiven oder negativen Abweichungen zwischen den zulässigen und den tatsächlichen Erlösen. Der verbleibende Saldo wird am Ende der Regulierungsperiode bei der Ermittlung des neuen Erlöspfad für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt.
- (310) Die Bundesnetzagentur erachtet ein Toleranzband als geeignetes Instrument, um strategische von unvermeidbaren Prognosefehlern zu trennen. Bis zu einer festzulegenden Grenze sollen positive Abweichungen normal verzinst und oberhalb derselben mit einem Abschlag versehen werden.
- (311) Für die Korrektur der Differenzen zwischen zulässigen und tatsächlichen Erlösen schlägt die Bundesnetzagentur mehrjährige Korrekturen vor. Am Ende der Regulierungsperiode soll eine *vorübergehende* Glättung des Regulierungskonto mit den vorhandenen Daten erfolgen. Die *gänzliche* Glättung erfolgt, wenn Daten für das letzte Jahr der Regulierungsperiode verfügbar sind.
- (312) Die Regulierungskonten sollten bei den jeweils zuständigen Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder geführt werden. Eine Verordnung zur Anreizregulierung sollte die Einführung von Regulierungskonten vorsehen, die Ausgestaltung im Einzelnen jedoch den Regulierungsbehörden übertragen.

## **6.8 Die kostenrechnerischen Regelungen der bestehenden Netzentgeltverordnungen sollen beibehalten werden.**

- (313) Die zentralen kostenrechnerischen Elemente des Teils 2 der NEV sollen im Zuge der Einführung der Anreizregulierung nicht verändert werden. Insbesondere die Ermittlung der Netzkosten nach den §§ 4 bis 10 GasNEV respektive §§ 4 bis 11 StromNEV und die Zuordnung nach Netzkostenarten und den in Anlage 2 aufgeführten Haupt- und Nebenkostenstellen. Zentrale kalkulatorische Elemente sind zum einen die kalkulatorischen Abschreibungen und zum anderen die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, deren Ermittlung in den §§ 6 und 7 der Netzentgeltverordnungen festgelegt ist. Beizubehalten ist die in § 14 StromNEV festgelegte Kostenwälzung.
- (314) Die Bundesnetzagentur erhält nach § 7 Abs. 6 NEV mit dem Zeitpunkt der Einführung der Anreizregulierung die Kompetenz, alle zwei Jahre die Höhe der Zinssätze auf das betriebsnotwendige Eigenkapital zu bestimmen. Eine Festlegung für die Länge der Regulierungsperiode sollte möglich sein.

## **6.9 Vor Beginn einer Regulierungsperiode soll eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung das Ausgangsniveau bestimmen.**

- (315) Das Ausgangsniveau soll in einer regulatorischen Kostenrechnungsprüfung (Regulatory Review) vor Beginn der Regulierungsperiode auf Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres und der Kostenrechnungsregelungen der geltenden Netzentgeltverordnungen bestimmt werden. Die kostenrechnerische Prüfung beinhaltet noch keine Effizienzprüfung. Diese erfolgt separat.
- (316) Die Bestimmung der Ausgangsbasis für die Anreizregulierung vollzieht sich in den folgenden Schritten:
- Ermittlung der unternehmensindividuellen Kostendaten der Netzbetreiber entsprechend den Regelungen der Netzentgeltverordnungen (NEV).
  - Regulatorische Kostenrechnungsprüfung (Regulatory Review) auf Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben der NEV.
  - Bereinigung um von Dritter Seite vorgegebene, nicht beeinflussbaren Kosten (staatlich vorgegebene Kosten, d.h. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern nach § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG; Kosten vorgelagerter Netze; ggf. verfahrensregulierte Kosten).

- Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile unter Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete (§ 21a Abs. 4 S. 2 EnWG). Die strukturellen Unterschiede werden im Rahmen des Effizienzbenchmarks durch exogene Strukturmerkmale (Benchmarking-Parameter) berücksichtigt.
- (317) Die regulatorische Kostenrechnungsprüfung muss die Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben der Netzentgeltverordnungen und die Vergleichbarkeit der Kostenangaben sicherstellen. Sie soll sich am praktischen Vorgehen, den Form- und Übermittlungsvorgaben sowie den Datenübermittlungen im Rahmen der Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG orientieren.
- (318) Die regulatorische Kostenrechnungsprüfung ist unter Beteiligung der zuständigen Regulierungsbehörden durchzuführen. Da die Ergebnisse der regulatorischen Kostenprüfung die Ausgangsbasis für das bundeseinheitliche Effizienz-Benchmarking darstellen, ist ein einheitlicher Prüfungsmaßstab von besonderer Bedeutung.
- (319) Die Verwendung eines Revenue-Caps unter Beibehaltung der Kalkulations- und Preisfindungsprinzipien und der Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur aus den Netzentgeltverordnungen Strom und Gas (NEV) soll in der Verordnung zur Anreizregulierung (AnreizVO) sichergestellt werden.

## **6.10 Die Anreizformel soll Verbraucherpreisindex und generelle sektorale Produktivitätsfortschrittsrate ( $X_{gen}$ ) enthalten.**

- (320) Für die Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung soll der durch das Statistische Bundesamt veröffentlichte Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) verwendet werden.
- (321) Die Unterschiede in Preisentwicklung und Produktivitätsentwicklung zwischen Gesamtwirtschaft und Energienetzwirtschaften sollen durch die generelle sektorale Produktivitätsentwicklung ( $X_{gen}$ ) berücksichtigt werden. Dadurch werden Unterschiede in der Produktivitätsentwicklung und der Inputpreisentwicklung der Energienetzwirtschaften im Vergleich zur Gesamtwirtschaft sachgerecht abgebildet und die Kunden werden frühzeitig an Produktivitätsfortschritten der Netzbetreiber beteiligt. Dies entspricht internationaler Praxis und erhöht die Transparenz der Vorgaben.
- (322) Der Malmquist-Index macht eine Aufteilung der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung in die Bestandteile Catch-up (Aufholen ineffizienter Unternehmen zu effizienten) und Frontier-Shift (Produktivitätssteigerung effizienter Unternehmen) möglich und soll daher für die Bestimmung des  $X_{gen}$  Anwendung finden, sobald eine entsprechende Datengrundlage zur Verfügung steht (voraussichtlich nach zwei bis drei Jahren). Dabei soll zwischen Stromnetzen und Gasnetzen unterschieden werden.
- (323) In Ermangelung einer adäquaten Datengrundlage führte die Bundesnetzagentur in der Konzeptionsphase eine Berechnung mit Hilfe des Törnquist-Indexes durch. Auf der Basis öffentlich verfügbarer Daten wurde im 2. Referenzbericht ein genereller X-Faktor von 2,54 % ermittelt.
- (324) Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise hierzu greifen teilweise die bereits im 2. Referenzbericht angesprochenen Probleme bei der Berechnung auf. Eine präzise Quantifizierung der geltend gemachten Kritikpunkte und damit eine genaue rechnerische Überprüfung des seitens der Bundesnetzagentur errechneten Wertes von 2,54 % war weder in den Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise enthalten, noch war der Bundesnetzagentur zusätzliches oder detaillierteres Datenmaterial hierfür zugänglich. Daher gewinnt die Betrachtung international üblicher Bandbreiten für die Festlegung eines generellen X-Faktors zusätzlich an Bedeutung. Diese Bandbreite ist – auch nach Angaben von Beratern der Netzbetreiberverbände – im Bereich von 1,5 % bis 2 % zu sehen.

- (325) Allein aus Gründen der Rechtssicherheit erscheint eine übergangsweise Festlegung des generellen X-Faktors in diesem Wertebereich für die erste Regulierungsperiode im Rahmen der Rechtsverordnung als sinnvoller Ausweg aus den bestehenden methodischen und Datenschwierigkeiten. Für die Festlegung des  $X_{gen}$  sollte daher analog der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung in § 7 Abs. 6 NEV verfahren werden, indem ein Startwert für die erste Regulierungsperiode in der AnreizVO festgelegt und dieser Wert ab der zweiten Regulierungsperiode auf Basis dann vorliegender Daten der einzelnen Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur bestimmt wird.

### **6.11 Zur Ermittlung unternehmensindividueller Effizienzziele ( $X_{ind}$ ) sollen Data Envelopment Analysis (DEA), Stochastic Frontier Analysis (SFA) und ergänzend Analytische Kostenmodelle (AKM) genutzt werden.**

- (326) Die Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben ( $X_{ind}$ ) soll durch eine Kombination verschiedener Vergleichsmethoden erfolgen. Für den Einsatz sind die Data Envelopment Analysis (DEA, Dateneinhüllungsanalyse), die Stochastic Frontier Analysis (SFA, Stochastische Effizienzgrenzenanalyse) und für einzelne Elemente Analytische Kostenmodelle (AKM) vorgesehen. Ihre Ergebnisse sind in geeigneter Art zu kombinieren. Als Grundlage regulatorischer Vorgaben ist eine Mittelwertbildung verschiedener Verfahren denkbar oder die Verwendung desjenigen Benchmarking-Verfahrens, das den betreffenden Netzbetreiber am wenigsten stark belastet.
- (327) Die konkrete Ausgestaltung und Spezifikation der Benchmarking-Verfahren DEA und SFA durch die Bundesnetzagentur soll sich daran orientieren, wie eine möglichst weitgehende Annäherung der Ergebnisse beider Verfahren erreicht werden kann. Analytische Kostenmodelle sollen zunächst ergänzend eingesetzt werden, und zwar in der Variante Modellnetzanalyse (MNA) zur Auswahl der durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbaren und somit objektiven gebietsstrukturellen Merkmale als Benchmarking-Parameter. Die Analytischen Kostenmodelle sollen weiter entwickelt werden und insbesondere in den Varianten Teilnetz-MNA und Referenznetzanalyse (RNA) auch zur Bestimmung von Effizienzvorgaben mit herangezogen werden.
- (328) Für die Auswahl der Benchmarking-Parameter sollen drei methodische Ansätze kombiniert werden: Mit der MNA werden die analytischen und funktionalen Zusammenhänge und die Beeinflussbarkeit von Kostentreibern bestimmt. Diese wurden durch eine qualitative Kostentreiberanalyse auf Basis einer Befragung von Experten und Netzbetreibern bestätigt und ergänzt. Aus einem Geographischen Informations-System (GIS) werden Parameter ermittelt, die hinsichtlich Geographie, Geologie und Topographie/Topologie die objektiven gebietsstrukturellen Eigenschaften eines Netzgebietes beschreiben. Durch Verwendung ökonomischer Analysen, insbesondere der Regressionsanalyse (Ordinary Least Square, OLS), werden potenzielle Kostentreiber auf Relevanz und Signifikanz untersucht.
- (329) Die Durchführung des Benchmarking zum Effizienzvergleich muss bundeseinheitlich erfolgen. Dies umfasst die Festlegung der Datengrundlagen, Durchführung der Datenabfragen, Plausibilitätsprüfung Auswahl der Methoden und Parameter, Durchführung der Benchmarking-Berechnungen und Berechnung der Effizienzsteigerungspotenziale und Entwicklungspfade für Erlösbergrenzen für alle Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur.

## **6.12 Die Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen und die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Vorgaben soll auf Basis von § 21 Abs. 2 EnWG und § 21a Abs. 4 und 5. EnWG nach objektiven Kriterien geprüft werden.**

- (330) Ausgehend von der bisherigen Rechtsprechung des BGH in kartellrechtlichen Verfahren erscheint der Bundesnetzagentur einerseits eine sofortige Umsetzung der Effizienzvorgaben geboten. Nach der Rechtsprechung des BGH hat der Netzkunde ineffiziente Kosten nicht zu tragen. Einen Abbau der bestehenden Ineffizienzen über einen bestimmten Zeitraum sieht der BGH nicht.
- (331) Die Zielvorgaben, die der BGH formuliert, stimmen mit dem Maßstab der effizienten Leistungserbringung des § 21 Abs. 2 EnWG und dem Gesetzeszweck überein, den § 21a Abs. 4 S. 5 EnWG mit der Differenzierung zwischen den nicht beeinflussbaren und den beeinflussbaren Kostenanteilen verfolgt. Hier wie dort geht es um die Unterscheidung von Umständen, die sich im Einflussbereich des Netzbetreibers befinden, von solchen, die außerhalb der Unternehmenssphäre liegen, um auf diesem Wege sachgemäß jene Kostenanteile zu identifizieren, die einer Beurteilung mit einer Effizienzbetrachtung zugänglich sind. Soweit diese Umstände in dem Unternehmensvergleich z. B. durch den Ansatz von Korrekturzu- und -abschlägen hinreichend berücksichtigt wurden, bestand auch in der Vergangenheit kein Rechtsanspruch des Netzbetreibers auf Erstattung ineffizienter Kosten.
- (332) Der Anspruch der Netzkunden auf einen effizienten Netzbetrieb und entsprechende Preise ist daher keine erstmalige Anforderung des geltenden EnWG. Die Netzbetreiber waren auch in der Vergangenheit zu einer effizienten Betriebsführung verpflichtet. Insofern hat kein Systembruch stattgefunden und wird auch mit der Einführung der Anreizregulierung nicht stattfinden. Die Mittel zur Prüfung sind jedoch wesentlich verbessert worden. Ein wesentlicher Unterschied zu der früheren Rechtslage und der hierzu ergangenen Rechtsprechung besteht darin, dass ein Unternehmensvergleich bisher nur zwischen einzelnen Unternehmen durchgeführt werden konnte. Dagegen stehen heute bessere Methoden für den Vergleich zur Verfügung, es können damit eine Vielzahl von Unternehmen in den Vergleich einbezogen werden.
- (333) In § 21a Abs. 5 EnWG ist festgelegt, dass die Effizienzvorgaben über die Regulierungsperiode verteilt und für die Netzbetreiber mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein müssen. Die Bundesnetzagentur sieht hierin die Grundlage, dass davon abgesehen werden kann, gleich zu Beginn der ersten Anreizregulierungsperiode die Kosten vollständig auf ein effizientes Niveau zu kürzen. Vielmehr können die Netzbetreiber über einen gewissen Zeitraum an die Effizienzgrenze herangeführt werden. So erscheint zwar eine Kürzung der Kosten bereits im Startjahr der Anreizregulierung möglich. Es scheint aber auch vertretbar, die Kürzungen über ein bis zwei Regulierungsperioden zu strecken. Mit Blick auf die Umsetzung der Effizienzvorgaben ist der Bundesnetzagentur in besonderem Maße an der weiteren Klärung durch Stellungnahmen gelegen.
- (334) Die grundsätzliche Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben sieht die Bundesnetzagentur hinsichtlich der objektiven Erreichbarkeit durch die Durchführung eines Unternehmensvergleichs beantwortbar. Der Nachweis der Erreichbarkeit ist dadurch gegeben, dass es effiziente Unternehmen gibt, die ein entsprechendes Input-/Outputverhältnis realisieren. Mit der Ausrichtung der Effizienzvorgaben an einer durch Unternehmensvergleich gebildeten Effizienzgrenze wird also sichergestellt, dass von den Unternehmen nichts objektiv Unmögliches verlangt wird.
- (335) Die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben lässt sich z. B. durch einen pauschalen Sicherheitsabschlag auf die Vorgaben sicherstellen. Daneben bestehen aber auch Möglichkeiten, die Übertreffbarkeit durch eine entsprechende Ausgestaltung der Benchmarkingmethoden herzustellen. Zu denken ist hier z. B. an die Einbeziehung

von „Supereffizienzen“ bei der Anwendung der DEA. Schließlich trägt auch die zeitliche Streckung der Effizienzvorgaben dazu bei, dass die Effizienzvorgaben übertreffbar werden.

- (336) Neben einer generelle Betrachtungsweise und Beantwortung der Frage nach Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gilt es besondere individuelle Aspekte zu beachten und zu prüfen, ob bestimmte Umstände die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben in einem bestimmten Versorgungsgebiet unmöglich machen. Dabei soll es nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde sein, jedem einzelnen Unternehmen die konkreten Maßnahmen aufzuzeigen, mit denen dieses die Effizienzvorgaben erreichen kann. Es soll dem jeweiligen Netzbetreiber aber möglich bleiben, der Regulierungsbehörde die Unmöglichkeit des Erreichens oder Übertreffens nachzuweisen.

### **6.13 Die zeitliche Staffelung der Entwicklung der Obergrenzen soll mit einer initialen Absenkung und zeitlicher Aufteilung nach Kapital- und Betriebskostenintensität vorgenommen werden.**

- (337) Der Erlöspfad zur Annäherung der Erlöse an das effiziente Kostenniveau soll daher in Orientierung am Durchschnittsmaßstab des § 21 Abs. 4 EnWG für Netzbetreiber mit überdurchschnittlichen Kosten eine initiale Absenkung im ersten Jahr der Regulierungsperiode auf ein durchschnittliches Niveau beinhalten. Die weitere Heranführung an das effiziente Niveau soll im weiteren Verlauf der ersten bzw. zweiten Regulierungsperiode erfolgen. Hier erscheint es möglich, den Abbau verbleibender betriebskostenorientierter Ineffizienzanteile auf die drei Jahre der ersten Regulierungsperiode aufzuteilen und die kapitalkostenorientierten Ineffizienzanteile bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode nach sechs bis acht Jahren abzubauen.
- (338) Wenn Einschränkungen der Belastbarkeit des ersten regulatorischen Benchmarking im Rahmen der Durchführung der Anreizregulierung bestehen sollten, kann aus diesem Grund die initiale Absenkung reduziert oder ausgesetzt werden. Andererseits besteht die auch die Möglichkeit, noch vor Inkrafttreten der AnreizVO im Rahmen der Entgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG ein Effizienz-Benchmarking durchzuführen und bestehende Ineffizienzen vollständig abzubauen. Dies erscheint insbesondere dann geboten, wenn sich die tatsächliche Einführung der Anreizregulierung erheblich verzögern sollte.

### **6.14 Die Qualität der Versorgung soll zu Beginn durch ein Bonus-/Malus-System sichergestellt und ab der zweiten Regulierungsperiode in das Benchmarking integriert werden.**

- (339) Im Rahmen der Qualitätsregulierung soll neben der Versorgungszuverlässigkeit auch die kommerzielle Qualität einbezogen werden. Für Nichterfüllung von Mindeststandards, z. B. für Terminhaltung und rasche Information und Reaktion der Netzbetreiber, sollen direkte Zahlungen an die betroffenen Kunden erfolgen.
- (340) Zur Sicherstellung der technischen Netzsicherheit sollen die Pflichten und Kompetenzen der Bundes- und Landesbehörden bei der Setzung oder Modifikation von Normen und der Kontrolle ihrer Einhaltung präzisiert und gestärkt werden. Dies ist von vorrangiger Bedeutung in Gasnetzen, betrifft aber auch Stromnetze.
- (341) Für Gasnetze soll die Versorgungszuverlässigkeit in einer ersten Phase beobachtet und mit einer soliden Datengrundlage versehen werden, die Schlussfolgerungen für die weitere Entwicklung erlaubt.
- (342) Für Stromnetze soll die Qualität in einer ersten Phase separat in einem Bonus/Malus-System berücksichtigt werden, das im Bereich der heute üblichen Qualität unter Berücksichtigung von Strukturmerkmalen moderate symmetrische Anreize setzt. Bei Unterschreitung von Mindeststandards sollen deutliche Pönalen gelten. Ab der

zweiten Regulierungsperiode sollen für die Kriterien Unterbrechungsdauer (Customer Average Interruption Duration Index, CAIDI), Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI), nicht gelieferte Energie (Energy Not Supplied, ENS) und nicht gedeckte Last (Volume of Lost Load, VOLL) die Zahlungs- und Akzeptanzbereitschaften (Willingness To Pay, WTP; Willingness To Accept, WTA) verschiedener Kundengruppen herangezogen werden, um die externen Kosten der Versorgungsunterbrechungen integriert im Effizienz-Benchmarking abzubilden.

- (343) Ab der zweiten Regulierungsperiode ist die Integration von Qualitätsmerkmalen in die Benchmarkingverfahren vorgesehen. Die konkrete Ausgestaltung der Integration soll zur Vermeidung von Fehlanreizen zur Spezialisierung derart erfolgen, dass die Qualitätsmerkmale nicht outputseitig im Effizienz-Benchmarking, sondern als Input-Größen, bewertet mit den Zahlungsbereitschaften oder Akzeptanzbereitschaften verschiedener Kundengruppen, verwendet werden. Dies stellt eine Internalisierung externer Kosten der Qualitätsmängel dar. Hierdurch werden dem Netzbetreiber die richtigen Anreize gegeben, damit insgesamt das gesamtwirtschaftliche Optimum von Versorgungsqualität und Kosteneffizienz angenähert werden kann.
- (344) Neben einer Berücksichtigung der durchschnittlichen Versorgungsqualität in einem Netz sollen Vorkehrungen getroffen werden, um auch besonders schwerwiegenden Versorgungsunterbrechungen bei einzelnen Netzkunden entgegenzuwirken. Hierfür werden – außer in Fällen höherer Gewalt – direkte Zahlungen an betroffene Kunden bei extrem langen oder häufigen langen Versorgungsunterbrechungen vorgesehen.
- (345) Zur Vermeidung von langfristig wirkenden Reduktionen von Wartung und Instandhaltung oder Erneuerungsinvestitionen sollen nicht nur die aktuellen Qualitätskenngrößen im Netz gemessen werden, sondern zusätzliche Anforderungen an Organisation und Prozesse innerhalb des Netzbetriebes gestellt werden. Durch die Einführung von Qualitäts-Management-Systemen sollen Netzbetreiber sicherstellen, dass die Versorgungsqualität ausreichend in ihren Planungs- und Betriebsprozessen berücksichtigt wird und darüber hinaus auch die Belastbarkeit der an die Bundesnetzagentur gelieferten Daten sichergestellt wird.
- (346) Die Anforderungen an Qualitätsmanagement und Reporting sollen nach der Größe der Netzbetreiber und der Anzahl der Kunden, die durch eine Störung betroffen sein können, gestaffelt werden. Netzbetreiber mit bis zu 10.000 angeschlossene Kunden sollen jährlich einen formlosen Kurzbericht an die Regulierungsbehörde übermitteln, der sich auf wesentliche Ereignisse und Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt. Netzbetreiber mit mehr als 10.000 und mit bis zu 100.000 angeschlossene Kunden sollen jährlich einen detaillierten Bericht an die Regulierungsbehörde übermitteln. Netzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden sollen ein zertifiziertes Qualitätsmanagement-System einrichten und hierauf basierend jährlich einen ausführlichen Bericht an die Bundesnetzagentur übermitteln.

## **6.15 Die Schrittfolge und Vollzugsverantwortung soll sich auf Bundesnetzagentur und zuständige Regulierungsbehörden aufteilen.**

- (347) Die Schrittfolge und Vollzugsverantwortung der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden soll folgendermaßen gestaltet werden:
- Grundlage für die Festlegung von Effizienzvorgaben soll für alle Netzbetreiber die bundeseinheitliche Datendefinition, Vorgabe von Formaten und Übermittlungswegen, Durchführung der Datenerhebung und Plausibilitätsprüfung durch die Bundesnetzagentur sein.
  - Die regulatorische Kostenrechnungsprüfung soll die Beteiligung der Landesregulierungsbehörden als den zuständigen Regulierungsbehörden nach einheitlichen Prüfungsmaßstäben vorgenommen werden.

- Die Durchführung des Effizienz-Benchmarking und die rechnerische Ermittlung von generellen und unternehmensindividuellen X-Faktoren und Entwicklungspfaden erfolgt durch die Bundesnetzagentur.
- Festlegungen bzw. Entscheidungen gegenüber den Netzbetreibern treffen nach § 59 Abs. 1 EnWG die Beschlusskammern der Bundesnetzagentur bzw. nach § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörden. Diese gewähren nach allgemeinen verwaltungsrechtlichen Grundsätzen vor Erlass eines entsprechenden Verwaltungsaktes rechtliches Gehör.
- In diesem Rahmen haben erforderliche Einzelfallprüfungen zu erfolgen. Die Einzelfallprüfungen sollen sich auf Ausnahmetatbestände beschränken. Diese umfassen zum einen Abweichungen der Obergrenzen vom Entwicklungspfad innerhalb der Regulierungsperiode entsprechend § 21a Abs. 3 S. 3 und Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG; zum anderen sind im Rahmen des Effizienz-Benchmarking nicht berücksichtigte strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete zu beachten.
- Dies können einerseits singuläre Gegebenheiten sein, die für die Gesamtheit der Netzbetreiber keine oder nur minimale Bedeutung haben und folglich im Effizienz-Benchmarking nicht berücksichtigt werden, aber im Einzelfall erhebliche Auswirkungen haben. Andererseits kommen historische Verwerfungen mit erheblichen Auswirkungen auf die Benchmarking-Ergebnisse in Betracht. Grundlage ist § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 3 EnWG.
- Solcherart begründete erhebliche Abweichungen von Benchmarking-Ergebnissen und Entwicklungspfaden sollen auf Antrag des jeweiligen Netzbetreibers und auf Nachweis der Gründe durch den Netzbetreiber geprüft werden. Insbesondere sollte die Erheblichkeit der Abweichungen durch einen Nachweis des antragstellenden Netzbetreibers belegt werden, dass aufgrund der Abweichungen eine Erlösminderung oberhalb eines Schwellenwertes von der Erlöse (z. B. 1 %) aus Netzentgelten eintritt. Bei der Durchführung der Prüfung muss der Tatsache Rechnung getragen werden, dass neben den seitens des Netzbetreibers geltend gemachten Erschwernissen auch Erleichterungen bestehen können und daher resultierende Abweichungen vom Benchmarking-Ergebnis oder Erlöspfad sowohl nach oben als auch nach unten möglich sein können. Der Maßstab des § 21 Abs. 2 EnWG ist zu beachten. Als Hilfsmittel für die Durchführung der Einzelfallprüfungen soll von Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden die Referenznetzanalyse eingesetzt werden.
- Nach rechtlichem Gehör und gegebenenfalls durchgeführter Prüfung im Einzelfall werden die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben und Entwicklungspfade für Erlösobergrenzen durch die zuständige Regulierungsbehörde festgelegt.
- Die Umsetzung der Erlösobergrenzen in die Preisbestimmungen erfolgt von den Netzbetreibern und wird von diesen Bericht entsprechend § 28 NEV dokumentiert. Neben der Dokumentation der Berechnung der künftig anzuwendenden Netzentgelte muss die Dokumentation im Nachgang auch die tatsächlich erzielten Erlöse aus Netzentgelten und mögliche Über- und Unterschreitungen der Erlösobergrenzen beinhalten. Diese Über- und Unterschreitungen werden auf dem Regulierungskonto verbucht. Dessen Führung erfolgt bei der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde.



## Teil 2 – Ausgestaltung und Umsetzung im Detail

### 7 Datenerhebung und Plausibilitätsprüfung

#### 7.1 Netzbetreiberdaten

(348) Durch die Bundesnetzagentur wurden ab Mitte September 2005 bei den Netzbetreibern folgende Daten abgefragt:

Verfahren	Daten	Fristen
Erhebungsbogen für Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen und von Übertragungsnetzen	Allgemeine Informationen Betriebsabrechnungsbogen <ul style="list-style-type: none"> <li>• kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</li> <li>• kalkulatorische Abschreibungen</li> <li>• Bewertung neue Länder</li> </ul> Kostenträgerrechnung Sonstige	ab 05.10.2005 bis 31.10.2005
Datenerhebung für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung Strom	Netzstruktur Gleichzeitigkeitsfunktion Entnahmestellen Last- und Absatzstruktur Angaben zum vorgelagerten Netz Netzentgelte mit Leistungsmessung Netzentgelte ohne Leistungsmessung (Niederspannung) Erlöse des Netzbetriebs Kosten des Netzbetriebs Last- und Absatzstruktur (historische Daten) Netzstruktur	ab 21.09.2005 bis 01.11.2005
Datenerhebung für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung Gas	Netzkategorie Zeitraum des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres Daten der Netzstruktur Daten der Last- und Absatzstruktur Netzentgelte Erlöse Kosten Gradtagszahlen	ab 26.09.2005 bis 01.11.2005
Erhebungsbogen Gas Betreiber von Verteilnetzbetreiber	Allgemeine Informationen Betriebsabrechnungsbogen <ul style="list-style-type: none"> <li>• kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</li> <li>• kalkulatorische Abschreibungen</li> <li>• Bewertung neue Länder</li> </ul> Kostenträgerrechnung Sonstige	ab 20.12.2005 bis 30.01.2006
Erhebungsbogen Gas Betreiber von sonstigen Gasversorgungsnetzen	Allgemeine Informationen Betriebsabrechnungsbogen <ul style="list-style-type: none"> <li>• kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</li> <li>• kalkulatorische Abschreibungen</li> <li>• Bewertung neue Länder</li> </ul> Kostenträgerrechnung Sonstige	ab 20.12.2005 bis 30.01.2006
Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas	Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber <ul style="list-style-type: none"> <li>• Last- und Absatzmengen für vorherige Geschäftsjahre</li> <li>• Strukturdaten nach Druckstufen</li> <li>• Vorgelagertes Netz</li> <li>• Gasspeichernutzung</li> <li>• Störungen, Leckagen, Netzstruktur</li> </ul> Netzbetreiber, die Entgelte gem. § 3 Abs. 2 GasNEV bilden <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aufwandsgleiche Kosten</li> <li>• Abschreibungen</li> <li>• Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</li> <li>• Kostenmindernde Erlöse und Erträge</li> </ul> Netzkosten	ab 21.12.2005 bis 06.02.2006
Freiwillige Datenabfrage auf Basis von AG-Schlüsseln bei den Verteilernetzbetreibern Gas und Strom	Verteilernetzbetreiber Gas: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Konzessionsfläche</li> <li>• Auspeisepunkte pro AGS</li> <li>• Entnahmestellen pro AGS</li> </ul> Verteilernetzbetreiber Elektrizität: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Konzessionsfläche</li> <li>• Anschlusspunkte pro AGS für die MS und NS-Netzebene</li> <li>• Entnahmestellen pro AGS für die MS und NS-Netzebene</li> </ul>	ab 27.03.2006 bis 04.04.2006

Tabelle 11: Umfang und Inhalte der Datenabfragen

- (349) Die unternehmensspezifischen Daten wurden – bis auf die Daten aus den Genehmigungsverfahren Strom und Gas – durch die Bundesnetzagentur erhoben. Der Datenrücklauf erfolgte bei diesen Verfahren direkt an die Bundesnetzagentur.
- (350) Der Rücklauf der Erhebungsbögen Strom und Gas erfolgte von den Netzbetreibern an die zuständige Regulierungsbehörde:
- Bundeszuständigkeit: direkt an die Bundesnetzagentur
  - Länderzuständigkeit: direkt an die zuständige Landesregulierungsbehörde
  - Organleihe: direkt an die Landesregulierungsbehörden, Weiterleitung der Datensätze durch die Landesregulierungsbehörden an die Bundesnetzagentur auf schriftlichem und/oder elektronischem Weg
- (351) Die Erhebungsbögen der Netzbetreiber, die in die Zuständigkeit einer Landesregulierungsbehörde fallen, wurden von der Bundesnetzagentur bei den zuständigen Landesregulierungsbehörden für die Erstellung eines robusten, deutschlandweit anwendbaren Anreizregulierungskonzeptes abgefragt.
- (352) Die Notwendigkeit der Kenntnis der Kostendaten ergibt sich aus den Anforderungen, die an das zu erarbeitende Konzept der Anreizregulierung nach § 112a EnWG gestellt werden. Dafür müssen die technischen Daten mit den betroffenen Kostenarten und Kostenstellen gespiegelt werden. Nur so können objektive Strukturmerkmale als Kostentreiber identifiziert und Aussagen darüber getroffen werden, ob Kostentreiber und die daraus resultierenden Kosten durch den Netzbetreiber zu beeinflussen sind.
- (353) Eine rechtliche Grundlage für die Übermittlung dieser Daten sieht § 64a Abs. 1 EnWG vor. Die Bundesnetzagentur wie auch die Landesregulierungsbehörden unterstützen sich gegenseitig bei der Wahrnehmung der ihnen nach § 54 EnWG obliegenden Aufgaben. Dabei gestattet § 64a Abs. 1 EnWG ausdrücklich auch den Austausch der für die jeweilige Aufgabenwahrnehmung notwendigen Informationen.
- (354) Im Rahmen der „Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas“ wurden von den Betreibern von überregionalen Gasfernleitungsnetzen, die Entgelte nach § 3 Abs. 2 GasNEV bilden, Kosteninformationen verlangt. Dabei handelt es sich um verschiedene aggregierte Größen zu den Hauptkostenarten (Material, Personal, Fremdkapital, Abschreibungen etc.) und zu wesentlichen Kostenstellen (Leitungen, Anlagen, Verdichter).

### **7.1.1 Prozess der Datenauswahl und –erhebung**

#### **7.1.1.1 Notwendigkeit der Datenerhebung für die Konzeptionierung der Anreizregulierung**

- (355) Die abgefragten Daten sind für die Erstellung des Berichts gemäß § 112a Abs. 1 EnWG erforderlich. Dies ergibt sich aus der in § 21a EnWG formulierten Zweckbestimmung der Anreizregulierung und dem dort niedergelegten gesetzlichen Rahmen.
- (356) Denn von der Anzahl und der Validität der gewählten Parameter sind die Durchführung und die Ergebnisse der Effizienzanalyse abhängig, auf denen die sachgerechte Bestimmung der Kriterien für die Effizienzvorgaben beruht. Die korrekte Festlegung der Effizienzvorgaben ist von überragender Bedeutung für die erfolgreiche Anwendung einer künftig eingeführten Anreizregulierung.
- (357) Eine umfassende und belastbare Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung ist dafür unabdingbar und mithin auch eine unverzichtbare Grundlage für die ordnungsgemäße Konzeption der Anreizregulierung.

### 7.1.1.2 Auswahl der Dateninhalte

- (358) Im Rahmen des Anreizregulierungsregimes werden Netzbetreiber untereinander verglichen. Um sinnvolle Prüfkriterien, so genannte „Kostentreiber“ zu identifizieren, mussten die wesentlichen potenziellen Kostentreiber überprüft werden. Aus diesem Grund war es notwendig, unterschiedlichste Daten von den Netzbetreibern abzufragen. Es konnte nur bedingt auf Erkenntnisse ausländischer Regulierungserfahrung zurückgegriffen werden, da sich der Branchenaufbau, die Struktur und geographische Gegebenheiten unterscheiden.
- (359) Die Daten, die für die Konzeptionierung einer Anreizregulierung benötigt werden, stammen u.a. aus den Datenabfragen zum Vergleichsverfahren wie auch den Genehmigungsverfahren. Aufgrund des Bestrebens der Bundesnetzagentur den Datenabfrageprozess so schlank wie möglich zu halten, wurden diese Daten nicht erneut durch die Bundesnetzagentur bei den Netzbetreibern erhoben.
- (360) Die Dateninhalte aus den Vergleichs- und den Genehmigungsverfahren stützen sich hauptsächlich auf Vorgaben aus dem EnWG in Verbindung mit den Netzentgeltverordnungen. In den Vergleichsverfahren wurden weitere Inhalte in Konsultation mit den betroffenen Wirtschaftskreisen erarbeitet.
- (361) Weitere wichtige Daten, hauptsächlich im Bereich Struktur- und Last-/Absatzmengen wurden in zusätzlichen Datenabfragen bei den Strom- und Gasnetzbetreibern speziell für die Konzeptionierung der Anreizregulierung abgefragt.
- (362) Einige zusätzlichen Strukturparameter resultieren aus der Konsultation mit den betroffenen Wirtschaftskreisen zum Vergleichsverfahren. Diese Parameter fanden jedoch in der Datenabfrage zum Vergleichsverfahren keine Anwendung, so dass sie in den Zusatzabfragen erhoben wurden. Weitere Hinweise auf Strukturdaten waren die Parameter ausländischer Regulierungskonzepte, die auch im deutschen Regulierungskonzept auf ihre Signifikanz getestet werden sollten.

### 7.1.2 Datenkonsultation

- (363) Die Dateninhalte und -definitionen wurden in zahlreichen Gesprächen mit den betroffenen Verbänden und Wirtschaftskreisen intensiv besprochen. Die Daten für das Vergleichsverfahren und Anreizregulierung Strom/ Gas wie auch für die Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas wurden im Konsultationskreis Anreizregulierung den betroffenen Wirtschaftskreisen vorgestellt und zur Diskussion gestellt. Im Rahmen des Arbeitskreises Netznutzungsentgelte wurden die Dateninhalte der Erhebungsbögen Strom und Gas detailliert diskutiert.
- (364) Die Verfahren der Datenerhebungen wurden im Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen angekündigt. Für jedes Verfahren haben die Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Stellungnahmen zu den Dateninhalten und dem -umfang abzugeben (Ausnahme: Die „Freiwillige Datenabfrage auf Basis von AG-Schlüsseln“ wurde aufgrund ihres freiwilligen Charakters nicht mit den Netzbetreiber konsultiert). Im Internet wurden den Netzbetreibern die Datenblätter (Auflistung aller abgefragten Daten für ein Verfahren) samt Definitionen bereitgestellt.
- (365) Die Möglichkeit zur Kommentierung der Dateninhalte und des -umfangs wurde von den Netzbetreibern zahlreich genutzt. Die Stellungnahmen wurden in den Konsultationsprozess einbezogen. Die Anmerkungen der Netzbetreiber haben vor allem in den Definitionen, die als Hilfestellung zu den Datenlisten dienten, Anwendung gefunden.

#### 7.1.2.1 Verfahren der Erhebung von Unternehmensdaten

- (366) Die Datenerfassung zum Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom und Gas wie auch die Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas erfolgte mittels eines html-basierten Erfassungstools. Die Navigation war über spezielle Schaltflächen oder einer

Baumdarstellung (TreeView) möglich. Die Datendefinitionen und Hilfetexte waren im Erfassungsprogramm hinterlegt. Die Kennzeichnung des Bearbeitungszustandes der einzelnen Programmmasken wurde anhand von Symbolen gewährleistet.

- (367) Die Erhebungsbögen wurden den Netzbetreibern als Excel-Datenblatt zur Verfügung gestellt. Ausfüllhilfen und Erläuterungen zum Erhebungsbogen wurden gesondert beigelegt. Manuelle Veränderungen der Spaltenanordnung waren aufgrund maschineller Auswertung nicht zulässig.
- (368) Alle Tools zur Erhebung von Unternehmensdaten wurden auf der Internetseite für die Netzbetreiber zum Download zur Verfügung gestellt. Rückfragen der Netzbetreiber konnten über das Netzbetreiberportal, dem geschützten Bereich für die Netzbetreiber, an die Bundesnetzagentur gerichtet werden.
- (369) Die häufigsten Fragen, die an die Bundesnetzagentur gestellt wurden, wurden in einer FAQ-Seite (Frequently Asked Questions) auf der Internetseite der Bundesnetzagentur aufgegriffen und beantwortet.

## 7.2 Öffentliche Daten

- (370) Im Rahmen des Projekts AS7 „Beschaffung der in der Anreizregulierung zur Analyse von gebietsstrukturell geprägten Kostentreibern notwendigen Datenbasis sowie Konsolidierung im Rahmen eines Geografischen Informationssystems (GIS)“ nutzt die Bundesnetzagentur die folgenden Daten des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG), der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sowie des Bundesamtes für Statistik und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR):
  - (371) Datengrundlagen des BKG:
    - Digitales Landschaftsmodell 1:250.000 (DLM 250)
    - Digitales Geländemodell 1:250.000 (DGM 250)
    - Verwaltungsgrenzen
  - (372) Datengrundlagen der BGR:
    - Geologische Übersichtskarte 1:1.000.000 (GÜK 1000)
    - Bodenübersichtskarte 1:200.000 (BÜK 200)
    - Bodenübersichtskarte 1:1.000.000 (BÜK 1000)
  - (373) Datengrundlagen des Statistisches Bundesamtes:
    - Amtlicher Gemeinde Schlüssel (AGS mit Stand vom 31.12.2002)
  - (374) Datengrundlagen des DLR:
    - Corine Landcover
- (375) Diese Daten werden benötigt, um die gebietsstrukturell bedingten Kostentreiber Flächennutzung, Bodenklasse und Relief/Topographie zu ermitteln und in ein Geografisches Informationssystem einzuspeisen. Innerhalb des GIS ist außerdem eine Zuordnung der gebietstrukturellen Kostentreiber auf die entsprechenden Amtlichen Gemeinde Schlüssel (AGS) möglich.
- (376) Ebenfalls bundesweit den AGS sowie den entsprechenden Netzbetreibern zugeordnet und für das Benchmarking bzw. für die Modellnetzanalyse genutzt wurden die folgenden Daten des Statistischen Bundesamtes (CD Statistik Lokal 2004): Anzahl der Wohngebäude, Anzahl der Betriebe, Anzahl der Haushalte Einwohnerzahl, Gebietsfläche sowie die Bodenflächen nach Art der tatsächlichen Nutzung.

### 7.2.1 Datengrundlagen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung des statistischen Bundesamtes und andere Preis- und Produktivitätsdaten

- (377) Die Berechnung des generellen X-Faktors wurde unter anderem anhand offizieller Daten des Statistischen Bundesamtes vorgenommen. Aus der Fachserie 18, Reihe S

- 21, des Statistischen Bundesamtes wurden folgende Werte für die Gesamtwirtschaft entnommen: Anzahl der Arbeitsstunden, Anzahl der Erwerbstätigen, Anzahl der Arbeitnehmer, Arbeitnehmerentgelte, Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt. Die Daten für den Produktionswert der Gesamtwirtschaft stammen sowohl aus der Fachserie 18, Reihe S 21, als auch aus der Fachserie 18, Reihe 1.4.
- (378) Für den Bereich Energieversorgung wurden folgende Werte aus dem Beiheft der Fachserie 18, Reihe S 21, entnommen: Anzahl der Erwerbstätigen, Arbeitnehmerentgelte und Bruttowertschöpfung. Die Zeitreihen zu geleisteten Arbeitsstunden und dem Produktionswert in der Energieversorgung stammen aus der Fachserie 4, Reihe 6.1.
- (379) Die Daten für die Energieversorgung umfassen die gesamte integrierte Wertschöpfungskette. Sie schließen damit die Bereiche Erzeugung, Handel, Vertrieb mit ein. Getrennte Daten für den entflochtenen Netzbetrieb liegen zum heutigen Stand nicht vor.
- (380) Die Zeitreihen zum Bruttoanlagevermögen der Gesamtwirtschaft und der Energieversorgung stammen für den Zeitraum von 1976 bis 1991 aus der Fachserie 18, Reihe 1.3 (Stand 1997), sowie der Genesis Datenbank des Statistischen Bundesamtes für die Jahre 1992 bis 1997. Zu beachten ist, dass die Werte vor 1992 nicht dem heutigen Berechnungsstandard, dem Europäischen System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnungen (ESVG), entsprechen, sondern gemäß der im früheren alten Bundesgebiet geltenden Methodik ermittelt wurden.
- (381) Die Preisbasis des TFP-Vergleichs ist das Jahr 2000. Für die zur Durchführung der TFP-Kalkulation notwendige Deflationierung der Daten wurden folgende Indizes der Fachserie 17, Reihe 2, des Statistischen Bundesamtes eingesetzt:
- Index der Erzeugerpreise von Investitionsgüterproduzenten als Deflator für das Bruttoanlagevermögen
  - Index der Erzeugerpreise für Elektrischen Strom, Gas, Fernwärme und Wasser als Deflator des Produktionswertes der Energieversorgung.
- (382) Für die Deflationierung des Produktionswertes der Gesamtwirtschaft wurde der Preisindex des Statistischen Bundesamtes für die Lebenshaltung aller privaten Haushalte verwendet.
- (383) Bei der Ermittlung der Arbeitsstunden und Erwerbstätigen in der Energieversorgung (ohne Fernwärme) der Fachserie 4, Reihe 6.1, fand 1998 eine Umstellung seitens des Statistischen Bundesamtes statt. Daher kommt an dieser Stelle ein Bruch in der Statistik zustande und begrenzt ebenfalls den Zeitraum der TFP-Kalkulation.
- (384) Ein Index für die Entwicklung der Inputpreise der Energiewirtschaft existiert nicht. Daher muss für die Berechnung der branchenspezifischen Inputpreisentwicklung auf Einzelindizes zurückgegriffen werden. Idealerweise sind hierbei die Daten des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen. Allerdings sind dort die Indexwerte für die relevanten Einzelprodukte der Branche größtenteils erst für die Jahre ab 1995 erfasst. Für weiter zurückliegende Jahre liegt keine ausreichend detaillierte Differenzierung in einzelne Produkte vor. Aus diesem Grund wurden näherungsweise von der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Wibera entwickelte Indexreihen für die Berechnung der Inputpreisentwicklung der Energiebranche verwendet.
- (385) Grundlage für die Wibera-Indizes sind Indexreihen des Statistischen Bundesamtes. Soweit einzelne Werte in diesen Indexreihen nicht vorhanden sind, werden diese von Wibera hergeleitet. Zusätzlich bildet Wibera nach eigenem Ermessen so genannte zusammengesetzte Reihen, die sich aus den zuvor genannten Indexreihen nach einer bestimmten Gewichtung zusammensetzen.
- (386) Für die Berechnung der branchenspezifischen Inputpreisentwicklung werden die folgenden Wibera-Indexreihen genutzt:  
Reihe 10: Transformatoren und Messwandler  
Reihe 21: Kupferkabel (ohne Verlegung)

Reihe 55: Holzmaste

Reihe 56: Isolierte Drähte und Leitungen (Niederspannung)

Reihe 57: Feinkeramik (Isolatoren)

Reihe 251: Aluminiumkabel (ohne Verlegung)

Reihe 229: Hauptrohrleitungen, erdverlegt, ab NW 400

Die verwendeten Wibera-Indizes wurden in den Berechnungen gleich gewichtet.

- (387) Über die Richtigkeit und Genauigkeit der Wibera-Indizes können hier keine Aussagen getroffen werden. Ihre Verwendung erfolgte in Ermangelung alternativer Datengrundlagen.

### 7.3 Plausibilitätsprüfung

- (388) Für die Konzepterstellung wie auch der späteren Ausgestaltung der Anreizregulierung ist – neben der Erfassung der relevanten Daten als solcher - die Sicherstellung einer belastbaren Datenbasis von grundlegender Bedeutung.
- (389) Erstmalig wurden in Deutschland eine große Zahl von Daten auf einer einheitlichen, alle Netzbetreiber gleichermaßen betreffenden Grundlage abgefragt. Es ist nicht auszuschließen, dass bei einer solchen erstmaligen Abfrage dieser Daten Fehler im Ermittlungs- und Übermittlungsprozess auftreten. Diesen Fehlern muss durch eine Plausibilitätsprüfung der Datengrundlage Rechnung getragen werden. Für eine solche Plausibilitätsprüfung ist ebenfalls ein möglichst breiter Datenbestand, der weitestgehend alle Netzbetreiber umfasst, erforderlich.
- (390) Die von der Bundesnetzagentur vorgenommenen und auch künftig vorzunehmenden Untersuchungen und Analysen unter dem missverständlichen Begriff "Plausibilisierung" verstehen sich stets nur als Plausibilitätsprüfung (also die Prüfung, ob eine Plausibilität vorliegt oder nicht), nicht jedoch als eine direkte Herbeiführung von Plausibilität. Eine Veränderung der Daten erfolgte immer nur durch den Netzbetreiber erfolgen, wenn dieser aufgrund der Hinweise der Bundesnetzagentur die von ihm zu verantwortenden Daten korrigiert.

#### 7.3.1 Genutzte Software

- (391) Die Plausibilitätsprüfung der unternehmensspezifischen Netzbetreiberdaten erfolgte bei der Bundesnetzagentur für alle eingegangenen Daten verfahrensübergreifend. Aufgrund der großen Datenmenge wurden die grundlegenden Schritte der Plausibilitätsprüfung mithilfe von unterschiedlicher Software durchgeführt.

##### 7.3.1.1 Einlesung in die Datenbank Energie

- (392) Eine erste Prüfung der Rohdaten auf offensichtliche Fehler erfolgte mit dem Import der Netzbetreiberdaten vom Erfassungstool in die Datenbank Energie der Bundesnetzagentur. Es wurde sowohl eine interne Konsistenzprüfung der Datensätze durchgeführt als auch die Datensätze auf Nullwerte geprüft.
- (393) Ein Datensatz bezieht sich dabei auf eine Netzbetreibernummer in Verbindung mit der Netznummer und umfasst die jeweiligen Rohdaten. Es wurde in diesem Schritt kein Quervergleich mit anderen Datensätzen vorgenommen.
- (394) Die Prüfroutinen und ihre Gewichtung für die Einlesung in die Datenbank wurden durch die beteiligten Referate definiert. Jeder Datensatz, der durch den Netzbetreiber übermittelt wurde, wurde mithilfe der Prüfroutinen einer generellen Plausibilitätsbewertung unterzogen. Abweichungen von den Vorgaben der Prüfroutinen werden in einem Fehlerprotokoll ausgeworfen.
- (395) Der Import der Datensätze in die Datenbank erfolgt über mehrere Statusbeschreibungen, die manuell durch die einlesende Person auf Basis der Fehlerliste ausgewählt werden:
- Importiert: Datensatz wurde in die Datenbank importiert (ohne Fehler oder Fehler mit geringer Gewichtung).

- Import angehalten: Datensatz wurde in die Datenbank importiert, ist jedoch mit einigen Fehlern versehen.
  - Fehler: Datensatz wurden aufgrund technischer Fehler nicht importiert.
- (396) Auf Basis dieser Kategorisierung der Datensätze wurden weitere Plausibilitätsprüfungen vorgenommen.

### 7.3.1.2 Analysewerkzeug des Beratungsprojektes „Datenplausibilisierung“

- (397) Im nächsten Schritt wurde die Plausibilitätsprüfung der Daten mit einem eigens entwickelten Analysewerkzeug durchgeführt. Grundlage für dieses Analysewerkzeug war die Erweiterung der Datenbank um eine Sektion mit sowohl Lese- als auch Schreibrechten. Mithilfe des Analysewerkzeugs werden folgende Prüfungen ermöglicht:
- Interne Konsistenzprüfung
  - Prüfung von Nullwerten
  - Bildung von Kennzahlen auf Basis der Primärwerte
  - Explorative Datenanalyse mittels Vergleichszahlen
  - Feststellung Ausreißer
  - Graphische und tabellarische Sicht auf die Daten
  - Ermittlung statistischer Werte zu Primärwerten und Kennzahlen
  - Cross-Check mit anderen Datenquellen
  - Bildung von Intervallen und Bandbreiten
  - Dokumentation der Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung in Form von Annotationen am Datensatz
  - Clustering
- (398) Dieses Analysetool wurde für die Abschlussplausibilitätsprüfungen verwendet. Für die zukünftigen Plausibilisierungen auf Basis neuer Datenabfragen sollten diese Funktionen weiterhin Grundlage für eine strukturierte Datenplausibilisierung sein.

## 7.3.2 Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten mit selbigen

### 7.3.2.1 Vorgehen

- (399) Zur Plausibilitätsprüfung der Daten wurde ein Vorgehen erarbeitet, dass in sechs Schritten durchgeführt wurde. Um die Datenfehlerquote in den einzelnen Datensätzen zu minimieren, zeigte sich im Verlauf der Plausibilitätsprüfung, dass insgesamt vier Rückkopplungen an die Netzbetreiber – von schriftlichen Aufforderungen bis hin zu telefonischen Einzelrückfragen bei den Netzbetreibern – erforderlich waren. Diese Plausibilisierungsphasen wurden für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung gemeinsam durchgeführt.
- (400) In der folgenden Grafik werden die 6 Prozessschritte in Verbindung mit den 4 Plausibilitätsprüfungsphasen näher dargestellt:

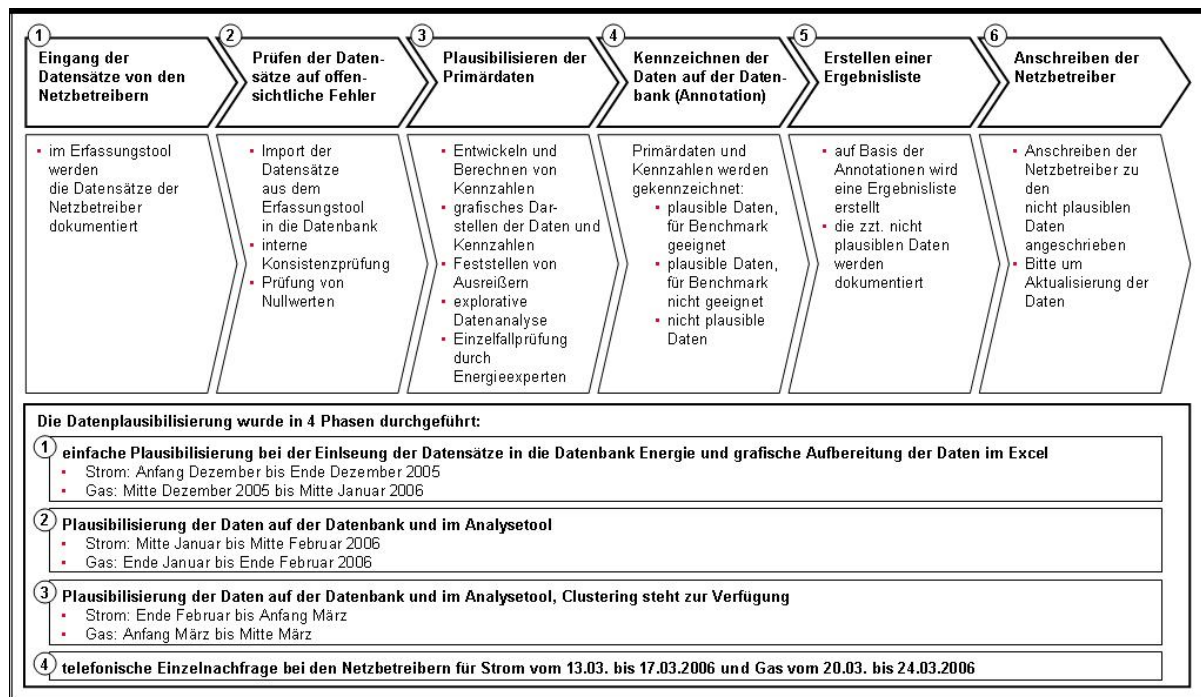


Abbildung 1: Vorgehen bei der Datenplausibilitätsprüfung

- (401) In den einzelnen Plausibilitätsprüfungsphasen wurden meist unterschiedliche Plausibilitätsprüfungshilfen verwendet. Dies resultierte aus der Tatsache, dass die Plausibilitätsprüfungssoftware nur auszugsweise von Anfang an zur Verfügung stand und im Laufe der Zeit durch neue Funktionen ergänzt wurde.
- (402) Die vier Phasen der Plausibilitätsprüfung begründen sich somit zum Einen in der Plausibilitätsprüfungstools und der Identifikation zusätzlicher Verbesserungen möglicher Unplausibilitäten, zum Anderen auch aus der Tatsache, dass trotz Ansprache der Netzbetreiber in vorherigen Phasen die Datenbasis immer noch die bereits angemerkten Fehler beinhaltetete.
- (403) Das Ergebnis jeder Plausibilisierungsphase war eine Ergebnisliste von Fehlern, anfangs in Form des Fehlerprotokolls beim Einlesen in die Datenbank, ab der 3. Phase in Form von Annotationen auf der Datenbank. Der 6. Prozessschritt jeder Plausibilitätsprüfungsphase war die Rückkopplung an die Netzbetreiber mit einer Auflistung möglicher Unplausibilitäten verbunden mit der Bitte um Prüfung und gegebenenfalls Aktualisierung der Daten.

### 7.3.2.2 Ergebnisse

- (404) Im Rahmen der Datenplausibilitätsprüfung wurden alle Datensätze zu den verschiedenen Verfahren der Netzbetreiber analysiert. Bei den Plausibilitätsprüfungsphasen 1-4 wurden aus den Daten zum Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom insgesamt 50 Primärwerte mit 196 Kennzahlen im Strom plausibilisiert. Für die Datenabfragen Vergleichsverfahren und Anreizregulierung im Bereich Gas erstreckte sich die Plausibilitätsprüfung auf 142 Primärwerte und 80 Kennzahlen.
- (405) In den folgenden Grafiken wird eine Übersicht über die Datensätze pro Verfahren gegeben, die in die Datenbank Energie eingelesen worden sind und Grundlage für die Konzeptionierung der Anreizregulierung sind. Gleichzeitig wird dargestellt, welche Anzahl an Datensätze für die Benchmarking-Berechnungen weiterverwendet worden sind. Für die Benchmarking-Berechnungen wurden nur die Datensätze verwendet, die als „plausibel“ eingestuft worden sind.
- (406) Die dritte Spalte der Grafiken zeigt auf, welchen Anteil die verwendeten Datensätze an den Größen: Gesamtfläche von Deutschland, Einwohner von Deutschland, Absatz



aller Gas- oder Elektrizitätsunternehmen und Summe des Leitungsnetzes einnehmen. Diese Darstellung zeigt, dass eine ausreichende Abdeckung der Grundgesamtheit erreicht werden konnte.

I. Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom		Verwendete Datensätze VNB		Anteil der verwendeten Datensätze in %	
Eingelesene Datensätze ÜNB/ VNB		Betriebene Netzebene		Fläche <sup>1)</sup> Einwohner <sup>2)</sup> Absatz <sup>3)</sup> Stromkreislänge <sup>4)</sup>	
Anzahl	Belegenheit der Spannungsebene Ost West	Anzahl	Belegenheit der Spannungsebene Ost West	Fläche <sup>1)</sup>	Einwohner <sup>2)</sup> Absatz <sup>3)</sup> Stromkreislänge <sup>4)</sup>
929	HS 18 78 HS/MS 28 151 MS 147 697 MS/NS 148 705 NS 147 734	HS 49 340 HS/MS 82 330 MS 330 330 NS 337 270	9 40 11 71 66 263 66 263 66 270	74,81	66,37 85,38 73,35
II. Genehmigungsverfahren Strom		Verwendete Datensätze VNB		Anteil verwendete Datensätze in %	
Eingelesene Datensätze ÜNB/ VNB		Betriebene Netzebene		Fläche <sup>1)</sup> Einwohner <sup>2)</sup> Absatz <sup>3)</sup> Stromkreislänge <sup>4)</sup>	
Anzahl	Belegenheit der Spannungsebene Ost West	Anzahl	Belegenheit der Spannungsebene Ost West	Fläche <sup>1)</sup>	Einwohner <sup>2)</sup> Absatz <sup>3)</sup> Stromkreislänge <sup>4)</sup>
528	HS 16 84 HS/MS 23 121 MS 76 423 MS/NS 76 424 NS 510 433	HS 40 196 HS/MS 68 190 MS 190 158 MS/NS 190 158 NS 194 162	8 32 10 58 32 158 32 158 32 162	72,41	62,30 66,92 67,94
III. Freiwillige Zusatzabfrage Strom		Verwendete Datensätze VNB		Anteil verwendete Datensätze in %	
Eingelesene Datensätze ÜNB/ VNB		Gelieferte Netzebene		Fläche <sup>1)</sup> Einwohner <sup>2)</sup> Absatz <sup>3)</sup> Stromkreislänge <sup>4)</sup>	
Anzahl	Belegenheit der Spannungsebene Ost West	Anzahl	Belegenheit der Spannungsebene Ost West	Fläche <sup>1)</sup>	Einwohner <sup>2)</sup> Absatz <sup>3)</sup> Stromkreislänge <sup>4)</sup>
150	MS 144 34 NS 149 34	MS 144 150 NS 149 115	34 110 34 115	13,22	17,55 12,09 17,98

<sup>1)</sup> Zugrundegelegt wurde die Gesamtfläche von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).  
<sup>2)</sup> Zugrundegelegt wurde die Einwohner von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).  
<sup>3)</sup> Zugrundegelegt wurde der Stromverbrauch in Deutschland nach destatis (Werte des Jahres 2004)  
<sup>4)</sup> Zugrundegelegt wurde die Stromkreislänge der Netzebenen HS, MS und NS des VDN (Prognose für 2004).

Stand: 26.04.2006

Tabelle 12: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Strom

<b>I. Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Gas</b> <b>Eingelassene Datensätze, VNB und FGVB</b> Anzahl <input type="text" value="778"/> <u>Netzkategorie</u> <input type="text" value="731"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="137"/> West <input type="text" value="574"/> Verteilung <input type="text" value="731"/>	<b>Verwendete Datensätze, VNB</b> Anzahl <input type="text" value="523"/> <u>Netzkategorie</u> <input type="text" value="523"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="113"/> West <input type="text" value="410"/> Verteilung <input type="text" value="523"/>	<b>Anteil verwendete Datensätze in % von</b> Fläche <sup>1)</sup> <input type="text" value="51,04"/> <u>Einwohner</u> <sup>2)</sup> <input type="text" value="69,61"/> <u>Absatz</u> <sup>3)</sup> <input type="text" value="65,00"/> <u>Netzlänge</u> <sup>4)</sup> <input type="text" value="91,70"/>
<b>II. Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas</b> <b>Eingelassene Datensätze, VNB und FGVB</b> Anzahl <input type="text" value="662"/> <u>Netzkategorie</u> <input type="text" value="618"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="133"/> West <input type="text" value="485"/> Verteilung <input type="text" value="618"/>	<b>Verwendete Datensätze, VNB</b> Anzahl <input type="text" value="523"/> <u>Netzkategorie</u> <input type="text" value="523"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="113"/> West <input type="text" value="410"/> Verteilung <input type="text" value="523"/>	<b>Anteil verwendete Datensätze in % von</b> Fläche <sup>1)</sup> <input type="text" value="51,04"/> <u>Einwohner</u> <sup>2)</sup> <input type="text" value="69,61"/> <u>Absatz</u> <sup>3)</sup> <input type="text" value="65,00"/> <u>Netzlänge</u> <sup>4)</sup> <input type="text" value="91,70"/>
<b>III. Genehmigungsverfahren Gas</b> <b>Eingelassene Datensätze</b> Anzahl <input type="text" value="251"/> <u>Netzkategorie</u> <input type="text" value="242"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="84"/> West <input type="text" value="158"/> Verteilung <input type="text" value="242"/>	<b>Verwendete Datensätze</b> Anzahl <input type="text" value="196"/> <u>Netzkategorie</u> <input type="text" value="196"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="67"/> West <input type="text" value="129"/> Verteilung <input type="text" value="196"/>	<b>Anteil verwendete Datensätze in % von</b> Fläche <sup>1)</sup> <input type="text" value="32,05"/> <u>Einwohner</u> <sup>2)</sup> <input type="text" value="31,72"/> <u>Absatz</u> <sup>3)</sup> <input type="text" value="40,00"/> <u>Netzlänge</u> <sup>4)</sup> <input type="text" value="56,57"/>
<b>IV. Freiwillige Zusatzabfrage Gas</b> <b>Eingelassene Datensätze</b> Anzahl <input type="text" value="158"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="36"/> West <input type="text" value="122"/> Verteilung <input type="text" value="122"/>	<b>Verwendete Datensätze</b> Anzahl <input type="text" value="158"/> <u>Belegenheit</u> Ost <input type="text" value="36"/> West <input type="text" value="122"/> Verteilung <input type="text" value="122"/>	<b>Anteil verwendete Datensätze in % von</b> Fläche <sup>1)</sup> <input type="text" value="17,84"/> <u>Einwohner</u> <sup>2)</sup> <input type="text" value="21,21"/> <u>Absatz</u> <sup>3)</sup> <input type="text" value="23,00"/> <u>Netzlänge</u> <sup>4)</sup> <input type="text" value="34,63"/>

<sup>1)</sup> Zugrundegelegt wurde die Gesamtfläche von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).  
<sup>2)</sup> Zugrundegelegt wurde die Einwohner von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).  
<sup>3)</sup> Zugrundegelegt wurde der Gasabsatz in Deutschland nach destatis (Werte des Jahres 2004).  
<sup>4)</sup> Zugrundegelegt wurde die Netzlänge des BGW korrigiert um die Leitungslängen der Ferngasnetzbetreiber.

Tabelle 13: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Gas

- (407) Zum Prozess der Datenerhebung und zum Vorgehen in der Plausibilitätsprüfung lassen sich diese Ergebnisse festhalten:
- Bezogen auf die Verteilung ergibt sich ein durchschnittlicher Anteil an den Größen: Gesamtfläche von Deutschland, Einwohner von Deutschland, Absatz aller Gas- oder Elektrizitätsunternehmen und Summe des Leitungsnetzes im Strom wie folgt:
    - Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom: ~ 75 %
    - Genehmigungsverfahren Strom: ~ 67 %
  - Bezogen auf die Verteilung ergibt sich ein durchschnittlicher Anteil an den Größen: Gesamtfläche von Deutschland, Einwohner von Deutschland, Absatz aller Gas- oder Elektrizitätsunternehmen und Summe des Leitungsnetzes im Gas wie folgt:
    - Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Gas: ~ 70 %
    - Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas: ~ 70 %
    - Genehmigungsverfahren Gas: ~ 40 %
  - Die Beschreibung und Definition der abgefragten Datenfelder war aus Sicht der Netzbetreiber an einigen Stellen nicht eindeutig, so dass es beim Ausfüllen der Datenfelder durch die Netzbetreiber zu falschen Eingaben gekommen ist.
  - Der Prozess zur Plausibilisierung der Daten hat sich durch teilweise mehr als drei Rückfragen bei den Netzbetreibern wesentlich verlängert.
  - Einen wesentlichen Bestandteil der Plausibilitätsprüfung machten Nullwert- und Konsistenzprüfung der Datensätze (Prüfung in der Importschnittstelle) und der Daten (Prüfung im Analysewerkzeug) aus. Ein Datensatz umfasst dabei alle Rohdaten zu einer Netzbetreibernummer.
- (408) Zur Plausibilitätsprüfung der Datensätze wurden u.a. nachstehende Analysen vorgenommen:
- Kaskadierung von Kosten und Erlösen sowie von Mengen im Strom
  - Kosten im Verhältnis zu abgesetzter Menge, Stromkreislänge und Zählpunkten
  - Erlöse im Verhältnis zu abgesetzter Menge, Stromkreislänge und Zählpunkten
  - Verhältnisse zwischen Stromkreislänge, Zählpunkten und den jeweiligen Anlagen
- (409) Zur Analyse gehörten: Nullwertanalysen, Konsistenzprüfung, Vergleichsanalysen und Expertenanalysen.

### **7.3.3 Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten mittels öffentlicher Daten**

- (410) Neben der Möglichkeit, den Datensatz in sich und im Vergleich mit anderen Datensätze zu plausibilisieren, besteht zudem die Möglichkeit, die unternehmensspezifischen Daten mit öffentlich verfügbaren Daten zu vergleichen.
- (411) Als mögliche öffentliche Quellen sind u.a. das Statistische Bundesamt (Statistik regional und lokal), das Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sowie Veröffentlichungen der Verbände über die Struktur- und Absatzdaten der jeweiligen Branche zu nennen.

#### **7.3.3.1 Statistisches Bundesamt**

- (412) Im Rahmen der Vergleichsverfahren wurden von den Netzbetreibern die AGS (Amtlicher Gemeindegemeinschaftsschlüssel) in Verbindung mit dem prozentualen Anteil (wenn mehr als ein Netzbetreiber die Gemeinde versorgen) der versorgten Gemeinden abgefragt.
- (413) Auf Basis des AG-Schlüssels können beim Statistischen Bundesamt vielfältige Informationen abgefragt werden, z. B. :  
Fläche in km<sup>2</sup>, Einwohner, Wohnungen, Betriebe
- (414) Mithilfe dieser Daten können die Amtlichen Gemeinde-Schlüssel (AGS) eines Netzbetreibers nicht nur mit wichtigen Zusatzdaten angereichert werden, sondern auch Plausibilitätsprüfungen durchgeführt werden.

(415) Dieses Vorgehen – aggregiert aus Basis des AGS - bietet sich hauptsächlich für die von dem Netzbetreiber übermittelten Strukturdaten an. Es ist jedoch zu beachten, dass eine Vielzahl an Daten des Statistischen Bundesamtes im Vergleich zu den Netzbetreiberdaten nicht 1:1 übereinstimmen können, sondern lediglich als Näherungswerte angesehen werden müssen, z. B. :

<b>Datum des Netzbetreibers</b>	<b>Datum vom Statistischen Bundesamt</b>
Konzessionsfläche pro NB	Fläche in km <sup>2</sup> aller versorgten AGS durch den Netzbetreiber
Anschlusspunkte/ Ausspeisepunkte/ Entnahmestellen pro NB	Einwohner, Haushalte, Wohngebäude, Betriebe
Entnahmen/ Ausspeisungen über alle Netzbetreiber	Summe Verbrauch/ Entnahmen in Deutschland pro Jahr

Tabelle 14: Vergleich Daten der Netzbetreiber zu Daten des Statistischen Bundesamtes

(416) Auf Basis dieser Daten kann mit Hilfe von Regressionsanalysen getestet werden, welche Parameter sich durch andere approximieren lassen.

(417) Diese Tests können sich beispielsweise auf

$$\frac{\sum(\text{Wohngebäude} + \text{Betriebe}) / \text{km}^2}{\text{Anschlusspunkte} / \text{km}^2}$$

$$\frac{\text{Haushalte} / \text{km}^2}{\text{Entnahmestellen} / \text{km}^2}$$

$$\frac{\text{Einwohner} / \text{km}^2}{\text{Entnahmestellen} / \text{km}^2}$$

$$\frac{\text{Entnahmestellen}}{\text{Anschlusspunkte}} \text{ zu } \frac{\text{Haushalte}}{\text{Wohngebäude}}$$

$$\frac{\text{Entnahmestellen}}{\text{Anschlusspunkte}} \text{ zu } \frac{\text{Einwohner}}{\text{Wohngebäude}}$$

beziehen.

### 7.3.3.2 Geographische Daten

(418) Auch das im Rahmen des Projektes „Beschaffung der in der Anreizregulierung zur Analyse von gebietsstrukturell geprägten Kostentreibern notwendigen Datenbasis sowie Konsolidierung im Rahmen eines Geografischen Informationssystems (GIS)“ bei der Bundesnetzagentur aufgebaute GIS kann für die Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten genutzt werden. Neben den gebietsstrukturellen Kostentreibern Flächennutzung, Relief und Bodenklasse können auch Daten aus anderen Quellen mit Hilfe des GIS visualisiert werden.

### 7.3.3.3 Zusammenfassung

(419) Die Plausibilisierung der unternehmensspezifischen Daten mit öffentlichen Daten ist nicht als alleiniges Plausibilitätsprüfungsinstrument zu betrachten, sondern ist in

Verbindung mit dem Vorgehen beschrieben in 7.3.2 zu verwenden. Sofern Daten pro AGS vorliegen, können individuelle Fehler und Ausreißer entdeckt werden. Liegen nur aggregierte Werte für den Gesamtmarkt Deutschland vor, kann nur die Summe über die jeweilige Angaben aller Netzbetreiber plausibilisiert werden.

- (420) Die Schlüsslung unterschiedlicher Daten auf den AGS und somit auch auf ein Unternehmen ist jedoch ein großer Vorteil der öffentlichen Daten und verleiht so den übermittelten Netzbetreiberdaten einen Mehrwert.

## 7.4 Künftige Datenerhebungen

- (421) Die bisherigen Datenerhebungen zur Anreizregulierung erfolgten für die Konzepterstellung.
- (422) Relevant für die Diskussion der künftigen Datenerhebung sind folgende wesentliche Punkte:

### 7.4.1 Prozess der Datenabfrage

- (423) Basierend auf den Erkenntnissen aus der Datenabfrage für die Konzeptionierung der Anreizregulierung, Plausibilisierung und Benchmarking sind Struktur und Durchführung des Datenabfrageprozesses weiter zu verbessern.
- (424) Folgende Grafik zeigt die Strukturierung des zukünftigen Datenabfrageprozesses, inhaltlich wird diese Grafik in den nachfolgenden Unterkapiteln ausgeführt:

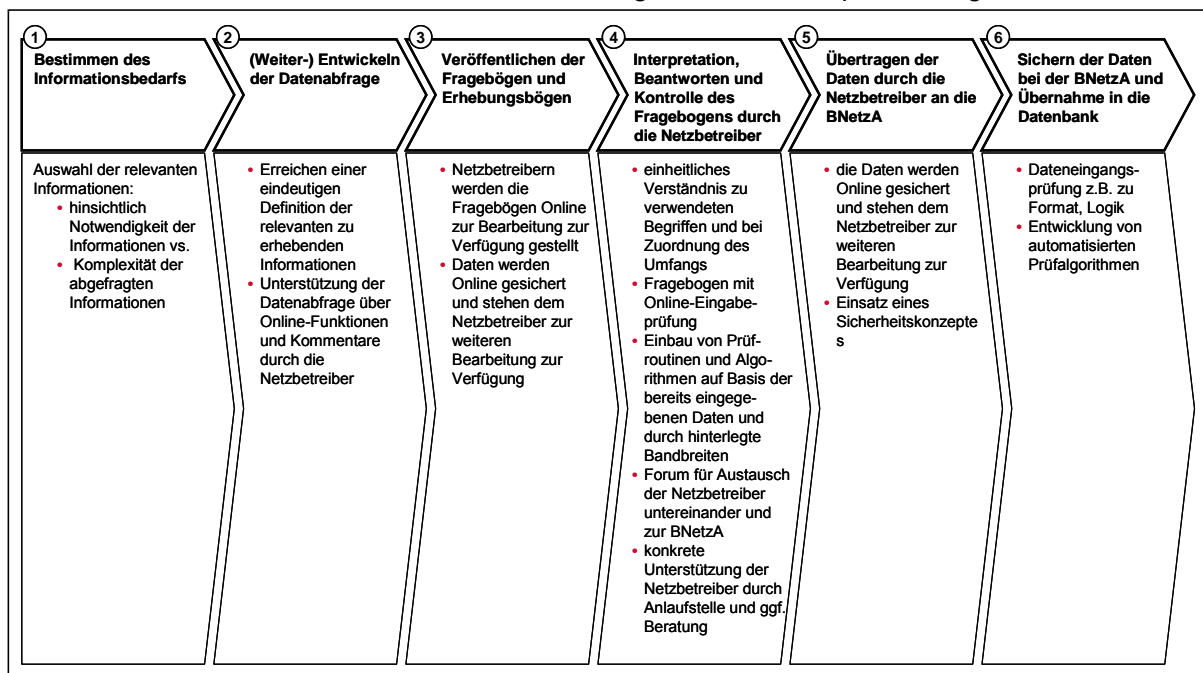


Abbildung 2: Künftiger Prozess der Datenabfrage

### 7.4.2 Abfragerhythmus und -modalitäten

- (425) Eine belastbare Datenbasis ist Grundvoraussetzung für den Effizienzvergleich. Für die Anwendung der Anreizregulierung müssen zukünftige Datenabfragen in einem jährlichen Rhythmus erfolgen.
- (426) Der Umfang der anzufragenden Daten wird sich verringern. Grund hierfür ist keine erneute Analyse möglicher Kostentreiber, sondern die Verwendung der im Rahmen der Kostentreiberanalyse identifizierter Parameter. Die Dateninhalte sind den Netzbetreiber bekannt und können bereits im Voraus ermittelt werden.
- (427) Die zukünftigen Datenabfragen bilden die Grundlage für die Berechnung der Effizienzscores der einzelnen Netzbetreiber. Während die derzeitigen Datenabfragen Basis sind, um ein umsetzbares Konzept zu erarbeiten, werden zukünftig von jedem

Netzbetreiber korrekte Daten für die Umsetzung der Anreizregulierung benötigt. Übermittelt ein Netzbetreiber keine, lückenhafte oder fehlerhafte Daten – sofern der Netzbetreiber die Plausibilität nicht nachweisen kann oder die Daten in einer Frist, die durch die Bundesnetzagentur vorgegeben wird, bereinigt – können rechtliche Schritte gegen den Netzbetreiber erforderlich sein.

- (428) Es muss sichergestellt werden, dass die Fristen zur Datenlieferung, die durch die Bundesnetzagentur vorgegeben werden, durch die Netzbetreiber eingehalten werden. Bei Nichteinhaltung der Fristen kann eine fristgerechte Anwendung der Anreizregulierung u.U. nicht erfolgen. Die abzufragenden Daten bilden die Grundlagen für alle weiteren Schritte der Anwendung der Anreizregulierung.
- (429) Die Datenplausibilisierung erfolgt zentral durch die Bundesnetzagentur über alle Dateninhalte. Dies stellt keine Modifikation der übermittelten Daten dar. Diese müssen durch den jeweiligen Netzbetreiber korrigiert werden.
- (430) Die Datenplausibilisierung der Datensätze für die Anreizregulierung muss zukünftig unter Zuhilfenahme möglichst eines Plausibilisierungstools zweistufig erfolgen. In der ersten Stufe finden die grundlegenden Überprüfungen – z.B. Nullwertprüfung, interne Konsistenzprüfung, Ausreißeranalyse – statt. In der zweiten Stufe muss die Plausibilisierung mit weiteren Funktionen (z.B. Bildung von Kennzahlen, statistische Auswertungen), die die Plausibilitätsprüfung einer Vielzahl von Datensätzen ermöglicht, durchgeführt werden. Abweichungen und Auffälligkeiten müssen in der Datenbank an dem betroffenen Datum in Form einer Annotation festgehalten werden.
- (431) Auf diese Weise wird ein organisiertes Vorgehen sichergestellt: 1. Stufe grundlegende und 2. Stufe weitergehende Prüfung. Die Netzbetreiber mit auffälligen Datensätzen erhalten bei Abschluss jeder Stufe eine Auflistung der möglichen Unplausibilitäten, die in einer vorgegebenen Frist zu prüfen und gegebenenfalls zu bereinigen sind.

#### **7.4.3 Kompetenz der Datenabfragen**

- (432) Für die Umsetzung eines Anreizregulierungsregimes benötigt die Bundesagentur verschiedenste unternehmensspezifische Daten von den Netzbetreibern. Die Bundesnetzagentur muss die Kompetenz erhalten, alle für eine Erstellung eines robusten Anreizregulierungsregimes in einer einheitlichen Datenabfrage von allen Netzbetreibern – unabhängig von ihrer regulatorischen Zugehörigkeit – abzufragen.
- (433) Erheben die Landesregulierungsbehörden eigenständig Unternehmensdaten für eine originäre Zuständigkeit, wie z.B. das Genehmigungsverfahren, von den Netzbetreibern, die in ihre Regulierungskompetenz fallen, ist für zukünftige Datenabfragen - sofern die erhobenen Daten für die Umsetzung eines Anreizregulierungsregimes relevant sind – eine einheitliche Regelung über Übermittlung der Erhebungsbögen zwischen Landesregulierungsbehörden und Bundesnetzagentur zwingende Voraussetzung. Nur so lässt sich ein rascher, zuverlässiger und effizienter Datenaustausch gewährleisten. Dies hat die Praxis im Rahmen der Verarbeitung der Erhebungsbögen gezeigt.

#### **7.4.4 Eindeutige Definition der Begriffe**

- (434) Es ist sicher zu stellen, dass die Beschreibung und Definition der abgefragten Datenfelder aus Sicht der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur eindeutig erläutert und verstanden werden. Für die Anwendung der Anreizregulierung werden die Datendefinitionen erneut mit den Verbänden als auch Netzbetreibern konsultiert. Dies beugt Missverständnissen vor und erleichtert die Eingabe der Daten durch die Netzbetreiber.

#### **7.4.5 Funktionalität der Eingabemaske**

- (435) Die Erfassungssoftware muss vor dem Hintergrund der gemachten Erfahrungen optimiert werden. Im Datenerfassungsprogramm ist dem Netzbetreiber die

Möglichkeit zu geben, dass sowohl die eigentlichen Werte als auch Kommentare zu Besonderheiten des Netzbetreibers erfasst werden können.

- (436) Direkt in den Eingabemasken sollen standardisierte Prüfungen vorgegeben werden:
- Prüfung der Eingaben auf Nullwerte und Hinweis, wo Angaben durch den Netzbetreiber zwingend vorzunehmen sind
  - Prüfung der Eingaben auf inhaltliche Konsistenz und Hinweis, wo nicht zueinander passende Angaben durch den Netzbetreiber vorgenommen wurden (z.B. in der Kaskadierung der Mengen, Erlöse und Kosten)
  - Erste Überprüfung der Eingaben auf Basis von ausgewählten Kennzahlen und Darstellung der Kennzahlen für den Netzbetreiber auf Basis der eingegebenen Primärwerte

#### **7.4.6 Hilfe und Unterstützung für den Anwender**

- (437) Um die Eingabe der Primärwerte für den Netzbetreiber zu erleichtern und Eingabefehler zu vermeiden, sind in den Eingabemasken folgende Funktionen im Online-Modus bereitzustellen:
- Begriffsdefinitionen
  - Hilfen zur Berechnungslogik
  - Hilfen zu Umrechnungen und Quercheck zu den anderen Angaben
- (438) Die Netzbetreiber sollen die Eingaben im Erfassungstool dokumentieren können. Dazu gehören:
- Erstellen von Ausdrucken
  - Speichern der ausgefüllten Erfassungsbögen
  - Erstellung einer Übersicht mit allen Eingaben komprimiert auf wenigen Seiten
- (439) In einem Kontrollbereich, der die Datenerfassung abschließt, sollen alle Angaben geprüft werden können. Dazu gehören neben den Primärwerten auch die Ergebnisse der Nullwertprüfung, Konsistenzprüfung und der Kennzahlenberechnung. Hier soll dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, einen Kommentar zu seinen Daten anzulegen.

#### **7.4.7 Transparenz der Daten**

- (440) Im Rahmen des Verfahrens der Anreizregulierung wird die Bundesnetzagentur betriebswirtschaftliche und technische Unternehmensdaten erheben. Es ist eine eindeutige Befugnisnorm über Inhalt und Tragweite der Veröffentlichung von Unternehmensdaten zu schaffen. Die Bundesnetzagentur spricht sich für weitgehende Transparenz dieser Daten aus folgenden Gründen aus:

##### **7.4.7.1 Nachvollziehbarkeit der Anreizregulierungskonzeption**

- (441) Grundlage der Anreizregulierung sind die erhobenen Unternehmensdaten. Das Regulierungskonzept und Regulierungsentscheidungen sind weder für die Netzbetreiber noch für die Netznutzer nachvollziehbar, ohne dass diese die Unternehmensdaten vorliegen haben und die Analysen, die die Konzeption begründen, nachvollziehen, d.h. auch nachrechnen können. Es ist mithin auch ein Gebot des effektiven Rechtsschutzes für die Unternehmen, die Grundlage der Schlussfolgerungen der Bundesnetzagentur transparent zu machen.

##### **7.4.7.2 Selbstregulierende Funktion öffentlicher Daten**

- (442) Nur die Veröffentlichung der Unternehmensdaten ermöglicht es den Unternehmen selbst und deren Anteilseignern, die Informationen eingehend zu analysieren und als Benchmarking-Instrument zu nutzen. Durch die Veröffentlichung der Daten wird, ganz im Sinne der Intention des Gesetzgebers, ein dynamischer Selbstregulierungsprozess initiiert.



#### 7.4.7.3 Markttransparenz und Chancengleichheit

(443) Die Netznutzer hätten durch öffentliche Informationen selbstständig die Möglichkeit, die Unternehmensdaten nachzuvollziehen. Sie könnten frühzeitig identifizieren, ob tatsächlich ein Anlass vorliegt, sich bei einem Regulierungsverfahren beiladen zu lassen oder eine Missbrauchsbeschwerde einzureichen.

#### 7.4.7.4 Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten in langjähriger internationaler Praxis

(444) In den Ländern Finnland, Schweden und Norwegen sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Unternehmensdaten zu veröffentlichen. Jedes Unternehmen, jeder Bürger, jeder Netznutzer ist in der Lage, die Daten nachzuvollziehen. Die Unternehmen haben gelernt mit dieser Transparenz umzugehen.

#### 7.4.7.5 Veröffentlichung bei Abwägung der schutzwürdigen Interessen der Netzbetreiber

(445) Die Befugnisnorm muss den Netzbetreibern, den Netznutzern und der Regulierungsbehörde Rechtssicherheit geben. Nicht jede Veröffentlichung erhobener Unternehmensdaten gefährdet berechnete Interessen der Netzbetreiber an der Wahrung ihrer Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Insbesondere ist Folgendes zu berücksichtigen:

- Es entsteht einem Unternehmen, welches in einem natürlichen Monopol agiert, durch die Veröffentlichung von Daten aus diesem Bereich kein Schaden, da in natürlichen Monopolen Wettbewerb nicht stattfindet. Unter einem natürlichen Monopol versteht man in der Volkswirtschaftslehre eine Marktkonstellation, die entsteht, wenn ein einziges Wirtschaftssubjekt ein Gut zu niedrigeren Kosten produzieren kann als zwei oder mehr Wirtschaftssubjekte. Das Vorliegen natürlicher Monopole beim Betrieb von Energieversorgungsnetzen ist auch verfassungsrechtlich die Rechtfertigung für den Eingriff in die Betätigungsfreiheit und Entgeltbildungsfreiheit der Betreiber von Energieversorgungsnetzen durch Regulierung.
- Dies ist insbesondere bei Unternehmen der Fall, die aufgrund der gesetzlichen Anforderung der Entflechtung, wie in §§ 6-10 EnWG, die Monopol- von den wettbewerblichen Bereichen getrennt haben. Rückschlüsse auf andere Unternehmensbereiche mit nachteiligen Folgen für die Position eines Unternehmens im Wettbewerb sind, anders als in nicht entflochtenen Infrastrukturindustrien wie der Telekommunikation, nicht möglich.
- Ein schutzwürdiges Interesse an der Geheimhaltung von Informationen, die gesetzlichen Veröffentlichungspflichten unterliegen oder aus gesetzlich zu veröffentlichenden Daten abzuleiten sind, besteht nicht.

(446) Deshalb sind die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung zu erhebenden technischen und betriebswirtschaftlichen Unternehmensdaten weitgehend keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Sind solche betroffen, z.B. weil im Einzelfall durch festgestellten Leitungswettbewerb ein natürliches Monopol verneint werden muss, muss die Normsetzung wie die Rechtsanwendung durch die Bundesnetzagentur unter Abwägung aller Interessen stattfinden. Die Bewertung der Veröffentlichungsfolgen hat dabei unter Berücksichtigung der aktuellen Rechtsprechung zu diesen Fragen zu erfolgen.

#### 7.4.7.6 Entscheidung des BGH zu § 315 BGB (Lichtblick ./ MVV)

(447) Nach der Entscheidung des BGH zu § 315 BGB (Lichtblick ./ MVV) sind die Entgeltkalkulationen der Netzbetreiber nicht als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis einzustufen, sondern den Netznutzern dann zugänglich zu machen, wenn dem Netzbetreiber ein einseitiges Entgeltbestimmungsrecht zufällt.

(448) Der von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung erhobene Datenumfang wird nicht über den Datenumfang, der nach Entscheidung des BGH zur Nachvollziehbarkeit der Entgeltkalkulation erforderlich ist, hinausgehen. Die Netznutzer haben also einen weit reichenden zivilrechtlichen Anspruch in Bezug auf die Offenlegung der Unternehmensdaten der Netzbetreiber.

#### 7.4.7.7 Entscheidung des BVerfG vom 14. März 2006

- (449) In seiner Entscheidung weitete das BVerfG den Schutz für Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen keineswegs generell aus. Vielmehr forderte es eine Abwägung zwischen dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen einerseits und einem effektiven Rechtsschutz andererseits, die eine angemessene Zuordnung beider Rechtsgüter im Sinne praktischer Konkordanz ermögliche. Wenn dabei der Gesetzgeber keine bestimmten Abwägungskriterien an die Hand gebe - wozu für die Anreizregulierung noch die Möglichkeit besteht - leiste gerade die Darstellung der die Abwägung leitenden Gesichtspunkte in der gerichtlichen Entscheidung einen wesentlichen Beitrag zur Konkretisierung des Abwägungsprogramms und zur Rationalisierung der gerichtlichen Entscheidung. Dem sei das BVerfG nicht gerecht geworden, wenn es davon ausgehe, der Geheimnisschutz nur dann gelten, wenn nachhaltige oder gar existenzbedrohende Nachteile für marktmächtige Unternehmen zu befürchten seien (Rdnr. 97 ff. der Entscheidung).
- (450) Die Deutsche Telekom ist auf einem Teil der Märkte marktbeherrschend und unterliegt dort deshalb der Regulierung. Anders als Energieversorgungsnetzbetreiber verfügt sie aber nicht generell über ein natürliches Monopol, sondern steht in einigen Märkten in einem mehr oder weniger ausgeprägten Wettbewerbsverhältnis.
- (451) Gerade ein solches Wettbewerbsverhältnis besteht in der hier zu beurteilenden Konstellation nicht: Anders als in der Telekommunikationsbranche besteht im Energiesektor unter Netzbetreibern auf der Infrastrukturebene kein Wettbewerb. Daher ist diesbezüglich ein möglicherweise berechtigtes Schutzinteresse hinsichtlich Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen der Daten der Deutschen Telekom gegenüber Wettbewerbern auf die natürlichen Monopolen der Energieversorgungsnetze nicht übertragbar. In einem Gebiet gibt es nur ein Netz; es handelt sich um ein natürliches Monopol. Während es bei der Regulierung in der Telekommunikation auch darum geht, Wettbewerb der Netze zu schaffen und damit Daten über die Netze sensibel sein können, ist in der Energiebranche auf der Verteilerebene ein solcher Wettbewerb von vorneherein nicht gegeben. Ein Infrastrukturwettbewerb gehört gar nicht zu den Zielen des EnWG. Der Ansatz des BVerfG, es solle keine Wettbewerbsförderung durch Geheimnispreisgabe erfolgen, greift nicht, da es keine Wettbewerber gibt und geben wird, die die Daten zum Netzwettbewerb nutzen könnten.

#### 7.4.7.8 Aktuelle Verfahren zur Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens

- (452) Aktuell sind Anträge auf Unterlassung der Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens gem. § 22 Abs. 1 Satz 3 StromNEV und § 21 Abs. 1 Satz 2 GasNEV beim OLG Düsseldorf anhängig. Auch der Ausgang dieser Verfahren bzw. entsprechender rechtskräftiger Entscheidungen in der Hauptsache sind zu berücksichtigen.
- (453) Gerade vor dem Hintergrund dieser Rechtsprechung ist die Schaffung einer qualifizierten Befugnisnorm allerdings im Interesse der Rechtssicherheit.

#### 7.4.7.9 Effiziente Veröffentlichung auf einer Internetplattform

- (454) Die Daten müssen effizient veröffentlicht werden. Unternehmen, Bürger und Netznutzer müssen über das Internet Zugang erlangen. Dabei sollte nicht nur die Möglichkeit der Einsichtnahme von Daten möglich sein, sondern auch der Vergleich von Daten verschiedener Unternehmen zueinander.

## 8 Die Ausgangsbasis für die Bestimmung von Erlösobergrenzen

### 8.1 Bestimmung der Ausgangsbasis

(455) Die Bestimmung der Ausgangsbasis für die Anreizregulierung vollzieht sich in den folgenden Schritten:

- Ermittlung der unternehmensindividuellen Kostendaten der Netzbetreiber entsprechend den Regelungen der Netzentgeltverordnungen (NEV).
- Regulatorische Kostenrechnungsprüfung (Regulatory Review) auf Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben der NEV.
- Bereinigung um von Dritter Seite vorgegebene, nicht beeinflussbaren Kosten (staatlich vorgegebene Kosten, d.h. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern nach § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG; Kosten vorgelagerter Netze; ggf. verfahrensregulierte Kosten).
- Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile unter Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete (§ 21a Abs. 4 S. 2 EnWG, vgl. Ausführungen in Kap. 11). Die strukturellen Unterschiede werden im Rahmen des Effizienzbenchmarking durch exogene Strukturmerkmale (Benchmarking-Parameter) berücksichtigt.

(456) Die nachstehende Abbildung stellt die Herleitung graphisch dar.



Abbildung 3: Herleitung der Ausgangsbasis

### 8.2 Elemente der Ausgangsbasis auf der Grundlage der bestehenden Netzentgeltverordnungen

(457) Im ersten Referenzbericht zur Anreizregulierung wurde schon signalisiert, dass die bestehenden kostenrechnerischen Vorschriften der Entgeltverordnungen auch in

einem System der Anreizregulierung weitestgehend beibehalten werden sollen. Diese Vorschriften sind etabliert, weshalb die Notwendigkeit einer grundlegenden Änderung derzeit nicht gesehen wird.

- (458) Die zentralen kostenrechnerischen Elemente des Teils 2 der NEV sollen im Zuge der Einführung der Anreizregulierung nicht verändert werden, insbesondere die in den §§ 6 ff. StromNEV und GasNEV festgelegten Regelungen zur Bildung der kalkulatorischen Abschreibungen und die Vorschriften zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß den §§ 7 ff. StromNEV und GasNEV.
- (459) Die Grundsätze der Entgeltermittlung sind jeweils in § 3 Abs. 1 StromNEV beziehungsweise GasNEV festgelegt. Demnach sind zunächst die Netzkosten nach den §§ 4 bis 10 GasNEV respektive §§ 4 bis 11 StromNEV zu ermitteln.
- (460) Gemäß § 12 GasNEV, § 13 StromNEV sind die zuvor bestimmten Netzkostenarten den in Anlage 2 aufgeführten Haupt- und Nebenkostenstellen zuzuordnen. Die Netzkosten unterteilen sich in aufwandsgleiche und kalkulatorische Kostenelemente. Zentrale kalkulatorische Elemente sind zum einen die kalkulatorischen Abschreibungen und zum anderen die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, deren Ermittlung in den §§ 6, 7 der Netzentgeltverordnungen festgelegt sind.
- (461) Die Netzentgelte sind dann gemäß den §§ 13 bis 18 und 20 der GasNEV beziehungsweise den §§ 14 und 16 der StromNEV zu kalkulieren. Im Gasbereich ist die unterschiedliche Entgeltberechnung für Transport- und Verteilnetze wesentlich. Auf der Transportebene soll nach § 15 GasNEV eine verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten auf Ein- und Ausspeisepunkte erfolgen. Abweichend davon besteht das Netzentgelt der örtlichen Verteilnetzebene nach § 18 GasNEV aus einem Leistungs- beziehungsweise Grundpreis und einem Arbeitspreis. Die Aufteilung auf eine periodenfixe und eine mengenabhängige Komponente hat ebenfalls verursachungsgerecht zu erfolgen.
- (462) Die Stromnetzentgeltverordnung sieht in § 14 eine Verteilung der Kosten auf nachgelagerte Ebenen vor (Kostenwälzung), sofern diese nicht den Entnahmen von Letztverbrauchern oder Weiterverteilern zuzuordnen sind. Die Aufteilung der Kosten pro Netz- oder Umspannebene hat wie in § 18 GasNEV verursachungsgerecht zu erfolgen. Diese Zuordnung wird gemäß § 16 StromNEV anhand einer Gleichzeitigkeitsfunktion bestimmt. Die Anlage 4 der StromNEV enthält detaillierte Vorgaben zur Berechnung der Gleichzeitigkeitsfunktion.
- (463) In beiden Verordnungen ist die sogenannte Verprobung in gleicher Form festgelegt (§§ 16 GasNEV, 20 StromNEV). Verprobung bedeutet, dass ein Entgeltsystem des jeweils betroffenen Unternehmens auf der Basis einer prognostizierten Absatzstruktur zu einem zukünftigen Erlös führen muss, der die anfallenden Netzkosten deckt. Somit hat ein Netzbetreiber bei der Kalkulation seines Entgeltsystems zukünftige Mengenentwicklungen zu berücksichtigen. Im Rahmen der Anreizregulierung soll dies dahingehend geändert werden, dass die kostenorientierten Erlöse auf den Mengen des abgelaufenen Geschäftsjahres beruhen und die prognostizierte Mengenänderung der Bundesnetzagentur separat übermittelt wird, um sie entsprechend in der Anreizformel zu berücksichtigen
- (464) Die Bundesnetzagentur erhält nach den §§ 7 Abs. 6 StromNEV und GasNEV mit dem Zeitpunkt der Einführung der Anreizregulierung die Kompetenz, alle zwei Jahre die Höhe der Zinssätze auf das betriebsnotwendige Eigenkapital zu bestimmen. Eine Festlegung für die Länge der Regulierungsperiode sollte möglich sein.

### **8.3 Regulatorische Kostenrechnungsprüfung**

- (465) Zur Sicherstellung der Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben der Netzentgeltverordnungen und zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit der Kostenangaben muss eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung durchgeführt werden, die sich am praktischen Vorgehen, den Form- und Übermittlungsvorgaben sowie den Datenübermittlungen im Rahmen der Entgeltgenehmigungen nach § 23a

EnWG orientiert. Hierbei erscheint es möglich, dass der Detaillierungsgrad der Kostangaben gegenüber der heutigen Praxis nach § 23a EnWG reduziert wird. Diese Prüfung auf kostenrechnerische Richtigkeit der Ausgangsbasis beinhaltet noch keine Effizienzprüfung. Diese erfolgt separat.

- (466) Die regulatorische Kostenrechnungsprüfung ist unter Beteiligung der zuständigen Regulierungsbehörde durchzuführen.

## **8.4 Beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kostenanteile**

- (467) Nachdem die zentralen Elemente zur Bildung der kostenorientierten Erlöse auf Basis der Netzentgeltverordnung definiert wurden, ist davon ausgehend das Ausgangsniveau für Effizienzvorgaben gemäß § 21a Abs. 4 S. 4 EnWG zu bestimmen. Im Rahmen einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG muss zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen unterschieden werden. Zur Definition des Begriffs der nicht beeinflussbaren Kostenanteile benennt § 21a Abs. 4 S. 2 Halbs. 2 EnWG beispielhaft Umstände, die in exemplarischer Weise das Vorliegen von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen begründen („als nicht beeinflussbar gelten insbesondere ...“).
- (468) Der Wortlaut des § 21 Abs. 4 S. 1 EnWG spricht ferner bei der Unterscheidung der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, von Kostenanteilen die *von ihm*, also dem Netzbetreiber, nicht beeinflusst werden können. Auch das stellt klar, dass nur Kosten, die allein von Dritten oder ansonsten exogen vorgegeben sind, als nicht beeinflussbar gelten sollen.
- (469) Schließlich ist zu beachten, dass nach § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG Kosten, welche sich im Wettbewerb nicht einstellen würden, bei der Entgeltbildung nicht berücksichtigt werden dürfen. Überträgt man diesen Gedanken auf die Frage der Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen, ist ersichtlich, dass nur Kosten, die ausschließlich von Dritten bestimmt werden, wettbewerbsneutral sind und somit als nicht beeinflussbar angesehen werden können.
- (470) Aus den in § 21a Abs. 4 S. 2 Halbs. 2 EnWG aufgeführten Gesetzesbeispielen lässt sich mithin nachfolgende Definition ableiten: Als nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbare Kostenanteile sind diejenigen Anteile von Kosten einer Netzbetriebsführung anzusehen, die auf objektiv – also losgelöst von der Sicht des jeweiligen Netzbetreibers – von außen wirkenden Umständen beruhen, welche einer unternehmerischen Einflussnahme durch den Netzbetreiber entzogen sind.

### **8.4.1 Von dritter Seite vorgegebene nicht beeinflussbare Kostenanteile**

- (471) Die nachfolgende verkürzte Darstellung der Erhebungsbögen veranschaulicht die rechnerische Ermittlung der gesamten Netzkosten. Gemäß der oben stehenden Definition sind die nachfolgend aufgeführten (im Schema grau unterlegten) Positionen als nicht beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln.
- (472) Diese sind im Einzelnen für Gas:
- Aufwendungen für das vorgelagerte Netz (1.1.2.1.)
  - Ansetzbare betriebliche Steuern (1.4.)
  - Konzessionsabgaben (1.5.4.)
  - Gewerbesteuer (4.)
- (473) Für Strom:
- Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen (1.1.1.2.)
  - Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber (1.1.2.1.)
  - Ansetzbare betriebliche Steuern (1.4.)
  - Konzessionsabgaben (1.5.1.)
  - Gewerbesteuer (4.)

(474) Entsprechend der Vorgaben aus § 21a Abs. 4 S. 4 EnWG sind diese Kostenbestandteile von den kalkulatorisch ermittelten Gesamtkosten abzuziehen. Die kostenmindernden Erlöse und Erträge bleiben für die Bestimmung des Ausgangsniveaus für Effizienzvorgaben unberücksichtigt. Sie werden erst für die Ermittlung der ansetzbaren Netzkosten für die Entgeltbildung subtrahiert.

<b>Erfassung der Kosten- und Erlösarten Gas</b>	<b>Erfassung der Kosten- und Erlösarten Strom</b>
1. Aufwandsgleiche Kosten	1. Aufwandsgleiche Kosten
1.1. Materialkosten	1.1. Materialkosten
1.1.2.1. Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber	1.1.1.2. Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen 1.1.2.1. Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber
1.2. Personalkosten	1.2. Personalkosten
1.3. Fremdkapitalzinsen	1.3. Fremdkapitalzinsen
1.4. Ansetzbare betriebliche Steuern	1.4. Ansetzbare betriebliche Steuern
1.5. Sonstige betriebliche Kosten	1.5. Sonstige betriebliche Kosten
1.5.4. Konzessionsabgaben	1.5.1. Konzessionsabgaben
+ 2. Abschreibungen	+ 2. Abschreibungen
+ 3. Kalk. Eigenkapitalzinsen	+ 3. Kalk. Eigenkapitalzinsen
+ 4. Gewerbesteuer	+ 4. Gewerbesteuer
= Netzkosten Gesamt	= Netzkosten Gesamt
- 5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge	- 5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge
= Ansetzbare Netzkosten für Entgeltbildung	= Ansetzbare Netzkosten für Entgeltbildung

Tabelle 15: Kostenpositionen der Erhebungsbögen Strom und Gas

#### 8.4.1.1 Verfahrensregulierte Kosten und Erlöse, insbesondere Beschaffung von Ausgleichsleistungen

(475) So weit durch Vorgaben des Gesetz- und Verordnungsgebers sowie der Bundesnetzagentur eine Verfahrensregulierung vorgenommen wird und die Bemessung der zu beschaffenden Menge an Leistung bzw. Energie als angemessen und die Gestaltung der Beschaffungsmärkte als funktionierende Wettbewerbsmärkte vorausgesetzt werden kann, sind die daraus resultierenden Kosten nicht mehr im direkten Einflussbereich der Netzbetreiber und aus der Summe der beeinflussbaren Kosten auszunehmen. Dies betrifft grundsätzlich die Beschaffungskosten für Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen nach § 22 EnWG. Detailliertere Regelungen bestehen bereits oder können in naher Zukunft die nachfolgenden Bereiche betreffen:

##### 8.4.1.1.1 Regelenergie

(476) Die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Anwendung eines diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahrens bei der Beschaffung von Regelenergie ergibt sich aus § 22 Abs. 2 EnWG. Die Betreiber von

Übertragungsnetzen werden in § 6 Abs. 1 StromNZV verpflichtet, die jeweilige Regelenergieart (Minutenreserve, Primär- und Sekundärregelung) im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen.

#### 8.4.1.1.1.1 *Minutenreserve*

(477) Minutenreserve ist gemäß § 30 Abs. 2 StromNZV ab dem 1.1.2006 im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 9. Dezember 2005 gegenüber der Bundesnetzagentur ihr Konzept zur Ausgestaltung der Minutenreserve-Ausschreibung vorgestellt. Das Konzept wurde von der Bundesnetzagentur mit den Marktteilnehmern konsultiert und diskutiert. Ein Konsens zur Ausgestaltung der Ausschreibungsmodalitäten konnte jedoch nicht in allen Punkten gefunden werden. Die Bundesnetzagentur wird deshalb im Rahmen eines förmlichen Verfahrens das Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie (Minutenreserve), insbesondere Mindestangebotsgröße, Ausschreibungszeiträume und Ausschreibungszeitscheiben sowie den technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV festlegen. Der Beschluss wird schnellstmöglich, voraussichtlich im Frühsommer 2006, erlassen werden. Nach Implementierung durch die Übertragungsnetzbetreiber wird die gemeinsame Ausschreibung von Minutenreserve voraussichtlich ab Herbst 2006 durchgeführt werden.

#### 8.4.1.1.1.2 *Primär- und Sekundärregelung*

(478) Primär- und Sekundärregelung ist gemäß § 30 Abs. 2 StromNZV ab dem 1.7.2006 im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur Anfang April 2006 ihr Konzept zur Ausgestaltung der Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelung übersandt. Einen ähnlichen Prozess wie für die Ausschreibung von Minutenreserve vorausgesetzt, kann davon ausgegangen werden, dass die gemeinsame Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelung nach einem mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Verfahren ebenfalls ab Herbst 2006 durchgeführt werden wird.

#### 8.4.1.1.1.3 *Ausschreibung innerhalb der Regelzone*

(479) Abweichend von § 6 Abs. 1 StromNZV sind die Betreiber von Übertragungsnetzen zum Zweck der Erfüllung ihrer Verpflichtungen nach § 12 Abs. 1 und 3 sowie § 13 Abs. 1 des EnWG berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone auszuschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in ihrer jeweiligen Regelzone, insbesondere der Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen, erforderlich ist (Kernanteile). Zur Festlegung des erforderlichen Kernanteils gemäß § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV, der aus Kraftwerken in der jeweiligen Regelzone ausgeschrieben werden kann, wird sich die Bundesnetzagentur gutachterlich beraten lassen. Bis zum Abschluss eines solchen Gutachten kann eine Festlegung ggf. unter Vorbehalt erfolgen.

(480) Die Festlegung des Verfahrens nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV dürfte nach derzeitiger Einschätzung auch die Möglichkeit für die Bundesnetzagentur beinhalten, das Ausschreibungsvolumen festzulegen.

#### 8.4.1.1.2 Kompensationszahlungen im Rahmen des ITC-Mechanismus

(481) In Artikel 3 der Stromhandelsverordnung (EG-Verordnung 1228/2003) sind die Grundlagen festgelegt, nach denen der Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern funktionieren soll. Im Rahmen dieses Ausgleichsmechanismus sollen Übertragungsnetzbetreiber einen Ausgleich für die Kosten erhalten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen (vgl. Art. 3 Abs. 2). Dieser Ausgleich ist gemäß Art. 3 Abs. 3 durch Übertragungsnetzbetreiber zu leisten, aus deren Netzen grenzüberschreitende

Stromflüsse stammen und in deren Netzen diese enden. Die infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstandenen Kosten sollen nach Art. 3 Abs. 6 auf der Grundlage der zu erwartenden langfristigen durchschnittlichen Zusatzkosten ermittelt werden.

- (482) Vor Inkrafttreten der Verordnung 1228/2003 (1. Juli 2004) hat der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ETSO), erstmals im Jahr 2002, den Ausgleich für grenzüberschreitende Stromflüsse durchgeführt. Das bisher von ETSO praktizierte Verfahren (im folgenden ETSO-Mechanismus) zum Ausgleich zwischen den ÜNB erfüllt die Anforderungen des Artikel 3 der EG-Verordnung 1228/2003 allerdings nur bedingt. Daher soll es durch ein von der Kommission geregeltes und durchgeführtes Verfahren, festgehalten in Leitlinien, abgelöst werden.
- (483) ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) hatte bereits im September 2004 einen ersten Leitlinien-Entwurf auf dem Florenz Forum vorgestellt. Aufgrund der dortigen kontroversen Diskussionen über die Ausgestaltung der Leitlinien zum Inter TSO Compensation Mechanism hat die EU-Kommission Ende 2004 eine Studie zu diesem Thema in Auftrag gegeben. Auf Basis der Ergebnisse der Studie wurden dann neue Leitlinien durch ERGEG im Februar 2006 erarbeitet. Die Marktteilnehmer haben bis zum 22. Mai 2006 Gelegenheit zum veröffentlichten Leitlinien-Entwurf von ERGEG Stellung zu nehmen. Im sich anschließenden Komitologie-Verfahren der Europäischen Kommission werden die Leitlinien beschlossen. Es wird erwartet, dass die Leitlinien – mit vorläufigem Charakter – zum 1.1.2007 in Kraft treten. Bis zu diesem Zeitpunkt gilt weiterhin der für das Jahr 2006 mit Billigung der EU- Kommission vereinbarte ETSO- Mechanismus.

#### 8.4.1.1.3 EEG Ausgleichsprozess

- (484) Nach § 22 Abs. 1, Satz 1 EnWG haben Netzbetreiber die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisungen benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nicht-diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen.
- (485) Der unverzügliche Ausgleich von Energiemengen, der aufgrund § 14 Abs. 3, Satz 1 EEG erfolgt (horizontaler Belastungsausgleich genannt), stellt vom Grundsatz her ebenfalls Ausgleichsenergie dar. Derzeit wird geprüft, ob die im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleichs benötigte Energie in einem marktorientierten Verfahren beschafft werden muss. Es liegen erste Vorschläge aus dem Markt vor, wie eine marktbasierete Beschaffung von Energie im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleichs ausgestaltet werden könnte. Nach Konkretisierung der Vorschläge wird die Machbarkeit der Vorschläge mit den Übertragungsnetzbetreibern und den relevanten Marktakteuren diskutiert werden, so dass ein marktbasieretes Verfahren frühestens in 2007, installiert sein kann.

#### 8.4.1.1.4 Verlustenergie

- (486) § 10 Abs. 1, Satz 1 StromNZV verpflichtet alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Dabei sind Ausschreibungsverfahren durchzuführen, soweit nicht wesentliche Gründe entgegenstehen (§10 Abs. 1, Satz 2 StromNZV).
- (487) Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur Anfang April 2006 eine Beschreibung der derzeitigen Verlustenergie-Beschaffung sowie ihre Konzepte für die Verlustenergiebeschaffung in 2007 übersandt. Für das Jahr 2007 planen alle Übertragungsnetzbetreiber die Beschaffung der Netzverluste ihrer konzerneigenen Handelsschwester zu übertragen, die dann die lang-, mittel- und kurzfristige Beschaffung der Netzverluste am Großhandelsmarkt übernimmt. Alle ÜNB führen einen separaten Bilanzkreis für die Verlustenergie, zu dessen Ausgleich auch auf Ausgleichsenergie zurückgegriffen wird.
- (488) Ob die Konzepte der Übertragungsnetzbetreiber in der Verlustenergie-Beschaffung den gesetzlichen Vorgaben entsprechen, wird derzeit geprüft. Es wird davon



ausgegangen, dass ein mit den Vorgaben von EnWG und Stromnetzzugangsverordnung konformes Beschaffungsmodell für Verlustenergie vollständig ab 2008 und für Teilmengen auch schon für das Jahr 2007 angewandt werden wird.

#### **8.4.2 Gebietsstrukturell nicht beeinflussbare Kostenanteile**

- (489) Neben den nur durch Dritte zu beeinflussenden Kostenanteilen sind nach § 21 Abs. 4 EnWG auch die gebietsstrukturell nicht beeinflussbaren Kostenanteile („Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Gegebenheiten der Versorgungsgebiete ... beruhen“) von den Effizienzvorgaben auszunehmen. Dieser Vorgabe wird durch die Aufnahme entsprechender gebietsstruktureller Parameter in die zur Bestimmung der Effizienz angewandten Benchmarking-Verfahren Rechnung getragen. Durch eine sachgerechte Parametrierung dieser Verfahren wird sichergestellt, dass alle wesentlichen nicht zurechenbaren strukturellen Unterschiede der Versorgungsgebiete bei den Effizienzergebnissen bereits berücksichtigt und damit von vornherein von Effizienzvorgaben ausgenommen sind (vgl. hierzu Kap. 10 bis 13).

## **9 Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung und der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung**

- (490) Die Notwendigkeit der Berücksichtigung zweier unterschiedlicher X-Faktoren wird deutlich, wenn man die Entwicklung der Unternehmen über einen bestimmten Zeitraum betrachtet.
- (491) Ein Unternehmen kann von der einen auf die andere Periode seine individuelle Effizienz verringert oder vergrößert haben. Gleichzeitig wird sich auch die Produktivität des gesamten Sektors verändern. Beides steht in engem Zusammenhang und muss bei der Bestimmung der beiden X-Faktoren berücksichtigt werden.
- (492) Am Beispiel eines Unternehmens, das zu Beginn des betrachteten Zeitraums im Vergleich zu allen anderen Unternehmen effizient ist, sich also auf der Effizienzgrenze (Frontier) befindet, können die beiden oben beschriebenen Effekte verdeutlicht werden: Auch ein Unternehmen, das sich auf der Effizienzgrenze befindet, hat im Zeitablauf ein Effizienzsteigerungspotential in Höhe des generellen Produktivitätsfortschritts. Mit der Einbeziehung eines generellen X-Faktors werden für diese Unternehmen Anreize gesetzt, dieses Effizienzsteigerungspotential auszuschöpfen und an die Kunden weiterzugeben. Wenn diese Unternehmen sich profitmaximierend verhalten und diese Potentiale realisieren, liegen sie zu Beginn und am Ende des betrachteten Zeitraums auf der Effizienzgrenze und bilden damit die Veränderung derselben ab (Frontier-Shift).
- (493) Der beschriebene generelle Produktivitätsfortschritt des Sektors kann nicht nur von dem betrachteten effizienten Unternehmen, sondern auch von jedem anderen Unternehmen erreicht werden. Es müssen deshalb für alle Unternehmen Anreize gesetzt werden, das hieraus resultierende generelle Produktivitätssteigerungspotential auszuschöpfen und an die Kunden weiterzugeben.
- (494) Nur wenn sich die Produktivitätsentwicklung in der Energienetzbranche analog zur Gesamtwirtschaft entwickelt und sich die Inputpreise ebenfalls gleich entwickeln, würde es bei der Festlegung der Zielvorgaben für eine Regulierungsperiode genügen, die allgemeine Geldentwertung in Form des Verbraucherpreis-Index (VPI) zu berücksichtigen.
- (495) Die Entwicklung der Faktorproduktivität (z.B. Arbeitsproduktivität, Kapitalproduktivität oder Totale Faktorproduktivität) kann in einzelnen Sektoren anders verlaufen als in der gesamten Volkswirtschaft. Weicht die Entwicklung in der Gesamtwirtschaft von

der Entwicklung in der Energienetzbranche ab, so würde eine reine Orientierung der Preis- oder Erlösvorgaben an der Produktivitätsentwicklung der Volkswirtschaft dies nicht berücksichtigen. Die Netzbetreiber könnten mit zu starken Effizienzsteigerungsvorgaben überlastet oder bei zu schwachen Effizienzsteigerungsvorgaben die Kunden benachteiligt werden.

- (496) Die Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung muss daher im Verhältnis zur sektoralen Produktivitätsentwicklung erfolgen, um die Auswirkungen auf Netzbetreiber einerseits und auf die Kunden andererseits angemessen zu berücksichtigen.
- (497) Damit werden nicht nur die Vorgaben aus § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG erfüllt, die die Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerungsrate vorschreiben. Gleichzeitig wird auch, wie von § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG gefordert, die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung beachtet.

### 9.1.1 Branchenspezifische Inputpreisentwicklung

- (498) Neben der Entwicklung der Faktorproduktivität ist die Entwicklung der Inputpreise bei der Berechnung des generellen X-Faktors zu beachten. Es ist möglich, dass die Inputpreise in der regulierten Netzwirtschaft mit einer anderen Rate wachsen als das allgemeine Preisniveau. Ohne die Berücksichtigung der Inputpreisentwicklung und mit einer alleinigen Berücksichtigung des VPI würden auch hierdurch Vorgaben für die Entwicklung der Preis- oder Erlösobergrenzen gemacht, die die Auswirkungen auf Netzbetreiber und Kunden nicht angemessen berücksichtigen. Die Möglichkeiten zur Steigerung der Produktivität der Netzbetreiber würden über- oder unterschätzt.
- (499) Um die Inputpreisentwicklung abzubilden, ist zu erwägen, einen spezifischen Netzpreisindex für Strom<sup>9</sup>- bzw. Gasnetze zu bilden, wie von BDI/VIK vorgeschlagen, der sich aus den Preissteigerungsraten ausgewählter Einzelprodukte der Branche zusammensetzt.

### 9.1.2 Berechnung des generellen X-Faktors

- (500) Aus dem oben beschriebenen Zusammenhang ergibt sich die folgende Formel zur Berechnung des generellen X-Faktors, die auch international verwandt wird:

$$X_{gen} = (\Delta\text{Faktorproduktivität}^{EN} - \Delta\text{Faktorproduktivität}^G) + (\Delta\text{Inputpreis}^G - \Delta\text{Inputpreis}^{EN})$$

- (501) Im ersten Teil dieser Formel werden die über oder unter dem gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt liegenden Möglichkeiten des regulierten Netzsektors zu Verbesserungen der Produktivität der eingesetzten Produktionsfaktoren berücksichtigt (im Folgenden Produktivitätsdifferential). Zur Berechnung wird die Produktivität der Energiewirtschaft ( $\Delta\text{Faktorproduktivität}^{EN}$ ) der Produktivität der Gesamtwirtschaft ( $\Delta\text{Faktorproduktivität}^G$ ) gegenübergestellt.
- (502) Im zweiten Teil der Formel wird eine über die Preissteigerungsrate der Gesamtwirtschaft ( $\Delta\text{Inputpreis}^G$ ) hinausgehende Inputpreisänderung ( $\Delta\text{Inputpreis}^{EN}$ ) berücksichtigt (im Folgenden Inputpreisdifferential). Als Preissteigerungsrate der zum Vergleich herangezogenen Gesamtwirtschaft wird hier der Erzeugerpreisindex für die gewerbliche Wirtschaft verwandt.
- (503) Der generelle X-Faktor ist Null, wenn der regulierte Netzsektor exakt den gleichen Produktivitätsfortschritt umsetzen kann und den gleichen Preissteigerungen unterliegt, wie die Gesamtwirtschaft.
- (504) Festzuhalten ist, dass sowohl aus der theoretischen Grundlegung wie auch aus der internationalen Anwendungspraxis sowohl positive wie auch negative Werte für  $X_{gen}$  auftreten können. Im Falle positiver Werte (Produktivitätsfortschritt in der Energienetzbranche größer als der Gesamtwirtschaft) resultieren dann zusätzliche Anforderungen, Preise oder Erlöse zu senken. Im umgekehrten Fall negativer Werte

<sup>9</sup> Vgl. „Stromnetz-Index“ Energy-Control Kommission 2005

für  $X_{\text{gen}}$  (Produktivität in der Energienetzbranche steigt langsamer als in der Gesamtwirtschaft) gelten dementsprechend verringerte Anforderungen zur Preis- oder Erlössenkung.

### 9.1.3 Durchführung der Berechnung

- (505) Die Berechnung des Produktivitätsfortschritts kann mittels verschiedener Methoden vorgenommen werden, von denen der Malmquist-Index aus theoretischen Gründen zu bevorzugen ist.
- (506) Die Verwendung des Malmquist-Index erlaubt eine Aufspaltung der Produktivitätsveränderungen in zwei multiplikative Komponenten, zum einen die Veränderung der relativen Effizienz (Catch-up), zum anderen die Veränderung der Effizienzgrenze (Frontier-Shift). Es sind unternehmensspezifische Daten notwendig, um die entsprechenden Produktionsfunktionen abzuleiten und damit die verschiedenen Quellen für Ineffizienzen separieren zu können.
- (507) Die Anwendung des Malmquist-Index basiert auf den Abständen der Unternehmen von der Effizienzgrenze, die häufig über eine Data Envelopment Analysis (DEA) ermittelt wird. Die Berechnung des Malmquist-Index und die Differenzierung der beiden Komponenten (Catch-up und Frontier-Shift) kann aber auch auf Basis von individuellen Effizienzwerten aus parametrischen oder modellorientierten Ansätzen erfolgen.
- (508) Trotz dieses theoretischen Vorzugs eines Malmquist-Index erachtet es die Bundesnetzagentur derzeit aufgrund von Datenmangel als notwendig, eine Berechnung mit Hilfe des Törnquist- Index vorzunehmen.
- (509) In Ermangelung einer netzspezifischen Datengrundlage konnten die Berechnungen der Bundesnetzagentur nur für die Energieversorgung insgesamt durchgeführt werden. Eine Differenzierung hinsichtlich der Verhältnisse in Strom- bzw. Gasnetzen konnte für den betrachteten Zeitraum ebenso wenig erfolgen. Dies ist bei der Verwendung der Rechenergebnisse zu berücksichtigen.
- (510) Für den Zeitraum 1977 bis 1997 ergibt sich nach den Berechnungen der Bundesnetzagentur (vgl. 2. Referenzbericht) als Produktivitätsdifferential ein Wert von 2,23% p.a. Unter Einbeziehung des Inputpreisdifferentials von 0,31% ergibt sich als Summe der Differentiale nach oben genannter Formel ein Wert für den generellen X-Faktor von 2,54% p.a.
- (511) Die internationalen Vergleiche geben klare Hinweise darauf, dass insbesondere im Vergleich zum unregulierten Zustand bzw. zu einem rein kostenorientierten regulatorischen Rahmen zusätzliche Rationalisierungsanstrengungen stimuliert werden. Wenn die Prognose der zukünftigen Produktivitätsfortschrittmöglichkeiten auf einer Vergangenheitsbetrachtung basiert, welche sich auf einen unregulierten Zeitraum bezieht, so gibt diese nur Hinweise darauf, dass mindestens ein solcher Produktivitätsfortschritt erreicht werden kann. Insbesondere in der ersten Phase der Regulierung und dem Übergang vom regulierten in den nichtregulierten Bereich kann davon ausgegangen werden, dass erhebliche Produktivitätssteigerungen realisiert werden können und damit aus der Vergangenheit hergeleiteter Werte eher übertroffen werden als unterschritten werden dürfen.
- (512) Die Bundesnetzagentur hält es für angebracht, auf Basis besserer Zahlen am Ende der ersten Regulierungsperiode eine Berechnung mit Hilfe des Malmquist-Index durchzuführen und damit für die abgelaufene Regulierungsperiode nachvollziehbar zu machen, in welchem Maße ein Frontier-Shift bzw. ein Catch-Up-Effekt tatsächlich stattgefunden hat. Eine positive oder negative Differenz könnte aus Sicht der Bundesnetzagentur in den Regulierungsvorgaben für die nachfolgende Periode berücksichtigt werden.
- (513) Um zu verhindern, dass sich dies in Anwendung der DEA anreizmindernd auf die effizientesten Netzbetreiber auswirkt, die auf der frontier liegen und mit ihren

individuellen Produktivitätssteigerungen die frontier-shift beeinflussen, kann auf das Konzept der Super-Effizienz zurückgegriffen werden.

#### **9.1.4 Stellungnahmen der Marktakteure**

- (514) In ihren Stellungnahmen zum zweiten Referenzbericht üben die Marktakteure sowohl methodische als auch quantitative Kritik an der Berechnung des generellen X-Faktors durch die BNetzA.
- (515) E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall zufolge ließe die mangelnde Datengrundlage entsprechende Schlüsse nicht zu. Daher sei nicht erkennbar, dass das Produktivitätswachstum der Netzbetreiber systematisch höher oder niedriger als das der Gesamtwirtschaft liege. Aus diesem Grunde sei ein genereller X-Faktor von Null eine plausible Arbeitshypothese. Allerdings wird seitens der Unternehmen nicht rechnerisch nachgewiesen, dass das Produktivitätswachstum der Netzbetreiber sich im betrachteten Zeitraum tatsächlich genauso entwickelt hat wie das der Gesamtwirtschaft. Ausgrund der unvollständigen Datengrundlage die Aussage zu treffen, dass zwischen beiden Bereichen keine Unterschiede existieren und daher ein generelles X in Höhe von Null gegeben sei, ist nicht sachgerecht und würde den Konsumenteninteressen zuwider laufen.
- (516) Insbesondere wird von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall kritisiert, dass die Konsequenzen aus der Sondersituation der deutschen Wiedervereinigung nicht sachgerecht bei der Berechnung des generellen X berücksichtigt werden, was zudem durch eine höhere Gewichtung der Jahre 1993-1997 stärker ins Gewicht falle. Dieser Zeitraum weise aufgrund des einmaligen Ereignisses der Wiedervereinigung besonders hohe Produktivitätszuwächse auf, denen auf Grund der Einmaligkeit jegliche Aussagekraft für die Zukunft fehle. Der Einbezug von Produktivitätssteigerungen durch gehobene individuelle Effizienzpotentiale der ostdeutschen Unternehmen erhöhe den generellen X-Faktor in unzulässiger Weise und bringe eine Nichterreichbarkeit der Gesamtvorgaben für bereits effiziente Netzbetreiber mit sich. Die aufgeführte Argumentation greift allerdings nur dann, wenn die Wiedervereinigung in Ostdeutschland im Bereich der Energiewirtschaft zu höheren Produktivitätssteigerungen geführt hätte als im Bereich der restlichen ostdeutschen Wirtschaft. Lediglich in diesem Fall würde das generelle X bedingt durch Wiedervereinigungseffekte steigen. Es besteht die Möglichkeit, dass im Bereich der ostdeutschen Energiewirtschaft größere Effizienzsteigerungspotentiale freigesetzt wurden als in der restlichen Wirtschaft. Allerdings liegen hierzu keine detaillierten Erkenntnisse vor, so dass der beschriebene Umstand nicht ohne weiteres als Tatsache angenommen werden kann. Allerdings könnte von der stärkeren Gewichtung des aktuelleren Zeitraums von 1993-1997 abgesehen werden. Eine Alternative wäre die von der Branche vorgeschlagene jahresanzahlorientierte Gewichtung der beiden betrachteten Zeiträume (1977-1991 und 1993-1997).
- (517) Als weiteren Kritikpunkt äußern E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall, dass die verwendete Datenbasis aufgrund der Nicht-Berücksichtigung des Zeitraums 1998-2005 problematisch sei. Ähnlich äußert sich diesbezüglich der VIK. Die benötigten aktuellen Daten für eine Betrachtung bis ins Jahr 2005 sind jedoch zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht verfügbar.
- (518) Ferner müsste nach Ansicht von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall das Jahr 1996 aus der Betrachtung ausgeschlossen werden, da ansonsten das Ergebnis verzerrt werden. Auffällige Jahre wie das Jahr 1996 lediglich aus der Betrachtung auszuklammern, weil sie Ausreißer zu sein scheinen und den Wert des generellen X in die Höhe ziehen, ist nicht sachgerecht. Vielmehr müsste gelten, dass den auffälligen Werten eine außergewöhnliche Ursache zugrunde liegt, die sich auf das generelle X auswirkt und diese daher nicht bei der Berechnung berücksichtigt werden darf.
- (519) Darüber hinaus seien die verwendeten Indexreihen nicht sachgerecht. So müssten zusätzlich zu den verwendeten noch weitere Wibera-Indexreihen in die

Berechnungen integriert werden können. Ferner sei eine Gewichtung der Reihen entsprechend ihrer Bedeutung für die Leistungsbereitstellung vorzunehmen. Eine solche sachgerechte Zusammenstellung und Gewichtung der Indexreihen zur Berechnung der branchenspezifischen Inputpreisentwicklung erscheint auch aus Sicht der Bundesnetzagentur sinnvoll, wenn hierfür fundierte empirische Daten zugrunde gelegt werden, die aber bislang nicht vorgelegt wurden.

- (520) Der BGW fordert genauso wie E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall eine Bereinigung der Datenbasis um Strukturbrüche wie die Wiedervereinigung und Ausreißerjahre. Von beiden Seiten wird außerdem kritisch angemerkt, dass die zugrunde gelegten Daten die Energiewirtschaft insgesamt und nicht lediglich den Bereich Netze widerspiegeln. Der BGW merkt darüber hinaus an, dass eine getrennte Betrachtung der Gasnetze vorgenommen werden sollte. Allerdings gesteht der Verband ein, dass detaillierte Daten lediglich für die gesamte Energiewirtschaft und nicht für den Bereich Netze bzw. für die Bereiche Strom und Gas getrennt vorliegen.
- (521) Der VDEW/VDN fordern ihrerseits eine genaue Trennung zwischen  $X_{\text{gen}}$  und  $X_{\text{ind}}$  und schlagen für die Berücksichtigung des Produktivitätswachstums der Netzbetreiber die gesamtwirtschaftliche allgemeine Produktivitätssteigerung vor, welche bereits im angesetzten Verbraucherpreisindex berücksichtigt wird – plädieren also für ein  $X_{\text{gen}} = 0$ .
- (522) Demgegenüber fordert der VIK einen höheren als den von der BNetzA errechneten generellen X-Faktor. Seines Erachtens sollte ein über die historischen Werte hinausgehender „Ehrgeizfaktor“ Bestandteil des  $X_{\text{gen}}$  sein. Kritisiert wird auch seitens des VIK die Nicht-Berücksichtigung des Zeitraums ab 1998 bei der Berechnung.
- (523) Die Bezugnahme auf die branchenspezifische Preissteigerungsrate wird seitens des VIK begrüßt, allerdings weist er darauf hin, dass die Konstruktion dieses Index noch verschiedene Fragen offen lasse.
- (524) Ein Gutachten von NERA im Auftrag der EnBW hat sich neben einer ausführlichen quantitativen Kritik im Sinne der bereits oben angesprochenen Punkte einer mit der theoretischen Herleitung und Berechnung des  $X_{\text{gen}}$  im zweiten Referenzbericht beschäftigt. Neben einer Kritik an den verwendeten Daten und der Berechnung des  $X_{\text{gen}}$ , wurde die Absicht der Bundesnetzagentur, einen Malmquist-Index zur Berechnung des generellen X-Faktors ab der zweiten Regulierungsperiode zu verwenden, negativ beurteilt. Eine ex post Korrektur auf Basis des Malmquist-Index sieht NERA ebenfalls kritisch und stellt die Vereinbarkeit mit dem EnWG in Frage.
- (525) Nach Ansicht NERAs ist die theoretisch mögliche Unterteilung des Malmquist-Index in Catch-Up und Frontier-Shift verzerrend und ungenau. Begründet wird dies mit Unzulänglichkeiten einer dem Malmquist-Index zugrunde liegenden DEA, die bestimmte Einflussgrößen oder Umweltfaktoren unberücksichtigt lasse. Eine Unterteilung in zwei X-Faktoren wird generell in Frage gestellt.
- (526) Des Weiteren sei ein objektiver Effizienzvergleich von Unternehmen allgemein nicht durchführbar, da die Parameter in den verwendeten Modellen die Realität nie vollständig abbilden könnten.
- (527) NERA sieht daher den Törnquist-Index als adäquate Methode den X-Faktor zu ermitteln, da dieser Index theoretisch fundiert ist und oben angesprochene Verzerrungen in einer langfristigen Betrachtung egalisiert werden. Die Empfehlung lautet daher, den Törnquist-Ansatz des zweiten Referenzberichts beizubehalten und weiterzuentwickeln, anstatt den Malmquist-Index ab der zweiten Regulierungsperiode zu verwenden. Diese Empfehlung beinhaltet implizit einen völligen Verzicht auf einen Effizienzvergleich mittels Benchmarking-Analyse.
- (528) Indem das NERA-Gutachten nicht nur eine Ablehnung des Malmquist-Index ausdrückt, sondern auch generell die Durchführbarkeit von Effizienzvergleichen und die Bestimmbarkeit effizienter Kosten in Abrede stellt, ignoriert es die internationale wissenschaftliche Literatur zum Benchmarking und die internationale Regulierungspraxis zahlreicher Länder.

- (529) Des weiteren irrt NERA, wenn die Verwendung des Malmquist-Index mit einem DEA-Benchmarking gleichgesetzt wird. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt nicht, ein Benchmarking allein auf die DEA zu stützen. Neben der DEA können auch andere Benchmarking-Methoden verwendet werden, um die Grundlage für die Berechnung des Malmquist-Index zu schaffen. Hierauf hatte die Bundesnetzagentur bereits im zweiten Referenzbericht hingewiesen. Daher ist auch die Kritik an der Verwendung des Malmquist-Index, die letztlich mit den unterstellten Unzulänglichkeiten der zugrunde liegenden Benchmarking-Methode DEA begründet wird, nicht zutreffend.
- (530) Schließlich ist in § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG festgelegt, dass die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich durchzuführen hat und individuelle Effizienzvorgaben bestimmt werden müssen. NERAs Ablehnung von Effizienzvergleichen widerspricht daher neben der internationalen Regulierungspraxis auch den Anforderungen des deutschen Rechtsrahmens.
- (531) Die seitens NERA und auch in anderen Stellungnahmen geäußerte Kritik an der gegenwärtigen Datenlage für die Törnquist-Berechnungen deckt sich allerdings in einigen Bereichen mit der eigenen Einschätzung der Bundesnetzagentur. Vor allem die bereits im zweiten Referenzbericht gekennzeichnete Unmöglichkeit, zwischen Strom und Gas einerseits und zwischen Netz und Wettbewerbsbereichen andererseits unterscheiden zu können, zwingt zu Vorsicht bei der regulatorischen Einschätzung des Rechenergebnisses von 2,54 %.
- (532) Die darüber hinaus geltend gemachte Kritik wird von der Bundesnetzagentur in weiten Bereichen nicht geteilt, kann aber auch nicht umfassend widerlegt werden. Andererseits können die seitens der Verbände und Unternehmen vorgebrachten Kritikpunkte von diesen nicht quantifiziert werden. Für den seitens des VIK geforderten Ehrgeiz-Faktor ist ein empirischer Beleg per se unmöglich. Diese Quantifizierungsprobleme für die deutschen Gegebenheiten weisen dem bereits angestellten internationalen Vergleich zusätzliche Bedeutung zu. Dieser wird – auch seitens der Berater der Netzbetreiber – auf einen Kernbereich von 1,5 % bis 2 % taxiert.
- (533) Aus diesen Gründen erscheint es sachgerecht, die Festlegung eines Zahlenwertes für den generellen X-Faktor für die erste Regulierungsperiode aufgrund der erforderlichen Werturteile und der wünschenswerten Rechtsicherheit im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG vorzunehmen. Dies kann auf Grundlage von § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 3 EnWG als Mindestgrenze für Effizienzvorgaben geschehen.
- (534) Auch unter Berücksichtigung der vorgebrachten Kritik am Malmquist-Index vertritt die Bundesnetzagentur weiterhin die Auffassung, dass in den Folgeperioden die Berechnung des generellen X-Faktors über den Malmquist-Index und die damit mögliche präzise rechnerische Zerlegung in Catch-Up- und Frontier-Shift-Anteile erfolgen soll. Zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode sollte daher die Bundesnetzagentur auf Basis einer dann belastbar vorliegenden Datenbasis und einer Festlegungskompetenz nach § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 3 EnWG den generellen X-Faktor bestimmen. In diesem Rahmen könnte auch berücksichtigt werden, welche Abweichungen zwischen vorab festgelegtem  $X_{gen}$  und tatsächlicher Frontier-Shift in der ersten Regulierungsperiode aufgetreten sind.

## **10 Methoden für den Effizienzvergleich (§ 21a Abs. 5 EnWG)**

### **10.1 Durchschnitt vs. Frontier-Ansätze**

- (535) Generell lassen sich Methoden zum Effizienzvergleich danach unterscheiden, ob sie sich am (i) durchschnittlichen oder am (ii) effizienten (*Frontier*-)Unternehmen orientieren.

- (536) Aus ökonomischer Sicht ist die Verwendung des effizienten (Frontier-)Unternehmens als Referenzpunkt der Vorzug zu geben. Eine Orientierung am Durchschnitt bedeutet, dass 50% der Unternehmen keine zusätzlichen effizienzbedingten Vorgaben erhalten, obwohl davon auszugehen ist, dass auch Unternehmen, die den Durchschnitt geschlagen haben, noch erhebliche Produktivitätspotentiale haben. Eine Orientierung am Durchschnitt kann somit im Widerspruch zur produktiven Effizienz stehen.
- (537) Die Orientierung am effizienten (*Frontier*-)Unternehmen ist auch aus gesetzlichen Gründen geboten. § 21 Abs. 2 EnWG sieht vor, dass die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung gebildet werden, die denen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen müssen. Das Gesetz sieht somit als Referenzpunkt nicht die Kosten eines durchschnittlichen, sondern die des *Frontier*-Unternehmens vor. Dem steht auch nicht § 21 Abs. 4 EnWG entgegen. Die Bezugnahme auf die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber stellt nicht einen Referenzwert für die Effizienz, sondern für die Umkehr der Beweislast dar, da bei deren Überschreiten, die Ineffizienzvermutung gilt. Es handelt sich somit um einen formalen Referenzwert zur Verfahrensvereinfachung. Daraus auf einen materiellen Referenzwert für die Effizienz im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG zu schließen, wäre verfehlt. In den durchschnittlichen Kosten weiterhin enthaltene Ineffizienzen, müssen aber seitens der Behörde nachgewiesen werden.
- (538) Ziel des Effizienzvergleichs nach § 21 Abs.2 EnWG ist somit, zu prüfen, ob die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs einer effizienten Betriebsführung entsprechen. Mit dem Verfahren soll somit ermittelt werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer vergleichbarer, effizient geführter Unternehmen stehen. Dabei sind die Besonderheiten der einzelnen Unternehmen zu erfassen und nach den Aspekten der Auswirkungen auf die Kosten zu berücksichtigen. Das Vergleichsmaß kann folglich nur das effiziente – *Frontier*<sup>10</sup> – Unternehmen sein.
- (539) Auch in der internationalen Regulierungspraxis, in der Effizienzvergleiche einen integralen und wesentlichen Bestandteil der Regulierung bilden, finden vorzugsweise *Frontier*-Ansätze Anwendung. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Großbritannien, Niederlande, Norwegen und Österreich.

## 10.2 Einteilung der Methoden zum Effizienzvergleich

- (540) Zur Messung der *relativen* Effizienz von Unternehmen im Verhältnis zu einer Effizienzgrenze gibt es mehrere Methoden, die sich grob in drei Klassen einteilen lassen können:
- Nicht-parametrische Methoden (lineare Programmierungstechniken);
  - Parametrische (ökonometrische) Methoden;
  - Analytische Kostenmodelle.
- (541) Nicht-parametrische Methoden setzen Outputs zu Inputs ins Verhältnis, ohne *a priori* Annahmen über dieses Verhältnis – z.B. die funktionelle Form – treffen zu müssen. Die Effizienzgrenze wird somit aus den Daten berechnet. In dieser Kategorie ist die *Data Envelopment Analysis* (Dateneinhüllungsanalyse DEA) ein häufig verwendeter Ansatz. Dieser Kategorie können auch Indexansätze, wie der *Multilateral Total Factor Productivity Index* zugewiesen werden.
- (542) Bei parametrischen (ökonometrischen) Ansätzen müssen *a priori* Annahmen über den funktionellen Zusammenhang zwischen Outputs und Inputs getroffen werden. Es wird somit eine Kostenfunktion vorab definiert und in der Folge durch eine ökonometrische Analyse für jeden Kostenfaktor ein Parameter ermittelt, der dessen Einfluss bzw. Gewichtung auf die Kostengröße ausdrückt. In diese Kategorie fallen

---

<sup>10</sup> Von Frontier-Unternehmen wird deshalb gesprochen, weil Vergleichsmaßstab die Unternehmen sind, die die Effizienzgrenze bilden.

beispielsweise die *Corrected Ordinary Least Squares* (COLS) und die *Stochastic Frontier Analysis* (SFA).

- (543) Die *parametrischen* und *nicht-parametrischen* Ansätze können zusätzlich danach klassifiziert werden, inwieweit die Verfahren stochastische Datenungenauigkeiten (Datenrauschen) mitberücksichtigen. *Stochastische* Verfahren berücksichtigen – anders als *deterministische* Verfahren –, dass die Effizienzgrenze mitunter durch Ausreißer bestimmt sein könnte, z.B. durch Unternehmen, die im Analysejahr außergewöhnlich niedrige Kosten zu verzeichnen hatten. Entsprechend wird bei *stochastischen* Ansätzen eine statistische Korrektur der Effizienzgrenze vorgenommen, die tendenziell bedingt, dass die ausgewiesene relative Effizienz der schlechteren Unternehmen steigt.
- (544) Abbildung 4 fasst die bedeutendsten *nicht-parametrischen* und *parametrischen* Verfahren zusammen. Dabei wird auch die Klassifikation in *stochastische* und *deterministische* Verfahren vorgenommen.<sup>11</sup>

	Deterministic	Stochastic
Parametric	Corrected Ordinary Least Square (COLS) Greene(1997), Lovell(1993), Aigner and Chu (1968)	Stochastic Frontier Analysis (SFA) Aigner, Lovel and Schmidt (1977), Battese and Coelli (1992), Coelli, Rao and Battese (1998)
Non-Parametric	Data Envelopment Analysis (DEA) Charnes, Cooper and Rhodes(1978), Deprins, Simar and Tulkens(1984)	Stochastic Data Envelopment Analysis (SDEA) Land, Lovell and Thore (1993), Olesen and Petersen (1995), Weyman-Jones (2001)

Abbildung 4: Auswahl an praktisch verfügbaren Benchmarking-Verfahren

- (545) Den *nicht-parametrischen* und *parametrischen* Verfahren ist gemein, dass sie die Effizienz aller Unternehmen in Bezug auf ein *Frontier*-Unternehmen angeben. Dabei ist die Effizienz von *Frontier*-Unternehmen in der Regel auf 100% normiert und die weniger effizienten Unternehmen erhalten einen Effizienzwert von weniger als 100%. In diesem Zusammenhang muss aber betont werden, dass durch die Analyse der relativen Effizienz der Unternehmen, keine Aussage über die absolute Effizienz der *Frontier*-Unternehmen möglich ist. Versteckte Ineffizienzen beim *Frontier*-Unternehmen können dadurch nicht offen gelegt werden, weshalb bei diesen sehr wohl noch Effizienzpotentiale möglich sein können.
- (546) Das oben beschriebene Problem wurde in der internationalen Regulierungspraxis erkannt. Statt der oder zusätzlich zu den *nicht-parametrischen* und *parametrischen* Verfahren finden daher vermehrt *analytische Kostenmodelle* zum Effizienzvergleich Anwendung. Durch *analytische Kostenmodelle* werden konkrete und realisierbare Optimalnetze für gegebene Versorgungsgebiete entworfen und das dabei ermittelte optimale Netzanlagengerüst monetär bewertet. Die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber können in der Folge mit den Kosten für ein optimales Netz verglichen werden und die Differenz als Ineffizienz gewertet werden. Der Vergleich der tatsächlichen Kosten nicht zwischen den Unternehmen, sondern mit einem *optimalen* Netzbetreiber für das entsprechende Versorgungsgebiet erlaubt auch die

<sup>11</sup> Für eine genaue Beschreibung der einzelnen Verfahren sei auf WIK, Benchmarking-Ansätze zum Vergleich von Energieunternehmen, Bad Honnef, 2005, verwiesen. Eine solche findet sich auch in Sumicsid, NVE Network Cost Efficiency Model: Final Report, Gutachten für NVE, 2005; Sumicsid, Benchmarking for Regulation, Bericht für NVE, 2003; CEPA, Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review, Gutachten für OFGEM, 2003.



Offenlegung von versteckten Ineffizienzen bei den in den *nicht-parametrischen* und *parametrischen* Verfahren als *relativ* effizient ausgewiesenen Unternehmen. Der Vorteil von analytischen Kostenmodellen ist somit evident. Nachteilig ist jedoch der mit Entwicklung solcher Modelle verbundene erhebliche Datenaufwand und dass der Vergleich mit einem Modell historische Entwicklungen außer Acht lassen könnte. Aus diesem Grunde sollte hier kein absoluter, sondern ein relativer Maßstab angesetzt werden.

### 10.2.1 Multilateral Total Factor Productivity Index

- (547) Indexmethoden können zum Vergleich der Unternehmensentwicklung über die Zeit und dem Vergleich zwischen Unternehmen zu einem bestimmten Zeitpunkt verwendet werden. Der *Multilateral Total Factor Productivity Index*<sup>12</sup> ermöglicht letzteres.
- (548) Der *Multilateral Total Factor Productivity Index* berechnet sich aus dem Verhältnis der Differenz der *gewichteten* Outputs und Inputs der Unternehmen zum Durchschnitt, weshalb eine Normierung der Effizienz auf 100% nicht unmittelbar erfolgt.
- (549) Ein gravierendes Problem beim Einsatz des *multilateralen TFP*-Index im Rahmen eines Unternehmensvergleichs besteht u.a. in der Bestimmung der Gewichtungsfaktoren für Inputs und Outputs. Dabei werden sogenannte „Schattenpreise“ für die Gewichtung der Inputs und Outputs herangezogen. Schattenpreise werden jeweils als Austauschverhältnis zweier Inputfaktoren (ökonomischer Terminus: Grenzrate der Substitution) bzw. als Austauschverhältnis zweier Outputgüter ausgedrückt. Eine solche Berechnung der Schattenpreise und eine entsprechende Effizienzeinschätzung der Unternehmen wird implizit im Rahmen einer Data Envelopment Analyse (DEA) durchgeführt.
- (550) Neben dem Problem der Gewichtung von Input- und Outputmengen erlaubt es der TFP-Ansatz darüber hinaus nicht, unmittelbar Struktur- und Umweltvariablen in der Analyse zu berücksichtigen. Über eine Regressionsanalyse kann allerdings analysiert werden, welcher Zusammenhang zwischen TFP-Ergebnissen einzelner Unternehmen und Strukturvariablen besteht, d.h. es kann analysiert werden, inwieweit eine geringe totale Faktorproduktivität auf nachteilige Umweltbedingungen zurückzuführen sein könnte.
- (551) Die Verwendung des *Multilateral Total Factor Productivity Index* zum Effizienzvergleich ist in der internationalen Regulierungspraxis wenig verbreitet. Zu nennen wäre Neuseeland, das eine Effizienzanalyse auf Basis eines *Multilateral Total Factor Productivity Index* durchgeführt hat. Die Korrektur um strukturelle Unterschiede erfolgte jedoch nur unvollständig. Des Weiteren sind die Niederlande zu nennen, die eine Art des TFP-Vergleichs verwendeten, der sich jedoch von dem in Neuseeland verwendeten Ansatz unterscheidet. DTe definiert zunächst für jedes Unternehmen eine Verhältniszahl zwischen Inputs und Outputs. Dann wird der geringste Wert dieser Verhältniszahl ermittelt. Die einzelnen Werte der Unternehmen werden in der Folge mit diesem geringsten Wert dividiert, was einen Wert für die Effizienz zwischen 0% - 100% ergibt. Auf strukturelle Unterschiede wird im Rahmen des Effizienzvergleichs explizit nicht eingegangen.
- (552) Aufgrund erheblicher Schwachstellen bei der Integration von strukturellen Unterschieden erachtet die Bundesnetzagentur TFP-Methoden zum Zwecke eines Effizienzvergleichs im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG für ungeeignet.<sup>13</sup>

---

<sup>12</sup> Für eine Darstellung des multilateralen TFP Index vgl. Tim Coelli, D.S. Prasada Rao und George E. Battese, *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer, 1999; besonders 91 ff.

<sup>13</sup> Davon bleibt aber der TFP-Ansatz im Regulierungskontext zur Abschätzung des branchenweiten Produktivitätsfortschritts unbeeinflusst.

### 10.2.2 Data Envelopment Analysis (DEA): nicht-parametrisch und deterministisch

- (553) Die *Data Envelopment Analysis* (DEA) ist ein Verfahren der linearen Optimierung, bei dem ein Unternehmen mit einer Vielzahl von anderen verglichen werden kann. Die DEA beruht auf der Bestimmung einer Effizienzgrenze aus den Daten aller Unternehmen, der gegenüber dann die relativen Positionen einzelner Unternehmen ermittelt werden können. Dabei werden zunächst alle Unternehmen als effizient definiert, die bei einer partiellen Output-Input-Relation das beste Ergebnis erzielen, und aus diesen Unternehmen (Peer-Unternehmen) mittels Linearkombination die Effizienzgrenze bestimmt. Danach wird jedes Unternehmen mit einem Peer-Unternehmen oder eine Linearkombination mehrerer Peer-Unternehmen verglichen. Da die optimalen Input-Output-Kombinationen das Ergebnis eines linearen Optimierungsproblems sind, kann die DEA angewendet werden, ohne vorab explizite Produktions- oder Kostenfunktionen definiert zu haben.
- (554) Es kann zwischen der input- und outputorientierten DEA unterschieden werden. Bei der input-orientierten (output-orientierten) DEA wird die Effizienzgrenze durch Minimierung (Maximierung) der Inputs (Outputs) bei gegebenen Outputs (Inputs) gebildet. Beim Effizienzvergleich von Netzbetreibern wird die input-orientierte DEA herangezogen, da vom Unternehmen die Outputs nicht beeinflussbar sind.
- (555) Die DEA findet in der internationalen Regulierungspraxis zu unterschiedlichen Zwecken Anwendung. Beispielhaft sind zu nennen:
- Norwegen und Österreich: zur Ermittlung der Effizienzvorgaben bei der Anreizregulierung;
  - Schweden und Finnland: zur zusätzlichen Beurteilung der Angemessenheit der Tarife;
  - Großbritannien: als Kontrollmethode in der Benchmarkinganalyse.

#### 10.2.2.1 Data Envelopment Analysis und Skalenerträge

- (556) In ihrer Grundform vergleicht die DEA alle Unternehmen einer Datengruppe miteinander. Der Effekt von unterschiedlichen Unternehmensgrößen auf die Kosten wird in diesem Falle nicht berücksichtigt. In der Grundform werden somit konstante Skalenerträge (*Constant Returns to Scale – CRS*) angenommen.
- (557) Generell werden unter Skalenerträgen Kosteneffekte bezeichnet, die durch Variation der Unternehmensgröße erzielt werden. Während bei konstanten Skalenerträgen eine Verdopplung der Inputs zu einer Verdopplung des Outputs führt, sind die Output- und Inputveränderungen bei variablen Skalenerträgen (*Variable Returns to Scale – VRS*) nicht proportional zueinander. Es können steigende Skalenerträge (*Increasing Returns to scale – IRS*) vorliegen, wenn eine Verdoppelung der Inputs zu mehr als einer Verdoppelung der Outputs führt, oder – bei umgekehrten Verhältnissen – sinkende Skalenerträge (*Decreasing Returns to Scale – DRS*).
- (558) Im Rahmen der DEA können Skaleneffekte in unterschiedlicher Form berücksichtigt werden. Bei der VRS-Spezifikation wird die Unternehmensgröße als Erklärungsfaktor für die Kosten dadurch berücksichtigt, dass die einzelnen Unternehmen mit in der Größe ähnlichen Unternehmen verglichen werden. Der Nachteil dabei ist aber, dass dadurch für bestimmte Unternehmensgrößen das Vergleichssample sehr gering werden kann. Im Extremfall kann beispielsweise das Vergleichssample aus nur einem Unternehmen bestehen, das in der Folge immer als effizient ausgewiesen wird. Dies bedeutet, dass dieses Unternehmen beispielsweise die Kosten bei gleich bleibendem Output verzehnfachen kann und trotzdem in der VRS (Variable Returns to Scale)-DEA in Ermangelung an Vergleichsunternehmen als 100% effizient ausgewiesen wird.
- (559) Die Annahme nicht-sinkender Skalenerträge (*Non-Decreasing Returns to Scale – NDRS*) ist eine Sonderform der VRS-Spezifikation, in der Skaleneffizienzen als Kostenfaktoren nur für solche Unternehmen berücksichtigt bzw. erlaubt werden, die

unterhalb ihrer optimalen Unternehmensgröße operieren. Sinkende Skalenerträge aufgrund „zu großer“ Unternehmensstrukturen werden jedoch nicht berücksichtigt.

- (560) Verschiedene empirische Untersuchungen für Strom- und Gasnetzbetreiber liefern nur schwache Evidenz für variable Skalenerträge.<sup>14</sup> Der Zusammenhang zwischen Unternehmensgröße und Kostenniveau wird im Regulierungskontext häufig diskutiert. So verwendet der österreichische Regulierer, E-Control, konstante Skalenerträge, während der norwegische Regulierer, NVE, für die Regulierungsperiode (1997-2001 und 2002-2006) variable Skalenerträge herangezogen hat. Für die kommende Regulierungsperiode ab 2007 verwendet NVE jedoch konstante Skalenerträge. Begründet wird dies dadurch, dass unter der VRS-Spezifikation die Effizienzen besonders von einigen großen Unternehmen überschätzt werden, da für diese das Vergleichssample entsprechend gering ist.

#### 10.2.2.2 Data Envelopment Analysis und Datenrauschen

- (561) Die DEA stellt ein deterministisches Verfahren dar und kann somit stochastische Effekte beispielsweise aufgrund von Datenrauschen nicht erfassen. Ein Versuch zur Einbeziehung stochastischer Elemente in die DEA stellt die *Stochastic Data Envelopment Analysis* (SDEA) dar. Die SDEA erweitert die DEA-Analyse um eine stochastische Korrektur der Effizienzgrenze. Dabei wird im Gegensatz zu einer völlig einschließenden Hülle eine Wahrscheinlichkeitsgrenze für den möglichen Produktionsraum definiert. Die Formulierung basiert auf einer *Ad-hoc*-Wahrscheinlichkeit für den Produktionsraum, mit der die Produktionseinheit und ihr statistischer Fehler abgedeckt werden. Beides findet jedoch nur schwache Unterstützung in der Theorie und ist empirisch nicht testbar, so dass die SDEA für regulatorische Zwecke noch nicht anwendbar erscheint.
- (562) Neben der SDEA sind jedoch im Rahmen der DEA selbst Analysetechniken zur Behandlung von möglichen Datenausreißern verfügbar.

#### 10.2.2.3 Bewertung der Data Envelopment Analysis

- (563) Die Vorteile der DEA lassen sich wie folgt zusammenfassen:
- Die DEA kann theoretisch auch für eine kleine Stichprobe angewandt werden, wobei in diesem Fall aber die Diskriminierungskraft der Analyse eingeschränkt ist.
  - Die DEA macht keine Annahmen über funktionelle Zusammenhänge zwischen Inputs und Outputs.
  - Die DEA weist explizit die Peer-Unternehmen für jedes Unternehmen aus.
  - Die DEA ist ein vorsichtiges Verfahren, da nur strukturell vergleichbare Unternehmen verglichen werden und eine minimale Extrapolation erfolgt.
  - Die DEA ist ein intuitiv leicht nachvollziehbares Verfahren und mit handelsüblicher Software leicht rechenbar.
- (564) Die Nachteile der DEA lassen sich wie folgt zusammenfassen:
- Die DEA ist anfällig gegenüber Datenausreißern (*eingeschränkt*<sup>15</sup>).
  - Die DEA erlaubt es nicht, die statistische Signifikanz von Variablen zu testen (*eingeschränkt*<sup>16</sup>).

---

14 Fabbri P., Fraquelli G., Giandrone R. "Costs, technology and ownership of gas distribution in Italy", *Managerial and Decision Economics* 2000; 21: 71-81; Mehdi Farsi, Massimo Filippini und Michael Kuenzle, *Cost Efficiency in the Swiss Gas Distribution Sector*, CEPE Working Paper No. 36, 2004. Ähnliches lässt sich auch für Stromnetzbetreiber feststellen: Sverre Kittelsen (1993), "Stepwise DEA; Choosing variables for measuring technical efficiency in Norwegian electricity distribution", *Scandinavian Working Papers in Economics* No. 6/1993 (<http://swopec.hhs.se/osloec/1993.htm>); Massimo Filippini und Jörg Wild, Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilernetzbetreibern, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 26 (1): 51-59 (2002).

<sup>15</sup> Es stehen jedoch Analysetechniken zur Korrektur zur Verfügung.

<sup>16</sup> Dies kann jedoch schon im Vorfeld bei der Auswahl der Parameter gemacht werden.

- Die DEA kann die Effizienz von Unternehmen, die in Bezug auf eine Kennzahl eine extreme Ausprägung („Alleinstellung“) haben, überschätzen.
- Die DEA ist anfällig für strategisches Verhalten der Unternehmen, die durch Einfordern der Berücksichtigung von Outputs, bei denen sie ein Alleinstellungsmerkmal besitzen, ihre Effizienzwerte erheblich verbessern können.<sup>17</sup>

### 10.2.3 Corrected Ordinary Least Squares (COLS): parametrisch und deterministisch

- (565) Die *Corrected Ordinary Least Squares* (COLS) ist eine parametrische Benchmarkingmethode, weshalb vorab eine funktionell Form zwischen Inputs und Outputs – eine Kostenfunktion – bestimmt werden muss. In empirischen Analysen wird zumeist eine Cobb-Douglas- oder eine Trans-log-Spezifikation<sup>18</sup> verwendet.
- (566) Die Durchführung der COLS erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird über den Regressionsansatz der Kleinstquadratmethode (*Ordinary Least Squares* - OLS) eine Kostenkurve geschätzt. In einem zweiten Schritt wird die geschätzte OLS-Kostenfunktion durch eine Parallelverschiebung auf das *Frontier*-Unternehmen nach unten korrigiert. Das *Frontier*-Unternehmen ist definiert als jenes Unternehmen, dessen tatsächliche Kosten am deutlichsten unter seinen geschätzten Kosten liegen, d.h. jenes Unternehmen mit dem höchsten negativen Residuum. Die Effizienz der anderen Unternehmen ergibt sich relativ zu der COLS-Effizienzgrenze, wobei die Ineffizienzen in Abbildung 5 durch  $u_i$  dargestellt werden.

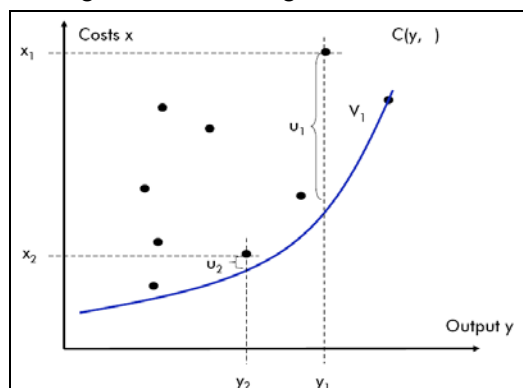


Abbildung 5: COLS-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid

- (567) Eine COLS wurde vom englischen Regulierer, OFGEM, für eine Benchmarkinganalyse der Betriebskosten der Stromverteilnetzbetreiber für die Regulierungsperiode (2000-2004) verwendet. Im Preissetzungsverfahren (2005-2010) wurde für den Vergleich der Betriebskosten eine abgeschwächte COLS angewandt. Die Effizienzgrenze bestimmt sich nicht mehr durch das Unternehmen mit dem größten negativen Residuum, sondern wurde nach oben verschoben, um mögliche Datenungenauigkeiten zu berücksichtigen.
- (568) Die COLS stellt ein sehr restriktives Verfahren zur Effizienzbestimmung dar, da angenommen wird, dass die Abweichungen von der Effizienzgrenze nur durch Ineffizienzen verursacht sind. Die Effizienzgrenze wird somit deterministisch bestimmt.

<sup>17</sup> vgl. Jamasb, T.J., P. Nillesen, and M. Pollitt, Gaming the Regulator: A Survey, *The Electricity Journal*, 16 (10): 68-80 (2003); Jamasb, T.J., P. Nillesen, and M. Pollitt, Strategic behaviour under regulatory benchmarking, *Energy Economics*, Vol 25, Iss 5, 825-843 (2004).

<sup>18</sup> Für eine Darstellung verschiedener funktioneller Formen für eine Kostenfunktion sei verwiesen auf: Michael Kuenzle, *Cost Efficiency in Network Industries: Application of Stochastic Frontier Analysis*, Kapitel 3, Dissertation an der ETH Zürich, 2005.

### 10.2.3.1 Bewertung der Corrected Ordinary Least Squares

(569) Die Vorteile der COLS lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Einfache Berechnung.
- Die Outputs können auf statistische Signifikanzen getestet werden.
- Keine Annahme über die Verteilung der Ineffizienzen notwendig.

(570) Die Nachteile der COLS lassen sich zusammenfassen:

- Bei COLS muss eine funktionelle Form zwischen Inputs und Outputs festgelegt werden.
- COLS lässt keine Korrektur für Datenausreißer zu.
- Effizienzgrenze ist anfällig gegenüber Datenausreißern.
- Annahme, dass Abstand zur Effizienzgrenze nur durch Ineffizienzen verursacht ist, sehr stark.
- Identifikation von Peer-Unternehmen nicht möglich.

### 10.2.4 Modified Ordinary Least Squares (MOLS): parametrisch

(571) Die COLS-Effizienzgrenze kann durch die *Modified Ordinary Least Squares* (MOLS) korrigiert werden. Bei MOLS wird eingeräumt, dass bei einer deterministischen Festlegung der Effizienzgrenze Fehler aufgrund von Datenrauschen unterlaufen werden können. Daher wird bei diesem Verfahren die nach der COLS ermittelte Effizienzgrenze zugunsten der weniger effizienten Unternehmen „nach oben“ korrigiert. Der genaue Umfang dieser Korrektur wird ermittelt, indem eine bestimmte statistische Verteilung der Regressionsfehler unterstellt wird. Die Korrektur der Effizienzgeraden erfolgt dann unter Auswertung der Varianz in den tatsächlichen Werten der erklärenden Variablen.

(572) Die MOLS ist ein parametrischer Ansatz, der sowohl deterministische als auch stochastische Komponenten beinhaltet – letzteres allerdings nur im Hinblick auf den Fehlerterm.

(573) Die MOLS wurde vom österreichischen Regulierer, E-Control, bei der Benchmarkinganalyse für die Regulierungsperiode (2006-2009) als Ergänzung zur DEA verwendet. Auch der Ansatz von OFGEM im Preissetzungsverfahren (2005-2010) kann als MOLS interpretiert werden.

#### 10.2.4.1 Bewertung der Modified Ordinary Least Squares

(574) Die Vorteile der MOLS lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Outputs können auf statistische Signifikanzen getestet werden.
- Die Effizienzwerte sind weniger anfällig gegenüber Datenausreißern.

(575) Die Nachteile der MOLS lassen sich zusammenfassen:

- Bei MOLS muss eine funktionelle Form zwischen Inputs und Outputs festgelegt werden.
- MOLS setzt eine größere Stichprobe voraus.
- MOLS weist nicht explizit ein Peer-Unternehmen aus.

### 10.2.5 Stochastic Frontier Analysis: parametrisch und stochastisch

(576) Problematisch an COLS- und MOLS-Ansätzen ist, dass nicht zwischen zufälligen Schocks und Ineffizienzen unterschieden werden kann. An diesem Punkt setzt die *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) an. Im Rahmen der SFA erfolgt eine konsistente statistische Korrektur der mittels eines ökonometrischen Ansatzes ermittelten Effizienzgrenze. Vereinfacht gesprochen, werden im Rahmen der SFA die Abweichungen der tatsächlichen Kosten der Unternehmen von den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm ( $v_i$ ) und eine positive, einseitig verteilte Restkomponente ( $u_i$ ), die Ausdruck von

Ineffizienz ist, zerlegt. Es wird somit von einer schiefen Fehlerverteilung ausgegangen. Anders als beim MOLS-Ansatz wird die Korrektur der Effizienzgrenze nicht von außen vorgegeben, sondern im Modell aus den Daten ermittelt, wobei jedoch die Verteilung der Ineffizienzkomponente *a priori* festgelegt wird.

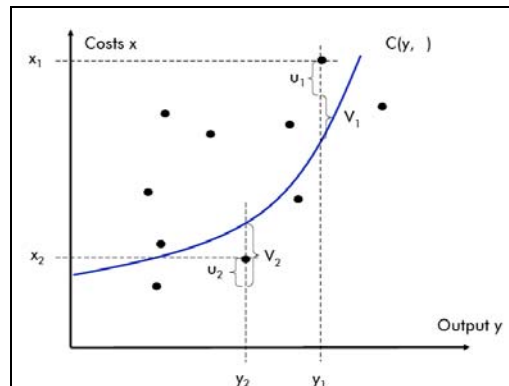


Abbildung 6: SFA-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid

- (577) Im Gegensatz zu COLS und MOLS wird die Kostenfunktion bei der SFA durch die sogenannte Maximum-Likelihood-Methode bestimmt. Der wichtigste Grund hierfür ist, dass bei diesem Verfahren die effizienten Unternehmen bei der Ermittlung der Regressionskoeffizienten eine größere Rolle spielen, als dies bei einer letztlich OLS-basierten Analyse der Fall ist. Hinzu kommt, dass, wenn Ineffizienzen im großen Umfang in den Daten vorhanden sind, die Maximum-Likelihood-Schätzung bessere Ergebnisse erbringt.
- (578) Die Voraussetzung einer großen Stichprobe schränkt die Anwendung der SFA in der internationalen Regulierungspraxis zwangsläufig ein. Wenn jedoch entsprechend viele Unternehmen vorhanden sind, wird die SFA immer herangezogen. Der österreichische Regulierer, E-Control, führte 2004 eine erste Benchmarkinganalyse mit SFA und DEA durch. Der norwegische Regulierer, NVE, verwendet die SFA für die Regulierungsperiode beginnend mit 2007 als Ergänzung. Der finnische Regulierer sieht die SFA als Benchmarkingmethode für die künftige Regulierung vor. Es zeigt sich somit, dass, falls die Möglichkeit besteht, d.h. entsprechend genug Unternehmen vorhanden sind, international eine Tendenz zur Verwendung der SFA besteht.

#### 10.2.5.1 Bewertung der Stochastic Frontier Analysis

- (579) Die Vorteile der SFA lassen sich zusammenfassen:
- Die Effizienzwerte sind weniger anfällig gegenüber Datenausreißern.
  - Die Outputs können auf statistische Signifikanzen getestet werden.
  - Ausdrückliche Berücksichtigung von Datenrauschen.
- (580) Die Nachteile der SFA lassen sich zusammenfassen:
- Bei SFA muss eine funktionelle Form zwischen Inputs und Outputs festgelegt werden.
  - SFA setzt eine größere Stichprobe voraus.
  - SFA bedarf Annahmen hinsichtlich der Fehlerverteilung.
  - Ineffizienzen könnten als Datenrauschen ausgewiesen werden.
  - Komplexes Verfahren

### 10.3 Analytische Kostenmodelle

#### 10.3.1 Einführung

- (581) Ergänzend oder alternativ zu den oben beschriebenen Methoden kann das effiziente Kostenniveau eines Netzbetreibers auch auf analytischem Weg durch einen

rechnergestützten Entwurf eines kostenoptimalen Netzes und dessen kostenmäßige Bewertung ermittelt werden. Diesem Zweck dienen Analytische Kostenmodelle (AKM). Durch Anwendung von AKM können Erkenntnisse über Zusammenhänge gewonnen werden, die empirisch nur schwer oder mit großem Aufwand untersucht werden können oder deren empirische Untersuchung analytisch untermauert oder plausibilisiert werden soll. Bei der Anwendung ist zu beachten, dass AKM, wie jedes Modell, definitionsgemäß die realen Verhältnisse vereinfacht nachbilden. Ihre Anwendbarkeit und die Anforderungen an die Modellgenauigkeit hängen daher von der jeweils verfolgten Aufgabenstellung ab.

- (582) Die Bundesnetzagentur wendet AKM bereits seit mehreren Jahren für die Regulierung im Telekommunikationssektor an. Im Ausland werden solche Modelle verschiedentlich u. a. bei der Regulierung der Stromnetzbetreiber eingesetzt (siehe Kap. 4).

### 10.3.2 Methodische Grundlagen

- (583) AKM verfolgen grundsätzlich das Ziel, den für die Versorgung der Strom- bzw. Gaskunden in einem betrachteten Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung erforderlichen Mindestbestand an Netzanlagen und die damit verbundenen Netzkosten zu ermitteln. Hierzu bilden sie – je nach Modellierungsansatz mit unterschiedlicher Detailgenauigkeit – den Prozess der Netzplanung ab.
- (584) Der stärker abstrahierende Ansatz der Modellnetzanalyse weist einen vergleichsweise geringen Datenbedarf auf und ist in der Lage, grundsätzliche Wirkungszusammenhänge aufzuzeigen und zu quantifizieren sowie das für eine Versorgungsaufgabe minimal benötigte Anlagen-Mengengerüst zu ermitteln. Zur Erhöhung der Modellgenauigkeit kann es je nach Aufgabenstellung erforderlich sein, reale Versorgungsgebiete für die Anwendung der Modellnetzanalyse in Teilgebiete aufzuteilen und diese einzeln zu untersuchen.
- (585) Die erheblich detailgenauere Referenznetzanalyse (auch als Vergleichsnetzanalyse bezeichnet) ist hingegen bei entsprechend höherem Datenbedarf in der Lage, konkrete und realisierbare Optimalnetze für gegebene Versorgungsgebiete zu entwerfen. Sie ermöglicht damit einen genaueren Vergleich mit realen Netzen unter Berücksichtigung einzelfallspezifischer Randbedingungen.
- (586) Beide Modellierungsansätze bauen auf einer geeigneten Beschreibung der „Versorgungsaufgabe“ eines Netzbetreibers auf. Unter diesem Begriff werden alle für die Netzgestaltung relevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Merkmale des Versorgungsgebiets wie die kundenseitigen Anforderungen (Anschlusspunkte, Leistungs- und Energiebedarf bzw. -einspeisung) und Gebietseigenschaften wie mögliche Leitungstrassen, mögliche Standorte für Umspann- bzw. Gasregelanlagen, Bodeneigenschaften etc. zusammengefasst. Die betrachtete Versorgungsaufgabe kann je nach Aufgabenstellung einer AKM-Anwendung das Versorgungsgebiet eines konkreten Netzbetreibers widerspiegeln oder auch fiktiv, aber in wesentlichen Merkmalen an realen Verhältnissen orientiert sein.
- (587) Die bestehende Netzkonfiguration in einem betrachteten Versorgungsgebiet wird beim Entwurf eines Modell- oder Referenznetzes nicht berücksichtigt, da sie grundsätzlich – wenn auch nur langfristig – vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Um die Auswirkungen der historischen Entwicklung der Versorgungsaufgabe zu untersuchen, können jedoch mehrere Modelluntersuchungen für unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte sukzessive durchgeführt und die Ergebnisse jeweils zur Vorgabe für nachgelagerte Untersuchungsschritte gemacht werden.
- (588) Bei der Modellierung müssen praxisübliche technische Nebenbedingungen und Planungsvorgaben (z. B. Netzstruktur, Stationsaufbau und Anlagen-Eigenschaften) sowie anlagentypspezifische Investitions- und Betriebskostenansätze berücksichtigt

werden, um den unterstellten Prozess der Neuplanung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe adäquat abbilden zu können.

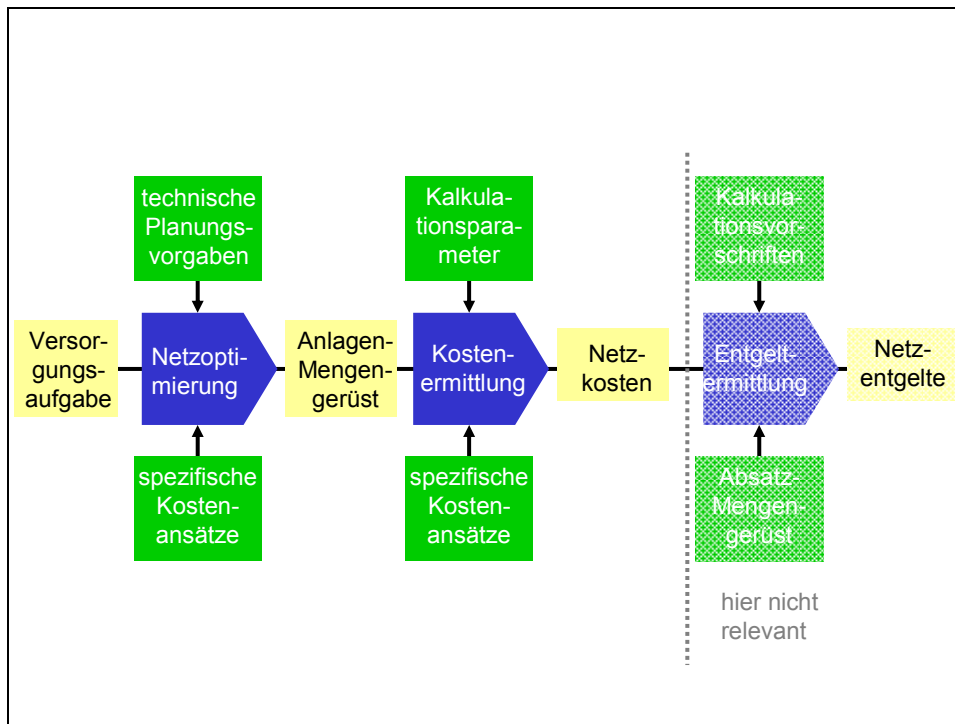


Abbildung 7: Übersicht: Grundsätzliche Netzstruktur

- (589) Der Schritt der „Netzoptimierung“ liefert somit das kostenoptimale Modell- oder Referenznetz für die betrachtete Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen. Dabei interessiert für die Anwendung im Rahmen der Anreizregulierung in der Regel nur das nach Anlagentypen aufgeschlüsselte Anlagen-Mengen-gerüst des Modell- oder Referenznetzes und nicht seine Topologie.
- (590) Auf dieser Grundlage können die mit dem entworfenen Netz verbundenen Kosten ermittelt werden. Dabei werden, entsprechend der bei der Netzplanung üblichen Vorgehensweise, mittels Annuitätsmethode die durchschnittlichen Jahreskosten bei unterstellter gleichzeitiger Errichtung der Anlagen sowie einer zyklischen Anlagenerneuerung nach Ablauf der jeweiligen Nutzungsdauer bestimmt. Hierbei kommen wiederum nach Anlagentypen differenzierte spezifische Investitions- und Betriebskostenansätze zum Einsatz, die den heutigen Stand der Anlagen- und sonstigen Faktorpreise reflektieren.
- (591) Die so ermittelten Netzkosten können allerdings nicht direkt mit den nach den Vorschriften der Netzentgeltverordnungen (StromNEV und GasNEV) kalkulierten Kosten verglichen werden, da letztere unter anderem von der Altersstruktur des realen Netzes, der historischen Entwicklung der Anlagen- und sonstigen Faktorpreise, den tatsächlich verwendeten Abschreibungsdauern sowie der Aktivierungspraxis des Netzbetreibers abhängen und somit – im Gegensatz zu den annuitätischen Kosten des Modell- oder Referenznetzes – selbst bei gleichbleibendem Anlagenbestand und Nichtberücksichtigung der allgemeinen Preisentwicklung zeitlichen Schwankungen unterliegen können.
- (592) Daneben ist zu berücksichtigen, dass die durch AKM ermittelten Netzkosten nur die unmittelbar anlagenbezogenen Kostenelemente umfassen, nicht jedoch Kosten für Verwaltung, Kundenbetreuung, Systemdienstleistungen (z. B. Frequenzhaltung in Stromnetzen) etc.
- (593) Ausgehend von den Netzkosten eines Modell- oder Referenznetzes könnten grundsätzlich in einem weiteren Schritt unter Berücksichtigung des Absatz-



Mengengerüsts und der Vorschriften für die Entgeltkalkulation kostenbasierte Netzentgelte ermittelt werden.

### 10.3.3 Anwendungsmöglichkeiten bei der Anreizregulierung

(594) Analytische Kostenmodelle können für unterschiedliche Aufgabenstellungen im Rahmen der Entwicklung und Parametrierung der Anreizregulierung eingesetzt werden. Abbildung 8 gibt einen Überblick über mögliche und teilweise im Ausland bereits praktizierte Anwendungen.

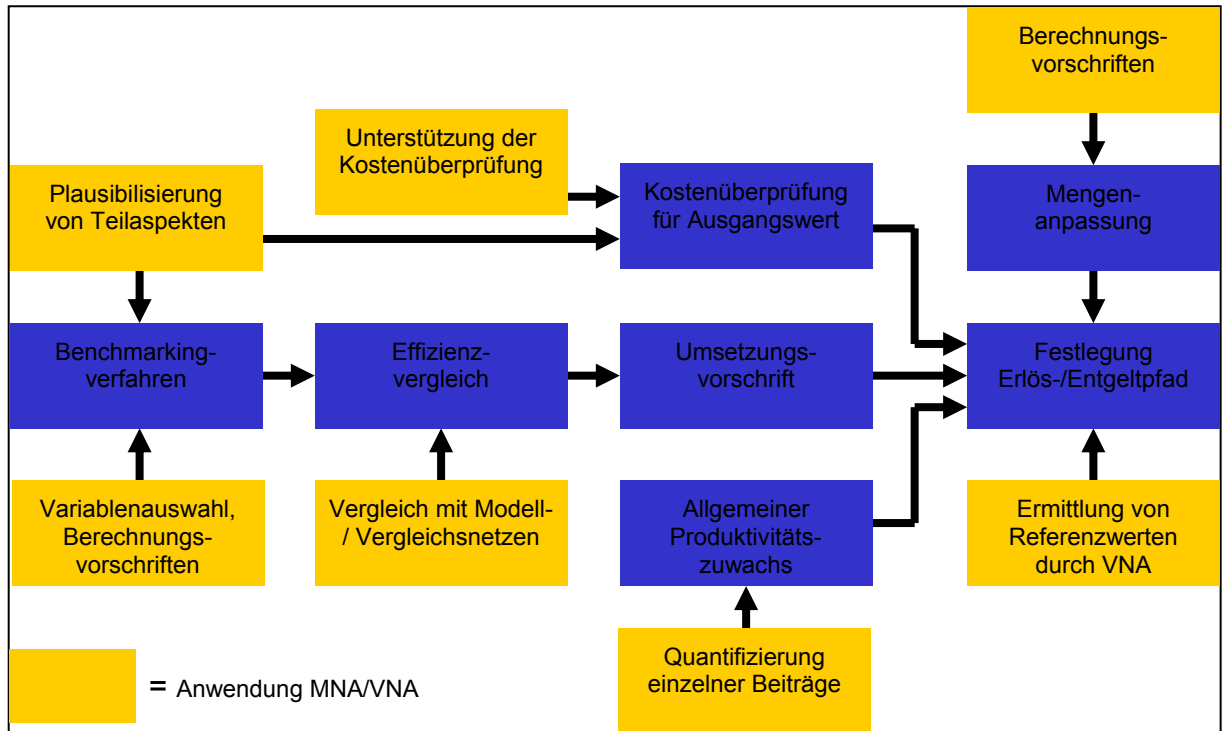


Abbildung 8: Anwendungsmöglichkeiten der Modell- und Referenznetzanalyse bei der Anreizregulierung

- (595) Für verschiedene Schritte bei der Entwicklung der Anreizregulierung müssen Zusammenhänge zwischen den Netzkosten und bekannten oder vermuteten Einflussfaktoren grundsätzlich untersucht werden, d. h. nicht in Bezug auf einen einzelnen Netzbetreiber. Hierfür können AKM eingesetzt werden, indem Modell- oder Referenznetze für fiktive oder beispielhafte reale Versorgungsaufgaben ermittelt und dabei Eingangsgrößen, die die betrachteten Einflussfaktoren reflektieren, systematisch variiert werden. Aus der mit dieser Variation verbundenen Änderung der Anlagen-Mengengerüste und/oder Kosten der Modell- oder Referenznetze lassen sich Erkenntnisse über die Signifikanz und die funktionale Form der vermuteten Zusammenhänge gewinnen.
- (596) Untersuchungen dieser Art können dazu dienen, die Auswahl geeigneter Eingangsgrößen für einen Unternehmensvergleich durch Benchmarking-Verfahren zu unterstützen; Ziel ist dabei, signifikante Kenngrößen (Variablen) zur Beschreibung wesentlicher exogener (vom Netzbetreiber nicht beeinflussbarer) Einflussfaktoren zu identifizieren und dabei die Verwendung redundanter Eingangsgrößen auszuschließen, sowie ggf. Berechnungsvorschriften für die Verarbeitung entsprechender Eingangsdaten (z. B. zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe) zu ermitteln (siehe unten, Untersuchungen zur Kostentreiberanalyse).
- (597) Mit Hilfe von Modellnetzanalysen können Vorschriften für die Anpassung des für eine Regulierungsperiode festgelegten Erlös- oder Entgeltpfades an Änderungen des Absatz-Mengengerüsts abgeleitet werden und hierfür der Zusammenhang zwischen

- unterschiedlichen Arten der Absatz-Mengenänderung (z. B. Nachfrageänderung bei Bestandskunden, Gebietserweiterung oder – bei Gasnetzen – Erhöhung des Anschlussgrades im erschlossenen Gebiet) und den Netzkosten quantifiziert werden.
- (598) Daneben können Modellnetzanalysen verwendet werden, um Kosteneinsparungen durch Berücksichtigung neuer Erkenntnisse oder neuer Technologien bei der Netzgestaltung zu quantifizieren und ihren Beitrag zum allgemeinen Produktivitätszuwachs in der Netzbranche zu untersuchen.
- (599) Im Zusammenhang mit der Effizienzbewertung (Benchmarking) oder der Überprüfung des Ausgangswertes für Erlöse bzw. Entgelte können Einzelaspekte im Hinblick auf die Relevanz von Einflussfaktoren auf die Netzkosten untersucht werden, wie z. B. der Einfluss historischer Entwicklungen im Bereich der Versorgungsaufgabe (z. B. sukzessive Gebietserschließung, wesentliche Laständerungen, Entwicklung der Netzplanungsprinzipien und Anlagen-Technologien etc.) oder die Relevanz bestimmter Substitutionsmöglichkeiten zwischen Kapital- und Betriebskosten.
- (600) In Bezug auf konkrete Netze können AKM eingesetzt werden, um die Angemessenheit der Anlagen-Mengengerüste und/oder der Netzkosten bzw. einzelner Kostenelemente (z. B. der Kapitalkosten) von einzelnen oder allen Netzbetreibern zu beurteilen. Bei solchen Anwendungen ist danach zu unterscheiden, ob die Ergebnisse der Modellanwendung in ihrer absoluten Höhe für den einzelnen Netzbetreiber oder nur in ihrer Relation zueinander im Vergleich unterschiedlicher Netzbetreiber ausgewertet werden:
- (601) Grundsätzlich können die durch AKM ermittelten Netzkosten (unter zusätzlicher Berücksichtigung der von den AKM nicht abgebildeten Kostenelemente wie Verwaltungs- und Kundenbetreuungskosten) als absolute Referenzwerte bei der Festlegung des Erlös- oder Entgeltpfades verwendet werden. Diese Anwendung stellt hohe Ansprüche an die Modellgenauigkeit, so dass hierfür die Referenznetzanalyse eingesetzt werden muss. Sie setzt zudem voraus, dass alle Parameter wie z. B. die spezifischen Kostenansätze sehr genau und hinreichend differenziert (etwa nach Anlagentypen und Gebietseigenschaften) besetzt werden.
- (602) Als deutlich robuster sind die (absoluten) Ergebnisse der Modell- oder Referenznetzanalyse im Hinblick auf die Anlagen-Mengengerüste anzusehen. Sie können z. B. als zusätzliche Information bei der Kostenüberprüfung für die Ermittlung von Ausgangswerten für Erlös- oder Entgeltpfade eingesetzt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass infolge der historischen Entwicklung der Versorgungsaufgaben und durch notwendige Vereinfachungen bei der Modellbildung regelmäßig eine gewisse Abweichung zwischen den realen und den durch AKM ermittelten optimalen Anlagenbeständen auftreten wird, die nicht als Ineffizienz zu interpretieren ist. Daneben ist zu beachten, dass speziell bei Anwendung der Modellnetzanalyse insbesondere für die unteren Netzebenen möglichst nach Teilgebieten differenzierte Daten verwendet werden sollten, um die Modellgenauigkeit gegenüber einer auf das Gesamtgebiet eines Netzbetreibers bezogenen Analyse zu verbessern.
- (603) Die relativen Verhältnisse der Anlagen-Mengengerüste oder Kosten der Modell- oder Referenznetze für unterschiedliche Netzbetreiber können – ergänzend oder alternativ zu Benchmarking-Verfahren – zur Unterstützung des Effizienzvergleichs der Unternehmen eingesetzt werden. Da die Modellierungsergebnisse hierbei nur in Relation zueinander ausgewertet werden, relativiert sich auch die Bedeutung modell- oder parametrierungsbedingter Ungenauigkeiten, sofern diese auf alle Netzbetreiber in gleichem Maße zutreffen. Gleichwohl sollte bei Anwendung der Modellnetzanalyse auch hierbei nach Möglichkeit auf teilgebietsbezogene Daten zurückgegriffen werden, um die Modellgenauigkeit zu verbessern. Bei Anwendung der Referenznetzanalyse ist eine hohe Auflösung bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe modellbedingt ohnehin gewährleistet, was aber auch mit entsprechend höherem Daten- und Rechenzeitbedarf verbunden ist.

## 10.3.4 Modellierungsansätze – Modell- und Referenznetzanalyse

### 10.3.4.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

(604) Im Rahmen des Gutachtens zu Analytischen Kostenmodellen wurden Verfahren zur Modell- und Referenznetzanalyse jeweils für Gas- und Stromnetze entwickelt. Die beiden Verfahrensansätze Modell- und Referenznetzanalyse unterscheiden sich in erster Linie im Detailgrad der Beschreibung der Versorgungsaufgabe (Abbildung 9):

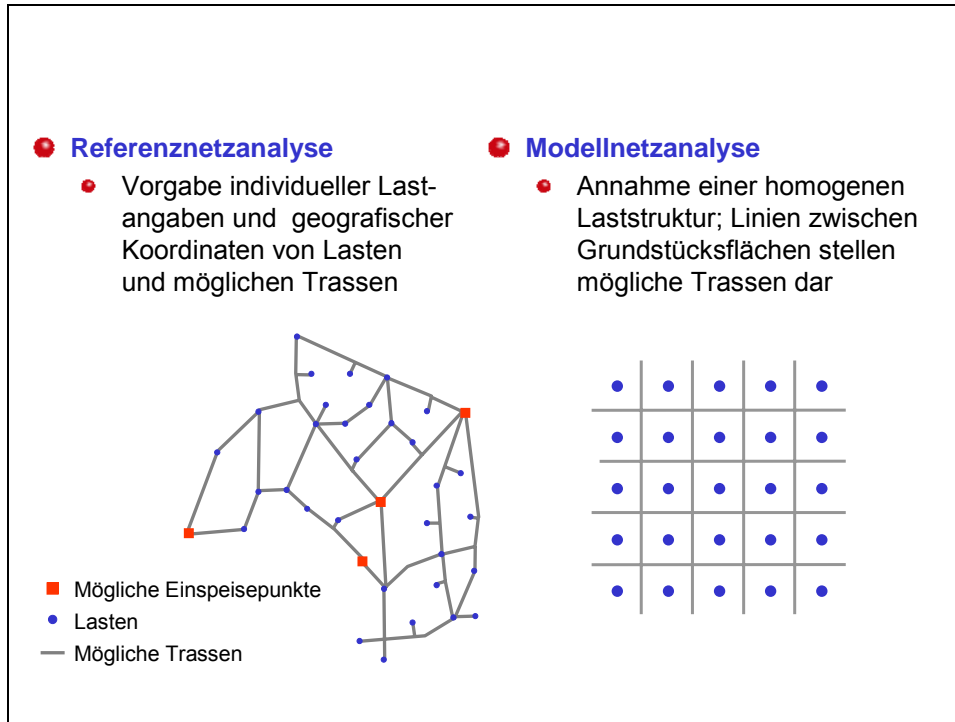


Abbildung 9: Modellierung der Versorgungsaufgabe

- (605) Die Modellnetzanalyse basiert auf einer als homogen angenommenen Versorgungsaufgabe, die (je Netzebene) durch wenige Angaben beschrieben wird. Sie liefert dementsprechend abstrahierte Netze, die zwar hinsichtlich ihres Anlagen-Mengengerüsts und ihrer Kosten, nicht jedoch hinsichtlich ihrer Topologie ausgewertet werden können.
- (606) Konkret werden die Lasten als im Versorgungsgebiet homogen verteilt angenommen und durch eine einheitliche Lasthöhe je Lasttyp und ihre Anschlussebene beschrieben. Als Lasttypen werden die in das allgemeine Netz integrierten Normal-Lasten und die direkt an Umspann- bzw. Gasregelanlagen angeschlossenen Sonderlasten unterschieden. Im Modell für Gasnetze wird zudem die in der Regel nicht vollständige Erschließung des Versorgungsgebiets mittels geeigneter Flächenmaße berücksichtigt.
- (607) Als mögliche Leitungstrassen werden alle Kanten zwischen den als quadratisch oder rechteckig angenommenen Grundstücksflächen angesehen, die auch die Verkehrsflächen anteilig enthalten.
- (608) Die Vergleichnetzanalyse basiert auf einer genauen Beschreibung der geografischen Lage aller Anschlusspunkte und deren Last bzw. Einspeiseleistung sowie realisierbarer Trassen. Sie liefert theoretisch realisierbare Netze, die sowohl hinsichtlich ihres Anlagen-Mengengerüsts und ihrer Kosten als auch ihrer Topologie ausgewertet werden können.
- (609) Lasten und (in Stromnetzen) Erzeugungsanlagen werden dementsprechend durch ihre geografischen Koordinaten und ihre Höchstlast bzw. maximale Einspeiseleistung beschrieben. Mögliche Leitungstrassen werden durch ihren Anfangs- und Endpunkt sowie ihre Länge explizit vorgegeben.

#### 10.3.4.2 Netzebenen und Gebietsausdehnung

- (610) Beide Verfahrensansätze berücksichtigen grundsätzlich alle praxisüblichen Netzebenen mit Ausnahme der Transportebene (Gas: Ferntransport-Ebene, Strom: Höchstspannungsebene), die nur bei der Referenznetzanalyse berücksichtigt wird. Eine Anwendung der auf einer homogenisierten Beschreibung der Versorgungsaufgabe beruhenden Modellnetzanalyse wäre in dieser Ebene aufgrund der dort vergleichsweise geringen Betriebsmittelzahl und der somit unzureichenden statistischen Mittelung nicht sinnvoll.
- (611) Die Modellierungsansätze unterscheiden sich hinsichtlich der Möglichkeit der gleichzeitigen Betrachtung mehrerer Netzebenen und der je Anwendungsfall maximal zulässigen Gebietsausdehnung.
- (612) Die Modellnetzanalyse ist in der Lage, alle berücksichtigten Netzebenen in einem Zug zu behandeln. Die Optimierung erfolgt dabei Netzebene für Netzebene ausgehend von der untersten Netzebene. Optional kann der Bereich der betrachteten Netzebenen eingeschränkt werden, indem Vorgaben für die Netzauslegung auf einer höheren als der untersten Ebene gemacht werden (z.B. durch Festlegung der Stationszahl in der Mittelspannungsebene, die dann als Vorgabe übernommen und nicht als Ergebnis der Niederspannungsnetz-Auslegung ermittelt wird). Bei der Modellnetzanalyse für Gasnetze werden bis zu drei „Strukturebenen“ berücksichtigt, für die bis zu drei Druckstufen vorgegeben werden können.
- (613) Die notwendige Zahl der Einspeisungen in eine Netzebene aus der jeweils überlagerten Ebene wird auf Basis der unterlagerten Versorgungsaufgabe und unter Vorgabe einer einheitlichen Stationsdimensionierung ermittelt. Alternativ kann die Zahl der Einspeisestellen vorgegeben und die optimale Dimensionierung durch das Modell ermittelt werden.
- (614) Die Modellnetzanalyse kann grundsätzlich auf beliebig große Versorgungsgebiete angewendet werden. Auch bei der gleichzeitigen Betrachtung einer großen Zahl von Teilgebieten ergibt sich kein kritischer Rechenzeitbedarf.
- (615) Die Referenznetzanalyse betrachtet in einem Schritt jeweils eine Leitungs-Netzebene und die dort einspeisenden Umspann- bzw. Gasregelanlagen. Eine Optimierung über mehr als eine Netzebene lässt sich durch sukzessive Anwendung des Modells auf die betrachteten Netzebenen unter Weitergabe der Optimierungsergebnisse als Vorgaben für die jeweils nächsthöhere Netzebene realisieren.
- (616) Für die Einspeisungen aus der jeweils überlagerten Netzebene werden alle realisierbaren Standorte mit ihren geografischen Koordinaten vorgegeben. Die zu verwendenden Standorte und die erforderliche Dimensionierung der Umspann- bzw. Gasregelanlagen werden bei der Netzoptimierung automatisch ermittelt.
- (617) Die Ausdehnung der in einem Schritt analysierbaren Versorgungsgebiete ist bei der Referenznetzanalyse aus Rechenzeitgründen begrenzt, wobei die maximale Ausdehnung von der betrachteten Netzebene und den zu berücksichtigenden Planungsvorgaben (s. unten) abhängt. Größere Versorgungsgebiete können durch Aufteilung in Teilgebiete berücksichtigt werden, wobei der Einfluss von benachbarten Teilgebieten jeweils durch geeignete Vorgaben an den Teilbegrenzungen berücksichtigt werden muss.
- (618) Die Referenznetzanalyse beruht somit sowohl hinsichtlich der Netzebenen als auch hinsichtlich der Gebietsausdehnung auf einem Zerlegungsansatz, wie Abbildung 10 am Beispiel von Stromnetzen verdeutlicht.

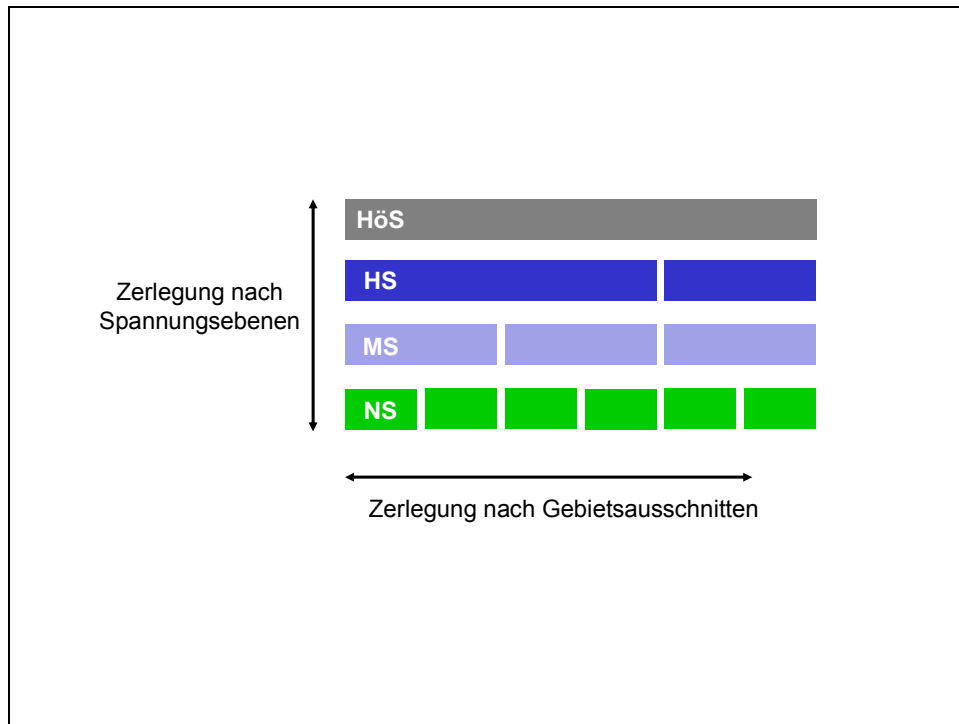


Abbildung 10: Zerlegung der Optimierungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse am Beispiel von Stromnetzen

### 10.3.4.3 Planungsvorgaben

(619) Neben den Angaben zur Versorgungsaufgabe erfordern die Modelle Angaben zu den bei der Netzgestaltung zu berücksichtigenden Planungsvorgaben und technischen Nebenbedingungen. Einzelne Planungsvorgaben könnten grundsätzlich ebenfalls einer Optimierung unterworfen werden. Im Rahmen der hier entwickelten Modelle kann dies aufgrund nicht abgedeckter Einflüsse (z. B. Vorgaben für die Versorgungsqualität) jedoch nicht modellinhärent erfolgen. Zudem bestehen in der Praxis Ermessensspielräume, die von den Netzbetreibern auch genutzt werden. Daher ist es sinnvoll, die Planungsvorgaben bei der Anwendung explizit vorzugeben. Der Einfluss unterschiedlicher Planungsvorgaben auf die Netzkosten kann so durch Variantenanalyse gezielt untersucht werden.

(620) Die wesentlichen Planungsvorgaben und Nebenbedingungen umfassen:

- technische Eigenschaften der einsetzbaren Betriebsmittel und Vorgaben für übliche Auslastungsreserven, wobei die Referenznetzanalyse die zu verwendenden Betriebsmitteltypen automatisch im Rahmen der Netzoptimierung auswählt, während die Modellnetzanalyse weitgehend die Verwendung einheitlicher Betriebsmitteltypen je Netzebene unterstellt,
- Vorgaben für die je Netzebene zu realisierenden Netzstrukturen (z.B. Strahlen-, Ring-, Strang- oder Maschennetze) sowie
- technische Nebenbedingungen wie einzuhaltende Spannungs- bzw. Druckniveaus.

## 10.4 Schlussfolgerung zur Methodenauswahl

### 10.4.1 Durchschnitt vs. Frontier Unternehmen

(621) Der Gesetzesauftrag kann nur erfüllt werden, wenn als Referenzwert das *Frontier*-Unternehmen herangezogen wird. Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb Methoden für den Effizienzvergleich vor, die die Effizienz der Unternehmen am *Frontier*-Unternehmen messen.

### 10.4.2 Parametrische und Nicht-parametrische Benchmarkingverfahren

(622) Bei der Darstellung der parametrischen und nicht-parametrischen Benchmarkingverfahren wurden sowohl die Vor- als auch die Nachteile der unterschiedlichen Verfahren dargestellt. Dabei hat sich gezeigt, dass durch unterschiedliche Verfahren verschiedene Eigenschaften abgedeckt werden können. Bei der Auswahl *des/der* Benchmarkingverfahren ist deshalb aus theoretischer und regulatorischer Sicht immer der Abtausch zwischen der *Flexibilität* bezüglich der Technologie und der *Präzision* der Korrektur um Datenrauschen zu beachten. Dieser Abtausch wird in Abbildung 11 dargestellt.

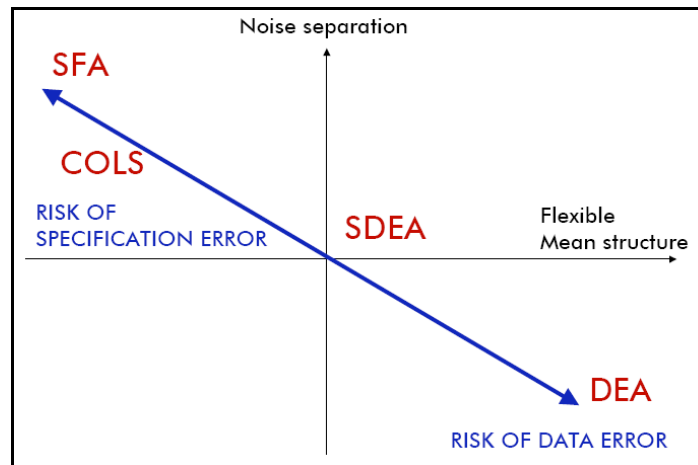


Abbildung 11: Abtausch zwischen Flexibilität und Spezifikation von Datenrauschen ; Quelle: Sumicsid

- (623) Eine wichtige Eigenschaft eines Benchmarkingverfahrens ist die Fähigkeit, die Charakteristika der Industrie widerzuspiegeln. Dies verlangt nach einem *flexiblen* Modell, das nicht *a priori* Annahmen über die Technologie macht, sondern sich an die Daten anpasst. *Nicht-parametrische* Modelle sind per definitionem überlegen hinsichtlich der *Flexibilität*.
- (624) Eine weitere wichtige Eigenschaft eines Benchmarkingverfahrens ist der Umgang mit Datenrauschen. Eine *robuste* Methode ist nicht zu sehr abhängig von zufälligen Datenvariationen, was besonders für die Ermittlung von individuellen Effizienzwerten von Bedeutung ist. In diesem Zusammenhang sind *stochastische* Modelle besonders geeignet.
- (625) Idealerweise wäre somit ein flexibles Modell zu benutzen, welches robust gegenüber Datenrauschen ist. Es muss jedoch betont werden, dass dies mit einem entsprechenden Preis verbunden ist. Die Analyse wird komplexer, die Datenanforderung höher und auch weiterhin sind Annahmen hinsichtlich der Fehlerverteilung notwendig. Die Vermeidung von Unsicherheit ist somit nur unter der Abschwächung der Flexibilität möglich und umgekehrt. Dabei kann ein Mangel an Stochastik durch eine flexible Form und ein Mangel an Flexibilität durch die Inkludierung von zufälligen Elementen kompensiert werden. Mit einer Kombination von DEA und SFA können die methodischen Vorteile beider Methoden genutzt und Nachteile ausgeglichen werden.
- (626) Die Bundesnetzagentur erachtet die Verwendung mehrerer Benchmarkingverfahren als sinnvolle Lösung. Aus diesem Grund werden vorgeschlagen:
- **Data Envelopment Analysis:** nicht-parametrisches/deterministisches Verfahren  
Vorteil: *Flexibilität*
  - **Stochastic Frontier Analysis:** parametrisches/stochastisches Verfahren  
Vorteil: robust gegenüber *Datenrauschen*.

- (627) Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass Netzbetreiber – zumindest langfristig – den Umfang ihrer Geschäftsaktivität verändern können, indem sie fusionieren, kooperieren oder Unternehmensteile abstoßen. Kooperation zwischen Netzbetreibern finden heute schon statt (z.B. gemeinsame Instandhaltung). Der Maßstab für die effizienten Kosten müssen deshalb die Kosten eines effizienten Netzbetreibers, der auch die optimale Betriebsgröße gewählt hat, sein. Ineffiziente Kosten aufgrund suboptimaler Unternehmensgröße sollten somit nicht Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte sein und müssen im Rahmen der Anreizregulierung durch entsprechende Effizienzvorgaben abgebaut werden. Um Informationen über den Einfluss der Betriebsgröße auf die Effizienz im Rahmen einer DEA zu erhalten, ist eine Spezifikation mit *konstanten Skalenerträgen* (CRS) zu wählen.
- (628) Als Option hierzu bietet sich jedoch auch die Spezifikation der nicht steigenden Skalenerträge (NDRS) an. Dem liegt der Gedanke zugrunde, dass es kleinen Unternehmen kurzfristig schwer fallen wird, eine optimale Betriebsgröße zu erreichen, und bei diesen deshalb eine Berücksichtigung von Größeneffekten angebracht erscheint. Für große Unternehmen muss jedoch aus regulatorischer Sicht angenommen werden, dass ihre Betriebsgröße optimal ist. Wäre dies nämlich nicht der Fall, könnte sich das Unternehmen in kleinere *größenoptimale* Einheiten aufsplitten und somit die Effizienz steigern.
- (629) Die Bundesnetzagentur schlägt, zunächst vor die Data Envelopment Analysis unter der CRS-Spezifikation zu verwenden. Sollte sich jedoch herausstellen, dass dabei kleinere Unternehmen tendenziell benachteiligt werden, ist die NDRS-Spezifikation heranzuziehen.

#### 10.4.3 Analytische Kostenmodelle und Effizienzvergleich

- (630) Bei der Beurteilung der Anwendung analytischer Kostenmodelle muss zunächst zwischen zwei Unternehmensgruppen unterschieden werden:
- Stromübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsunternehmen
  - Strom- und Gasverteilnetzbetreiber
- (631) Für die Stromübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsunternehmen können die analytischen Kostenmodelle für den Effizienzvergleich verwendet werden. Dies ist einerseits darin begründet, dass bei diesem Unternehmenstypus die Anzahl klein ist und deshalb die oben beschriebenen Benchmarkingverfahren nicht zur Anwendung gelangen können. Gleichzeitig ist für die Berechnung von Referenznetzen aufgrund der Versorgungsaufgabe dieser Unternehmen ein weitaus geringerer Datenaufwand notwendig als beispielsweise für Verteilnetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb als Methode zum Effizienzvergleich von Stromübertragungsbetreibern und Gasfernleitungsunternehmen die Referenznetzanalyse vor.
- (632) Für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber werden die analytischen Kostenmodelle zur Auswahl geeigneter Eingangsgrößen für den Effizienzvergleich durch Benchmarkingverfahren – DEA und SFA – verwendet. Ziel ist dabei, signifikante Kenngrößen (Variablen) zur Beschreibung wesentlicher exogener (vom Netzbetreiber nicht beeinflussbarer) Einflussfaktoren zu identifizieren und dabei die Verwendung redundanter Eingangsgrößen auszuschließen, sowie ggf. Berechnungsvorschriften für die Verarbeitung entsprechender Eingangsdaten (z. B. zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe) zu ermitteln. Dabei wird die weniger datenintensive Modellnetzanalyse verwendet. Die Verwendung der Referenznetzanalyse für den Effizienzvergleich erscheint aufgrund des erheblichen Datenaufwandes für die erste Regulierungsperiode nicht möglich zu sein. Ab der zweiten Regulierungsperiode werden jedoch die analytischen Kostenmodelle auch für den Effizienzvergleich von Verteilnetzbetreibern herangezogen.
- (633) Die Bundesnetzagentur schlägt für die erste Regulierungsperiode vor, die Modellnetzanalyse bei der Auswahl der Eingangsdaten für die DEA und SFA zu

verwenden. Ab der zweiten Regulierungsperiode sollen Referenznetzanalysen auch für den Effizienzvergleich von Verteilnetzbetreibern Anwendung finden.

## **10.5 Gruppenbildung und Strukturklassen**

### **10.5.1 Gruppenbildung aufgrund struktureller Unterschiede der Versorgungsaufgabe**

- (634) Strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe müssen im Rahmen des Vergleichsverfahrens nach § 21 Abs. 3 – wird ein solches durchgeführt – durch die Bildung von Strukturklassen berücksichtigt werden. Eine andere Berücksichtigung struktureller Unterschiede der Versorgungsaufgabe sieht der Gesetzgeber für das Vergleichsverfahren – im Gegensatz zur Anreizregulierung – nicht explizit vor.
- (635) Eine Bildung von Strukturklassen für die Anreizregulierung ist im EnWG nicht zwingend vorgesehen. Es wird lediglich die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Anreizregulierung Vorgaben auf eine Gruppe von Netzbetreibern zu beziehen. Dies wird nach § 21a Abs. 2 S. 4 und Abs. 4 Satz 3 an die Voraussetzung der objektiven strukturellen Vergleichbarkeit geknüpft.
- (636) Grundsätzlich wirft die Bildung von Strukturklassen vielfältige Fragen auf, da bei jeder Art von Grenzsetzung die Behandlung von Unternehmen in der Nähe der Grenze sehr schwierig ist. Für Unternehmen, die in Grenznähe auf der einen Seite liegen, könnten deutlich andere Vorgaben gelten als für die jeweils auf der anderen Seite liegenden, obwohl sie sich in der Ausprägung eines Merkmals nur unwesentlich unterscheiden.
- (637) Der Regulierer muss bei der Setzung von Strukturklassen nachweisen, dass eine Grenzsetzung Unterschiede in den jeweiligen Kosten des Unternehmens abbildet. Er muss dazu einen Zusammenhang zwischen der Ausprägung eines Strukturmerkmals und der Wirkung auf die Kosten des Unternehmens feststellen.
- (638) Wenn dieser Zusammenhang jedoch mit Hilfe beispielsweise regressionsanalytischer Methoden abgebildet werden kann, so ist es auch möglich, einen funktionalen und kontinuierlichen Zusammenhang abzubilden. Dieser kann dann aber auch Grundlage für die Anwendung von Benchmarkingverfahren sein. Funktionale Zusammenhänge dieser Art können im Rahmen des Benchmarkings in einer großen Zahl und Detaillierung berücksichtigt werden.
- (639) Eine Einteilung der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber in Strukturklassen, wie sie im Rahmen des Vergleichsverfahrens vorgesehen ist, erscheint daher bei der Durchführung eines sachgerechten Benchmarkingverfahrens nicht notwendig und ist folglich nicht Bestandteil des Konzepts der Bundesnetzagentur.
- (640) Durch die Durchführung einer umfassenden Kostentreiberanalyse und ihre Berücksichtigung im Rahmen der Parametrierung der Benchmarkingverfahren wird vielmehr besser sichergestellt, dass strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe sachgerecht berücksichtigt werden.
- (641) Im Rahmen der Auswahl der Benchmarking-Verfahren wird auch auf etwaige Kostenunterschiede aufgrund der Unternehmensgröße Rücksicht genommen. Es sei in diesem Zusammenhang auf die Diskussion zu den Skalenerträge in Kapitel 10.2.2.1 verwiesen.

### **10.5.2 Gruppenbildung aufgrund funktionaler Kriterien**

#### **10.5.2.1 Strom**

- (642) Das EnWG definiert sieben unterschiedliche Spannungsebenen, denen Inputs (Kosten in €) und Outputs (z.B. MWh) zugewiesen werden können. Es zeigt sich, dass nicht alle Netzbetreiber alle Spannungsebenen abdecken. Somit ergibt sich die Frage, welche Netzebenen und die zugehörigen Inputs und Outputs im Rahmen der Benchmarkinganalyse verglichen werden sollen.



- (643) Es sollte dabei auf jeder Netzebene ein Vergleich vorgenommen werden, damit die Unternehmen keinen Anreiz für eine strategische Allokation von Kosten in Netzebenen haben, die dem Benchmarking nicht unterworfen sind.
- (644) Zunächst bietet sich ein integriertes Modell über alle sieben Netzebenen an. Das hätte den Vorteil, dass über alle Netzbetreiber in Deutschland ein Effizienzvergleich durchgeführt wird. Dem stehen jedoch erhebliche Probleme hinsichtlich der strukturellen Vergleichbarkeit der Unternehmenstypen gegenüber.
- (645) In der EU-Elektrizitätsrichtlinie wird eine Unterscheidung in den Betrieb eines Übertragungsnetzbetreibers (Art. 8 ff.) und eines Verteilnetzbetreibers (Art. 13 ff.) vorgenommen. Dies spiegelt sich auch im EnWG §§ 12, 13 und § 14 wider. Ein Übertragungsnetzbetreiber hat somit über den Betrieb und Bau der Netzanlagen hinausgehende Aufgaben für das Funktionieren des nationalen, aber auch europäischen Marktes, was schon den Vergleich zwischen Übertragungsnetzbetreibern einschränkt und den mit einem Verteilnetzbetreiber ausschließt.
- (646) Es ist deshalb im Rahmen der Benchmarkinganalyse eine Trennung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern vorgesehen. Die Netzebene HöSP und USP HöSP/HSP soll separat behandelt werden. Aufgrund der beschränkten Anzahl sind jedoch die oben beschriebenen Benchmarkingverfahren – DEA und SFA – für einen Effizienzvergleich der Übertragungsnetzbetreiber nicht ohne Weiteres geeignet (siehe 5.6).
- (647) Aber auch für den *Verteilnetzbereich* stellt sich die Frage nach einem integrierten oder separaten Modell pro Netzebene.
- (648) Die Energieverteilungsnetze können im Hinblick auf die Struktur durch zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansätze modelliert werden: das vertikal getrennte Modell und das integrierte Modell.
- (649) Das vertikal getrennte Modell (Abbildung 12) basiert auf separaten Schätzungen der Kostenfunktionen und der korrespondierenden Effizienzen auf jeder Ebene, z.B. Energieverteilung auf Mittelspannungsebene. Die Kosten vorgelagerter Ebenen werden dabei als nicht-beeinflussbar betrachtet, und es erfolgt keine Berücksichtigung gemeinsamen Eigentums und/oder Betriebs verschiedener vertikaler Ebenen. Da die Variablenauswahl auf jede Ebene zugeschnitten werden kann, kann gewöhnlich ein hoher Anpassungsgrad erreicht werden.

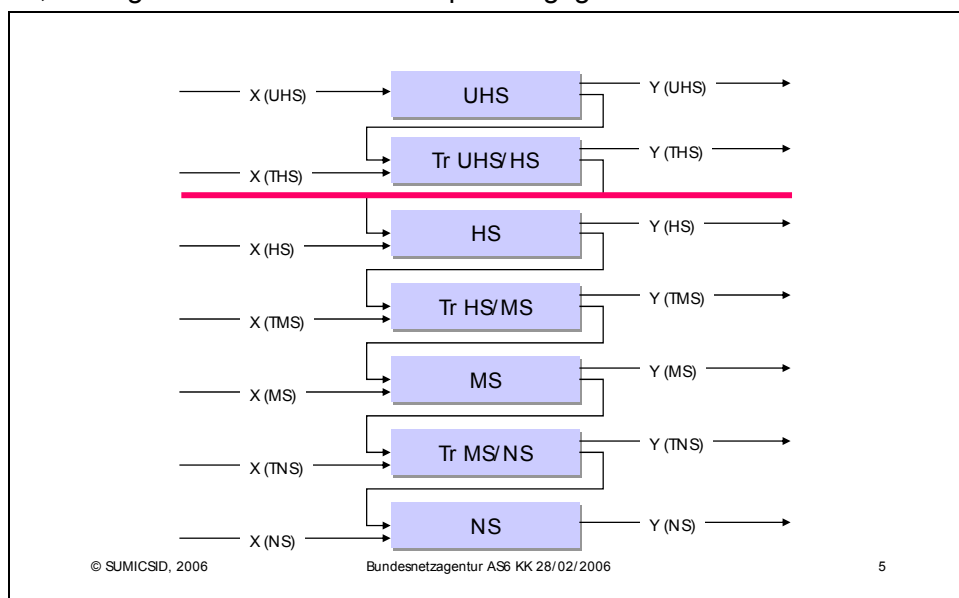


Abbildung 12: Separable model (example electricity distribution)

- (650) Das integrierte Modell (Abbildung 13) hat eine aggregiertere Sicht auf die Unternehmensaktivität und berücksichtigt die Synergien zwischen den vertikalen Ebenen. Interne Geld- und Energieströme werden ignoriert, da das integrierte System einem Effizienzvergleich unterzogen wird. Da nicht alle Unternehmen auf den gleichen Spannungsebenen operieren, muss im Rahmen des Modells eine Variablenauswahl getroffen werden, die alle Unternehmen in adäquater Weise charakterisiert. Der Vorteil liegt in einer größeren Stabilität in Bezug auf eine unklare Kostenallokationen durch Schlüsselungsrechnungen in den regulierten Unternehmen und einer expliziten Anerkennung der durch die Integration zu erwartenden Synergien.

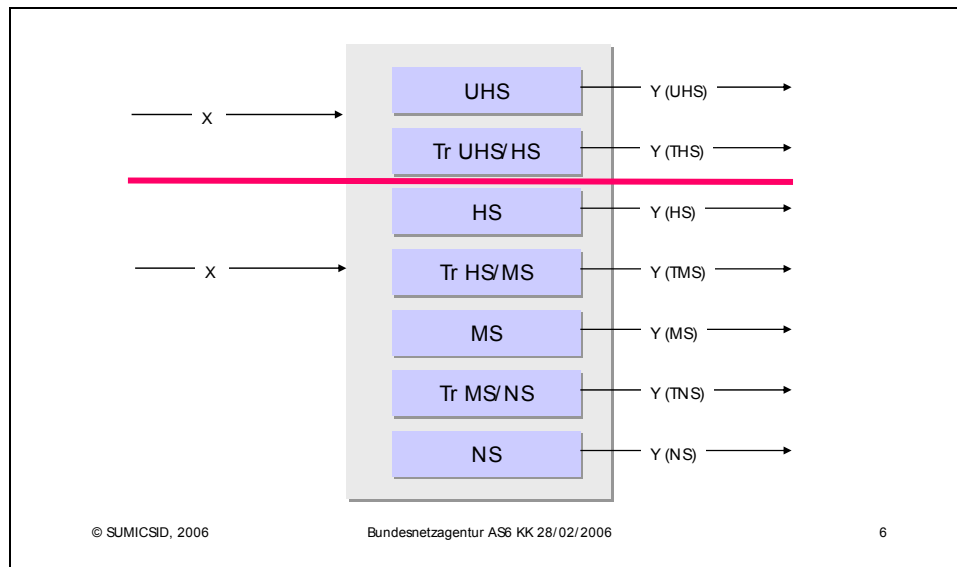


Abbildung 13: Integrated model (example electricity distribution).

- (651) Aus ökonomischer Sicht, kann die Frage, ob ein integriertes Modell verwendet werden sollte durch den Test der Subadditivität beantwortet werden.
- (652) Eine Kostenfunktion für ein Mehrproduktunternehmen ist dann subadditiv, falls die Erstellung der Produkte in einem integrierten Produktionsprozess kostengünstiger ist, als die Erstellung in separaten Produktionsprozessen. Für einen Netzbetreiber bedeutet dies, dass die Kostenfunktion dann subadditiv ist, falls die Dienstleistungen Verteilung von Elektrizität und Umspannung in einem integrierten Unternehmen kostengünstiger erbracht werden kann als in separaten Netzbetreibern für einzelne Dienstleistungen (z.B. NSP) oder Gruppen (z.B. NSP + Tr NSP/MSP).
- (653) Die Subadditivität der Kostenfunktion kann durch statistische Tests getestet. In den durchgeführten Modellrechnungen konnte die Subadditivität nicht verworfen wurde. Es wird deshalb weiterhin mit einem integrierten Modell gerechnet.
- (654) Neben der Subadditivität sprechen auch Gründe der Netzplanungsoptimierung für ein integriertes Modell. Die Optimierung der Netzstruktur erfolgt nicht separat für alle Netzebenen, sondern als ein integrierter Prozess. Dabei können Netzbetreiber unterschiedliche Strategien verfolgen, z.B. kürzere Niederspannungsnetze bei längeren Mittelspannungsnetzen und umgekehrt. Ein separates Modell greift in diesem Fall zu kurz, da die Gesamtstrategie ignoriert wird.
- (655) Zusammenfassend sieht die Bundesnetzagentur deshalb eine Unterteilung in einen Übertragungs- und Verteilnetzbereich vor, wobei dann jedoch jeweils integrierte Modelle verwendet werden. Dies entspricht auch der internationalen Regulierungspraxis.

### 10.5.2.2 Gas

- (656) Bei den Gasnetzbetreibern gelten die gleichen Überlegungen wie im Strombereich. Auch hier unterteilt sowohl die europäische als auch die deutsche Gesetzgebung in Gasfernleitungsnetze und Gasverteilnetzen und weist Ersteren weitreichendere Aufgabe zu.
- (657) Auch hier schlägt die Bundesnetzagentur eine Unterteilung in einen Fernleitungs- und Verteilnetzbereich vor, wobei dann jedoch jeweils integrierte Modelle verwendet werden sollen.

## 10.6 Schlussfolgerung

- (658) Das Konzept der Bundesnetzagentur sieht für die Durchführung von Effizienzvergleichen die komplementäre Anwendung verschiedener Benchmarking-Verfahren vor. Diese sollen unterschieden nach Verteilnetzen und Übertragungsnetzen bzw. Fernleitungsnetzen zur Anwendung kommen. Innerhalb der funktionalen Ebenen Verteilung und Übertragung bzw. Fernleitung soll keine weitere Differenzierung nach Spannungs- oder Druckstufen erfolgen; es sollen vielmehr integrierte Benchmarking-Verfahren zur Anwendung kommen.
- (659) Die konkrete Spezifikation der Benchmarking-Modelle (siehe Kapitel 13) konnte für die Verteilung bereits weiter vorangetrieben werden, als dies für die Übertragung und insbesondere Fernleitung möglich war. Grund hierfür ist die infolge von gerichtlichen Verfahren sehr spät erfolgte Datenübermittlung durch die Mehrheit der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber.

## 11 Benchmarking-Parameter zur Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete (§ 21a Abs. 4 S. 2 EnWG und §21a Abs.5 S.1 EnWG)

### 11.1 Einleitung

- (660) Erfahrungen aus internationalen Benchmarkinganalysen zeigen, dass die Auswahl der Benchmarking-Parameter eine komplexe Aufgabe darstellt. Grundlage für die Auswahl von Leistungs- und Strukturvariablen ist in der akademischen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis zunächst eine Liste von Größen, bei denen ein Zusammenhang mit den Netzkosten vermutet wird, weil dies *intuitiv plausibel* erscheint oder sich aus dem aktuellen oder historischen Preissystem der Unternehmen ergibt. Gleichzeitig finden aber in jüngerer Vergangenheit neuere Ansätze Anwendung, die mittels ingenieurwissenschaftlichen Analysen eine Objektivierung und Präzisierung der *intuitiv* plausiblen Kostenzusammenhänge erlauben und somit die Unterscheidungsgenauigkeit der Benchmarkinganalysen erhöhen.
- (661) Die Darstellung international verwendeter Benchmarkingparameter findet sich in WIK 2006; S. 9 ff.<sup>19</sup>. Eine solche Auflistung macht auch Jamasb/Pollitt (2001)<sup>20</sup> für 20 Benchmarkingstudien für Stromverteilnetzbetreiber. Exemplarisch seien genannt (die Zahlen in den Klammern geben die Häufigkeit an): verteilte Energie (12), Anzahl der

---

<sup>19</sup> WIK, Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarkingparameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht (Expertenbefragung „Kostentreiber“), Abschlussbericht für Bundesnetzagentur, Bad Honnef, 2006.

<sup>20</sup> Jamasb, T.J. und M.G.Pollitt (2001), International Benchmarking and Yardstick Regulation: An Application to European Electricity Utilities, *DAE Working Paper No.0115*.

- Kunden (11), Versorgungsgebiet (6), Netzlänge (4), Höchstlast (4), Anzahl der Transformatoren (1), Transformatorenkapazität (1) und Distanzindex (1).<sup>21</sup>
- (662) Die Bundesnetzagentur sieht für die Auswahl der Benchmarking-Parameter eine Kombination von drei sich wechselseitig ergänzenden Ansätzen vor:
- Analytische Kostenmodelle: Modellnetzanalyse
  - Qualitative Analyse
  - Ökonometrische Analyse
- (663) Durch die Modellnetzanalyse werden die analytischen und funktionalen Zusammenhänge und die Beeinflussbarkeit von Kostentreibern bestimmt. Diese Faktoren werden in einer qualitativen Kostentreiberanalyse auf Basis einer Befragung von Experten und Netzbetreibern auf ihre Relevanz geprüft und ergänzt. Darauf aufbauend werden aus einem Geographisches Informations-System (GIS) Parameter ermittelt, die hinsichtlich Geographie, Geologie und Topographie/Topologie die objektiven gebietsstrukturellen Eigenschaften eines Netzgebietes beschreiben. Durch Verwendung ökonometrischer Analysen, insbesondere der Regressionsanalyse (Ordinary Least Square, OLS), werden die potenziellen Kostentreiber auf ihre Relevanz und Signifikanz untersucht.

## 11.2 Kriterien zur Auswahl der Benchmarking-Parameter

- (664) Die wesentliche Anforderung bei der Auswahl der Benchmarking-Parameter ist die Anforderung an den Effizienzvergleich, eine sachgerechte Analyse zu ermöglichen. Zu diesem Zwecke müssen einerseits Leistungsdaten der Netzbetreiber identifiziert werden, die den Kostengrößen gegenübergestellt werden. Andererseits müssen jedoch über Strukturdaten äußere Einflüsse berücksichtigt werden, denen die Netzbetreiber in unterschiedlichem Maße ausgesetzt sind.
- (665) Wie lassen sich nun generell die Outputdimensionen von Energienetzbetreibern charakterisieren? In einem liberalisierten Markt kaufen die Endverbraucher Energie von einem Vertriebsunternehmen ihrer Wahl. Um die Energie zu erhalten, nimmt der Endverbraucher einen Netzbetreiber zum Transport der Energie vom Vertriebsunternehmen zum Endverbraucher in Anspruch. Dies verursacht drei wesentliche Aufgaben des Netzbetreibers: *Transport der Energie*, *Bereitstellung von Kapazität* und *Kundenservice*. In Netzwerken verursacht der *Transport von Energie* beispielsweise Netzverluste. Wenn der Kunde einmal angeschlossen ist, benötigt er einerseits spezielle Sachanlagen (z.B. Leitungen, Zähler) mit den damit verbunden Kosten, was in die Kategorie *Kundenservice* fällt. Netzbetreiber müssen ihre Netze derart dimensionieren, dass die Nachfrage der Kunden zu Spitzenlastzeiten erfüllt werden kann (*Bereitstellung von Kapazität*). Die im Effizienzvergleich verwendeten Outputparameter müssen deshalb diese Outputdimensionen adäquat repräsentieren. Zusätzlich sind auch noch *strukturelle Umweltfaktoren* zu berücksichtigen, die die Erbringung der Outputs erschweren können. Die drei Outputdimensionen und die strukturellen Umweltfaktoren können als Versorgungsaufgabe bezeichnet werden.
- (666) Für die Auswahl der Benchmarkingparameter lassen sich folgende Kriterien formulieren:
- **Vollständig:** Durch die Benchmarking-Parameter muss die Versorgungsaufgabe des Unternehmens möglichst vollständig abgebildet werden.
  - **Exogen:** Die Benchmarking-Parameter müssen exogen, d. h. nicht durch Entscheidungen der Netzbetreiber bestimmt, sein. Dadurch wird vermieden, dass sich die Unternehmen durch eine Beeinflussung der relevanten Outputs besser stellen.

---

<sup>21</sup> Gleichzeitig werden die verteilte Energie (2), Anzahl der Kunden (1), die Leitungslänge (11) und die Transformatorkapazität (1) auch als Inputvariablen in den Studien verwendet. So können die Netzlängen beispielsweise als Schätzer für die Kapitalkosten verwendet werden.

- **Quantifizierbar:** Es sollten eindeutig definierte und quantitativ messbare Parameter verwendet werden. Qualitative Indizes und subjektive Bewertungen sind zu vermeiden.
- **Nicht-Redundant:** Die Benchmarking-Parameter sollten sich auf das Wesentliche beschränkt, da sich überlappende Parameter die Analyse erschweren können.
- **Verfügbar:** Die Benchmarking-Parameter sollten möglichst aus verfügbaren oder mit vertretbarem Aufwand beschaffbaren Daten bestehen.

### 11.3 Kostentreiberanalyse und Bestimmung geeigneter Benchmarking-Parameter

(667) Eine Quantifizierung der strukturellen Unterschiede ist eine notwendige Voraussetzung für die Durchführung eines Effizienzvergleichs. Diese Quantifizierung erfolgt durch eine detaillierte Analyse der Kostentreiber für Strom- und Gasnetze. Bei der Auswahl einer Menge von exogenen Kostentriibern für den Effizienzvergleich muss berücksichtigt werden, dass manche Kostentreiber zwar endogen sind, jedoch nur innerhalb eines Rahmens endogen sind, der durch exogenen Kostentriibern bestimmt wird. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall keine völlige Freiheit bei dem endogenen Kostentriiber. Diese Berücksichtigung kann unter anderem durch das Aufzeigen eines funktionalen Zusammenhangs der endogenen Kostentriiber durch exogene Kostentriiber stattfinden.

#### 11.3.1 Exogene und endogene Kostentriiber

(668) Unter einem exogenen Kostentriiber ist ein solcher Faktor zu verstehen, der für den betroffenen Netzbetreibers eine unverrückbare Vorgabe darstellt, wogegen ein endogener Kostentriiber seine Wirkung auf die Gesamtkosten als Folge einer Entscheidung des Netzbetreibers entfaltet. Während diese Unterscheidung auf der theoretischen Ebene höchst trennscharf ist, gibt es in praktischer Hinsicht durchaus Fälle, in denen ein bestimmter Umstand nicht ohne weiteres als exogen oder endogen identifiziert werden kann und dann als gemischt bezeichnet wird.

- Viele Faktoren, die eine Wirkung auf die Kosten haben und sich im allgemeinen mit dem Begriff „Versorgungsaufgabe“ verbinden, sind aus Sicht des Netzbetreibers exogen; jedenfalls solange Anschlusspflicht in einem Netzgebiet besteht. Hierzu gehören topologische Faktoren (z.B. die Zersiedlung) ebenso wie die Zahl der einzurichtenden Kundenanschlüsse und die mit ihnen korrespondierenden Lasten.
- Dagegen sind die von den Netzbetriibern verfolgten Planungs- und Betriebskonzepte und die mit diesem einhergehenden Kosten endogener Natur. Einige dieser Kostentriiber müssen auch als gemischt (endogen/exogen) angesehen werden.

#### 11.3.2 Eignung als Benchmarking-Parameter: exogene Kostentriiber

(669) Für den Unternehmensvergleich sind grundsätzlich nur exogene Kostentriiber von Bedeutung, so dass das Ziel der Kostentriiberanalyse darin besteht, die bei einem effizienten Netzbetreiber zu erwartenden Kosten möglichst weitgehend auf Basis exogener Kostentriiber zu erklären. Dabei können diejenigen exogenen Kostentriiber vernachlässigt werden, die für alle Unternehmen gleichermaßen gelten, wie z.B. Planungsvorgaben. Sofern endogene Größen wie das Anlagen-Mengengerüst als Kostentriiber erkannt werden, ist es das Ziel, die hierauf einwirkenden exogenen Faktoren möglichst vollständig zu identifizieren.

#### 11.3.3 Abgrenzung des Begriffs Kostentriiber

(670) Es hat sich gezeigt, dass ein erheblicher Teil der Diskussion um die Relevanz von Kostentriibern bereits dadurch bedingt ist, dass der Begriff Kostentriiber unterschiedlich interpretiert wird. Somit ist es notwendig, auf ein einheitliches

Begriffsverständnis hinzuwirken. Den nachfolgenden Ausführungen liegt folgendes Verständnis zugrunde:

- (671) Unter Kostentreibern werden grundsätzlich nur Merkmale einer Situation oder auch deren zeitlicher Entwicklung, die für Errichtung und Betrieb eines Netzes von Bedeutung sind, verstanden, nicht jedoch die einzelnen Vorgänge, die im Rahmen der Tätigkeit eines Netzbetreibers auftreten. Letztere könnte man treffender als Kostenauslöser bezeichnen; sie erklären die inkrementelle Änderung der Kosten durch einen betrachteten Vorgang (z.B. eine Netzausbaumaßnahme) gegenüber einem Vorzustand. Kostentreiber im oben genannten Sinne erklären hingegen die Höhe der Gesamtkosten oder eines einzelnen Kostenelements in einem betrachteten Zustand, ohne auf einen Vorzustand Bezug zu nehmen.
- (672) Diese Abgrenzung lässt sich am Beispiel der sukzessiven Erschließung von Gebieten in der Gasversorgung verdeutlichen: Die einzelnen Maßnahmen für die Erschließung eines Teilgebiets (Errichtung von Teilgebiets-Anschlussleitung, Regelanlage, Versorgungsleitungen und Hausanschlüssen) stellen jeweils Kostenauslöser dar. Als Kostentreiber werden jedoch nicht diese einzelnen Maßnahmen erachtet, sondern die Beschreibungsmerkmale der zum Betrachtungszeitpunkt – z.B. zum Zeitpunkt nach vollständiger Erschließung des Teilgebiets – erreichten Versorgungsaufgabe, d.h. die Zahl, Orte und Eigenschaften der erschlossenen Teilgebiete und der dortigen Bebauung sowie die daraus folgenden Anforderungen an das Mengengerüst der Netzanlagen.
- (673) Die Wirkung möglicher Kostentreiber sollten grundsätzlich im Hinblick auf die absolute Höhe der (jährlichen) Kosten eines Netzbetreibers betrachtet werden, nicht im Hinblick auf bezogene Größen wie z.B. die Kosten pro transportierter Energiemenge oder pro Kunde. Der Grund dafür ist, dass bei bezogenen Größen implizit die Annahme gemacht wird, dass zwischen den beteiligten Kostentreibern ein linearer Zusammenhang existiert. Solche Zusammenhänge sollten jedoch durch ökonometrische und funktionale Analysen hergeleitet werden und nicht nur vermutet werden.
- (674) Kostentreiber können untereinander kausale Wirkungszusammenhänge aufweisen und sind somit nicht unabhängig voneinander. Beispielsweise hängen Kenngrößen des Anlagen-Mengengerüsts wie z.B. Leitungslänge oder Stationszahl, die zweifellos als Kostentreiber anzusehen sind, von den Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und anderen Einflussfaktoren ab, die ebenfalls Kostentreiber darstellen.
- (675) Für die weitere Untersuchung ist zudem zwischen Kostentreibern im hier gebrauchten Sinne des Wortes und so genannten Preis- oder Entgelttreibern zu differenzieren. Kostentreiber entfalten ihre Wirkung auf die Kostensumme, die für ein bestimmtes Netz aufzuwenden ist. Sie erhöhen in der Abgrenzung der Netzentgeltverordnungen folglich die Gesamtjahreskosten des Netzes. Diese erhöhende Wirkung ist jedoch nicht nur auf ein Jahr beschränkt, sondern wirkt c.p. über alle Kalkulationsperioden hinweg. Im Gegensatz hierzu können als Preis- oder Entgelttreiber solche Faktoren beschrieben werden, die dazu führen, dass einzelne Preise oder Entgelte, die aus den Gesamtjahreskosten des Netzes zu ermitteln sind, in einzelnen Jahren höher oder niedriger ausfallen.

## **11.4 Funktionale Zusammenhänge aus Analytischen Kostenmodellen (AKM)**

### **11.4.1 Bedeutung der AKM für die Kostentreiberanalyse**

- (676) Die Bedeutung der analytischen Kostenmodelle beruht auf zwei Punkten. Erstens können die Ergebnisse der AKM für das Benchmarking als zusätzliche Output-Variablen verwendet werden. Die Berechnung der Werte kann auf zwei Arten erfolgen. Entweder direkt als einfacher funktionaler Zusammenhang zwischen exogenen Kostentreibern und den Kosten, z.B. die Wurzel des Produktes von

Anschlusspunkten und der Fläche als Maß für die minimale Netzlänge in der Niederspannung Strom. Oder die Werte werden von spezialisierter Software für alle Netzbetreiber in den AKM separat berechnet und dann in den Datensatz für das Benchmarking eingebunden. So ermittelte funktionale Zusammenhänge bieten eine weitere wissenschaftlich fundierte Sichtweise auf die Kostentreiber. Ein umfassendes Verständnis der Kostentreiber ist das Fundament für die nachfolgenden Benchmarking-Analysen. Diese Ansicht wird unter anderem auch vom VDN geteilt, wie im vom VDN herausgegebenen Fachaufsatz „Modellnetzverfahren zur Bestimmung kostentreibender Strukturmerkmale“ vom März 2004 dargestellt ist.

#### **11.4.2 Untersuchungsergebnisse: Kostentreiberanalyse**

- (677) Nachfolgend werden wesentliche Ergebnisse der für die Kostentreiberanalyse mittels Modell- und Referenznetzanalyse durchgeführten Untersuchungen dargestellt. In erster Linie werden dabei Zusammenhänge zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und Netzkosten betrachtet, da die Versorgungsaufgabe als wesentlicher exogener Kostentreiber beim Effizienzvergleich von Unternehmen angemessen berücksichtigt werden muss und die Analytischen Kostenmodelle gerade für die Analyse dieser Zusammenhänge geeignet sind. Ergänzend wird am Beispiel der Dimensionierung von Umspannstationen in Stromnetzen aufgezeigt, wie sich Planungsvorgaben, die grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers liegen, auf die Netzkosten auswirken können.
- (678) Methodisch beruhen die dargestellten Untersuchungen auf dem Prinzip, den jeweils betrachteten Einflussfaktor in Form einer geeigneten Kenngröße in einer praxisrelevanten Bandbreite zu variieren, alle davon unabhängigen sonstigen Einflussfaktoren hingegen unverändert zu lassen und die Kosten der Modell- bzw. Referenznetze für die so definierten Varianten der Veränderung des betrachteten Einflussfaktors gegenüberzustellen. Dieser „Ceteris-paribus-Ansatz“ ermöglicht es, die Wirkungen unterschiedlicher Einflussfaktoren voneinander entkoppelt zu analysieren. Bei der Auswertung der erhaltenen Ergebnisse sind die jeweiligen Prämissen, d. h. insbesondere die Auswahl der variierten und der nicht variierten Einflussgrößen, unbedingt zu beachten, um Fehlinterpretationen zu vermeiden.

#### **11.4.3 Eigenschaften der Versorgungsaufgabe**

##### **11.4.3.1 Anschlusszahl**

- (679) Es ist unmittelbar einleuchtend, dass die Zahl der durch ein Netz miteinander zu verbindenden Anschlusspunkte einen wesentlichen Einfluss auf Struktur, Anlagenvolumen und somit auch Kosten eines Netzes hat. Dieser Zusammenhang wurde mit der Modellnetzanalyse näher untersucht, wobei der Einfluss der Verteilung der Anschlusspunkte auf das zu versorgende Gebiet zunächst nicht berücksichtigt wurde. Ebenso wurde in Bezug auf Gasnetze zunächst eine vollständige Versorgung aller Gebäude im Versorgungsgebiet unterstellt, um den Einfluss des Erschließungs- und Anschlussgrades auszublenden.
- (680) Für die Untersuchung wurden – jeweils für Gas- und Stromnetze – Modellnetze mit unterschiedlicher Anschlusszahl (hier: Zahl der Endkundenanschlüsse auf der untersten Verteilungsebene) in einem betrachteten Versorgungsgebiet von 1 km<sup>2</sup> entworfen und kostenmäßig bewertet. Dem Grundprinzip der Modellnetzanalyse entsprechend wird unterstellt, dass diese Anschlüsse gleichmäßig auf die betrachtete Fläche verteilt sind, so dass diese Fläche vollständig als versorgtes und erschlossenes Gebiet anzusehen ist. Die Anschlusszahlen wurden in einem Bereich von 50 bis 500 Anschlüssen pro km<sup>2</sup> variiert, der realistisch ist, nicht jedoch alle in der Realität auftretende Fälle umfasst. Die Gesamtlast im betrachteten Gebietsstück wurde bei den Varianten nicht verändert. Daraus folgt, dass die Last pro Anschlusspunkt der veränderlichen Anschlusszahl entsprechend angepasst wurde. Die Dimensionierung der zu verwendenden Betriebsmittel (Rohrdurchmesser bzw. Leitungsbelastbarkeiten sowie Regel- bzw. Umspannanlagenkapazität) und die

spezifischen Kostenansätze wurden für alle Anschlusszahl-Varianten einheitlich vorgegeben.

- (681) Die Untersuchungsergebnisse zeigt Abbildung 14 für Gasnetze und Abbildung 15 für Stromnetze (Variation der Niederspannungs-Anschlusszahl, wobei zusätzlich in allen Varianten ein einheitliches Kollektiv von Mittelspannungskunden berücksichtigt wurde). Die Netzkosten sind jeweils auf den Fall „50 Anschlüsse pro km<sup>2</sup>“ normiert dargestellt, da hier nicht die absolute Höhe der Kosten, sondern nur deren Relationen zueinander von Interesse sind.

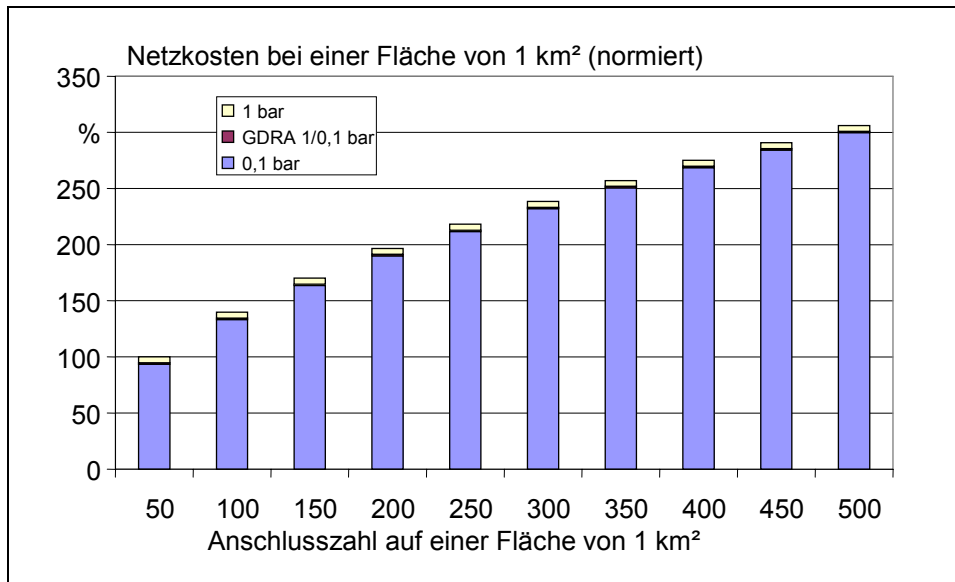


Abbildung 14: Zusammenhang von Kosten und (Niederdruck-) Anschlusszahl bei Gas-Modellnetzen

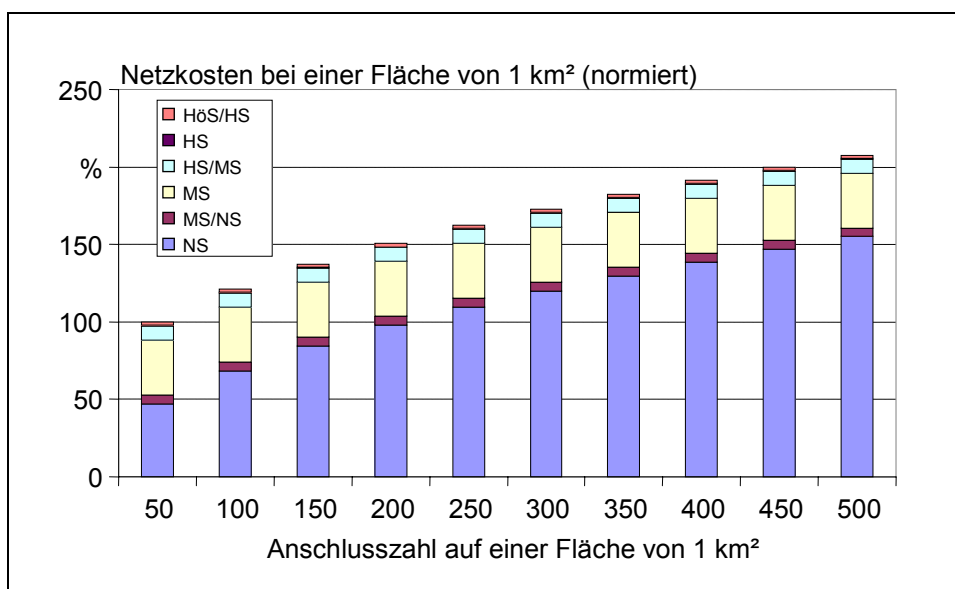


Abbildung 15: Zusammenhang von Kosten und (Niederspannungs-) Anschlusszahl bei Strom-Modellnetzen

- (682) Es zeigt sich, dass die Kosten der von der Veränderung der Anschlusszahl betroffenen Leitungsebene (hier: Niederdruck- bzw. Niederspannungsebene) stark von der Anschlusszahl abhängen, wohingegen in den überlagerten Ebenen praktisch keine Abhängigkeit besteht. Letzteres ist dadurch zu erklären, dass bei gleichbleibender Gebietsfläche, Gesamtlast und Stationsdimensionierung kein Bedarf



besteht, die Zahl der in die betroffene Leitungsebene einspeisenden Stationen bei einer Änderung der Anschlusszahl anzupassen. Somit ergibt sich auch für die überlagerten Ebenen kein Anpassungsbedarf.

- (683) Die Abhängigkeit der Kosten der betroffenen Leitungsebene und der Anschlusszahl hat, wie diese und weitere Untersuchungen erkennen lassen, näherungsweise die funktionale Form einer Quadratwurzel. Aus einer Vervielfachung der Anschlusszahl folgt somit ungefähr eine Verdopplung der Kosten dieser Netzebene. (Dies gilt zunächst nur für den Zusammenhang zwischen Leitungslänge und Anschlusszahl; die Leitungslänge ist jedoch unter der Annahme konstanter spezifischer Kostenansätze proportional zu den Kosten dieser Ebene.)
- (684) Weitere Untersuchungen zeigen, dass auch der Zusammenhang zwischen den Leitungskosten und der Gebietsfläche (bei gleichbleibender Anschlusszahl und Gesamlast) die Form einer Wurzelfunktion hat: Eine Vervielfachung der Gebietsfläche bewirkt unter diesen Prämissen ungefähr eine Verdopplung der Kosten der betroffenen Leitungsebene. Die Fläche des mit dem Netz erschlossenen Gebiets ist somit wie die Anschlusszahl ein wesentlicher Kostentreiber und muss beim Effizienzvergleich auf Basis einer geeigneten Flächendefinition berücksichtigt werden.

#### 11.4.3.2 Lasthöhe

- (685) Nicht nur die Zahl der Anschlusspunkte zur Versorgung von Endverbrauchern oder Weiterverteilern, sondern auch deren Gas- bzw. Stromnachfrage (Last) hat wesentlichen Einfluss auf die Netzgestaltung. Die Nachfrage eines Einzelkunden kann durch unterschiedliche Größen wie individuelle („zeitungleiche“) Höchstlast, Jahresenergiebedarf, Benutzungsdauer oder Lastganglinie beschrieben werden, die untereinander funktional verbunden sind. Da die Netzauslegung vorwiegend von der zu übertragenden Höchstleistung determiniert wird, reicht es bei der Netzplanung in der Regel aus, die zeitungleiche Höchstlast von Einzelkunden sowie die zeitgleiche Höchstlast von Kundenkollektiven zu betrachten, die über ein zu dimensionierendes Netzelement versorgt werden. Der Zusammenhang zwischen der Summe der zeitungleichen Einzellasten und der zeitgleichen Höchstlast eines Kundenkollektivs wird meist vereinfachend durch statistisch ermittelte Gleichzeitigkeitsgrade berücksichtigt.
- (686) Der Zusammenhang zwischen Höchstlast und Netzkosten wurde zunächst mittels Modellnetzanalyse untersucht. Hierbei wurden die Gebietsgröße und Anschlusszahl konstant gehalten, die Last pro Anschluss und somit die Gesamlast jedoch in einer realistischen Bandbreite variiert. Für die Betriebsmittel-Dimensionierung, die spezifischen Kostenansätze sowie die Gleichzeitigkeitsgrade der Lasten wurden wiederum konstante Werte vorgegeben. Aus der Vorgabe einheitlicher und von der Last im Versorgungsgebiet unabhängiger Kapazitäten der Umspann- bzw. Regelanlagen folgt, dass deren Zahl mit steigender Last zunehmen kann.
- (687) Die Ergebnisse der Modellnetzuntersuchungen für die Variation der Lasthöhe im Niederdruck- bzw. Niederspannungsnetz sind in
- (688) Abbildung 16 und Abbildung 17 dargestellt.

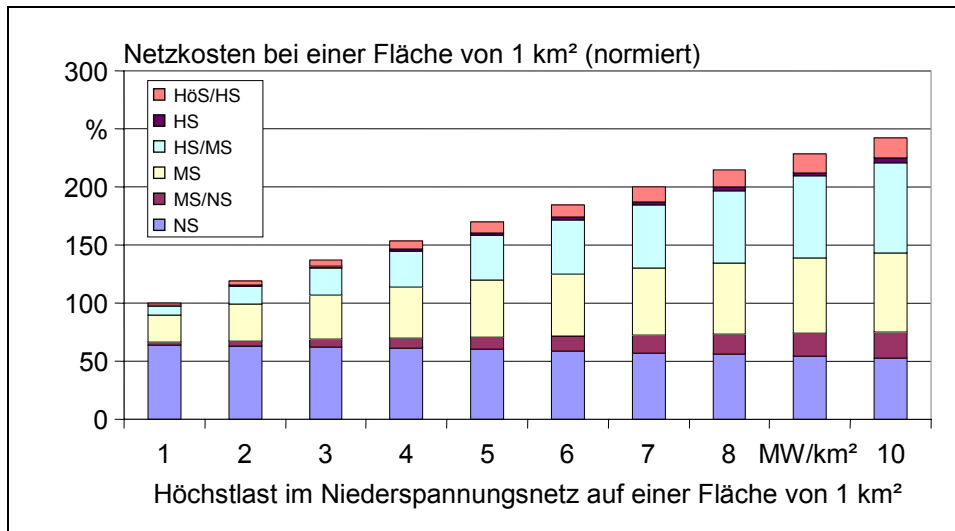


Abbildung 16: Zusammenhang von Kosten und (Niederdruck-) Höchstlast bei Gas-Modellnetzen

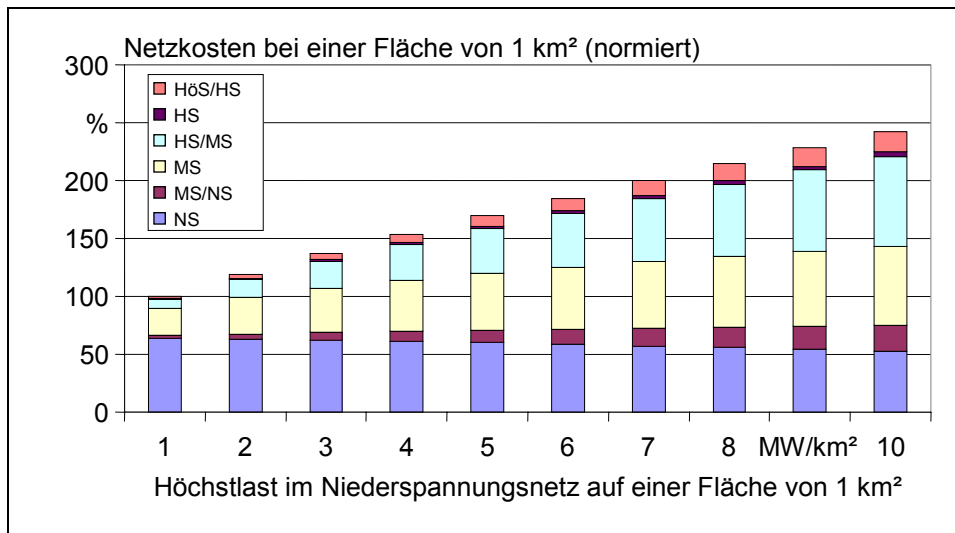


Abbildung 17: Zusammenhang von Kosten und (Niederspannungs-) Höchstlast bei Strom-Modellnetzen

- (689) Die Korrelation zwischen der Laständerung und den Kosten der davon direkt betroffenen Leitungsebene ist relativ schwach und hat ein negatives Vorzeichen: Mit steigender Last sinken die Kosten dieser Ebene. Dieses auf den ersten Blick überraschende Ergebnis ist dadurch zu erklären, dass unter der Prämisse einer gleichbleibenden Dimensionierung der Regel- bzw. Umspannanlagen die Zahl der aus je einer Regel- bzw. Umspannstation versorgten Kunden und – wegen der konstanten Anschlussdichte – auch die versorgte Fläche je Station mit steigender Last pro Anschlusspunkt abnimmt, so dass die Transportaufgabe des Netzes in zunehmendem Maße auf die überlagerte Leitungsebene verlagert wird.
- (690) Dementsprechend nehmen die Kosten der direkt überlagerten Regel- bzw. Umspannanlagen-Ebenen mit der Last zu, und zwar näherungsweise proportional. Dieser Zusammenhang ist bei gleich bleibender Stationsdimensionierung unmittelbar einleuchtend, sofern die Kapazität je Station bei der Netzauslegung die „bindende“ Nebenbedingung darstellt. In Bereichen, in denen die Stationsauslastung durch Nebenbedingungen bei der Leitungsdimensionierung (vor allem Spannungs- bzw.

Druckgrenzen) begrenzt wird, können die Kosten der Regel- bzw. Umspannanlagen-Ebenen hingegen weniger stark mit der unterlagerten Gesamtlast korreliert sein.

- (691) Die Kosten der weiteren überlagerten Netzebenen (Leitungen sowie Regel- bzw. Umspannstationen) nehmen mit steigender Lasthöhe ebenfalls zu. Diese Auswirkungen lassen sich auf Änderungen der für diese Ebenen unmittelbar relevanten Kostentreiber zurückführen: Der Kostenanstieg im Mittelspannungsnetz ist z. B. auf die steigende Zahl der Umspannstationen Mittel-/Niederspannung zurückzuführen, die – zusammen mit Stationen zur Versorgung von Mittelspannungs-Endkunden – die Anschlusszahl des Mittelspannungsnetzes bestimmt.
- (692) Dass diese Untersuchungsergebnisse stark von der Prämisse einer vorgegebenen Stationsdimensionierung bei gleichzeitig nicht begrenzter Stationszahl abhängen, wurde beispielhaft durch eine Referenznetzanalyse für ein realitätsnahes Hochspannungsnetz nachgewiesen. Hier wurde, wie in
- (693) Abbildung 18 an der Kenngröße Lastdichte verdeutlicht, die Last an allen Anschlusspunkten gegenüber einer Ausgangsvariante um 50 % erhöht. Es wurde jedoch kein Zubau von Stationen zur Einspeisung aus der Höchstspannungsebene zugelassen. Der Netzoptimierungsalgorithmus reagiert dann zwangsläufig durch entsprechend größere Dimensionierung der vorhandenen 3 Einspeisestationen.

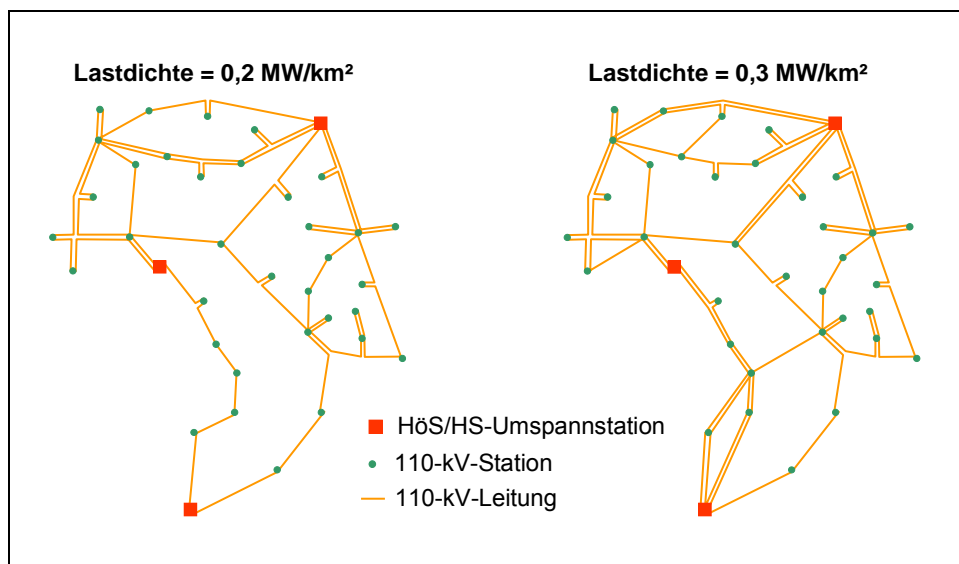


Abbildung 18: Vergleichsnetz-Entwürfe für ein Hochspannungsnetz mit gleich bleibender Stationszahl unter Variation der Lasthöhe

- (694) Unter dieser veränderten Prämisse ist im Gegensatz zu den oben dargestellten Modellnetzanalyse-Ergebnissen festzustellen, dass die Kosten der betroffenen Leitungsebene (hier der Hochspannungsebene) dann sehr wohl mit steigender Last zunehmen (Abbildung 19). Dies ist einleuchtend, da die Transportaufgabe bei gleich bleibender Zahl von Einspeisestationen nicht auf die überlagerte Ebene verlagert werden kann. Dementsprechend zeigen auch die in
- (695) Abbildung 18 dargestellten Netzstrukturen, dass der Lastzuwachs eine erhebliche Netzverstärkung bedingt.

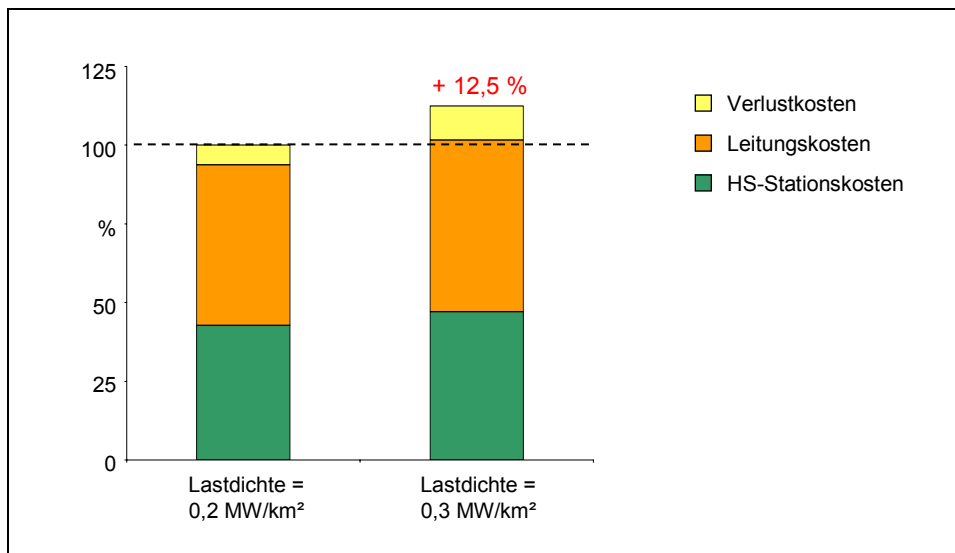


Abbildung 19: Vergleich der annuitätischen Netzkosten der Hochspannungs-Netzentwürfe für unterschiedliche Lastniveaus

(696) Da die zuletzt dargestellte Untersuchung von einer im Ausgangszustand vorhandenen Netzstruktur ausgeht und daraus eine Vorgabe für die Anpassung des Netzes an die zunehmende Last ableitet (nämlich die Zahl der Einspeisestationen aus der überlagerten Ebene), verfolgt sie in diesem Punkt keinen „Grüne-Wiese-Ansatz“. Für eine grundsätzliche Analyse der Relevanz von Kostentreibern zur Auswahl von Benchmarking-Variablen ist daher die zuvor betrachtete Untersuchung ohne Vorgabe für die Zahl der Einspeisestationen sachgerechter. Im Einzelfall können Einschränkungen bezüglich der Einspeisestationen jedoch durchaus relevant sein und müssen bei der Beurteilung des Anlagen-Mengengerüsts eines Netzbetreibers unter Umständen berücksichtigt werden.

#### 11.4.3.3 Erschließungs- und Anschlussgrad (Gasnetze)

(697) Gasnetze decken in der Regel nur einen Teil des Versorgungsgebiets eines Netzbetreibers ab. Sowohl der Erschließungsgrad, unter dem hier der Anteil des mit Gasversorgungsanlagen erschlossenen Gebiets am gesamten Versorgungsgebiet verstanden wird, als auch der Anschlussgrad, der den Anteil der innerhalb des mit Gasversorgung erschlossenen Gebiets tatsächlich angeschlossenen Gebäude an den dort insgesamt vorhandenen (und somit potenziell anschließbaren) Gebäuden angibt, liegen meist mehr oder weniger deutlich unter 100 %. Es stellt sich die Frage, ob und inwieweit hieraus zusätzliche, bei der Beurteilung von Gasnetzen zu berücksichtigende Kostentreiber resultieren.

(698) Die folgende Überlegung zeigt, dass die zuvor diskutierten dominanten Kostentreiber im Bereich der Versorgungsaufgabe (Anschlusszahl und Höchstlast) grundsätzlich auch die Kostenwirkungen der sukzessiven Erschließung von Versorgungsgebieten erklären können:

- Betrachtet wird ein Versorgungsgebiet mit mehreren bereits erschlossenen Gemeinden, in dem eine weitere Gemeinde erschlossen werden soll (Abbildung 20a). Für die Versorgung der Gemeinden und für die Versorgung innerhalb der Gemeinden werden zwei verschiedene Druckstufen eingesetzt.
- Zur Teil-Erschließung der noch nicht erschlossenen Gemeinde (Abbildung 20b) muss zum einen ein Anschluss der Gemeinde auf der oberen Druckstufe einschließlich einer Regelanlage und zum anderen ein Versorgungsnetz auf der unteren Druckstufe im zu erschließenden Teil der Gemeinde errichtet werden. Beide Vorgänge spiegeln sich in Änderungen der Anschlusszahlen und Lasten wider: Für die obere Druckstufe kommt ein neuer Anschluss in einem neu erschlossenen Teil des Versorgungsgebiets

hinzu, und die Versorgungsaufgabe für das neue Netz auf der unteren Druckstufe ergibt sich aus den Anschlusspunkten der Kunden im neu erschlossenen Teil der Gemeinde und dessen Fläche. Aus den Höchstlasten der neuen Kunden ergeben sich schließlich die Anforderungen an die Dimensionierung der Leitungen und der Regelanlage.

- Der Übergang zur Voll-Erschließung (Abbildung 20c) erfordert nur noch einen Ausbau des Netzes im zunächst nicht erschlossenen Teil der Gemeinde. Hier ändert sich die Versorgungsaufgabe in Form der hinzukommenden Anschlusspunkte und Fläche somit nur für die untere Druckstufe.

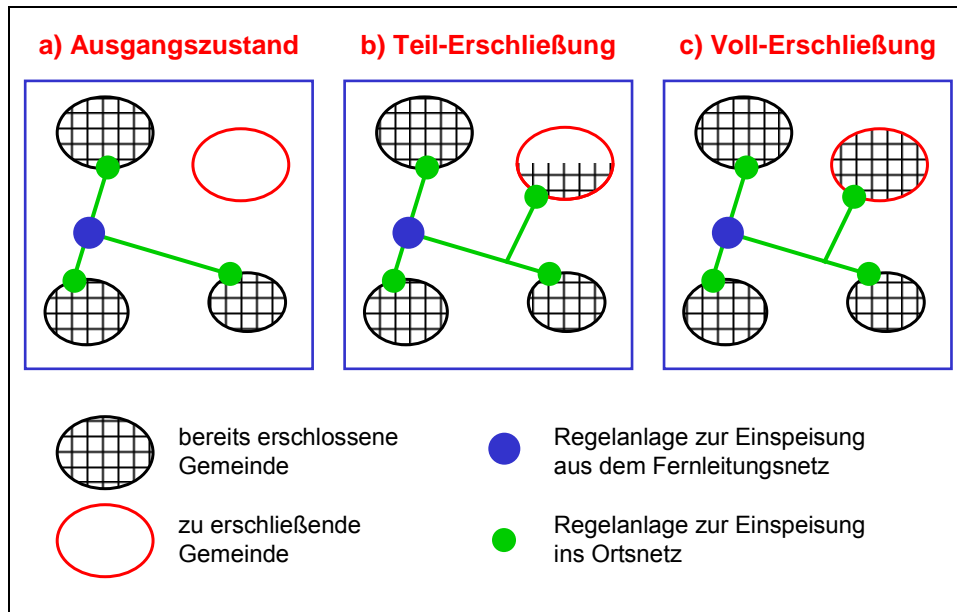


Abbildung 20: Prinzipdarstellung zur Erschließung einer Gemeinde mit Gasversorgungsanlagen

- (699) Bei diesen Überlegungen wurde zunächst implizit vorausgesetzt, dass der Anschlussgrad innerhalb des jeweils zu erschließenden Gebiets unmittelbar 100 % beträgt. Diese Annahme ist jedoch unrealistisch; der Anschlussgrad liegt anfangs meist deutlich darunter, teilweise sogar nur in der Größenordnung von 10 %, und wird in der Folgezeit durch Gewinnung neuer Kunden gesteigert. Dennoch ist es üblich und teilweise sogar unvermeidlich, Versorgungsleitungen auch an den anfangs noch nicht anzuschließenden Gebäuden vorbeizuführen. Aus diesem Grund erscheint es im Hinblick auf die Kostentreiberanalyse plausibel, als Versorgungsaufgabe für das Netz auf der unteren Druckstufe die Zahl der potenziell realisierbaren und nicht nur der tatsächlichen Anschlüsse von Endkunden im erschlossenen Gebiet zu definieren. (Dies bezieht sich nicht auf Hausanschlussleitungen, da diese tatsächlich erst bei Realisierung eines Anschlusses errichtet werden. Die Kosten von Hausanschlussleitungen ergeben sich jedoch bei Annahme pauschaler Kostenansätze direkt aus der Anschlusszahl und sind daher bei den hier dargestellten Untersuchungsergebnissen nicht berücksichtigt.)
- (700) Daneben wurde bei den obigen Überlegungen unterstellt, dass der Netzbetreiber sowohl die spätere Voll-Erschließung als auch eine spätere Steigerung des Anschlussgrades bereits bei der „Erstausslegung“ der Anlagen durch entsprechende Reserven bezüglich Rohrdurchmesser und Regelanlagenkapazität berücksichtigt. Auch diese Vorhaltung von Reserven ist durchaus praxisüblich, da eine spätere Erhöhung der Transport- bzw. Regelkapazität wesentlich höhere Kosten verursacht als die Verwendung höher dimensionierter (und damit vorübergehend überdimensionierter) Anlagen bereits bei der Erschließung des Gebiets. Daher erscheint es auch in dieser Hinsicht plausibel, als Kostentreiber nicht die Höchstlast

der bereits angeschlossenen Kunden, sondern die Höchstlast der potenziell anschließbaren Kunden im erschlossenen Gebiet zu berücksichtigen, sofern diese durch geeignete Daten abgeschätzt werden kann.

- (701) Die obigen Überlegungen zeigen, dass die Auswirkungen der unvollständigen Gebietserschließung auf den Anlagenbedarf von Gasnetzen grundsätzlich erfasst werden können, indem
- die versorgte Fläche unter Berücksichtigung des Erschließungsgrades geeignet abgegrenzt wird und
  - anstelle der tatsächlichen die potenziell anschließbaren Lasten nach Zahl und Höhe berücksichtigt werden.
- (702) Dies führt allerdings in der praktischen Umsetzung zu Schwierigkeiten bei der Beschaffung objektiver Daten zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Folgende Lösungsansätze erscheinen sinnvoll:
- Das Gas-erschlossene Gebiet kann abgegrenzt werden, indem objektiv definierte Teilgebiete wie z.B. statistische Bezirke danach eingeteilt werden, ob dort mindestens ein Gebäude mit Gas versorgt wird oder nicht. Alle Teilgebiete mit mindestens einem Anschluss werden als erschlossen betrachtet. Um eine hohe Genauigkeit zu erreichen, sollten die Teilgebiete möglichst klein sein. Dabei ist jedoch ausschlaggebend, dass für die Teilgebiete objektive statistische Angaben zur Flächennutzung vorliegen müssen, um – wie bei Stromnetzen – innerhalb der erschlossenen Teilgebiete nach versorgter und nicht versorgter Fläche unterscheiden zu können.
  - Zur Ermittlung der Zahl der potenziellen Gas-Anschlusspunkte in einem Teilgebiet kann ersatzweise die Zahl der Gebäude oder der tatsächlich realisierten Strom-Anschlüsse herangezogen werden, da nahezu jedes Gebäude an das Stromnetz angeschlossen ist. Die Höchstlast an den potenziellen Anschlüssen kann dann entsprechend der tatsächlichen Anschlusszahl und Last errechnet werden.
- (703) Als kritischer ist jedoch das hiermit verbundene Fehlen eines Anreizes zur Steigerung des Anschlussgrades im erschlossenen Gebiet anzusehen: Wenn die potenziellen anstelle der tatsächlichen Anschlusszahlen und Lasten berücksichtigt werden, ergibt sich eine vom tatsächlichen Anschlussgrad unabhängige Effizienzbeurteilung. Eine Möglichkeit, einen entsprechenden Anreiz zu vermitteln, könnte darin bestehen, die volle Zahl und Lasthöhe der potenziellen Anschlüsse nur bei neu erschlossenen Gebieten als Versorgungsaufgabe zu betrachten, anschließend jedoch in einem angemessenen Zeitraum (z.B. 5-10 Jahre) auf einen gewichteten Mittelwert von potenziellen und tatsächlichen Anschlüssen überzugehen, wobei sich die Gewichtung an einem üblicherweise erreichbaren durchschnittlichen Anschlussgrad orientieren sollte. Dies setzt allerdings voraus, dass das Jahr des Beginns der Erschließung für jedes Teilgebiets separat erfasst wird.
- (704) Ferner müssen gegebenenfalls strukturelle Unterschiede der Gebiete hinsichtlich des erreichbaren Anschlussgrads berücksichtigt werden. Start- und Zielwerten für die Anschlussgrade (d.h. realisierte zu potentiellen Anschlüssen im erschlossenen Gebiet) sollten dabei aus der Praxis hergeleitet werden.
- (705) Zu beachten ist, dass der Anschlussgrad in Gasnetzen unterschiedlichen Einflüsse unterliegt und sich daher nur schwer pauschal angeben lässt. Daher sind die folgenden Einschätzungen aus der Praxis vorläufiger Natur und werden ausdrücklich zur Konsultation gestellt:
- Die Erschließung einer bestehenden Bebauung (meist Stadtrandgebiete oder Kleinstädte) konzentriert sich in aller Regel zunächst auf größere Kunden. Als Startwert des Anschlussgrades kann hier 5% angesetzt werden. Erfahrungsgemäß steht eine Entscheidung der Hausbesitzer für einen Gas-Anschluss bei Erneuerungsbedarf der bestehenden Heizungsanlage an. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer von Heizungsanlagen mit 20 Jahren kann der

Anschlussgrad nach 20 Jahren mit etwa 30%, nach 40 Jahren mit etwa 50% angegeben werden. Der letztere Wert ist der langjährige Zielwert.

- Bei der sofortigen Erschließung eines Neubaugebietes (Wohnbebauung) kann derzeit von einem Start- wie Ziel-Anschlussgrad von über 80% ausgegangen werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch, dass ggf. aufgrund kommunaler Vorgaben andere Energieträger bevorzugt werden (z.B. Fernwärme) und somit eine Erschließung mit Gas nicht erfolgen wird.
  - Für die Neuerschließung von Gewerbegebieten ist ein niedrigerer Wert anzusetzen, da die Erschließung stark von dem Gewerbe als solchem abhängt (z.B. könnte dort anfallende Prozesswärme selbst genutzt werden und eine Gas-Heizung nicht erforderlich sein). Hier könnte mit einem Start- wie Zielwert von etwa 50% operiert werden.
- (706) Festzuhalten ist damit: Durch eine Verwendung der potenziellen Anschlusspunkte für Erschließungsgebiete der Gasversorgung als Benchmarking-Parameter für den Effizienzvergleich von Gasverteilnetzen kann eine Hemmung des Ausbaus der Gasversorgung wirksam verhindert werden. Die konkreten Anreizfunktionen einer solchen regulatorischen Umsetzung der Untersuchungsergebnisse sind aus Sicht der Bundesnetzagentur sorgfältig abzuwägen:
- Besonderes Augenmerk ist auf die Festlegung von Erschließungsgebieten zu legen. Diese müssen einerseits der tatsächlichen Schrittfolge des Ausbaus der Gasversorgung möglichst nahe kommen. Andererseits müssen sie regulatorisch und auch aus Sicht der Netzbetreiber handhabbare geographische Abgrenzungen aufweisen. Daher ist an eine Festlegung auf Basis amtlicher Gebietsabgrenzungen zu denken, für die auch aus öffentlich oder kommerziell verfügbaren Datenquellen solche Daten vorliegen oder verfügbar gemacht werden können, die die Beschreibung der Versorgungsaufgabe erlauben. Beispielhaft zu nennen sind die Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS), für die Angaben zur Anzahl der Gebäude und Betriebe seitens des statistischen Bundesamtes vorliegen (Vgl. 7.2). Die Gebietsabgrenzungen der AGS erscheinen aber für den hier verfolgten Zweck zu großräumig, so dass an die nächsten Untergliederungen (z. B. statistische Bezirke, Gemarkungen) zu denken ist.
  - Festzulegen ist des Weiteren das Kriterium, nach dem ein solches Gebiet als Erschließungsgebiet zu werten ist. Bei einer Festlegung durch den Netzbetreiber oder einer sehr niedrigen Schwelle (z. B. lediglich Vorhandensein minimaler Betriebsmittel im Gebiet) ergibt sich ein Missbrauchsanreiz für Netzbetreiber, vor Durchführung eines Effizienzvergleichs die Erschließungsgebiete und damit die Anzahl der potenziellen Anschlusspunkte und die Höhe der potenziellen Entnahmelast künstlich in die Höhe zu treiben und damit die eigene Position im Benchmarking zu verbessern.
  - Daher sollte die Bewertung eines Gebietes als Erschließungsgebiet an Mindestanforderungen geknüpft werden. Sinnvoll erscheint zum ersten, dass der Netzbetreiber – ähnlich der früheren Wirtschaftlichkeitsbewertung aus integrierter Sicht – eine Potenzialabschätzung durchführt und die voraussichtliche Wirtschaftlichkeit einer Gasversorgungserschließung prüft und geeignet nachweist. Zum zweiten muss er durch die Erfüllung von Mindestanforderungen (z. B. erbrachter Mindestanteil an der Erschließungsinvestition oder Mindestanteil vorgenommener Anschlüsse zu Beginn der Erschließung) die Ernsthaftigkeit der Erschließung nachweisen. Zum dritten können potenzielle Werte für Anschlüsse und Lasten nicht dauerhaft die Bemessungsgrundlage für die Effizienz eines Netzbetreibers sein. Im Verlauf von fünf bis zehn Jahren nach Beginn der Erschließung sollten daher die potenziellen Werte durch die tatsächlich erreichten Werte für den Benchmarking-Vergleich zu Grunde gelegt werden.

#### 11.4.3.4 Erzeugungsanlagen (Stromnetze)

- (707) In Stromnetzen zählen neben den Endverbrauchern und Weiterverteilern auch Betreiber von Erzeugungsanlagen zu den Netzkunden. Erzeugungsanlagen stellen

ebenfalls in das Netz zu integrierende Anschlusspunkte dar und können allein hierdurch in ihrer Anschlussebene Zusatzkosten bewirken, sofern sie nicht über eine separate, vom Betreiber der Anlage getragene Anschlussleitung an eine bereits bestehende Station angeschlossen werden. Diese Wirkung kann beim Unternehmensvergleich berücksichtigt werden, indem die zusätzlichen Anschlusspunkte für Erzeugungsanlagen der Zahl der in der Anschlussebene insgesamt zu verbindenden Anschlusspunkte hinzugerechnet werden.

- (708) Ob darüber hinaus Zusatzkosten in der Anschlussebene durch den Bedarf an Transportkapazität für den Abtransport der erzeugten Leistung und durch Auswirkungen auf die Spannungshaltung zu erwarten sind, wurde mittels Vergleichnetzanalyse für Mittel- und Hochspannungsnetze untersucht. Abbildung 21 zeigt beispielhaft das betrachtete Hochspannungsnetz. Untersucht werden die Kosten von Referenznetzvarianten, die sich durch Hinzufügen einer Erzeugungsanlage an der markierten, im Ausgangszustand bereits bestehenden Station ergeben, wobei die Erzeugungskapazität der Anlage in Schritten von 50 MW variiert wird.

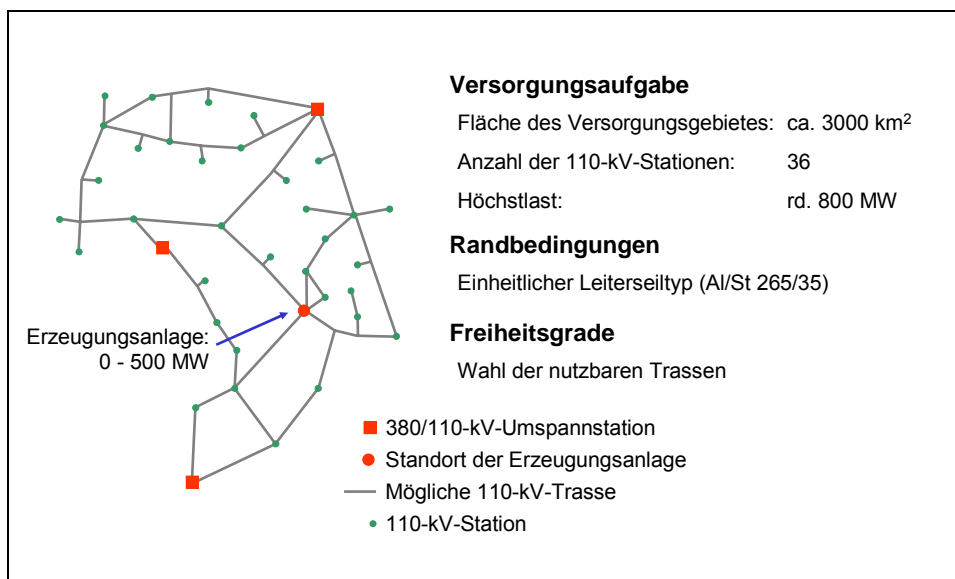


Abbildung 21: Betrachtetes Hochspannungsnetz zur Untersuchung der Kostenwirkung von Erzeugungsanlagen

- (709) Die resultierenden Netzkosten Abbildung 22 weisen einen für eine realitätsnahe Betrachtung typischen stufenförmigen Verlauf auf: Nicht bei jeder Erhöhung der Erzeugungskapazität, sondern jeweils erst bei Erreichen der Transportkapazität an einer beliebigen Stelle im Netz wird eine Änderung der Netzauslegung erforderlich. (Dabei wird hier nicht ein sukzessiver Netzausbau unterstellt, sondern jeweils das optimale Netz für jede Variante der Erzeugungskapazität ermittelt.) Insgesamt sind die Netzkosten bei Integration einer Erzeugungsanlage mit der bei der zugrunde gelegten Netzkonfiguration maximal möglichen Einspeiseleistung von 400 MW mehr als 20 % höher als im Zustand ohne Erzeugungsanlage. Diese Mehrkosten sind sowohl auf höhere Netzverluste im Umfeld der Erzeugungsanlage als auch, wie Abbildung 23 zeigt, auf eine zunehmend aufwändigere Netzstruktur bei höherer Erzeugungsleistung zurückzuführen.



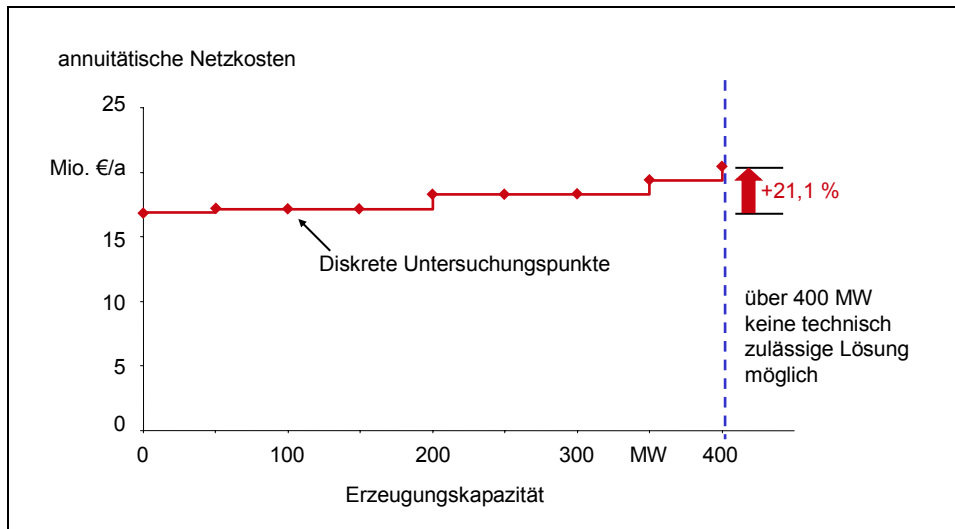


Abbildung 22: Zusammenhang von Netzkosten und Erzeugungskapazität im betrachteten Hochspannungsnetz

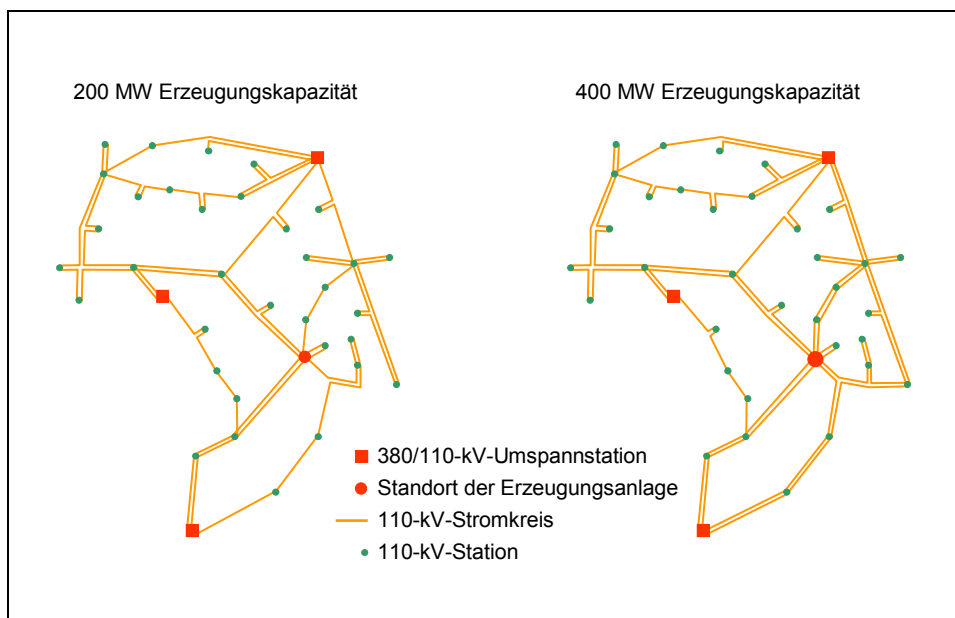


Abbildung 23: Struktur der Hochspannungs-Vergleichsnetze bei zwei unterschiedlichen Werten der Erzeugungskapazität

- (710) Die Erkenntnis, dass in der Anschlussebene von Erzeugungsanlagen mit nennenswerten Mehrkosten zu rechnen ist, hat auch die für Mittelspannungsnetze durchgeführte Untersuchung bestätigt. Hier haben sich in dem betrachteten Mittelspannungsnetz Mehrkosten von rund 5 % bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Höchstlast dieses Netzes ergeben. Diese Mehrkosten fallen, wie zu erwarten ist und durch eine weiterführende Untersuchung bestätigt werden konnte, in der Praxis noch höher aus, da Erzeugungsanlagen im Gegensatz zu der obigen „Grüne-Wiese“-Betrachtung in der Regel in ein bereits bestehendes Netz zu integrieren sind.
- (711) Gleichzeitig bewirkt die Integration von Erzeugungsanlagen in Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsnetze, dass ein geringerer Teil der Last durch Bezug aus überlagerten Ebenen gedeckt werden muss. Hierdurch tritt eine Entlastungswirkung

auf, die – bei unterstellter Neuplanung des Netzes – zu einer Kostenreduktion in den überlagerten Ebenen führt. Eine hierzu im Auftrag der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control in 2004 durchgeführte Untersuchung<sup>22</sup> hat jedoch ergeben, dass auch bei erheblichem Zubau dezentraler Erzeugung Kosteneinsparungen dieser Art maximal im kleinen einstelligen Prozentbereich zu erwarten sind, und dies auch nur in einem Teil der Netzebenen.

- (712) Insgesamt lassen diese Untersuchungen die Schlussfolgerung zu, dass die Integration von Erzeugungsanlagen eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat.

#### 11.4.3.5 Inhomogenität der Versorgungsaufgabe

- (713) Neben der durchschnittlichen Anschlusszahl und der summarischen Höchstlast in einem Versorgungsgebiet kann auch deren Verteilung auf das Versorgungsgebiet kostenrelevant sein. Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass diese Verteilung nicht homogen ist. Um den Einfluss der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe aufzuzeigen, wurden unterschiedliche Untersuchungen durchgeführt:
- (714) Die hier als „mikroskopische“ Inhomogenität bezeichnete Verteilung der einzelnen Anschlusspunkte im betrachteten Gebiet wurde mittels Referenznetzanalyse für Mittelspannungs-Stromnetze untersucht. Hierzu wurde für ein Gebiet mit vorgegebener Fläche, Gesamtlast und Stationszahl als Referenz zunächst die Referenznetz-Leitungslänge bei einer vollständig homogenen Verteilung der Anschlüsse über das Gebiet bestimmt. Anschließend wurden eine Vielzahl von Versorgungsaufgaben mit zufallsbestimmter und damit inhomogener, aber realitätsnaher Lastdichte- und Anschlussverteilung generiert und hierfür jeweils die Referenznetz-Leitungslängen ermittelt. Diese Leitungslängen wurden jeweils ins Verhältnis zur Referenz-Leitungslänge für die homogene Versorgungsaufgabe gesetzt und in Form von Häufigkeitsverteilungen dieser Verhältniszahlen aufgetragen. Diese Untersuchung wurde für Gebiete mit unterschiedlicher Lastdichte wiederholt, um deren Einfluss zu ermitteln. Abbildung 24 zeigt die erhaltenen Häufigkeitsverteilungen beispielhaft für Gebiete mit den Lastdichten 2 MW/km<sup>2</sup> und 0,4 MW/km<sup>2</sup>.

---

<sup>22</sup> Consentec GmbH: Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich. Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen, Dez. 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

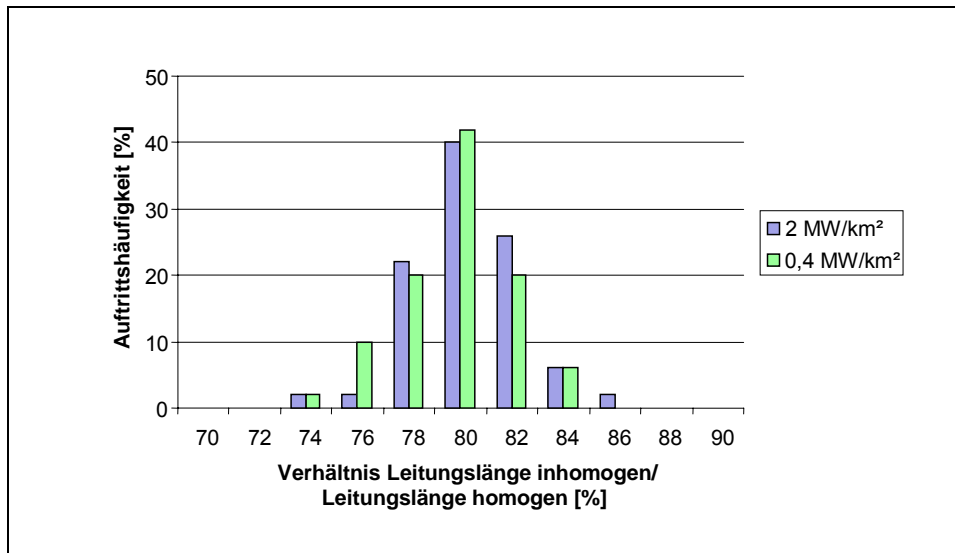


Abbildung 24: Einfluss „mikroskopischer“ Inhomogenität: VNA-Stromnetzleitungslänge bei inhomogener Zufallsverteilung der Anschlusspunkte gegenüber homogener Verteilung

- (715) Deutlich zu erkennen ist, dass die Leitungslänge bei inhomogenen Versorgungsaufgaben im Mittel um ca. 20 % geringer ist als im homogenen Fall. Dieses zunächst überraschende Ergebnis ist dadurch zu erklären, dass inhomogene Verteilungen im Vergleich zu homogenen immer Häufungen enthalten, die mit vergleichsweise geringer Leitungslänge pro Anschlusspunkt verbunden werden können.
- (716) Die Streuung der Leitungslängen liegt in der Größenordnung von  $\pm 5\%$ . Die Aussage zum Verhältnis zwischen Leitungslängen inhomogener und homogener Versorgungsaufgaben ist somit sehr robust. Sie hängt zudem praktisch nicht von der Lastdichte des Gebiets ab. Im Hinblick auf den Vergleich realer, inhomogener Versorgungsaufgaben untereinander ist die Streubreite jedoch nicht vernachlässigbar, da hiermit entsprechende Kostenunterschiede verbunden sein können.
- (717) In Abgrenzung dazu wird die ungleiche Verteilung der Last und/oder Anschlusszahl auf unterschiedliche Teilgebiete innerhalb eines Versorgungsgebiets hier als „makroskopische“ Inhomogenität bezeichnet. Sie wurde mittels Modellnetzanalyse für Gasnetze untersucht: Abbildung 25 zeigt die Modellnetz-Leitungslängen für jeweils zwei gleich große Teilgebiete mit unterschiedlichen Lastdichte-Verhältnissen und, da die Last pro Anschlusspunkt als konstant vorgegeben wurde, entsprechend unterschiedlichen Anschlusszahlen-Verhältnissen.

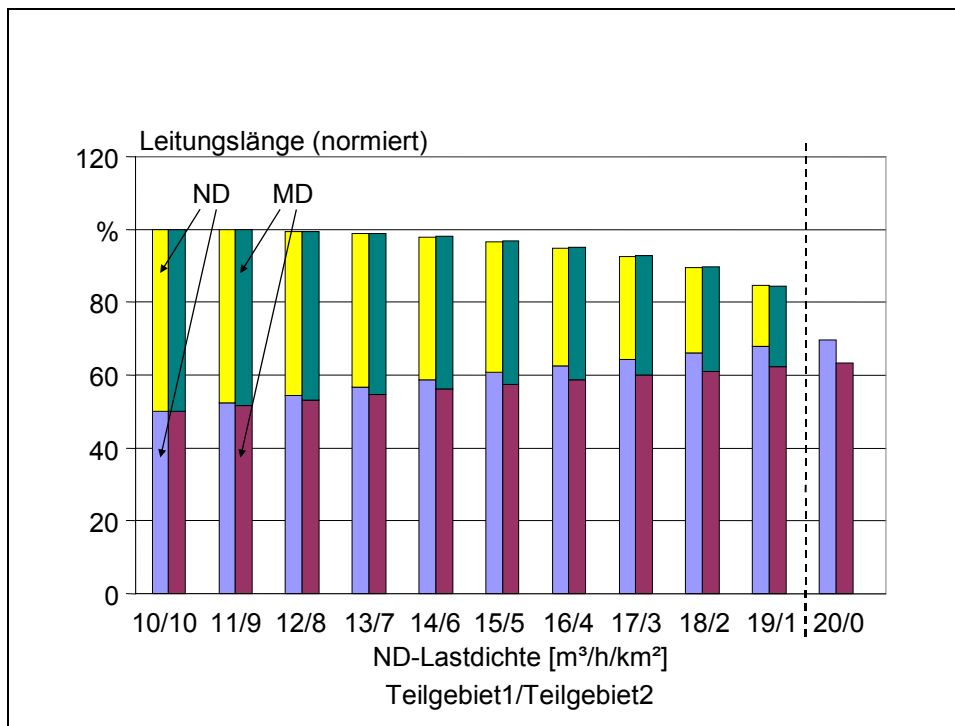


Abbildung 25: Einfluss „makroskopischer“ Inhomogenität: MNA-Gasnetz-Leitungslängen bei unterschiedlicher Lastdichteverteilung auf zwei (homogen strukturierte) Teilgebiete

- (718) Auch hier zeigt sich, dass die Gesamtleitungslänge umso geringer ist, je ungleicher Last und Anschlusszahl auf die beiden Teilgebiete aufgeteilt sind. Bei wachsender Ungleichverteilung steigt die Abweichung von der Leitungslänge im Fall der Gleichverteilung zunächst nur schwach, erreicht aber bei dem hier betrachteten maximalen Aufteilungsverhältnis von 19:1 mit knapp 20 % eine nennenswerte Größenordnung. (Die Aufteilung 20:0 ist hier nicht betrachtungsrelevant, da in einem der Teilgebiete dann kein Netz mehr benötigt wird, so dass es nicht mehr zur versorgten Fläche zählt.)
- (719) Diese Untersuchungen belegen, dass auch die Inhomogenität der Last- oder Anschlussverteilung in einem Versorgungsgebiet nennenswerten Einfluss auf die Netzkosten haben kann. Ob dies beim Unternehmensvergleich – etwa durch geeignete Flächendefinitionen oder durch Verwendung Teilgebiets-bezogener Daten – berücksichtigt werden muss, hängt wie bei anderen Kostentreibern davon ab, inwieweit sich das Ausmaß dieses Einflusses von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheidet.

#### 11.4.3.6 Planungsvorgaben (Beispiel: Stationsdimensionierung)

- (720) Neben den Eigenschaften der verwendeten Betriebsmittel sowie zwingenden technischen Nebenbedingungen hängt die Netzgestaltung für eine gegebene Versorgungsaufgabe von verschiedenen Planungsvorgaben ab, die im Ermessen des Netzbetreibers liegen. Um deren Kosteneinfluss aufzuzeigen, wurden beispielhaft Strom-Modellnetze für dieselbe Versorgungsaufgabe unter alleiniger Variation der Transformatorkapazität je Umspannstation zwischen Mittel- und Niederspannungsebene in einer praxisüblichen Bandbreite entworfen. Die nach Netzebenen aufgeschlüsselten Netzkosten für diese Varianten sind in Abbildung 26 dargestellt.

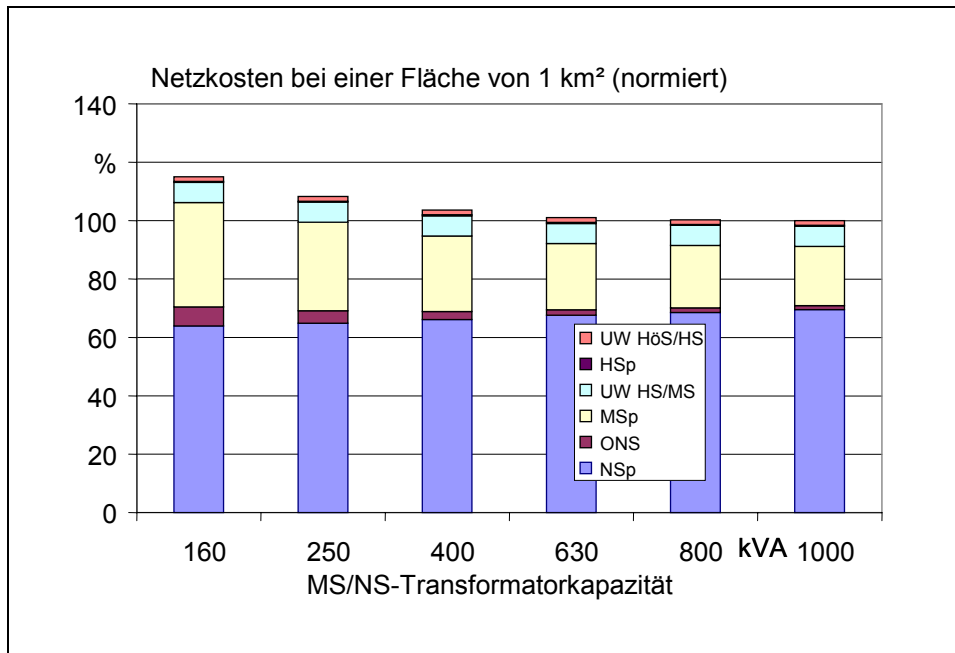


Abbildung 26: Kosten von Strom-Modellnetzen bei Variation der MS/NS-Transformatorgröße

- (721) Wie sich zeigt, hat die Variation dieser Planungsvorgabe erheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten wie auch deren Verteilung auf die Netzebenen. Die Tendenzen der Kostenwirkungen sind leicht nachvollziehbar: Mit steigender Transformatorgröße wird ein zunehmender Teil der Transportaufgabe des Netzes von der Mittel- auf die Niederspannungsebene verlagert, was zu entsprechenden Verschiebungen der Leitungskosten führt. Die Kosten der Umspannebene sinken gleichzeitig aufgrund von Skaleneffekten. Wie zu erkennen ist, ergibt sich bei reiner Kostenbetrachtung ein Optimum, das hier bei der maximal betrachteten Transformatorgröße von 1000 kVA liegt. Die Lage des Optimums hängt allerdings stark von der Versorgungsaufgabe und anderen Einflussfaktoren ab.
- (722) Grundsätzlich ist zu erwarten, dass Netzbetreiber jeweils die kostenoptimalen Planungsvorgaben auswählen, so dass eine Abweichung hiervon als ineffiziente Netzgestaltung anzusehen ist. Eine solche Abweichung kann jedoch auch dadurch begründet sein, dass ein bestimmtes Niveau der Netz Zuverlässigkeit, die hiervon stark abhängt, angestrebt wird. Inwieweit etwaige Mehrkosten zur Erreichung von Qualitätszielen beim Unternehmensvergleich anerkannt, d. h. nicht als Ineffizienz ausgelegt werden, ist im Zusammenhang mit den Prinzipien zur Berücksichtigung von Qualitätsaspekten bei der Anreizregulierung zu erwägen (siehe Ausführungen hierzu).

#### 11.4.4 Zusammenfassung der Ergebnisse der analytischen Kostentreiberanalyse

- (723) Die wesentlichen Ergebnisse der AKM werden anschließend noch einmal zusammengefasst, wobei gleichzeitig eine Klassifizierung entsprechend der oben angeführten wesentlichen Outputdimensionen vorgenommen wird.

	Ermöglichung von Transport	Bereitstellung von Kapazität
<b>Anschlusszahl (Strom und Gas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten der von der Veränderung der Anschlusszahl betroffenen Leitungsebene hängt stark von der Anschlusszahl ab, wohingegen in den überlagerten Ebenen praktisch keine Abhängigkeit besteht.</li> <li>• Abhängigkeit der Kosten der</li> </ul>	

	betroffenen Leitungsebene und der Anschlusszahl hat näherungsweise die funktionale Form einer Quadratwurzel. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusammenhang zwischen den Leitungskosten und der Gebietsfläche (bei gleichbleibender Anschlusszahl und Gesamtlast) hat die Form einer Wurzelfunktion.</li> </ul>	
<b>Lasthöhe (Strom und Gas)</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Übertragungskapazität zwischen zwei Spannungsebenen bzw. Druckstufen richtet sich nach der Summen-Höchstlast der an die untergelagerten Ebenen angeschlossenen Verbraucher</li> <li>• Zusammenhang näherungsweise proportional</li> </ul>
<b>Erschließungs- und Anschlussgrad (Gas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzliche Berücksichtigung von potentiellen Netzanschlüssen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzliche Berücksichtigung von potentiellen Netzhöchstlasten</li> </ul>
<b>Erzeugungsanlagen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erzeugungsanlagen als Netzanschlüsse berücksichtigen</li> <li>• Erzeugungsanlagen beeinflussen Dimensionierung der Netzlängen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erzeugungsanlagen reduzieren notwendige Kapazitäten der übergelagerten Umspannebenen.</li> </ul>
<b>Inhomogenität der Versorgungsaufgabe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inhomogenität verursacht niedrigere Netzlängen im Vergleich zu homogenen Versorgungsaufgaben.</li> </ul>	

Tabelle 16: Zusammenfassung analytische Kostentreiberanalyse

## 11.5 Qualitative Kostentreiberanalyse

- (724) Relevante Kostentreiber für die deutschen Netzbetreiber für Strom und Gas wurden auch auf qualitativem Wege, d.h. im Rahmen einer Expertenbefragung identifiziert. Hierzu wurden thematisch getrennten Fragebögen mit Experten und Netzbetreiber zu potentiell relevanten exogenen, endogenen und gemischten Kostentreiber befragt. Zur Ermittlung relevanter Kostentreiber wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:
- Erfassung der bisher im europäischen und außereuropäischen Ausland in Benchmarkingprozessen verwendeten Parameter.
  - Aufstellung einer Liste der zu befragenden Experten.
  - Formulierung eines geeigneten Fragenkatalogs jeweils für Strom- und Gasnetze.
  - Auswertung der Antworten auf die Befragung.
  - Gutachterliche Bewertung der Befragungsergebnisse.
  - Koordination und Abgleich der qualitativen Ergebnisse mit anderen Projekten.

### 11.5.1 Befragung

- (725) Die Befragung erfolgte durch das Internet und wurde nach Beginn der Expertenbefragung für alle deutschen Netzbetreiber in den Sektoren Strom und Gas geöffnet. Die Unternehmen wurden per E-mail benachrichtigt, dass für sie vom 19.12.2005 bis einschließlich 13.01.2006 die Möglichkeit bestand, freiwillig an dieser Befragung teilzunehmen. Von den insgesamt rund 1600 angeschriebenen Netzbetreibern haben 76 teilgenommen. Details zur Durchführung und den Auswertungen wurden durch das WIK im 3. Referenzdokument ausführlich darlegen. Stellt man die einzelnen Ränge der Kostentreiber beider Befragungen auf Ebene 1 einander gegenüber, erhält man für den Korrelationskoeffizienten nach Pearson mit rund 0,867 (Strombefragung) bzw. 0,643 (Gasbefragung) recht hohe Werte, was einen starken linearen Zusammenhang der vergebenen Ränge impliziert. Somit kann insgesamt eine sehr hohe Kongruenz für die Ergebnisse beider Befragungsrunden festgestellt werden.

- (726) Der Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) und der Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (VDN) haben mit Schreiben vom 06.12.2005 zu der Expertenbefragung Stellung genommen. Daneben hat der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) unter dem 24.03.2006 zu der Expertenbefragung und der Präsentation der Endergebnisse Stellung genommen.
- (727) Sowohl der VDEW/VDN als auch der BGW beanstanden in ihren Stellungnahmen vor allem, dass die Begriffsdefinition und Erläuterungen in der Expertenbefragung zu ungenau und die Ergebnisse derselben deshalb nur unter Einschränkungen zu interpretieren seien. Die hohe Komplexität der Zusammenhänge zwischen den abgefragten Kostentreibern werde durch die Befragung nicht ausreichend abgebildet und es wird grundlegend in Zweifel gezogen, ob die befragten Experten in der Lage seien die Wechselbeziehungen richtig und exakt einzuschätzen. Schließlich werden verschiedene Gesichtspunkte der Befragungsmethodik kritisiert.
- (728) Der BGW hat darüber hinaus noch verschiedene Aspekte aufgeführt, die aus seiner Sicht nicht angemessen in den Antwortmöglichkeiten berücksichtigt worden seien.
- (729) Der VDEW/VDN kommt so zu dem Schluss, dass aus der Befragung „keine sachgerechten Schlussfolgerungen gezogen werden können“. Der BGW rät zu einer vorsichtigen Interpretation der Ergebnisse, die „allenfalls gewisse qualitative Tendenzen, jedoch keine quantitativen Zusammenhänge aufzeigen [können]“.
- (730) Diese Hinweise werden durch die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur vollständig berücksichtigt: Der grundsätzlich eingeschränkten Aussagekraft einer Expertenbefragung wird von der Bundesnetzagentur bei der Bewertung der Ergebnisse Rechnung getragen. Deshalb stellt die Befragung weder das alleinige, noch das allein ausschlaggebende Instrument zur Identifizierung der Kostentreiber dar. Insbesondere die Quantifizierung des Einflusses verschiedener Kostentreiber wird mittels anderer Methoden vorgenommen. Die Ergebnisse der Expertenbefragung bieten allerdings eine Basis für weitere Untersuchungen mit anderen Methoden. Zudem sollte durch die Befragung eine frühzeitige, umfangreiche und breite Beteiligung der energiewirtschaftlichen Experten an der Kostentreiberanalyse ermöglicht werden. Darüber hinaus haben auch zahlreiche Netzbetreiber die ihnen gebotene Möglichkeit zur Einbringung ihrer Fachkenntnis genutzt.

### 11.5.2 Ergebnisse

- (731) Die Befragungsergebnisse wurden im Kontext einer systematischen Einteilung der Kostentreiber geordnet und bewertet. Dieser Vorgehensweise liegt einerseits eine Einteilung in exogene und endogene Kostentreiber zugrunde. Andererseits geht sie davon aus, dass sich die Befragungsergebnisse bzw. die darin enthaltenen Kostentreiber bestimmten Funktionen und Aufgaben zuordnen lassen, die ein Netzbetreiber wahrnimmt. Zu diesem Zweck wird zunächst die zugrunde liegende Systematik eines so genannten Kostentreiberbaumes erläutert, auf dessen Basis anschließend eine Zuordnung der Befragungsergebnisse auf bestimmte Aufgaben und Funktionen erfolgt sowie die bereits angesprochene Einteilung in exogene oder endogene Faktoren. Dies geschieht ausführlich am Beispiel der Niederspannung Strom, da diese Netzebene aufgrund ihrer Vielzahl an Netzbetreibern für die zukünftige Regulierungspraxis von außerordentlicher Bedeutung ist.
- (732) Alle als relevant identifizierten Parameter wurden dahingehend untersucht, inwieweit zwischen ihnen Abhängigkeiten bestehen bzw. inwieweit es möglich ist, einzelne Aspekte durch andere ebenfalls abgefragte und als relevant identifizierte Kostentreiber abzubilden. So hat sich z.B. gezeigt, dass sich eine Reihe von Aspekten (z.B. die Zahl der Einwohner) unter dem Kostentreiber „Anzahl der Kundenanschlüsse“ subsumieren lassen. Es lässt sich hier auch von einer indirekten Abbildung sprechen. Eine solche Zuordnung bzw. indirekte Abbildung erfolgt für alle Netzebenen beider Sektoren. Um deutlich zu machen, welcher Anteil der von den Experten insgesamt als relevant eingeschätzten Kostentreiber auf diesem Wege

abgebildet wird, erfolgt eine Zurechnung. D.h. dem als relevant identifizierten Kostentreiber werden die Gesamtpunkte der Faktoren zugeschlagen, die durch diesen Kostentreiber auch oder indirekt abgebildet werden. Es lässt sich dann im Endergebnis zeigen, welcher Anteil der insgesamt bepunkteten Kostentreiber durch die letztlich ausgewählten abgebildet wird. Dieses Vorgehen wird in tabellarischer Form dargestellt.

#### 11.5.2.1 Erläuterungen zur Systematik des Kostentreiberbaumes

- (733) Die Einordnung der abgefragten Parameter wird anhand eines so genannten „Kostentreiberbaumes“ vorgenommen, welcher eine Systematik der Kostentreiber und deren gegenseitiger Wirkungszusammenhänge abbildet. Dieses Modell wurde von Consentec für das Projekt „Analytische Kostenmodelle in der Energiewirtschaft“ sowie in einer ähnlichen Variante von Frontier Economics Ltd., Köln und London entwickelt. Es stellt das funktionelle Zusammenwirken zwischen Kostentreibern sowie Elementen der Netzkosten dar. Die in der Expertenbefragung abgefragten Kostentreiber wiesen häufig untereinander kausale Wirkungszusammenhänge auf, d.h. eine Bewertung der einzelnen Faktoren konnte nicht immer vollständig unabhängig voneinander erfolgen. Diese bestehenden funktionellen Zusammenhänge zwischen Kostentreibern sowie die daraus resultierenden Kosten können nun ergänzend mit Hilfe der Systematik des Kostentreiberbaumes erfasst werden.
- (734) Abbildung 27 zeigt, wie potenziell relevante Kostentreiber als Ergebnisse der Expertenbefragung auf einzelne Bereiche des Kostentreibersystematik zugeordnet werden können. Die Nummerierung erfolgt dabei je nach Wichtigkeit der dahinter stehenden abgefragten Globalfaktoren, beginnend mit dem als wichtigsten erachteten Thema, das in der Kostentreibersystematik dem Bereich der Versorgungsaufgabe zugeordnet werden kann. Die im Folgenden für das Beispiel der Niederspannung als exogen und somit nicht beeinflussbar identifizierten Faktoren oder Umstände wurden dunkel dargestellt. Es sind dies die Versorgungsaufgabe, die Gebietseigenschaften und die technischen Nebenbedingungen. Hinzu treten Aspekte, die sowohl exogenen als auch endogenen Charakter haben: die Alterstruktur der Anlagen und die Planungsvorgaben des Netzbetreibers. Zusätzlich werden rein endogene Aspekte des Netzbetriebes abgebildet, worunter hier vor allem das Anlagen-Mengengerüst und die Planungs- und Betriebskonzepte verstanden werden.



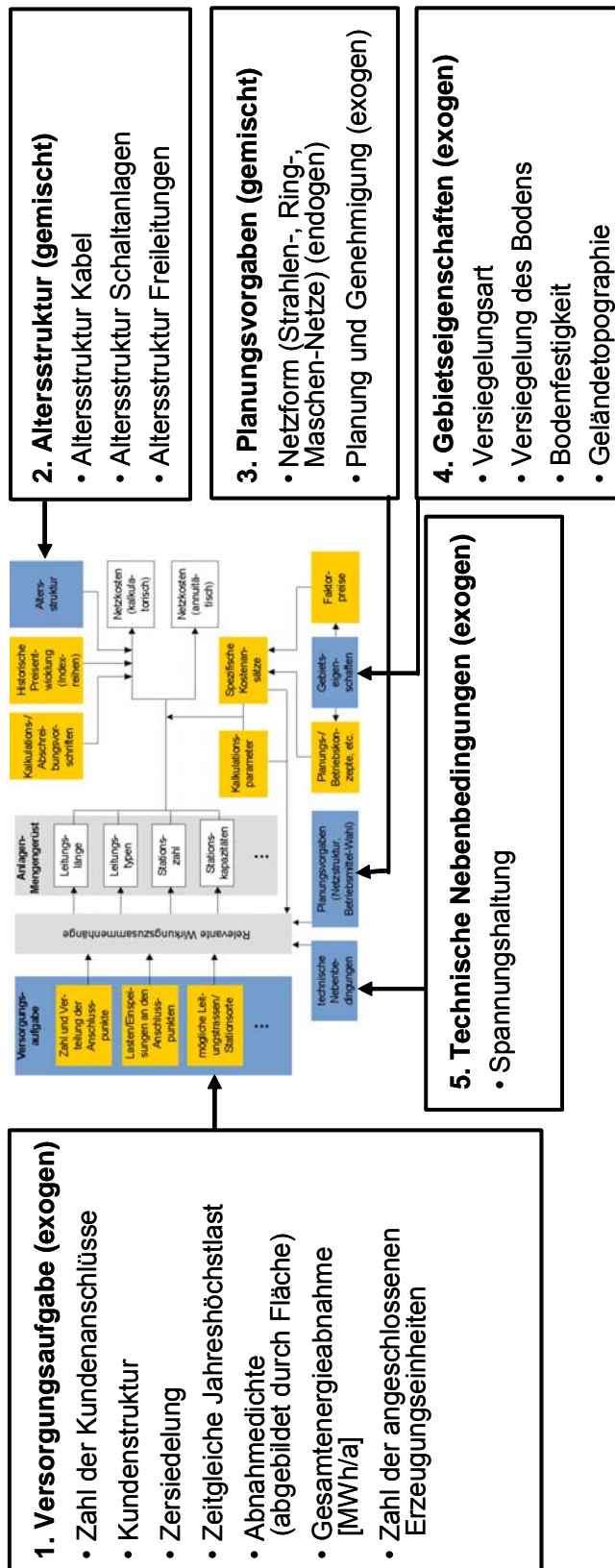


Abbildung 27: Einordnung der Befragungselemente am Beispiel der Niederspannung in die Systematik des Kostentreiberbaumes

(735) Im folgenden werden die wichtigsten der verwendeten Bezeichnungen erläutert, die zum Großteil identisch zu den Oberthemen der Expertenbefragung gebraucht

werden, aber aufgrund des differierenden Erklärungsansatzes der Modellnetzanalyse teilweise auch Unterschiede in der Bedeutung aufweisen. In der Abbildung links beginnend, stellt der Faktor „Versorgungsaufgabe“ einen recht umfangreichen Bereich dar. Er wird definiert als Gesamtheit der Anforderungen an die Netzfunktionalität in einem gegebenen Versorgungsgebiet. Ein Beispiel für einen Teilaspekt der Versorgungsaufgabe ist die Zahl der Anschlusspunkte. Dieser Faktor und weitere Teilaspekte befinden sich innerhalb des Kastens. Die Anforderungen, die sich aus der Versorgungsaufgabe ergeben, sind insgesamt durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar und werden daher als exogen kategorisiert. Mit der spezifischen Versorgungsaufgabe, der sich ein Netzbetreiber gegenüberstellt, korrespondiert die Ausgestaltung des relevanten Anlagen-Mengengerüsts in seinen unterschiedlichen Merkmalsausprägungen wie Leitungslänge, Anzahl der Stationen etc. Das Anlagen-Mengengerüst selbst ist jedoch als endogener Faktor einzustufen, da es durch die individuelle Netzplanung des einzelnen Unternehmens beeinflusst werden kann.

- (736) Mit den beiden Kästchen „technische Nebenbedingungen“ und „Planungsvorgaben“ werden diejenigen Vorgaben bezeichnet, die ein Netzbetreiber beim Bau und Betrieb einer Anlage beachten muss, weshalb diese in aller Regel als exogen eingestuft werden müssen. Soweit sich diese jedoch auf die Qualität beziehen, ist zu diskutieren, ob an dieser Stelle nicht auch teilweise beeinflussbare Größen enthalten sind. Das Anlagen-Mengengerüst ergibt zusammen mit den spezifischen Kostenansätzen (sowie der Nutzungsdauer) die Höhe der annuitätischen Netzkosten, d.h. der langfristigen Durchschnittskosten. Diese spezifischen Kostenansätze sind als exogen zu bezeichnen, sie werden wiederum u.a. von den Faktorpreisen beeinflusst. Dieses Vorgehen beinhaltet die Unterstellung, dass der Netzbetreiber auf seinen Beschaffungsmärkten keine Marktmacht besitzt und sich daher als Mengenanpasser/Preisnehmer verhält. Die Kalkulationsvorschriften können, da sie von außen (d.h. in diesem Falle durch die Politik) festgelegt werden, als Mischform zwischen endogenen und exogenen Parametern betrachtet werden. Ähnliches gilt für die nicht völlig vom Netzbetreiber zu kontrollierende Altersstruktur der Anlagen. Durch den Einfluss beider Faktoren weichen die ermittelten kalkulatorischen Netzkosten von den langfristigen Durchschnittskosten ab.
- (737) Die im Folgenden für das Beispiel der Niederspannung als exogen und somit nicht beeinflussbar identifizierten Faktoren oder Umstände wurden mit dunklem Hintergrund versehen. Es sind dies die Versorgungsaufgabe, die Gebietseigenschaften und die technischen Nebenbedingungen. Hinzu treten Aspekte, die sowohl exogenen als auch endogenen Charakter haben: Die Altersstruktur der Anlagen und die Planungsvorgaben des Netzbetreibers. Zusätzlich werden rein endogene Aspekte des Netzbetriebes abgebildet, worunter hier vor allem das Anlagen-Mengengerüst und die Planungs- und Betriebskonzepte verstanden werden.
- (738) Alle im Rahmen der Expertenbefragung abgefragten Einflussfaktoren können anhand der Systematik des Kostentreiberbaumes den drei genannten Kategorien vollständig zugeordnet werden. Die einzelnen potenziell kostentreibenden Faktoren aus der Expertenbefragung können ebenso in exogene, endogene oder so genannte gemischte Kostentreiber (sowohl exogene als auch endogene Anteile) eingeteilt werden.
- (739) In Tabelle 19 werden thematisch verwandte exogene Kostentreiber zusammengefasst und die zugehörigen Punkte addiert. Tabelle 17 beschreibt exemplarisch für die Niederspannung, welche Kostentreiber zusammengefasst werden. Unter dem Kostentreiber „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ wurden z.B. 9 weitere exogene Kostentreiber zusammengefasst. Unter dem Kostentreiber „Genehmigungsverfahren“ hingegen können z.B. keine weiteren Kostentreiber zusammengefasst werden.

<b>Abnahmestruktur</b>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (Spitzenlast) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung der Netzkapazität</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Auslastung der Netzkapazität im Jahr</li> <li>• Zeitungleiche Jahreshöchstlast</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast auf die Kunden</li> <li>• Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast [h/a]</li> <li>• Verteilung der Benutzungsdauer der Jahreshöchstlast auf die Kunden</li> <li>• Verteilung der Spitzenlast über das Jahr</li> </ul>
Abnahmedichte (MWh / qkm) [ersetzen durch Fläche] <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss auf das Netzgebiet</li> <li>• Verteilung der Abnahmemenge je Anschluss über die Kunden</li> </ul>
Gesamtenergieabnahme (MWh/a) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchschnittliche Abnahme je Anschluss [MWh pro Anschluss]</li> </ul>
<b>Abnehmerstruktur</b>
Kundenstruktur (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilung der Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Sonstige) auf das Netzgebiet</li> </ul>
Zahl der Kundenanschlüsse <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschlussdichte (Anschlüsse / qkm)</li> <li>• Zahl der Einwohner</li> </ul>
Zersiedelung (Messgröße definieren) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhältnis der Kundenanzahl in ländlichen Regionen zur Kundenanzahl in städtischen Regionen</li> <li>• Einwohnerdichte (Einwohner / qkm)</li> <li>• Verhältnis der Einwohneranzahl in ländlichen Regionen zur Einwohneranzahl in städtischen Regionen</li> </ul>
<b>Umweltfaktoren</b>
Versiegelungsart <ul style="list-style-type: none"> <li>• Versiegelung des Bodens</li> </ul>
Bodenfestigkeit
<b>Erzeugungsstrukturen</b>
Zahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteil Erneuerbarer Energien</li> <li>• Anteil Kraftwärmekopplung</li> </ul>
<b>Planung und Genehmigung</b>
Einhaltung von Umweltschutzanforderungen
Genehmigungsverfahren
<b>Technische Qualität</b>
Spannungshaltung

Tabelle 17: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren

(740) Die in Tabelle 18 dargestellten endogenen Kostentreiber lassen sich durch die Analyse des Kostentreiberbaums gemäß Abbildung 27 und Abbildung 28 durch

exogene Kostentreiber abbilden. Alle abbildbaren endogenen Kostentreiber liegen im Punkt „Netzstruktur und Betrieb“ der Ebene 1.

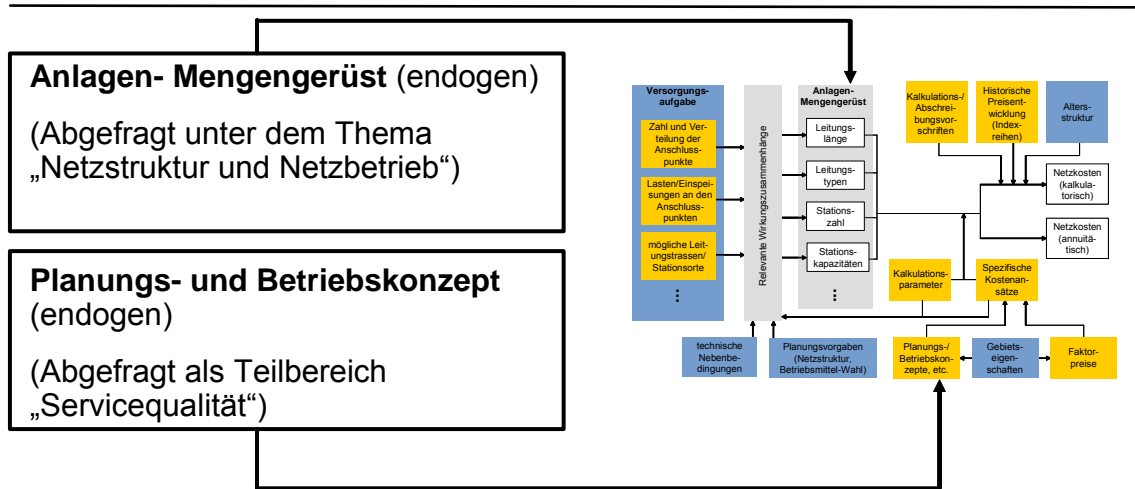


Abbildung 28: Einordnung der Befragungselemente als endogen identifizierte Parameter am Beispiel der Niederspannung

<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>
Trassenlänge Kabel [km]
Stromkreislänge Kabel [km]
Verkabelungsgrad
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung
Trassenlänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Kabel je Fläche [km/qkm]
Stromkreislänge Freileitungen je Fläche [km/qkm]
Anzahl der Masten
Netzverluste (MWh)
Stromkreislänge Kabel je Abnahmemenge [km/MWh]
Stromkreislänge Freileitungen je Abnahmemenge [km/MWh]

Tabelle 18: Diejenigen endogenen Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind.

(741) Die Punkte, die von den Experten für die in Tabelle 18: Diejenigen endogenen Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind, genannten endogenen Kostentreiber gegeben wurden, können somit den exogenen Kostentreibern hinzugefügt werden. Dies ist in Tabelle 19 exemplarisch für die Niederspannung dargestellt.

Zuordnung beeinflussbarer Faktoren (endogen)	Punkte einzeln	davon durch exogene Faktoren abgebildet
<b>Netzstruktur und Netzbetrieb</b>	1813,76	<b>1506,97</b>
<b>Netzeigenschaften (Netzform und Vermaschungsgrad)</b>	281,48	0,00
<b>Servicequalität</b>	0,00	0,00
<b>Versorgungszuverlässigkeit (Outputparameter)</b>		
Verringerung der Nichtverfügbarkeit (min/a) (744)	Fernleitungsnetz 240,16 Verteilernetz 0,00	0,00
Verringerung der Unterbrechungshäufigkeit (1/a) Punkte für exogene plus Punkte für diejenigen endogenen KT, die durch exogene KT abbaubar sind	4470	186,79 4564
Verringerung der Wartezeit (min)	8447	186,79
<b>Zwischensumme Versorgungszuverlässigkeit</b>	<b>613,74</b>	8011
<b>Gemischte Faktoren: Sowohl nicht beeinflussbare und beeinflussbare Komponenten</b>		
<b>Altersstruktur (Netzeigenschaften)</b>		
Altersstruktur der Kabel	386,44	0,00
Altersstruktur der Schaltanlagen	257,63	0,00
Altersstruktur der Freileitungen	190,83	0,00
<b>Zwischensumme Altersstruktur</b>	<b>834,90</b>	
<b>Gesamtsumme der erfassten Punkte aus Tabelle 3 und den 1506 Punkten für endogenen Faktoren, die durch exogene Faktoren abbildbar sind (gelb markiert)</b>		<b>6210,37</b>

Tabelle 19: Zuordnung der beeinflussbaren Faktoren für die Niederspannung

### 11.5.3 Zusammenfassung der qualitativen Kostentreiberanalyse

- (742) Durch die Analyse des Kostentreiberbaums können einige endogene Kostentreiber durch die relevanten exogenen Kostentreiber abgebildet werden. Die an diese endogenen Kostentreiber vergebenen Punkte können zu den Punkten der exogenen Kostentreiber hinzuaddiert werden.
- (743) Die so ermittelten Verhältnisse sind in Tabelle 20 und
- (745) Tabelle 21 für alle Netzebenen für die Bereiche Strom und Gas dargestellt und zeigen generell hohe Abdeckungen der Gesamtpunkte durch die exogenen Kostentreiber.
- (746) Die Umspannebenen im Sektor Strom haben einen tendenziell höheren Abdeckungsgrad als die Netzebenen HÖS, HS, MS und NS, da eine Reihe von endogenen Kostentreibern, wie z.B. Servicequalität und Versorgungszuverlässigkeit, hier nicht relevant sind. Der Anteil exogener Kostentreiber ist somit tendenziell höher.

	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS
Punkte für exogene KT plus Punkte für diejenigen endogenen KT, die durch exogene KT abbildbar sind	4898	5812	5224	6695	5474	6658	6210
Gesamtpunkte	7731	7434	8927	8547	8751	8569	8830

Tabelle 20: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Strom

	Fernleitungsnetz	Verteilernetz
Punkte für exogene KT plus Punkte für diejenigen endogenen KT, die durch exogene KT abbildbar sind	4470	4564
Gesamtpunkte	8447	8011

Tabelle 21: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Gas

- (747) Der Abdeckungsgrad für den Sektor Gas ist tendenziell niedriger als für den Sektor Strom, weil hier einige Kostentreiber als gemischte angesehen werden, die im Sektor Strom exogen angesehen werden. Beispiele sind die Abnahmedichte und die Zahl der Kundenanschlüsse. Da die exogenen Anteile der gemischten Kostentreiber in unseren Untersuchungen nicht berücksichtigt wurden, ist die Summe der durch exogene Kostentreiber erfassten Punkte für den Sektor Gas somit tendenziell kleiner.
- (748) Insbesondere wurde bestätigt, dass die bisher durchgeführten Datenabfragen der Bundesnetzagentur bis auf eine Ausnahme keine Kostentreiber vernachlässigt haben. Die einzige Ausnahme, die von den Experten zusätzlich genannt wurde, ist der Kostentreiber „Art der Versiegelung“. Hierfür werden Näherungswerte in Kap. 11.6 benannt.

## 11.6 Geologische und geographische Daten (Umweltfaktoren)

- (749) Zu den für einen Netzbetreiber potenziell relevanten Kostentreibern gehören auch die strukturellen Gegebenheiten in dem entsprechenden Versorgungsgebiet. Es gilt, diese möglichst genau in Bezug auf die tatsächlichen Gegebenheiten abzubilden und in das Benchmarking zu integrieren. Bei den zu betrachtenden gebietsstrukturellen Merkmalen handelt es sich um :
- die Flächennutzungskategorien
  - die ingenieurgeologischen Bodenklassen
  - und um das Relief, das Aussagen über die Höhendifferenz und die Neigung des Geländes erlaubt.
- (750) Ermittelt wurden die Parameter auf der Basis bundesweit vorliegender geographischer Daten. Dabei handelt es sich um die CORINE 2000 des DLR, das ATKIS DLM 250 und das DGM 250 des BKG, die BÜK 1000 und die BÜK 200 sowie die GÜK 1000 der BGR. Vorgenommen wurde eine Verschneidung mit den geographischen Gemeindedaten des BKG, um die Zuordnung der ermittelten Werte auf die AGS und damit letztlich auch auf die einzelnen Netzbetreiber zu ermöglichen.

### 11.6.1 Flächennutzung

(751) Die CORINE-2000-Daten des DLR, die auf einer aktuellen fehlerbereinigten Satelliten-Bild-Interpretation basieren, enthalten flächendeckend für die Bundesrepublik Deutschland Flächennutzungskategorien. Diese wurden für die Ermittlung gebietsstruktureller Kostentreiber wie folgt zusammengefasst:

- Siedlung mit durchgängiger städtischer Prägung
- Siedlung mit nicht durchgängiger städtischer Prägung (inkl. städtische Grünflächen sowie Sport- und Freizeitanlagen)
- Industrie- und Gewerbefläche (inkl. Hafengebiete und Flughäfen)
- Verkehr (z.B. Bahnhöfe und Parkplätze)
- Deponien, Baustellen und Abbauflächen des Bergbaus
- Vegetation (z.B. Acker, Wein- und Obstbau, Wiese, Weide, natürliches Grünland, Sand und Dünen, Wald, Heide, Moor, Sumpf und Gezeitenfläche)
- Fels, Gletscher und Dauerschneegebiet
- Wasser (z.B. Gewässerlauf, Wasserfläche, Lagunen, Mündungsgebiet und Meer)

(752) Da die CORINE-2000-Daten nur in der Maßstabsebene flächig erkennbare Objekte enthalten, werden Straßen, Bahnlinien und linienhafte Gewässer (mit Ausnahme breiter Flüsse wie der Elbe) sowie einzelne Bauobjekte (z. B. Schlösser) und kleine Ansiedlungen nicht erfasst. Daher wurden die CORINE-2000-Daten durch Daten des Digitalen Landschaftsmodells 250 des Automatisierten Topographisch Kartographischen Informationssystems (ATKIS DLM 250) des BKG ergänzt. Hierfür wurden die Linien der Objektbereiche Verkehr und Wasser entsprechend ihrer Breitenklassifizierung sowie kleine Siedlungspunkte und einzelne Bauobjekte um einen pauschalen Wert zu Flächenobjekten ausgeweitet. Diese Flächenerzeugung wurde mittels einer Pufferung mit einer Breite nach folgender Liste vorgenommen:

- Punktförmige Siedlungen wurden mit dem Wert 300 m (= Radius) gepuffert
- Punktförmige Objekte wie Schlösser und Burgen wurden mit dem Wert 50 m gepuffert
- Linienförmige Straßen wurden gemäß der in den DLM-Daten angegebenen Breitenklasse unter Berücksichtigung der Anzahl der Fahrbahnen gepuffert
- Linienförmige Straßen, für die in den DLM-Daten keine Breitenangaben vorhanden sind, wurden unter Berücksichtigung der Anzahl der Fahrbahnen mit einem angenommenen Wert von 5 m gepuffert
- Linienförmige Hauptverkehrswege wurden pauschal auf eine Breite von 4 m gepuffert
- Linienförmige Schienenbahnen wurden entsprechend der in den DLM-Daten angegebenen Anzahl der Gleise wie folgt ausgeweitet:
  - Eingleisige Schienenbahnen: auf 4 m Breite
  - Zweigleisige Schienenbahnen: auf 8 m Breite
  - keine Angaben: auf 4 m Breite
- Linienförmige Kanäle wurden mit Hilfe des in den DLM-Daten enthaltenen klassifizierten Breitenmittelwertes gepuffert. Ist in den DLM-Daten keine Breitenangabe vorhanden, so wurde pauschal eine Breite von 6 m angenommen
- Linienförmige Wasserläufe (nur „auf der Erdoberfläche“, nicht „verrohrt, unterirdisch, bedeckt“) wurden ebenfalls auf der Basis des klassifizierten Breitenmittelwertes gepuffert. Wenn keine Angabe vorhanden ist, wurde eine Breite von 6 m angenommen

(753) Auf Grund der verschiedenen Quellen und der Pufferung überlagern sich Flächen unterschiedlicher Art. Mit folgender Prioritätenliste erhält jeder einzelne Flächenquadratmeter eindeutig eine Flächenkategorie zugeordnet:

- Straße/Weg (aus DLM),
- Wasserlauf (aus DLM),
- Schienenbahn (aus DLM),
- Gebäude und Ortslagen (aus DLM),
- CORINE-Objektarten (siehe oben).

(754) Auf der Basis der so erzeugten Flächennutzungsdaten wurden für jede Gemeinde Deutschlands (d. h. für jeden AGS) jeweils in % und in km<sup>2</sup> die oben genannten insgesamt 8 Flächennutzungsparameter ermittelt. Die CORINE-2000-Daten wurden, wie erläutert, entsprechend der folgenden Liste durch die Daten des DLM 250 ergänzt:

- Siedlung mit durchgängiger städtischer Prägung: ohne Ergänzung
- Siedlung mit nicht durchgängiger städtischer Prägung: Ergänzung um gepufferte punktförmige Siedlungen und Objekte wie Schloss, Burg usw.
- Industrie- und Gewerbefläche: ohne Ergänzung,
- Verkehr: Ergänzung um gepufferte linienhafte Straßen, Hauptwirtschaftswege und Schienenbahnen
- Deponien, Baustellen und Abbauflächen des Bergbaus: ohne Ergänzung
- Vegetation: ohne Ergänzung
- Fels, Gletscher und Dauerschneegebiet: ohne Ergänzung
- Wasser: Ergänzung um gepufferte linienhafte Wasserläufe und Kanäle

### 11.6.2 Bodenklassen

(755) Ebenfalls zu den zu berücksichtigenden gebietsstrukturellen Merkmalen zählt die Bodenklasse. Für den Grundbau sind gemäß der Norm DIN 18300 die folgenden ingenieurgeologischen Bodenklassen definiert.

Bodenklasse	Bezeichnung	Kennzeichen
1	Oberboden	Humus, oberste Schicht des Bodens (Mutterboden)
2	Fließende Bodenarten	Boden mit relativ hohem Wassergehalt (flüssig bis zähflüssig) inkl. Wasserflächen
3	Leicht lösbare Bodenarten	Sand- und Kiesboden mit geringem Steinanteil
4	Mittelschwer lösbare Bodenarten	Leichte bis mittlere Plastizität, ineinandergebunden mit geringem Steinanteil
5	Schwer lösbare Bodenarten	Böden der Bodenklasse 3 und 4 mit einem großen Steinanteil
6	Leicht lösbarer Fels und ähnliche Bodenarten	Felsiger Boden, jedoch brüchig, zerklüftet, weich oder verwittert sowie ähnlich verfestigte Bodenarten
7	Schwer lösbarer Fels	Felsiger Boden mit einem festem Gefüge, wenig brüchig, zerklüftet oder verwittert



Tabelle 22: Ingenieurgeologische Bodenklassen nach der DIN 18300

- (756) Diese ingenieurgeologischen Bodenklassen stehen in Deutschland nicht als bundesweit einheitlicher Datensatz zur Verfügung. Aus diesem Grunde wurde dieser aus anderen Informationsquellen abgeleitet. Genutzt wurden hierfür die bodenkundlichen Informationen der BÜK 200 und der BÜK 1000 inkl. der mit diesen Daten vorliegenden Datenbank der Bodenhorizonte sowie die geologischen Informationen der GÜK 1000.
- (757) Die Ableitung der Bodenklassen erfolgte für jede der 72 Bodenformen (=Legendeneinheiten) der BÜK 1000 für jeden einzelnen Bodenhorizont (=Schichtung des Bodens). Dabei erhielt der A-Horizont (=Oberboden) immer die Bodenklasse 1. Zur Bestimmung der Bodenklassen aller anderen Horizonte wurden die in den Daten der BÜK 1000 sowie in den Daten der GÜK 1000 enthaltenen Informationen in der nachfolgend beschriebenen Weise verwendet.
- (758) Grundlage der Definitionen von Feinbodenanteil und Bindigkeit bildet immer die einheitlich geltende bodenkundliche Kartieranleitung (KA 5) der BGR.
- (759) Ein erster Parameter der Bestimmung der Bodenklasse ist die Korngrößenverteilung des Feinbodens ( $\leq 2$  mm), die durch die Definition der „Bindigkeit“ nach der KA 5 eine Eingangsgröße für die Bestimmung der Bodenklassen ist.
- (760) Weiterhin wurde die für jeden Bodenhorizont in der BÜK 1000 angegebene Skelettstufe (Anteil des Grobbodens  $> 2$  mm) in die Masseprozentage übersetzt und auf die Definition der Bodenklassen angewendet.
- (761) Bei der Auswahl der Flächen mit einem Gesteinsanteil kleiner oder größer 63 mm wurde die Beschreibung der Bodenlegende der BÜK 1000 berücksichtigt.
- (762) Enthält die Datenbank der BÜK1000 eine Horizontierung (Schichtung) für eine Legendeneinheit, so ist Horizonttabelle dieser Datenbank die Bearbeitungsgrundlage für die Berücksichtigung der Korngrößenzusammensetzung dieser Flächen.
- (763) Aus den konkreten Korngrößenanteilen des Fein- und Grobbodens wurde jedem Bodenhorizont eine Bodenklasse zugeordnet, so dass als Ergebnis die sieben Bodenklassen als bundesweit einheitlicher Datensatz vorliegen.
- (764) In einem zweiten Schritt wurde aus den Bodenklassen der einzelnen Bodenhorizonte für die Tiefenbereiche 0 - 1 m sowie 1 - 2 m die jeweils vorherrschende und die maximale Bodenklasse ermittelt.
- (765) Durch das Verschneiden der so entstehenden flächendeckend vorhandenen Karte der Bodenklassen wurden schließlich mittels einer Flächenstatistik die flächenhaft pro Gemeinde vorherrschenden sowie maximalen Bodenklassen in den Tiefenbereichen 0 - 1 m und 1 - 2 m errechnet. Das heißt, dass pro AGS vier Parameter ermittelt wurden.
- (766) Die folgenden Karten stellen die bundesweite Verteilung der Bodenklassen in Form der vorherrschenden Bodenklasse pro AGS in den Bereichen 0 m - 1 m sowie 1 m - 2 m dar. Die Bodenklassen sind dabei mit gelb für die Bodenklasse 1 bis zu dunkelbraun für die Bodenklasse 7 dargestellt.

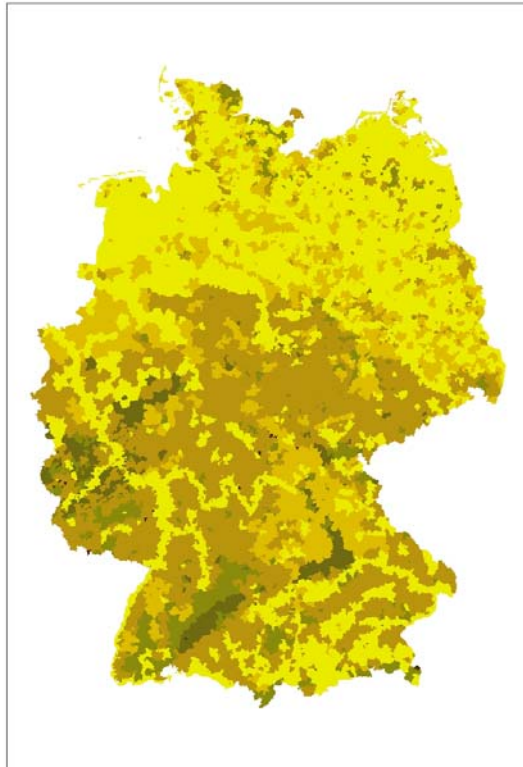


Abbildung 29: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 0 m - 1 m

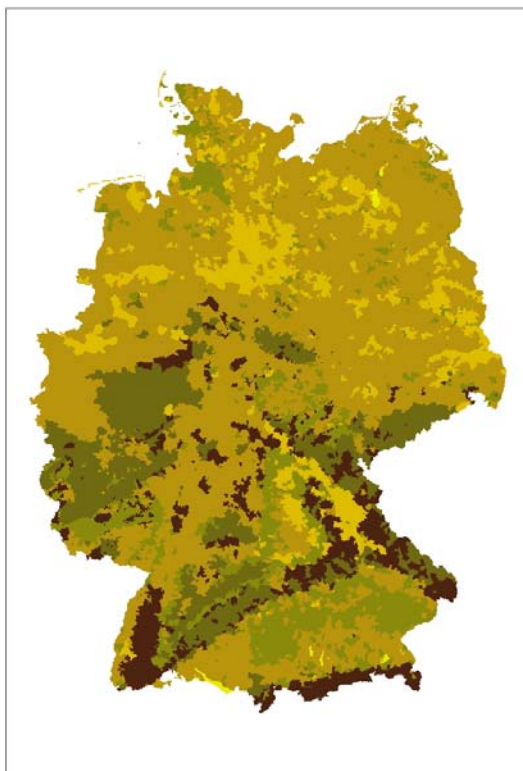


Abbildung 30: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 1 m - 2 m

### 11.6.3 Relief

- (767) Ein weiterer gebietsstruktureller Parameter ist der Geländeanstieg, der im Gemeindedurchschnitt von 0 % in flachen Gebieten bis über 26 % in Gebirgsregionen liegen kann. Dieser potenzielle Kostentreiber wird pro AGS als Höhendifferenz (in m) und als durchschnittliche Hangneigung (in %) errechnet.
- (768) Grundlage hierfür ist der Datensatz DGM 250 des BKG, der das Digitale Geländemodell (DGM) in einem Raster von 200 x 200 m bundesweit bereitstellt. Die Höhengenaugigkeit ist mit  $\pm 20$  m angegeben.
- (769) Mit Hilfe des Softwareproduktes Spatial Analyst-Erweiterung von ArcInfo wird aus diesen Daten pro 200 x 200 m- Gitterzelle die Hangneigung (Slope) berechnet.
- (770) Mit einer Verschneidung der genannten Rasterdaten mit den Gemeindedaten werden pro AGS die folgenden Werte ermittelt:
- Minimale Höhe (in m über NN)
  - Maximale Höhe (in m über NN)
  - Durchschnittliche Hangneigung (in %)
- Aus der maximalen und minimalen Höhe lässt sich schließlich die Höhendifferenz ermitteln, so dass pro amtlichem Gemeindegemeinschaftsschlüssel (AGS) zwei Parameter bereitgestellt werden: die durchschnittliche Hangneigung (in %) sowie die Höhendifferenz (in m).
- (771) Die nachfolgend abgebildeten Karten stellen die Höhendifferenz pro Gemeinde im Bundesgebiet von grün ( $\geq 0$  m) über gelb bis rot (bis maximal 2.213 m) sowie die durchschnittliche Hangneigung pro Gemeinde im Bundesgebiet von grün über gelb bis rot (bis maximal 26,6 %) jeweils in 13 Klassen abgestuft dar.

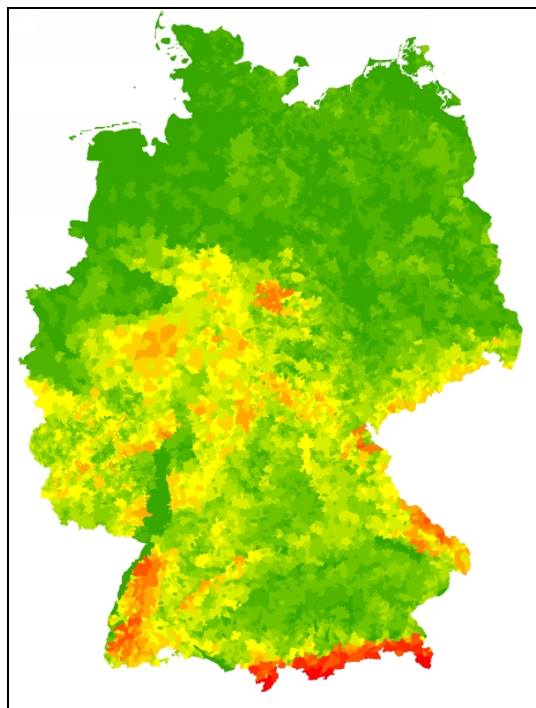


Abbildung 31: Höhendifferenz pro AGS (in m)

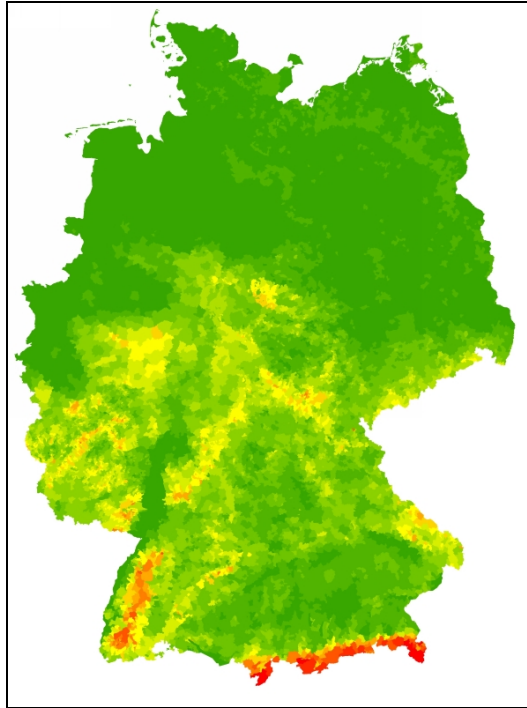


Abbildung 32: durchschnittliche Hangneigung pro AGS (in %)

## 11.7 Statistische Signifikanzanalysen

(772) Statistische Signifikanzanalysen werden für unterschiedliche Zwecke verwendet. Zunächst wird untersucht inwieweit ausgehend von plausiblen Kostentreibern ein optimales Benchmarking-Modell, d.h. eine abschließende Liste von Benchmarkingparametern und funktionale Form, durch ein rein mechanistisches statistisches Verfahren gefunden werden kann (Kapitel 11.7.1). In einem weiteren Schritt wird untersucht inwieweit endogene durch exogene Kostentreiber abgebildet werden können (Kapitel 11.7.2). Abschließend werden durch statistische Tests die Hypothesen aus den analytischen Kostenmodellen anhand realer Daten untersucht (Kapitel 11.7.3).

### 11.7.1 Parameteranalyse durch statistische Verfahren

(773) Bei einem Modell werden die Kosten des Netzbetreibers den exogenen Indikatoren für die Ergebnisse der regulierten Tätigkeit gegenübergestellt, wie z.B. Variablen, die sich auf Transportfunktionen beziehen (gelieferte Energie usw.), Bereitstellung von Kapazität (Spitzenlast, Flächendeckung usw.) und Kundenservice (Dienstleistung: Zahl der Anschlüsse, Kunden usw.). Zusätzlich sind auch noch *strukturelle Umweltfaktoren* zu berücksichtigen, die die Erbringung der Outputs beeinflussen können. Hierzu zählen Indikatoren für Geographie, Geologie und Topographie (vgl. Abbildung 33).

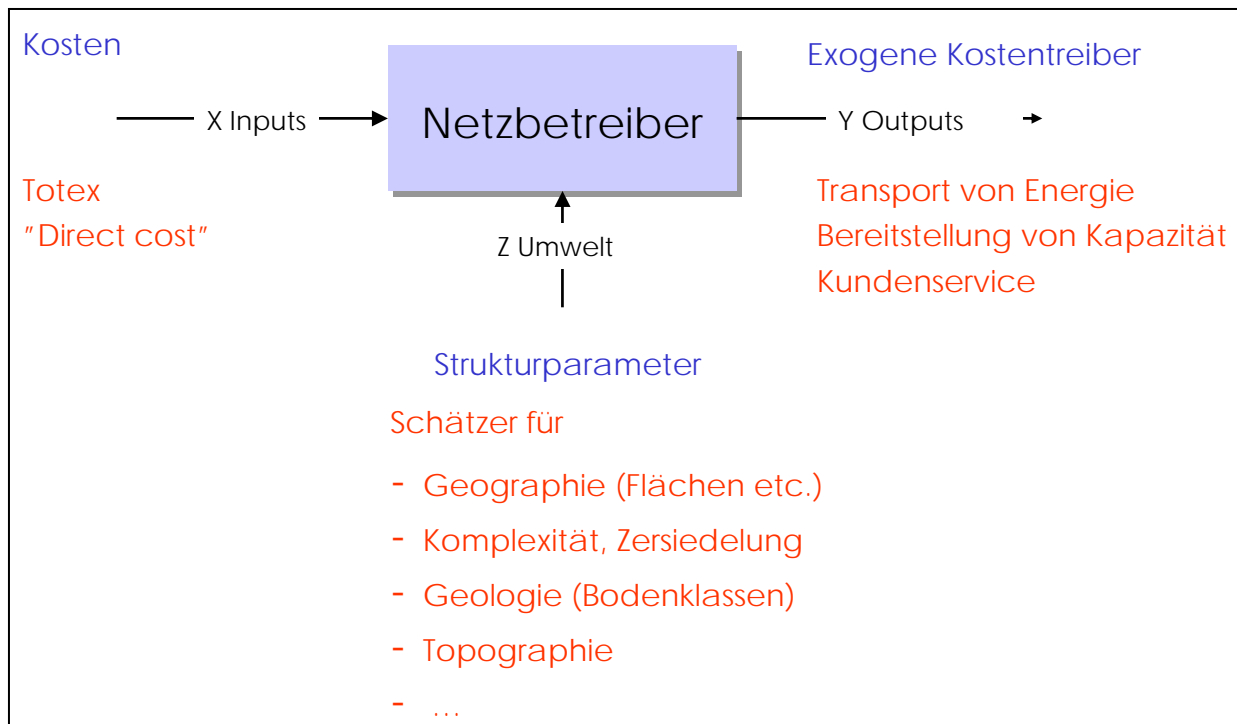


Abbildung 33: Parameteranalyse

- (774) Die Motivation für Untersuchungen der statistischen Relevanz von Kostentreibern ist eine gewünschte Reduktion der exogenen Kostentreiber und Strukturparameter, die den Output und die Umwelt beschreiben. Eine Fokussierung des Benchmarking auf eine Reihe von ökonomisch interpretierbaren, statistisch relevanten Variablen erleichtert die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen und führt zu stabileren Ergebnissen.
- (775) Die statistische Relevanz eines Kostentreibers kann nur im Kontext eines Modells getestet werden. Ein Modell ist hierbei eine Auswahl von Kostentreibern, d.h. eine Spezifikation von bestimmten Variablen, sowie ein Funktionstyp für die Kostenfunktion. Als Funktionstypen wurden lineare und logarithmisch-lineare Funktionen getestet. Als Maß der Relevanz eines Kostentreibers wurden die F- und t-Statistiken berechnet.
- (776) Als erster Schritt wurde eine Ordinary Least Square (OLS) für ein Modell berechnet, das die Gesamtheit aller Kostentreiber umfasste. Fast alle Kostentreiber hatten dabei eine sehr niedrige statistische Relevanz. Der Grund hierfür waren die offensichtlichen Abhängigkeiten zwischen den Kostentreibern (Multikollinearitäten). Aus dieser Regression konnten somit nur sehr wenige zwingend relevante Kostentreiber abgeleitet werden.
- (777) Der nächste Schritt war deshalb eine Untersuchung einer Vielzahl von Modellen. Für jede Teilmenge von Variablen kann für das entstehende Modell ein Maß des Erklärungsgehaltes des Modells auf Grundlage einer OLS-Analyse berechnet werden. Hierzu wurde der Akeike-Wert (AIC) berechnet, der auf einem informationstheoretischen Erklärungsmaß beruht. Mit Hilfe einer automatisierten Software wurden Tausende von Modelle generiert und getestet. Zusätzlich zum AIC-Wert wurde für jedes Modell die statistische Relevanz der in dem Modell vorhandenen Variablen berechnet.
- (778) Die Modelle mit den höchsten Erklärungsgraden zeichnen sich oft durch eine geringe Anzahl von Variablen aus. Teilweise sind nur drei oder vier Kostentreiber als Variablen berücksichtigt. Der Grund hierfür ist, dass der Akeike-Wert der ökonometrischen Kennzahl „korrigiertes  $R^2$ “ (corrected r-square) entspricht und somit nicht den Erklärungsgrad des Modells an sich beschreibt, sondern in wie weit das

Modell einen hohen Erklärungsgrad hat und gleichzeitig möglichst wenig Variablen enthält. Der reine Erklärungsgrad des Modells wird hingegen durch die nicht korrigierte Kennzahl  $R^2$  beschrieben.

- (779) Durch das Bevorzugen von Modellen mit tendenziell wenigen Variablen ist der Akeike-Wert der passende Wert, um einen ersten Überblick über die Struktur der Zusammenhänge von Kosten und Kostentreibern zu erhalten. Für die endgültige Modellbildung ist der Akeike-Wert aber nicht ausschlaggebend. Das Hinzufügen weiterer Kostentreiber führt prinzipiell zu einer Erhöhung des Erklärungsgrades (entsprechend nicht-korrigiertes  $R^2$ ). Dies ist ein theoretisch fundiertes Vorgehen, solange die Multikollinearitäten zwischen den ursprünglichen und den zusätzlichen Variablen berücksichtigt werden.
- (780) Die Berücksichtigung weiterer Variablen kann sich z.B. aus den ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen aus den analytischen Kostenmodelle (AKM) herleiten lassen. Ein weiteres Kriterium ist auch die Korrelation zwischen verschiedenen Benchmarking-Methoden. Diese Abwägung der unterschiedlichen Kriterien hat die Bundesnetzagentur durchgeführt und wird sie fortsetzen.
- (781) Die in der OLS-Analyse gefundenen Modelle mit hohem Akeike-Wert sind damit nicht der starre Ausgangspunkt für die Entwicklung eines abschließenden Modells. Vielmehr muss in der Spezifikation der Benchmarking-Modelle (vgl. Kap. 13) die Abwägung der unterschiedlichen Kriterien mit einem neuen Blick erfolgen, für den die obigen OLS-Analysen eine Hilfestellung sind.
- (782) Aus den OLS-Analysen konnten zwei wichtige Schlussfolgerungen gezogen werden. Erstens gibt es unter den besten Modellen große Unterschiede in der Variablenauswahl. Eine Aussage der Art „Wenn man Kostentreiber x ins Modell aufnimmt, dann erhält man einen hohen Erklärungsgrad“ ist nicht möglich, da praktisch alle Variablen in gewissen Modellen mit hohen Erklärungsmaßen vorkamen. Zweitens wurde gezeigt, dass sich aus den Variablen zahlreiche Modelle bilden lassen, die in der OLS-Analyse sehr hohe Erklärungsmaße liefern. Die Menge der zur Verfügung stehenden Variablen ist somit ausreichend groß.
- (783) Im Rahmen des Konsultationsverfahrens wurde verschiedentlich die Forderung erhoben, dass anstelle absoluter Größen (€,  $\text{km}^2$ , kWh, km) spezifische Werte Verwendung finden sollten (z. B. €/km für Kosten je Leitungslänge). Ein solches Kriterium kann als zusätzlicher Parameter im Rahmen einfacher Vergleichsverfahren (Kennzahlenvergleiche) wie in § 21 GasNEV bzw. § 22 StromNEV deren Aussagen verbessern. Für die Verwendung in einem ökonometrischen Benchmarking finden bezogene Größen aber weder wissenschaftliche Begründung noch internationale übliche Anwendung. Insbesondere die Regression auf bezogene Kostengrößen schafft das Problem, dass mit der Festsetzung des Bezugswertes eine Aussage über den wesentlichen Kostentreiber ohne Begründung entschieden werden müsste.
- (784) Es erscheint aber möglich, insbesondere die Interpretationsfähigkeit von Regressionskoeffizienten durch die Bildung bezogener Inputparameter zu verbessern. Dies soll in der weiteren Spezifikation der Benchmarking-Modelle (vgl. Kap. 13) berücksichtigt werden.

### **11.7.2 Erklärung von endogenen durch exogene Kostentreiber**

- (785) Regressionen der endogenen Kostentreiber auf exogene Kostentreiber haben die in Kapitel 11.5.2 getroffenen Annahme, dass die endogenen durch die exogenen Kostentreiber adäquat abgebildet werden, bestätigt. Der Erklärungswert dieser Regressionen weist ein sehr hohes Bestimmtheitsmaß auf (vgl. Kap. 13.4).

### **11.7.3 Überprüfung der aus den AKM abgeleiteten Kostentreiber-Hypothesen**

- (786) Aus den AKM wurden generelle funktionale Zusammenhänge zwischen der Versorgungsaufgabe zu den physischen Netzanlagen und nur mittelbar zu Kosten getroffen. Bei der statistischen Überprüfung der funktionellen Zusammenhänge

werden in der Folge jeweils zwei Kategorien von Tests durchgeführt. Der eine Test bezieht sich auf die physischen Netzanlagen, während der zweite konkret die Auswirkung auf die relevanten Kosten der physischen Netzanlagen betrachtet. Die Tests der Hypothesen sind noch nicht abgeschlossen.

- (787) Von der statistischen Überprüfung der singulären funktionellen Zusammenhänge ist die direkte Verwendung von aus den AKM abgeleiteten Schätzgrößen für bestimmte Teile der Versorgungsaufgabe zu unterscheiden. Beispielsweise kann die Auswirkung einer Substitution der Anzahl der Netzanschlüsse und der Fläche durch den wurzelförmigen Zusammenhang ersetzt werden und die Auswirkung auf das Benchmarking-Modell selbst untersucht werden. Diese Analysen erfolgen in Kapitel 13.

## 11.8 Schlussfolgerung

- (788) Die Schlussfolgerung aus diesem Kapitel sind in den nachfolgenden Tabellen von potentiellen Benchmarking-Parametern erhalten. Sie beinhalten zunächst in Tabelle 23, Tabelle 24, Tabelle 25, Tabelle 26 und Tabelle 27 eine geordnete Auflistung danach, aus welchen Herleitungen und zu welchem kategoriellen Beschreibungszweck sie in die Betrachtung aufgenommen wurden. In Tabelle 28 und Tabelle 29 erfolgt dann eine vollständige Dokumentation der in den bisher durchgeführten und im Konsultationsprozess dargelegten Benchmarking-Berechnungen untersuchten oder verwendeten Parameter und ihrer Kurzbezeichnungen. Dabei sind diese Auflistungen noch kein abschließendes Ergebnis der Arbeiten der Bundesnetzagentur. Sie zeigen vielmehr den aktuell erreichten Stand auf, der hiermit ausdrücklich und zum wiederholten Male (vgl. Kap. 11.5) zur Konsultation gestellt wird. Die Bundesnetzagentur erhofft sich durch konstruktive Stellungnahmen eine weitere Verbesserung und Erhöhung der Belastbarkeit der Ergebnisse.
- (789) Es kann aber davon ausgegangen werden, dass diese Listen von Variablen infolge der in Kapitel 11.5 beschriebenen Ergebnisse der Expertenbefragung und der in Kapitel 11.7.1 aufgezeigten hohen Erklärungsgehalte statistischer Berechnungen bereits umfassend sind. Ferner können aus den der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten und den Erkenntnissen aus den analytischen Kostenmodellen (vgl. Kap. 11.4) weitere Schätzgrößen ermittelt werden, bei denen einzelne Parameter konkretisiert bzw. mehrere Parameter in einen überführt werden.
- (790) So wurde in Kapitel 11.4.3.1 die Anzahl der Netzanschlüsse als relevanter Kostentreiber für die Kategorie Kundenservice identifiziert. Zur Beschreibung der Kategorie Kundenservice wurde von den Unternehmen jedoch zunächst nur die Anzahl der Zählpunkte und Entnahmestellen pro Netzebene abgefragt. Um einen adäquaten Schätzer für die Anschlusspunkte zu erzeugen, wurde für die Hoch- und Mittelspannung die Summe der Anzahl der Zählpunkte und der Anzahl der Transformatoren der jeweils nachgelagerten Umspannebene gebildet. Für die Niederspannung wurde die Anzahl der Gebäude aus der öffentlichen Statistik als Schätzer erprobt. Für deren Validierung wurde die Anzahl der Netzanschlusspunkte je AGS auf freiwilliger Basis erfragt (vgl. Kap. 7.1).
- (791) Zusätzlich wurde in Kapitel 11.4.3.5 ein funktionaler Zusammenhang zwischen Netzlänge und Anschlussdichte angenähert. Die sogenannte Modellnetzlänge errechnet sich als Quadratwurzel der Anschlussdichte multipliziert mit der Fläche. Dieser Wert wurde für alle Spannungsebenen ermittelt. Es muss jedoch beachtet werden, dass die so ermittelte Modellnetzlänge derzeit nur einen groben Schätzer darstellt. Das analytische Kostenmodell unterstellt bei der Ermittlung von Modellnetzlängen eine homogene Verteilung der Anschlusspunkte in den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber. Um die Realität möglichst gut abbilden zu können, sollten die Versorgungsgebiete in möglichst kleine Teilgebiete unterteilt werden, innerhalb derer ein hoher Grad an Homogenität erreicht werden kann. Die in Kapitel 7.1 angeführte freiwillige Zusatzabfrage diente diesem Zweck, da hier die

Anschlusspunkte pro AGS abgefragt wurden. Im Zuge der nächsten Datenabfrage ist zu erwägen, ob es eine Möglichkeit gibt, die AGS in homogenere Teilgebiete zu unterteilen, um die Anschlusspunkte diesen Gebieten zuzuordnen. Die Genauigkeit der Modellnetzlänge könnte dadurch erhöht werden.

- (792) In Kapitel 11.4.3.3 wurde für Gas festgestellt, dass für die Dimension Kundenservice die Anzahl potentieller Anschlusspunkte relevanter sein kann als die Anzahl tatsächlicher Anschlusspunkte. Die Abschätzung potentieller Anschlusspunkte für jeden Netzbetreiber erweist sich jedoch derzeit noch als problematisch. Für die erste Analyse kann die Anzahl der Gebäude als grober Schätzer für die potentiellen Anschlusspunkte im Versorgungsgebiet verwendet werden. Die Ermittlung eines Schätzers für die potentiellen Anschlusspunkte kann an dieser Stelle noch nicht als abschließend betrachtet werden und bedarf weitergehender Analysen. Ähnliches gilt auch für die potentielle Jahreshöchstlast bei Gas.
- (793) Neben diesen Detailspekten ist generell zu beachten, dass nach dem Willen der Bundesnetzagentur in einer Datenabfrage für die Durchführung der Anreizregulierung die Datendefinitionen in fortgeführten Konsultationen mit den Netzbetreibern weiter präzisiert werden sollen (vgl. Kap. 7.4).

Transport von Energie	AKM	Qualitative Abfrage	Daten BNetzA
Strom		Gesamtenergieabnahme (MWh/a)	Summe Entnahmen (Jahresarbeit)
		Abnahmedichte (MWh / qkm)	Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden HS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden HS/MS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden MS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden MS/NS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden NS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch nicht-leistungsgemessene Kunden NS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene HS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene HS/MS
			Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene MS
Gas		Gesamtenergieabnahme (MWh/a)	Eingespeiste Jahresarbeit (nm3)
			Eingespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Punktzahlmodell
			Eingespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Entry-Exit
			Ausgespeiste Jahresarbeit (nm3)
			Ausgespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Punktzahlmodell
			Ausgespeiste Jahresarbeit



Tabelle 23: Benchmarkingparameter – Transport von Energie

Bereitstellung von Kapazität	AKM	Qualitative Abfrage	Daten BNetzA
<b>Strom</b>	Summen-Höchstlast der untergelagerten Ebenen bestimmt Umspannebene Erzeugungsanlagen reduzieren notwendige Kapazitäten der übergelagerten Umspannebenen	Zeitgleiche Jahreshöchstlast Abnahmedichte (MWh / qkm) Kundenstruktur Zahl der angeschlossenen Erzeugungsanlagen	Höchstlast HS Höchstlast HS/MS Höchstlast MS Höchstlast MS/NS Höchstlast NS Installierte Leistung DG HS Installierte Leistung DG MS Installierte Leistung DG NS
<b>Gas</b>	Potentielle Netzhöchstlast	Zeitgleiche Jahreshöchstlast Kundenstruktur	Jahreshöchstlast Einspeisungen (nm3/h) Zeitungleiche JHL Ausspeisungen (n-m3/h) Max Ausspeiseleistung Eingespeiste Jahresarbeit (nm3) Eingespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Punktzahlmodell Eingespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Entry-Exit Ausgespeiste Jahresarbeit (nm3) Ausgespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Punktzahlmodell Ausgespeiste Jahresarbeit (nm3) nach Entry-Exit Summe installierte Anlagenleistung HD

Tabelle 24: Benchmarkingparameter – Bereitstellung von Kapazität

Kundenservice Strom + Gas	AKM	Qualitative Abfrage	Daten BNetzA
			Fläche mit durchgängig städtischer Prägung (km <sup>2</sup> ) Fläche mit nicht durchgängig städtische Prägung (km <sup>2</sup> ) Industrie und Gewerbefläche (km <sup>2</sup> ) Fläche Verkehr (Straße, Bahn, Weg) Fläche (Deponie, Baustellen, Bergbau) Fläche (Natur, Land/Forstwirtschaft) Fläche (Fels/Gletscher) Fläche (Wasser)
<b>Strom</b>	Netzanschlüsse Fläche Erzeugungsanlagen sind Netzanschlüsse Erzeugungsanlagen beeinflussen Dimensionierung der Netzlängen	Zahl der Kundenanschlüsse Zersiedelung Verteilung der Erzeugung auf Netzgebiet	Zähler HS Zähler HS/MS Zähler MS Zähler MS/NS Zähler NS Fläche HS Fläche HS/MS Fläche MS Fläche MS/NS

<b>Gas</b>	Potentielle Netzanschlüsse	Zersiedelung	Fläche NS 1
	Fläche		Fläche NS 2
			Fläche NS 3
			Fläche NS 4
			Fläche NS 5
			Anzahl der Einwohner HS
			Anzahl der Einwohner HS/MS
			Anzahl der Einwohner MS
			Anzahl der Einwohner MS/NS
			Anzahl der Einwohner NS
			Anschlusspunkte MS
			Anschlusspunkte NS
			TSO Anzahl
			Ausspeisepunkte Gesamt
			DSO Anzahl
			Ausspeisepunkte
			DSO Anzahl
			Ausspeisepunkte MD
			DSO Anzahl
			Ausspeisepunkte ND
			Anzahl Zählpunkte HD
			Anzahl Zählpunkte MD
			Anzahl Zählpunkte ND
			Entnahmestellen
			Einwohner DSO
			TSO Ausspeisepunkte HD
			DSO Ausspeisepunkte HD
			versorgte Fläche DSO

Tabelle 25: Benchmarkingparameter – Kundenservice

<b>Umweltfaktoren</b>	<b>AKM</b>	<b>Qualitative Abfrage</b>	<b>Daten BNetzA</b>
<b>Strom + Gas</b>		Bodenfestigkeit	Durchschnittliche Höhe der versorgten Fläche (in Metern ü NN)
		Versiegelungsart	Durchschnittlicher maximaler Höhenunterschied pro AGS der versorgten Fläche (in Metern)
		Geländetopologie	Durchschnittliche Neigung der versorgten Fläche (in Prozent)
			vorherrschende Bodenklasse im ersten Meter der versorgten Fläche
			vorherrschende Bodenklasse im zweiten Meter der versorgten Fläche
			vorherrschende Bodenklasse im ersten Meter der Fläche mit Netzanlagen
			vorherrschende Bodenklasse im zweiten Meter der Fläche mit Netzanlagen
			Belegenheit des Netz (Ost/West)

Tabelle 26: Benchmarkingparameter – Umweltfaktoren

Sonstiges	AKM	Qualitative Abfrage	Daten BNetzA
Strom + Gas		Versorgungszuverlässigkeit Einhaltung von Umweltschutzanforderungen Genehmigungsverfahren	Alter der Anlagen
Strom		Einhaltung des n-1 Kriteriums	
Gas			Anzahl Leckagen HD Anzahl Störungen HD Anzahl Leckagen MD Anzahl Störungen MD Anzahl Leckagen ND Anzahl Störungen ND Dauer Störungen GDRM HD Anzahl Störungen an GDRM HD Dauer Störungen GDRM MD Anzahl Störungen an GDRM MD Dauer Störungen GDRM ND Anzahl Störungen an GDRM ND

Tabelle 27: Benchmarkingparameter – Sonstiges

### 11.8.1 Variablenspezifikation

- (794) Die Klassifizierung von Variablen und Parametern für die Modelle ist in Abbildung 34 dargestellt. Unter Input X bzw. kontrollierbare Ressourcen werden hier hauptsächlich die direkten Kosten  $C(X)$  für die geschätzte Ebene oder Aktivität verstanden (z.B. Stromversorgung in Mittelspannung), aber auch alle Variablen, die sich auf die Betriebskosten und eingesetzten Anlagen beziehen, z.B. Länge der Freileitungen (Strom) und installierte Leistung bei Kompressoren (Gas).
- (795) Die Klasse der Outputs Y wird durch exogene Indikatoren für die Ergebnisse der regulierten Tätigkeit bestimmt, wie z.B. in der Regel Variablen, die sich auf Transportfunktionen beziehen (gelieferte Energie usw.), Bereitstellung von Kapazität (Spitzenlast, Flächendeckung usw.) und Dienstleistung (Zahl der Anschlüsse, Kunden usw.).
- (796) Die Klasse der Strukturvariablen Z enthält Parameter, die einen nicht kontrollierbaren Einfluss auf Betriebs- oder Kapitalkosten haben können, ohne dass sie als Kunden-Output differenziert werden. In dieser Klasse finden sich Indikatoren für Geographie (Topologie, Hindernisse), Klima (Temperatur, Feuchtigkeit, Salzgehalt), Boden (Art, Steigung, Zonen) und Dichte (sich ausdehnendes Stadtgebiet, Einzugsgebiete). Es kommt aber oft vor, dass die Effekte einer bestimmten Kontrolle bei Z mit Y korreliert werden und/oder es zu gegenseitigen Ausschlüssen kommt.

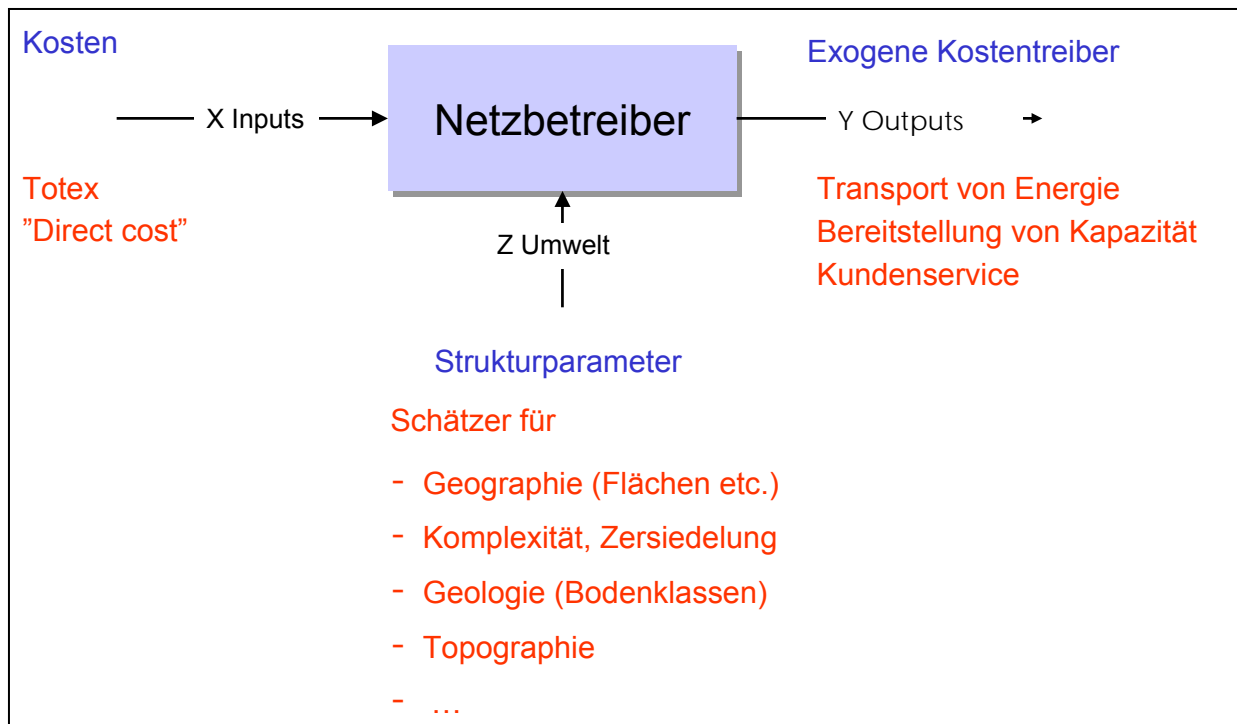


Abbildung 34: Klassifizierung der Variablen

(797) Für den Sektor Strom standen die folgende Variablen zur Verfügung

xCables.circuit.hs	Stromkreislänge Kabel HS
xCables.circuit.ms	Stromkreislänge Kabel MS
xCables.circuit.ns	Stromkreislänge Kabel NS
xLines.circuit.hs	Stromkreislänge Freileitungen HS
xLines.circuit.ms	Stromkreislänge Freileitungen MS
xLines.circuit.ns	Stromkreislänge Freileitungen NS
yMeters.hs	Zähler HS
yMeters.hs_ms	Zähler HS/MS
yMeters.ms	Zähler MS
yMeters.ms_ns	Zähler MS/NS
yMeters.ns	Zähler NS
xCable.route.hs	Trassenlänge Kabel HS
xCable.route.ms	Trassenlänge Kabel MS
xCable.route.ns	Trassenlänge Kabel NS
xLines.route.hs	Trassenlänge Freileitungen HS
xLines.route.ms	Trassenlänge Freileitungen MS
xLines.route.ns	Trassenlänge Freileitungen NS
xCosts.dir	Summe direkter Kosten
xCosts.dir.hs	Direkte Kosten HS
xCosts.dir.hs_ms	Direkte Kosten HS/MS
xCosts.dir.ms	Direkte Kosten MS
xCosts.dir.ms_ns	Direkte Kosten MS/NS
xCosts.dir.ns	Direkte Kosten NS
xRevenues.hs	Erlöse HS
xRevenues.hs_ms	Erlöse HS/MS
xRevenues.ms	Erlöse MS
xRevenues.ms_ns	Erlöse MS/NS

xRevenues.ns	Erlöse NS
xPower.inst.ms_ns	Installierte Leistung HS/MS
xPower.inst.hs_ms	Installierte Leistung HS/MS
xSubstations.hs_ms	Stationen HS/MS
xSubstations.ms_ns	stationen MS/NS
xTowers.hs	Masten HS
xTowers.ms	Masten MS
xTowers.ns	Masten NS
yEnergy.del	Summe Entnahmen (Jahresarbeit)
yEnergy.del.hs	Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden HS
yEnergy.del.hs_ms	Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden HS/MS
yEnergy.del.ms	Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden MS
yEnergy.del.ms_ns	Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden MS/NS
yEnergy.del.ns	Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Kunden NS
yEnergy.del.ownlower_grid.hs	Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene HS
yEnergy.del.ownlower_grid.hs_ms	Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene HS/MS
yEnergy.del.ownlower_grid.del.ms	Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene MS
yEnergy.del.ownlower_grid.ms_ns	Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene MS/NS
yEnergy.del.no_metering.ns	Entnahme (Jahresarbeit) durch nicht-leistungsgemessene Kunden NS
yPeakload.hs	Höchstlast HS
yPeakload.hs_ms	Höchstlast HS/MS
yPeakload.ms	Höchstlast MS
yPeakload.ms_ns	Höchstlast MS/NS
yPeakload.ns	Höchstlast NS
yArea.hs	Fläche HS
yArea.hs_ms	Fläche HS/MS
yArea.ms	Fläche MS
yArea.ms_ns	Fläche MS/NS
yArea.1.ns	Fläche 1 NS
yArea.2.ns	Fläche 2 NS
yArea.3.ns	Fläche 3 NS
yArea.4.ns	Fläche 4 NS
yArea.5.ns	Fläche 5 NS
yPopulation.ns	Einwohner im Gebiet der NS
yPopulation.ms_ns	Dito MS/NS
yPopulation.ms	Dito MS
yPopulation.hs	Dito HS
yPopulation.hs_ms	Dito HS/MS
zLoc.hs	Belegenheit HS (Ost/West-Deutschland)
zLoc.hs_ms	Belegenheit HS/MS
zLoc.ms	Belegenheit MS
zLoc.ms_ns	Belegenheit MS/NS
zLoc.ns	Belegenheit NS
zDg.power.hs	Installierte Leistung dezentrale Erzeugung HS
zDg.power.ms	Installierte Leistung dezentrale Erzeugung MS
zDg.power.ns	Installierte Leistung dezentrale Erzeugung NS

zAge.ns	Durchschnittsalter des NS-Netzes
zAge.ms_ns	Dito MS/NS
zAge.ms	Dito MS
zAge.hs	Dito HS
zAge.hs_ms	Dito HS/MS
capital expenditures	Kapitalkosten
operation expenditures	Betriebskosten

Tabelle 28: Strom-Variablen

(798) Für den Sektor Gas standen die folgenden Variablen zur Verfügung

yPeakload.in	Jahreshöchstlast Einspeisungen (nm3/h)
yEnergy.in	Eingespeiste Jahresarbeit (nm3)
yEnergy.in.point	davon nach Punktzahlmodell
yEnergy.in.ee	davon nach Entry-Exit
yPeakload.async.out	Jahreshöchstlast Ausspeisungen (nm3/h)
yEnergy.out	Ausgespeiste Jahresarbeit (nm3)
yEnergy.out.point	davon nach Punktzahlmodell
yEnergy.out.ee	davon nach Entry-Exit Modell
xCost.mat	Materialaufwand
xCost.pers	Personalaufwand
xCost.depr.imm	Abschreibungen immaterielle Gegenstände und Sachanlagen
xCost.depr.fin	Abschreibungen auf Finanzanlagen
xCost.other	Sonstige betriebliche Aufwendungen
xCost.dir	Direkte Kosten
yPeakload.async.out	Zeitungleiche JHL Ausspeisungen (n-m3/h)
yConnectpoint.out.tso	TSO Anzahl Ausspeisepunkte Gesamt
yConnectpoint.out.dso	DSO Anzahl Ausspeisepunkte
zOperator.water	Betreiber von Wassernetzen
zOperator.dis.heat	Betreiber von Fernwärmenetzen
zOperator.sew.net	Betreiber von Abwassernetzen
zOperator.gas.hol	Betreiber von Gasspeichern
xStorage	Eigene Speicherkapazität
xBuffer	Netzpuffer
yLoad.out.poss.max	Max Ausspeiseleistung
yStorage.needed	Benötigte Speicherleistung
yMeters.hd	Anzahl Zählpunkte HD
xLength.dia.a.hd	Länge HD Durchmesserklasse A
xLength.dia.b.hd	Länge HD Durchmesserklasse B
xLength.dia.c.hd	Länge HD Durchmesserklasse C
xLength.dia.d.hd	Länge HD Durchmesserklasse D
xLength.dia.e.hd	Länge HD Durchmesserklasse
xLength.dia.f.hd	Länge HD Durchmesserklasse F
xLength.dia.g.hd	Länge HD Durchmesserklasse G
xLength.sum.exc.hal.hd	Länge HD ohne HAL gesamt
xCompressors.hd	Anzahl Verdichterstationen HD
xCompressors.power.hd	Summe installierte Verdichterleistung HD
xDecompressors.hd	Anzahl Druckminderungsstationen
zStations.power.hd	Summe installierte Anlagenleistung HD
yConnectpoint.out.tso.hd	TSO Ausspeisepunkte HD
yConnectpoint.out.dso.hd	DSO Ausspeisepunkte HD
yQ.leakage.hd	Anzahl Leckagen HD
zConduit.age.5.hd	Anteil Alter Rohrleitung HD bis 5 Jahre
zConduit.age.6_20.hd	Anteil Alter Rohrleitung HD 6 bis 20 Jahre
zConduit.age.21_45.hd	Anteil Alter Rohrleitung HD 21 bis 45 Jahre
zConduit.age.above45.hd	Anteil Alter Rohrleitung HD größer 45 Jahre
yQ.Disturbance.hd	Anzahl Störungen HD

xCapex.hd	Kapitalkosten
xOpex.hd	Betriebskosten
yMeters.md	Zählpunkte MD
xLength.md	Länge MD-Netz ohne HAL
xLength.hal.md	Länge HAL im MD
xCompressors.md	Anzahl Verdichterstationen MD
xCompressors.power.md	Summe installierte Verdichterleistung MD
xDecompressors.md	Anzahl Druckminderungsstationen MD
xStations.power.md	Summe installierte Anlagenleistung MD
yConnectpoint.out.dso.md	DSO Anzahl Ausspeisepunkte MD
zConduit.age.5.md	Anteil Alter Rohrleitung bis 5 Jahre
zConduit.age.20.md	Alter Rohrleitung 5 bis 20 Jahre
zConduit.age.45.md	Alter Rohrleitung 21 bis 45 Jahre
zConduit.age.above45.md	Alter Rohrleitung größer 45 Jahre
yLeakage.q.md	Anzahl Leckagen MD
yDisturbance.q.md	Anzahl Störungen MD
xCapex.md	
xOpex.md	
yMeters.nd	Anzahl Zählpunkte ND
xLength.nd	Länge ND Netz ohne HAL
xLength.hal.nd	Länge HAL ND
yConnectpoint.out.dso.nd	DSO Anzahl Ausspeisepunkte ND
yLeakage.q.nd	Anzahl Leckagen ND
zConduit.Age.5.nd	Anteil Alter Rohrleitung ND bis 5 Jahre
zConduit.Age.6_20.nd	Anteil Alter Rohrleitung ND 5 bis 20 Jahre
zConduit.Age.21_45.nd	Anteil Alter Rohrleitung ND 21 bis 45 Jahre
zAge.conduit.above45.nd	Anteil Alter Rohrleitung ND größer 45 Jahre
yDisturbance.q.nd	Anzahl Störungen ND
xCapex.nd	
xOpex.nd	
yArea	Fläche DSO (km2)
yPop.area.served	Einwohner DSO
yEnergy.in.2004	Eingespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 1
zEnergy.in.2003	Eingespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 2
zEnergy.in.2002	Eingespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 3
zEnergy.in.2001	Eingespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 4
yEnergy.out.2004	Ausgespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 1
zEnergy.out.2003	Ausgespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 2
zEnergy.out.2002	Ausgespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 3
zEnergy.out.2001	Ausgespeiste Jahresarbeit letztes Jahr minus 4
yPeakload.sync.in.2004	Zeitgleiche Jahreshöchstlast Einspeisungen letztes GJ minus 1
zPeakload.sync.in.2003	Zeitgleiche Jahreshöchstlast Einspeisungen letztes GJ minus 2
zPeakload.sync.in.2002	Zeitgleiche Jahreshöchstlast Einspeisungen letztes GJ minus 3
zPeakload.sync.in.2001	Zeitgleiche Jahreshöchstlast Einspeisungen letztes GJ minus 4
yPeakload.out.async.2004	Zeitungleiche Jahreshöchstlast Ausspeisungen letztes GJ minus 1
zPeakload.out.async.2003	Zeitungleiche Jahreshöchstlast Ausspeisungen letztes GJ minus 2
zPeakload.out.async.2002	Zeitungleiche Jahreshöchstlast Ausspeisungen letztes GJ minus 3
zPeakload.sync.out.2001	Zeitungleiche Jahreshöchstlast Ausspeisungen letztes GJ minus 4
xLengthHALhd	Länge HAL im HD-Netz
y.Disturbance.duration.GDRM_hd	Dauer Störungen GDRM HD
y.Disturbance.number.GDRM_hd	Anzahl Störungen an GDRM HD
y.Disturbance.duration.GDRM_md	Dauer Störungen GDRM MD
y.Disturbance.number.GDRM_md	Anzahl Störungen an GDRM MD
y.Disturbance.duration.GDRM_nd	Dauer Störungen GDRM ND
y.Disturbance.number.GDRM_nd	Anzahl Störungen an GDRM ND

z.Loc	Belegenheit des Netz
xCost.mat.total	Materialkosten gesamt
xCost.material.upper	materialkosten Aufwendungen an vorgel. NB
xCostStaff	Personalkosten
xCost.ex.cap.	FK Zinsen
x.Cost.op.taxes	Betriebliche Steuern
xCost.add.opex	sonst. Betriebliche Kosten
xCost.depr.gf	Kalk. Abschreibungen: Allgemeine Anlagen
xCos.dep.gt	Kalk. Abschreibungen: Gasbehälter
xCost.depr.comp	Kalk. Abschreibungen: Gasverdichterlangen
xCost.depr.pl	Kalk. Abschreibungen: Rohrleitungen/HAL
xCost.depr.mf	Kalk. Abschreibungen: Mess-, Regel u. Zählanlagen
xCost.depr.rc	Kalk. Abschreibungen: Fernwirkanlagen
xCost.depr.in	Kalk. Abschreibungen: Immatrielles AV
xCost.depr.fa	Kalk. Abschreibungen: Finanzanlagen
xCost.ei	EK-Zinsen
xCost.calc.taxes	Kalk. Gewerbesteuer
xCost.rev	Kostenmindernde Erlöse und Erträge
IR_YEAR	Investitionskosten für Rohleitung im Jahr 1940-2004
I.ZuM_YEAR	Investitionskosten für Zähl- und Messanlagen im Jahr YEAR. Daten für 1940-2004

Tabelle 29: Gas-Variablen

(799) Zusätzlich standen durch das GIS-Projekt (AS7, vgl. Kap. 2.2.5.7) eine Reihe von Daten zur Verfügung, die geologische und geographische Eigenschaften quantifizieren.

## 12 Vergleichbarkeit der Kostenbasis für das Benchmarking

- (800) In Kapitel 8 wurde dargestellt, wie die Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzen bestimmt wird. Diese Kosten werden gleichzeitig als Grundlage für die Durchführung des Effizienzvergleichs herangezogen.
- (801) Als Kostengrößen für die Verwendung im Effizienzvergleich können entweder nur die Betriebskosten oder die Gesamtkosten gemeinsam verwendet werden. Von der Bundesnetzagentur werden die Gesamtkosten sowohl aus ökonomischen als auch rechtlichen Gründen herangezogen. Die Verwendung von Gesamtkosten hat den ökonomischen Vorteil, dass keine falschen Anreize für eine suboptimale Kapitalintensität gesetzt werden, da eine Substitution von Betriebs- durch Kapitalkosten keine Änderung der Effizienzwerte bedingt – außer, wenn hierdurch tatsächlich Gesamtkosten eingespart werden können. Nach § 21 Abs. 2 EnWG sind den Netzentgelten effiziente Kosten, die sich sowohl aus Betriebs- als auch Kapitalkosten zusammensetzen, zugrunde zu legen. Die Feststellung der Effizienz darf sich somit nicht bloß auf eine bestimmte Kostenart beschränken.
- (802) Die Verwendung der Kostendaten, speziell der Kapitalkosten, könnte Probleme aufwerfen, wenn die Kapitalkosten z. B. durch einen der drei folgenden Effekte verzerrt sind:
- Altersstruktur – Wenn Unternehmen sich in unterschiedlichen Punkten des Investitionszyklus befinden<sup>23</sup>;

<sup>23</sup> Aus Gesamtkostensicht ist die verzerrende Wirkung des Alterseffekt nicht eindeutig. So haben zwar alte Anlagen bei linearer Abschreibung niedrigere Kapitalkosten, da schon ein Großteil abgeschrieben ist; sie sind jedoch in der Regel fehleranfälliger, was höhere Instandhaltungskosten (Betriebskosten) nach sich zieht. Dies gilt besonders dann, wenn die Abschreibungsdauer der technischen Nutzungsdauer der Anlagen entspricht. Diese Überlegung zum Abtausch Betriebs-/Kapitalkosten wird z. B. auch im schwedischen Referenznetz abgebildet. Der schwedische Regulierer, STEM, berechnet dabei ein Referenznetz mit einem



- Abschreibungspraxis – Wenn Unternehmen ihre Anlagen in der Vergangenheit z. B. aus steuerlichen Gründen oder infolge unterschiedlicher Preisgenehmigungspraxis unterschiedlich schnell abgeschrieben haben;
  - Aktivierungspraxis – Wenn Unternehmen (insbesondere in der Vergangenheit) Erweiterungen oder Erneuerungen ihrer Netze in sehr unterschiedlichem Maße aktiviert oder als laufenden Aufwand behandelt haben.
- (803) Somit besteht die Gefahr, dass Unternehmen aufgrund verzerrter Kapitalkosten, wegen beispielsweise kurzer Abschreibungszeiten, die Effizienzgrenze bilden und somit unerreichbare Effizienzziele für andere Netzbetreiber setzen. In diesem Fall muss somit in einem vorgelagerten Schritt eine Korrektur vorgenommen werden.
- (804) Die Bundesnetzagentur ist sich der möglichen Verzerrungen, welche durch falsche Kapitalkosten auftreten könnten, bewusst. Erste Analysen haben jedoch gezeigt, dass die Kostendaten, welche zur Spezifikation des Benchmarking-Modells (siehe Kapitel 11.7.1 und Kapitel 13.4) verwendet werden, um tendenziellen Verzerrungen bereinigt werden können bzw. die entsprechenden Datenpunkte in der Ausreißeranalyse berücksichtigt werden.
- (805) Zur Berücksichtigung der erkannten Probleme werden Lösungsansätze aufgezeigt, dessen Umsetzung teilweise disaggregierten Daten aller Netzbetreiber erforderlich macht. Dies betrifft insbesondere die Dokumentation des Anlagevermögens, auf deren Grundlage Standardisierungsrechnungen durchgeführt werden können.
- (806) Bei Vorlage entsprechend detaillierter Dokumentationen erscheinen sachgerechte Vergleiche sicher durchführbar. Die Bundesnetzagentur sieht dies als wichtigen Punkt für weitere Konsultationen an.

## 12.1 Kapitalkosten: Physische Netzanlagen

- (807) Liegen keine robusten Daten für die Kapitalkosten vor, können als Schätzer physische Werte herangezogen werden.<sup>24</sup> Dabei ist zu beachten, dass auf Anlagen zurückgegriffen wird, die einen großen Anteil am gesamten Anlagevermögen der Unternehmen ausmachen. Bei Stromnetzbetreibern bieten sich hier Leitungslängen an, bei Gasnetzbetreibern die Rohrleitungen.
- (808) Der Nachteil von physischen Werten ist aber evident. Weder wird dabei das Alter oder die Dimensionierung der Leitungen berücksichtigt. Wenn durch physische Werte somit Alterseffekte geglättet werden sollen, erweisen sich diese somit als ungeeignet. Weiterhin kann bei der Verwendung physischer Werte keine Beurteilung der monetären Kosteneffizienz der Investitionen vorgenommen werden, da diese als exogen gegeben anzunehmen wären, wodurch das *monetäre* Gesamtkostenbenchmarking eingeschränkt wird. Dies steht auch im Widerspruch zum EnWG, wo sich der Effizienzvergleich auf die *monetären* Gesamtkosten zu beziehen hat.
- (809) Die Bundesnetzagentur sieht deshalb die Heranziehung von physischen Werten als Vergleichsbasis für die Kapitalkosten nur als ergänzende Option.

---

durchschnittlichen Alter und vergleicht die daraus ermittelten Kosten mit den tatsächlichen Erlösen der Unternehmen. In diesem Zusammenhang haben nun Unternehmen beispielsweise eingewandt, dass die unterstellte Altersstruktur nicht der unternehmensspezifischen Situation entspricht und sie deshalb höhere Kapitalkosten aufweisen. Dabei wurde jedoch übersehen, dass die Betriebskosten des Referenznetzes altersbedingt über den tatsächlichen Betriebskosten der Unternehmen liegen.

<sup>24</sup> Vgl. Carrington Roger, Tim Coelli und Eric Groom, International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australien Gas Distribution, Journal of Regulatory Economics, 21, 191-216, 2002; IPART, Benchmarking the Efficiency of Australien Gas Distributors, 1999; Meyrick&Associates, Comparative Benchmarking of Gas Networks in Australia and New Zealand, Report prepared for Commerce Commission, 2004.

## 12.2 Test des Alterseffekts

- (810) Im Rahmen einer statistischen Signifikanzanalyse kann der Einfluss des Alters auf die Gesamtkosten der Unternehmen getestet werden. Dabei wird der geschätzten Kostenfunktion ein Schätzer für das Alter der Anlagen hinzugefügt und auf seine statistische Signifikanz getestet. Wenn die Nullhypothese, dass das Alter keinen Einfluss auf die Gesamtkosten hat, nicht abgelehnt werden kann, wird der Altersschätzer dem Modell hinzugefügt.
- (811) Als Schätzer für das Alter kann das Verhältnis zwischen den Anschaffungs- und Herstellungskosten und den Restbuchwerten herangezogen werden. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die Bandbreiten für Abschreibungsdauern nach Anlage 1 (zu § 6 Abs.5 Satz 1 NEV) diesen Schätzer verzerren können.

## 12.3 Standardisierung der Kapitalkosten: Abschreibungsdauern

- (812) Für ein beschränktes Datensample wurden schon *erste* und *exemplarische* Standardisierungsschritte für die Abschreibungsdauern vorgenommen. Die kalkulatorischen Abschreibungen können durch die Verwendung unterschiedlicher Abschreibungsdauern durch die Unternehmen verzerrt sein. Dies kann sich auf die Vergangenheit im Hinblick auf § 6 Abs. 6 und 7 GasNEV bzw. StromNEV ergeben, wenn Unternehmen in der Vergangenheit kurze Abschreibungszeiten gewählt haben und somit die Basis für die kalkulatorischen Abschreibungen für die Netzentgeltermittlung reduziert haben. Aber auch die Bandbreiten für Abschreibungsdauern aus Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV bzw. StromNEV kann zu Verzerrungen führen. Wählt beispielsweise das Unternehmen A für eine Freileitung 1 kV 30 Jahre und das Unternehmen B 40 Jahre, so würde bei einer identischen Investition von € 1.000,- vor 35 Jahren für das Unternehmen A keine kalkulatorischen Abschreibungen mehr anfallen, während diese für Unternehmen B positiv wären. Ein Vergleich der beiden Unternehmen würde nicht die Effizienz der Investition, sondern nur eine unterschiedliche kalkulatorische Erfassung offenbaren.
- (813) Dieses Problem kann durch eine Standardisierung der Abschreibungsdauern korrigiert werden. Bei einer einheitlichen Abschreibungsdauer von 35 Jahre würden sich im obigen Beispiel für das Unternehmen A und B die gleichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben. Die Bundesnetzagentur konnte eine solche Standardisierung bereits exemplarisch testen, um bestehende Lösungsmöglichkeiten für die Behebung von Vergleichbarkeitsproblemen der Kapitalkostenbasis aufzuzeigen:
- (814) Die Bundesnetzagentur orientierte sich in diesem *ersten und exemplarischen* Standardisierungsschritt der Abschreibungen an den Vorschriften zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen in § 6 GasNEV bzw. StromNEV. Zu diesem Zwecke werden die Investitionsreihen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten aus den Betriebsabrechnungsbögen der Unternehmen herangezogen. Da die Unternehmen keinen einheitlichen Index für die Ermittlung der Tagesneuwerte verwendet haben, werden die Tagesneuwerte durch eine Indexierung mit dem Index für Erzeugnisse der Investitionsgüterproduzenten (Basis 2000) der Fachserie 17 des statistischen Bundesamtes ermittelt. Es wird eine einheitliche Eigenkapitalquote von 40% unterstellt, so dass sich das Verhältnis zwischen AHK und TNW von 60/40 ergibt.
- (815) Ausgehend von den Erhebungsbögen von 458 Stromnetzbetreibern und 285 Gasnetzbetreibern wurde zunächst für folgende Anlagepositionen eine Standardisierung der Abschreibungsdauern vorgenommen. Die Begrenzung auf die Netzbetreiber ist durch die derzeitige Datenverfügbarkeit bedingt:
- (816) Strom:**
- 2.1.1. Kalkulatorische Abschreibungen Kabel
  - 2.1.2. Kalkulatorische Abschreibungen Freileitungen

- 2.1.3. Kalkulatorische Abschreibungen Übrige Netzanlagen für Hochspannungsübertragung
- 2.1.4. Kalkulatorische Abschreibungen Übrige Netzanlagen des Verteilungsbetriebs

**(817) Gas:**

- 2.1.4. Kalkulatorische Abschreibungen Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen

(818) Eine Fokussierung auf diese Anlagepositionen ist dadurch begründet, dass sie den wesentlichen Anteil der gesamten Anlagen darstellen. So liegt der durchschnittliche Anteil der kalkulatorischen Abschreibungen bei Strom für die 4 Anlagekategorien an den Gesamtabschreibungen bei 85% und bei Gas bei 73%. Eine Ausweitung der Standardisierung auf die restlichen Anlagenpositionen wird von der Bundesnetzagentur für die Zukunft angestrebt.

(819) In einem weiteren Schritt wurden standardisierte Abschreibungsdauern festgelegt. Als Ausgangspunkt werden die Bandbreiten in der Anlage 1 der StromNEV und GasNEV herangezogen. Eine Mittelwertbildung der Bandbreiten ist nicht zu empfehlen, da sich hierbei nicht-diskrete Werte – z.B. 42,5 Jahre für Kabel 1 kV – ergeben könnten. Als Abschreibungsdauern wurden zunächst gewählt für:

**(820) Strom:**

- Kabel: 40 Jahre
- Freileitungen: 40 Jahre
- Übrige Netzanlagen für Hochspannungsübertragung: 30 Jahre
- Übrige Netzanlagen des Verteilungsbetriebs: 30 Jahre

**(821) Gas:**

- Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen: 50 Jahre

(822) Die Abschreibungsdauern liegen jeweils in den Bandbreiten der einzelnen Anlagenkategorien und sind deshalb für eine erste Analyse sachgerecht.

(823) Das Verhältnis der dadurch ermittelten standardisierten Abschreibungen zu den kalkulatorischen Abschreibungen im Vergleichsverfahren lagen mit Ausnahme einzelner Ausreißer in einer Bandbreite von 85% - 110%.

## **12.4 Standardisierung der Kapitalkosten: EK-Verzinsung**

(824) Die Standardisierung der Abschreibungsdauern hat Auswirkungen auf die Restwerte des Sachanlagevermögens, welches zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung verwendet wird. Eine Über-/Unterschreitung der kalkulatorischen Abschreibungen durch die Standardisierung hat eine entsprechende Auswirkung auf die Entwicklung der Restwerte über den Zeitverlauf und kann somit zu höheren oder niedrigeren Restwerten und folglich Eigenkapitalkosten führen. Dem muss durch die Ermittlung von Eigenkapitalkosten für den Effizienzvergleich Rechnung getragen werden. Die Bundesnetzagentur hat in einer ersten Analyse diese Neukalkulation jedoch noch nicht vorgenommen. Grund hierfür sind die laufenden Entgeltgenehmigungsverfahren, in denen das Thema Eigenkapitalverzinsung noch nicht abschließend entschieden wurde und erforderliche Datennachlieferungen noch nicht von allen Unternehmen erfolgt sind. Die Korrektur kann somit erst nach der abschließenden Klärung und Datenübermittlung durch die Unternehmen erfolgen.

(825) Die Bundesnetzagentur orientiert sich bei der Korrektur der Eigenkapitalkosten an den Vorschriften zur Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in § 7 GasNEV bzw. StromNEV. Als Restwerte für das Sachanlagevermögen werden die Werte des relevanten Betrachtungsjahres herangezogen, die sich nach der Standardisierung der Abschreibungsdauern basierend auf den historischen Investitionsreihen ergeben. Basierend auf diesem neuen Wert werden in der Folge das betriebsnotwendige Eigenkapital und die Eigenkapitalkosten für den Effizienzwert berechnet.

- (826) Eine weitere Korrekturrechnung ist hinsichtlich des Abzugskapitals erforderlich: Bei den Netzbetreibern liegt in unterschiedlicher Höhe eine Vorfinanzierung durch ihre Kunden bezüglich der Baukostenzuschüsse vor. Diese Unterschiede dürfen die Ergebnisse einer Benchmarking-Analyse nicht beeinflussen, da ansonsten Unternehmen mit geringer Vorfinanzierung systematisch benachteiligt würden. Die Neutralisierung sollte bei der Berechnung der EK Finanzierungskosten erfolgen, indem die Position „Erhaltene Baukostenzuschüsse“ nicht als Abzugskapital in Anschlag gebracht wird.

## 12.5 Standardisierung der Kapitalkosten: Abweichen von der Systematik der StromNEV und GasNEV

### 12.5.1.1 Standardisierte Abschreibungen plus WACC

- (827) In internationalen Beispielen von Ländern mit einer Anreizregulierung lassen sich bei der Ermittlung der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung Unterschiede im Vergleich zu Deutschland feststellen. Beispielsweise wird in England, Niederlande, Norwegen und Österreich die Kapitalbasis zu einem einheitlichen Zinssatz, WACC (= Weighted Average Capital Costs), verzinst und die tatsächlichen Fremdkapitalzinsen bei der Berechnung der zulässigen Erlöse bzw. Netzentgelte gänzlich ausgeklammert. Die Kapitalkosten setzen sich somit zusammen aus den Abschreibungen und der Kapitalbasis multipliziert mit einem einheitlichen WACC.<sup>25</sup>
- (828) Eine Standardisierung der Kapitalkosten entsprechend den oben angeführten internationalen Beispielen würde in mehreren Schritten erfolgen:<sup>26</sup>
- Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien;
  - Festlegung einheitlicher Abschreibungszeiten für die Anlagekategorien;
  - Behandlung von immateriellen Vermögensgütern und Nettoumlaufvermögen;
  - Festlegung des einheitlichen WACC.
- (829) Die Investitionsreihen für die Anlagekategorien liegen aus den Erhebungsbögen vor. Es hat sich jedoch gezeigt, dass zum einen die Datenqualität bei einigen Unternehmen noch unzureichend ist und zum anderen einige Landesregulierungsbehörden die entsprechenden Erhebungsbögen noch nicht an die Bundesnetzagentur übermittelt haben. Aus diesem Grund hat sich auch die Bundesnetzagentur im ersten Schritt der Standardisierung der Abschreibungsdauern auf wesentliche Anlagekategorien beschränkt. Für das weitere Vorgehen wird deshalb eine qualitative und quantitative Vervollständigung der Daten für alle Netzbetreiber durch und direkt an die Bundesnetzagentur empfohlen.
- (830) In der Folge ist zu klären, inwieweit bei der Standardisierung der Kapitalkosten zum Zwecke des Effizienzvergleichs der zeitliche Aspekt berücksichtigt werden soll. Beispielsweise standardisierte der niederländische Regulierer, DTe, die Kapitalkosten basierend auf *historischen* Anschaffungskosten. Gelegentlich wird diese Form der Standardisierung jedoch als nicht ausreichend angesehen, um eine Vergleichbarkeit der Kosteneffizienz der Investitionen in der Vergangenheit sicherzustellen, da dabei die Preisentwicklung der Anlagegüter über die Zeit außer Acht gelassen wird. Als eine Lösungsmöglichkeit bietet sich in diesem Zusammenhang die Verwendung von *Wiederbeschaffungswerten* für das physische Anlagengerüst an. Neben dem praktischen Problem der Festlegung der Wiederbeschaffungswerte für die Anlagen besteht dabei jedoch der Nachteil, dass dadurch eine Beurteilung der

---

<sup>25</sup> Vgl. schon Frontier Economics/EWI, Zusammenstellung von Kostenrechnungsansätzen für kalkulatorische Kosten von Stromnetzen (Transport und Verteilung) in den Ländern Norwegen, England/Wales, Dänemark und Niederlande, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2001.

<sup>26</sup> Für eine Darstellung der Standardisierung der Kapitalkosten in den Niederlande siehe: DTe, „An overview of the first regulatory review of the regional electricity networks businesses“, Den Hague, 2002 (10ff).

Kosteneffizienz der Investitionen nicht möglich ist, da alle Investitionen zu einheitlichen Preisen bewertet werden. Die Frage, ob günstig eingekauft wurde, kann somit mit Wiederbeschaffungswerten nicht beantwortet werden. Dies steht jedoch im Widerspruch zu einem *Gesamtkostenvergleich*.<sup>27</sup>

- (831) Ein Mittelweg zwischen *historischen* Anschaffungskosten und *Wiederbeschaffungswerten* stellen *indexierte historische* Anschaffungskosten bzw. *Tagesneuwerte* dar. Bildet der einheitliche Index die tatsächliche Preisentwicklung des Anlagegutes ab, werden *inflationsbedingte* Kostenunterschiede erfasst. Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke einer weiterreichenden Standardisierung der Kapitalkosten für den Effizienzvergleich eine Präferenz für *indexierte historische* Anschaffungskosten.
- (832) Als Ausgangspunkt für die Festlegung der Abschreibungsdauern können die Bandbreiten in der Anlage 1 der StromNEV und GasNEV herangezogen werden, die auch mit international verwendeten Abschreibungsdauern beispielsweise in Norwegen und Niederlande korrespondieren. Die Bestimmung eines einheitlichen Wertes anstatt der Bandbreiten erfolgt in Konsultation mit den Unternehmen, der Bundesnetzagentur und technischen Beratern. Als Abschreibungsart kann zwischen der linearen und der progressiven Abschreibung unterschieden werden. Die lineare Abschreibung bedingt eine größere Kapitalkostenbelastung in den ersten Jahren, was im Widerspruch zum Kostenverlauf entsprechend dem technischen Lebenszyklus der Anlagen stehen kann. Als Lösungsmöglichkeit bieten sich progressive Abschreibungsvarianten an. Zum Zwecke des Effizienzvergleiches ist bei der Bestimmung der Abschreibungsart besonders die Substitution von Betriebs- und Kapitalkosten respektive die Gesamtkostenentwicklung über die Zeit zu beachten.
- (833) Die regulierte Kapitalbasis bestimmt sich somit aus dem Restwert des Sachanlagevermögens und der immateriellen Vermögensgüter sowie dem Nettoumlaufvermögen (*in eventu*). Die Finanzierungskosten werden durch die Multiplikation der regulierten Kapitalkosten mit einem einheitlichen Zinssatz (Weighted Average Capital Cost) ermittelt, wobei keine Differenzierung in einen eigen- und fremdkapitalfinanzierten Anteil vorgenommen wird. Die Berücksichtigung des Eigen- und Fremdkapitalteils findet statt dessen einheitlich bei der Berechnung des WACC statt. Beispielsweise nimmt der niederländische Regulierer, DTe, eine Eigenkapitalquote von 40%, d.h. EK/FK = 40/60, an. Das bedeutet:  $WACC = 40\% \cdot \text{Eigenkapitalzins} + 60\% \cdot \text{Fremdkapitalzins}$ . Die Fremd- und Eigenkapitalzinsen werden jeweils aus zwei Elementen ermittelt:
- Risikoloser Zinssatz
  - Risikozuschlag auf die Eigen- und Fremdkapitalverzinsung.

---

<sup>27</sup> Die Bewertung der Netzanlagen zu Wiederbeschaffungswerten weist erhebliche *subjektive* Momente auf:

- **Anlagendefinition:** Wird ein physischer Gegenstand oder ein gewünschtes Servicepotential für die Bestimmung der Wiederbeschaffungskosten herangezogen? Eng damit verbunden ist das.
- **Optimierungsproblem:** Wie weit soll die theoretische Optimierung des physischen Mengengerüsts gehen? Sollen nur geringe bzw. keine Umdimensionierungsmaßnahmen durchgeführt werden, oder auf ein „Grüne Wiese Konzept“ abgestellt werden. Von der Grundidee der Wiederbeschaffungswerte ist einem „Grüne Wiese Konzept“ der Vorzug zu geben.
- **Varianzproblem:** Wenn die Bewertung nur auf Basis einer Schätzung durchgeführt wird, unterliegt die Bewertung einer hohen Varianz bzw. Stichprobenfehler. Wird die Auswahl erweitert, müssen die einzelnen Ergebnisse gewichtet werden.
- **Aggregationsproblem:** Die Wiederbeschaffungskosten von miteinander verbundenen Anlagenteilen können nicht einfach aus der Summe der Einzelwerte bestimmt werden, sondern müssen zu Anlagengruppen zusammengefasst werden. Unterschiedliche Gruppeneinteilungen können zu von einander abweichenden Werten und somit unterschiedlichen Wiederbeschaffungswerten führen.

- (834) Bei der Berechnung des WACC sind weiterhin noch Steuereffekte sowie die Inflation zu berücksichtigen.
- (835) Ein Vorteil dieser Form der Standardisierung der Kapitalkosten besteht darin, dass durch die Fokussierung auf die Aktiva das Problem von unterschiedlichen Baukostenzuschüssen nicht mehr von Bedeutung ist. Als Nachteil gilt jedoch, dass aufgrund der Vereinheitlichung einerseits der Kapitalstruktur als auch des Fremdkapitalzinssatzes ein Vergleich der unternehmerischen Entscheidungen hinsichtlich der optimalen Kapital- und Finanzierungsstruktur nicht mehr stattfindet.

#### 12.5.1.2 Annuitäten

- (836) Im vorherigen Abschnitt wurde schon erwähnt, dass eine Berechnung der Kapitalkosten basierend auf linearen Abschreibungen im Widerspruch zum Kostenverlauf nach dem technischen Lebenszyklus der Anlagen stehen kann. Statt dessen wird manchmal die Verwendung von „ökonomischen“ Abschreibungen vorgeschlagen, wobei die Kapitalkosten, d.h. Abschreibungen und Finanzierungskosten, über die technische Lebensdauer einen konstanten Verlauf aufweisen. Dies kann dadurch erreicht werden, indem die jährlichen Investitionssummen aus den Investitionszeitreihen der Unternehmen in Annuitäten umgerechnet werden. Diese werden in der Folge indexiert und über die Jahre aufaddiert. Die dadurch erhaltene Summe entspricht dann den Kapitalkosten für die Benchmarkinganalyse.
- (837) Durch die Berechnung von Annuitäten werden somit implizit die Abschreibungsdauern – durch die Laufzeit der Annuität – und die Finanzierungskosten – durch den verwendeten Zinssatz zur Annuitätsberechnung – standardisiert. Als Zinssatz müsste wieder ein gewichteter Wert aus Eigen- und Fremdkapitalzinssatz verwendet werden. Da die Annuität indexiert wird, muss ein realer Zinssatz verwendet werden.
- (838) Durch die Darstellung der Kapitalkosten durch Annuitäten werden diese verstetigt und vom Alter der Anlagen losgelöst. Dies bedeutet, dass Alterseffekte bzw. Investitionszyklen keinen Einfluss mehr auf die Kapitalkosten haben.
- (839) Eine Standardisierung der Kapitalkosten durch die Verwendung von Annuitäten im Kontext mit einer Benchmarkinganalyse findet beispielsweise beim TSO-Benchmarking im Rahmen des ECOM+ Projektes statt.<sup>28</sup>

#### 12.5.1.3 Summe der Investitionsströme

- (840) Bei der Berechnung von Annuitäten wird eine Annahme zum Zinssatz gemacht. Dies kann vermieden werden, indem die Investitionen pro Jahr selbst addiert werden. Dies kann sowohl zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten als auch indexierten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten erfolgen. Auch bei dieser Form der Standardisierung wird die unternehmerischen Entscheidungen hinsichtlich der optimalen Kapital- und Finanzierungsstruktur für den Effizienzvergleich ausgeblendet.

## 12.6 Kapitalkosten und Aktivierungspraxis

- (841) Niedrige Kapitalkosten können durch die Aktivierungspraxis der Unternehmen verursacht werden. Deklarieren Unternehmen bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen tendenziell als laufenden Aufwand, d.h. wird wenig aktiviert, so reduziert sich dadurch die Basis für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen.
- (842) Dabei stellt sich jedoch die Frage, inwieweit dieses Problem tatsächlich so massiv auftritt, da die Netzbetreiber doch unter gleichen respektive ähnlichen steuerlichen Vorgaben agierten. Dies gilt in besonderem Maße für die künftigen Investitionen bzw. Instandhaltungsaufwendungen. Nicht auszuschließen ist jedoch, dass

<sup>28</sup> Vgl. Sumicsid, TSO Benchmarking: ECOM+ Project, 2003.

unterschiedliche Praktiken in der Vergangenheit heute die Vergleichbarkeit der Kapitalkosten beeinträchtigen.

- (843) Zur Überprüfung unterschiedlicher Aktivierungspraxen können zunächst einfache Kennzahlen gebildet werden: Anschaffungs-/Herstellungskosten bzw. Tagesneuwerte dividiert durch physische Netzanlagen. Erste Analysen hat die Bundesnetzagentur bereits durchgeführt. Diese haben Hinweise geliefert, dass sich aus den Daten für das Gesamtsample der Unternehmen keine systematisch unterschiedlichen Aktivierungspraxen ableiten lassen.
- (844) Darüber hinaus muss auch untersucht werden, ob die Effizienzgrenze durch Unternehmen mit geringen Kapitalkosten dominiert ist. Wenn sich herausstellt, dass die Effizienzgrenze von Unternehmen mit geringen oder keinen Kapitalkosten gebildet wird, ist zunächst der Grund für die niedrigen Kapitalkosten zu analysieren. Sind die Anlagen auch nach der Standardisierung der Abschreibungsdauern schon vollkommen abgeschrieben, so sollte sich dies jedoch in den Betriebskosten niederschlagen. Ist dies nicht der Fall, d.h. werden die Anlagen über die Abschreibungsdauern ohne steigende Betriebskosten weiterverwendet, kann dies als Indiz dafür gesehen werden, dass die Abschreibungsdauern für die Standardisierung zu kurz angesetzt wurden.
- (845) Sind die Anlagen jedoch nicht größtenteils abgeschrieben, sondern die Preisansätze für die physischen Anlagen nur sehr gering, kann dies auf eine *unterschiedliche Aktivierungspolitik* in der Vergangenheit zurückzuführen sein. In diesen Fällen erscheint eine Neubewertung der Anlagen zum Zwecke des Effizienzvergleichs notwendig, um eine Bereinigung unterschiedlicher Aktivierungspolitiken vorzunehmen.
- (846) Zu diesem Zwecke muss von den Unternehmen ein komplettes physisches Anlagengitter (Asset Register) mit Jahreseinordnung abgefragt werden. Um das Ausmaß der unterschiedlichen Aktivierungspolitik über die Zeit analysieren zu können, sollten den physischen Anlagewerten auch die entsprechenden monetären Werte zugeordnet werden. Daraus kann beispielsweise ersichtlich werden, inwieweit die Neubewertung sich auf einen eingeschränkten Zeitraum reduzieren lassen kann.
- (847) Falls ein entsprechendes physisches Anlageregister nicht oder nur mit erheblichem Aufwand verfügbar ist, kann die Bestimmung der Kapitalkosten zum Zwecke des Effizienzvergleichs auch mit Hilfe der Analytische Kostenmodelle erfolgen.

## 13 Spezifikation der Benchmarking-Modelle

### 13.1 Benchmarking der Übertragungsnetzbetreiber

- (848) Ein robustes Benchmarking für Übertragungsnetzbetreiber kann nur durchgeführt werden, wenn die Gesamtheit der betrachteten Unternehmen erweitert wird. Eine solche Verbreiterung der Vergleichsbasis kann zum einen darin bestehen, Übertragungsnetzbetreiber aus dem Ausland zu Vergleichszwecken mit heranzuziehen und ein internationales Benchmarking durchzuführen. Entsprechende Studien wurden in der Vergangenheit bereits unternommen und können im Rahmen von ERGEG und CEER vorangetrieben werden, zumal andere europäische Regulierungsbehörden vor dem gleichen Problem stehen. Für ein solches Vorgehen spricht auch, dass einige der allgemein diskutierten Kostentreiber sich auf der Ebene der Übertragungsnetze deutlich weniger stark auswirken als z. B. in der Verteilung in Niederspannung. Als Beispiel hierfür sind Verkabelungsgrad oder Bodenklassen und Versiegelung der Oberflächen zu nennen, die großen Einfluss auf Tiefbaukosten haben, in der Übertragung in Höchstspannung aber allenfalls geringe Auswirkungen zeigen dürften. Diese Gegebenheiten vereinfachen einen internationalen Vergleich, bei dem allerdings andere Unterschiede zu berücksichtigen sind. In diesem Zusammenhang sei auf das internationale TSO-Benchmarking Projekt ECOM+ verwiesen, das sich bewusst auf nur zwei Teilbereiche – Bau sowie Betrieb und

Instandhaltung der Netzanlagen – beschränkt. Andere Teilbereiche, z. B. Sicherung der Systemstabilität und Market-maker Funktionen, sind aufgrund der Externalitäten separat zu erfassen.<sup>29</sup> Dies betrifft beispielsweise auch Kompensationszahlungen im Rahmen des ITC-Mechanismus.

### **13.2 Ergänzender Einsatz von Referenznetzanalysen auf Übertragungsnetzebene**

- (849) Aufgrund der geringen Zahl von nur vier Übertragungsnetzbetreibern mit zudem sehr unterschiedlichen Kraftwerksanschluss- und Versorgungsaufgaben sowie Übertragungs- und Transitaufgaben ist für diesen Netzbereich eine Effizienzbestimmung mittels üblicher Benchmarking-Methoden nur bei Verbreiterung der Vergleichsbasis und nur mit erhöhter regulatorischer Vorsicht möglich. Aus diesem Grund ist die komplementäre Anwendung Analytischer Kostenmodelle für Übertragungsnetze besonders angeraten.
- (850) Die Referenznetzanalyse erscheint im Gegensatz zur Modellnetzanalyse im Übertragungssektor gerade wegen der geringen Zahl der Netze und deren guter Datenlage mit vertretbarem Aufwand möglich. Möglicherweise so zu untersuchende Fragestellungen sind sowohl die Prüfung der Effizienz bestehender Netzstrukturen als auch die Wirtschaftlichkeit vorgeschlagener und zu genehmigender Investitionspläne.
- (851) Die Modellanpassung zur Anwendung der Referenznetzanalyse auf Übertragungsnetze und insbesondere die Identifikation von Unterschieden zur und Gemeinsamkeiten mit der ebenfalls vermascht betriebenen Hochspannungsebene, für welche die Referenznetzanalyse mit sehr hoher Genauigkeit arbeitet, ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten.
- (852) Relevant ist in diesem Zusammenhang vor allem die notwendige Erweiterung der klar definierten Versorgungsaufgabe in Verteilungsnetzen zur weit weniger klar abzugrenzenden und sich dynamisch, z. B. aufgrund marktgetriebener Prozesse, verändernden kombinierten Versorgungs- und Transportaufgabe in Übertragungsnetzen. Als erster Schritt könnte ein erweiterter Scorched-Node-Ansatz mit fester Vorgabe der bestehenden Einspeisepunkte, Umspannstationen zur unterlagerten Ebene und Kundenanschlüsse sowie Verbundkuppelstellen und bei ausschließlicher Nutzung der bestehenden Trassen eine sachgerechte Anwendung ermöglichen.
- (853) Eine an die aktuelle Aufgabe optimal angepasste Netzstruktur ist in Übertragungsnetzen wegen der langen Genehmigungsfristen, der damit verbundenen Prognoseunsicherheiten sowie der großen Leistungseinheiten der Übertragungsnetzanlagen und deshalb großvolumigen Ausbaustufen nicht umsetzbar.
- (854) In der Folge können anders als prognostiziert eingetretene Entwicklungen in der Vergangenheit oder die notwendige Berücksichtigung von unsicheren Zukunftserwartungen in der Netzplanung zu Effizienzunterschieden führen. Bei einer Anwendung der Referenznetzanalyse sind deshalb – wie auch bei anderen Benchmarkingverfahren - sowohl Historie als auch Prognosen geeignet zu berücksichtigen. Ansatzpunkt ist hier, ggf. in Form von Variantenrechnungen, insbesondere eine Einbeziehung in die auslegungsbestimmende Versorgungs- und Transportaufgabe. Diese verkörpert dann nicht mehr den Zustand zum Anwendungszeitpunkt, sondern beinhaltet auch historische Zwänge (Scorched-Node) bzw. antizipiert die Erwartungen zur zukünftigen Netznutzung. Sondereffekte können ggf. mit einer iterativen Anwendung der Referenznetzanalyse in Form einer pfadabhängigen Optimierung (serielle Betrachtung unterschiedlicher Zeitpunkte,

---

<sup>29</sup> Vgl. Sumicsid (2004)



dabei Berücksichtigung der Ergebnisse der Rechnung für einen früheren Zeitpunkt als Randbedingung) untersucht werden.

- (855) Berücksichtigt werden müssen bei der Anwendung von Referenznetzanalysen auch die Auswirkungen historischer Entwicklungen insbesondere bei der Wahl der optimalen Übertragungsspannung. Die historisch teilweise noch vorhandene und zum Errichtungszeitpunkt technisch sinnvolle Spannungsebene 220 kV wird derzeit flächendeckend von der aus heutiger Sicht wirtschaftlicheren Spannungsebene 380 kV abgelöst. Dieser Prozess erstreckt sich aufgrund der langen Nutzungsdauern von Freileitungen allerdings notwendigerweise über mehrere Jahrzehnte. Insofern ist eine geeignete Berücksichtigung bei der Anwendung von Referenznetzanalysen erforderlich.

### **13.3 Benchmarking der Fernleitungsnetzbetreiber**

- (856) Entsprechend den unterschiedlichen Aufgabenbereichen der Fernleitungsnetzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der § 15 EnWG festgelegten Systemverantwortung, sollen aus heutiger Sicht der Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber in einer ähnlich der für die Übertragungsnetzbetreiber vorgenommenen funktionalen Trennung in einem separaten Benchmarking betrachtet werden.
- (857) Gerichtliche Auseinandersetzungen haben allerdings dazu geführt, dass die für eine Ausgestaltung des Benchmarking-Ansatzes erforderlichen Daten der Fernleitungsnetzbetreiber zu großen Teilen bislang noch nicht bei der Bundesnetzagentur eingegangen sind. Daher können in Abgrenzung zu den allgemeinen Aussagen noch keine Präzisierungen zu einem Benchmarking der Fernleitungsnetzbetreiber Aussagen getroffen werden.

### **13.4 Spezifikation der Benchmarking-Modelle für Strom- und Gas-Verteilnetze**

- (858) Dieser Abschnitt zeigt auf, wie die Bundesnetzagentur bei der Spezifikation von Benchmarking-Modellen bislang vorgegangen ist und weiterhin vorzugehen beabsichtigt. Die Modellspezifikation ist notwendiger Weise ein komplexer und iterativer Prozess, bei dem eine Reihe von Entscheidungen zu treffen sind, die einerseits Freiheitsgrade, andererseits Auswirkungen auf andere Spezifikationselemente und Entscheidungen haben. Da dies jeweils Auswirkungen auf einzelne oder viele Netzbetreiber haben kann, will die Bundesnetzagentur diesen Prozess in einer Fortführung des Konsultationsprozesses interaktiv gestalten und die Grundlagen, Schritte, Entscheidungen und Ergebnisse transparent machen (vgl. Kapitel 7.4.6 [Transparenz der Daten]).
- (859) Daher erfolgt an dieser Stelle bereits eine ausführliche Beschreibung des Spezifikations-Prozesses der Benchmarking-Modelle, mit dem das komplementäre Benchmarking der Bundesnetzagentur entwickelt wurde, konsultativ weiter entwickelt und schließlich umgesetzt werden soll. Die Bundesnetzagentur erhofft sich auf der Grundlage des vorliegenden Berichtsentwurfs Stellungnahmen und Hinweise zur weiteren Konkretisierung des Spezifikations-Prozesses und der dabei zu berücksichtigenden wesentlichen Aspekte.
- (860) Der vorliegende Stand der Arbeiten ist Strom geringfügig weiter fortgeschritten als für Gas. Die wesentliche Schrittfolge ist identisch, Unterschiede bestehen hinsichtlich Datenverfügbarkeit (vgl. Kapitel 7.1 und 7.3) und der Variablenspezifikation (vgl. Kapitel 11.8).
- (861) Der verspätete und bis heute nicht vollständig erfolgte Dateneingang für die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber ist einer der Gründe hierfür. Des weiteren ist als gasspezifische Besonderheit die nicht bestehende generelle Anschlusspflicht zu nennen.

- (862) Für die hieraus resultierende Notwendigkeit, die Neuerschließung von Versorgungsgebieten und sehr unterschiedliche Erschließungsgrade zu berücksichtigen, wurde ein Lösungsansatz entwickelt (vgl. Kapitel 11.4.3.3). Es können aber bislang noch keine Daten vorgelegt werden, die eine Quantifizierung ermöglichen. Daher ist dieser Punkt aus Sicht der Bundesnetzagentur von besonderem Interesse für Stellungnahmen der gaswirtschaftlichen betroffenen Wirtschaftskreise.
- (863) Insgesamt soll der Konsultationsprozess mit Fokussierung auf Datendefinitionen (vgl. Kapitel 7.4) und die Spezifikation der Benchmarking-Modelle noch verstärkt werden. Die Bundesnetzagentur plant, diesen Prozess auch nach dem 01.07.2006 intensiv und weiterhin mit den Elementen Konsultationskreis und Referenzdokumente fortzuführen. In dieser Hinsicht kann Kapitel 13.4 als Prototyp eines solchen Referenzberichtes zur Modellspezifikation gelten. Damit kommt die Bundesnetzagentur Wünschen der Netzbetreiber nach, die allerdings auf Vorlage eines Referenzberichtes zum Thema Benchmarking noch im März/April 2006 gerichtet waren. Ein solcher separater Referenzbericht ohne die jetzt hier vorgenommene Einbettung in das Gesamtkonzept wäre jedoch aus Sicht der Bundesnetzagentur der zentralen Rolle der Benchmarking und den vielfältigen Rückwirkungen auf andere Elemente nicht gerecht geworden. Stattdessen wurde ein methodologischer Text der wissenschaftlichen Gutachter der Bundesnetzagentur für den Konsultationskreis zur Verfügung gestellt. Ferner wurden schriftlich gestellte Fragen an die Gutachter beantwortet oder konnten in den Sitzungen des Konsultationskreises mit den anwesenden Gutachtern erörtert werden. Auch diesbezüglich plant die Bundesnetzagentur, die Vorgehensweise zur Konsultation fortzuführen und entsprechend Gelegenheit zur Erörterung von Fragen und Stellungnahmen zu geben.

### **13.4.1 Modellspezifikation**

#### **13.4.1.1 Hintergrund**

- (864) Das Benchmarking ist bei der Anreizregulierung natürlicher Monopole von entscheidender Bedeutung. Dabei wird die Leistung eines Unternehmens mit der tatsächlich bestehenden Leistung anderer Verteilnetzbetreiber verglichen, und nicht mit einer theoretisch möglichen Leistung. Auf diese Weise kann Benchmarking einen im Kontext natürlicher Monopole nicht bestehenden Wettbewerb substituieren. Die Wettbewerbssituation kann durch einen Wettbewerb im Rahmen des Benchmarking imitiert werden.
- (865) Inwiefern sich ein Regulierer auf einen derartigen Als-ob-Wettbewerb stützen kann, hängt von der Qualität des Benchmarking-Modells ab. Das bedeutet, dass es keine einfache und mechanistische Formel für die Umsetzung von Benchmarking-Ergebnissen in Regulierungsvorgaben gibt. Diese Entscheidung sollte vielmehr beim Regulierer liegen – oder Gegenstand expliziter bzw. impliziter Verhandlungen zwischen Regulierer, der Industrie und anderen Interessengruppen sein. In Anbetracht der mangelnden Praktikabilität einer Verhandlungslösung in Deutschland, ist hier durch den Regulierer eine transparente, nachvollziehbare und verlässliche Methode der Transformation der Benchmarking-Ergebnisse in Regulierungsvorgaben festzulegen.
- (866) Mit Blick auf das Benchmarking ist die deutsche Situation in mehrerer Hinsicht einzigartig: Es ist eine große Anzahl an Netzbetreibern und eine große Menge an Datensätzen vorhanden. Darüber hinaus weisen erste Ergebnisse darauf hin, dass die Daten im Allgemeinen von guter Qualität sind. Dies bedeutet, dass man hier – im Vergleich zum Ausland – in weitaus geringerem Maße auf simplifizierte Modelle und regulatorische Ermessensentscheidungen zurückgreifen muss.
- (867) Die BNetzA hat – zum Teil als Konsequenz daraus – ehrgeizige Ziele im Hinblick auf das Benchmarking. Insbesondere ist es ihr Ziel, mögliche methodologische

Vielfalt durch die Analyse mehrerer potentieller Modellspezifikationen (Wahl der Benchmarking-Parameter) und unterschiedlicher potentieller Berechnungsmethoden (DEA, SFA etc.) zu nutzen. Auf diese Weise lässt sich das methodologische Risiko minimieren.

#### 13.4.1.2 Gutachterliche Bewertung und Empfehlungen

- (868) Die Analysen mit den bisher erhobenen Daten zeigen, dass die Daten von guter Qualität sind und dass das ehrgeizige Ziel, Ergebnisse zu erhalten, die nicht sensitiv auf Alternativen reagieren, in der Tat erreicht werden kann.
- (869) Auch wenn die Analysen auf den Daten einer ersten Erhebungsphase basieren, so kann die Qualität der empirischen Ergebnisse doch verglichen werden mit denen Europäischer Länder nach mehreren Phasen der Datenerhebung und Benchmarking-Anwendung. Dies bedeutet, dass, wenn es der Bundesnetzagentur möglich ist, die Spezifikation der Benchmarkingmodelle kontinuierlich weiterzuentwickeln und man davon absieht, den jetzigen Stand der Modellspezifikation voreilig festzuschreiben, Deutschland einen neuen Standard des regulatorischen Benchmarking setzen wird.

#### 13.4.1.3 Auswahlkriterien für die Wahl eines Modells

- (870) Folgende Kriterien verfolgt die Bundesnetzagentur bei der Spezifikation der Benchmarking-Methoden und sieht hierin einen wichtigen Punkt für die weitere Konsultation.
- (871) *Kontinuität:* Bei Überlegungen zu den Spezifikationen der Modelle muss auch im Interesse der Lern- und Verwaltungskosten sowohl für Regulierer als auch Unternehmen die Kontinuität gegenüber den Vorläufermodellen gewahrt sein. In diesem Zusammenhang soll diese Bedingung in Form von Sensitivitätsanalysen zu entsprechenden Datenmengen ausgedrückt werden, um die relativen Vorteile durch die Berücksichtigung neuer Informationen einzuschätzen.
- (872) *Robustheit:* Die Modellspezifikationen und Ergebnisse müssen robust gegenüber vorhersehbaren Kosten und technologischen und institutionellen Veränderungen sein, um stabile Anreizwirkungen und Minimierung des Regulierungsrisikos zu garantieren.
- (873) *Nachprüfbarkeit:* Ein in der Anreizregulierung verwendetes Effizienzmessungsmodell muss auf nachprüfbar Daten basieren. Die Verwendung von schlecht definierten oder internen Daten birgt einen Anreiz für opportunistisches Verhalten, was sich im Falle einer Yardstick-Regulierung direkt auf die anderen Unternehmen auswirkt.
- (874) *Eindeutigkeit:* Die Definitionen des Modells müssen eindeutig sein, damit sie nicht widersprüchlich interpretiert werden können, z.B. in Bezug auf Zeit und Organisationsebenen.
- (875) *Strukturelle Auswirkungen:* Sofern nicht eine klare und fundierte politische Vorgabe in Bezug auf die Branchenstruktur vorhanden ist, sollte das Modell keine bestimmte Organisationsform bevorzugen. In dieser Hinsicht ist auf eine globale Beurteilung des Regulierungssystems, einschließlich des Einsatzes des Konzessionsinstruments und der Fusionskontrolle zu verweisen.

#### 13.4.1.4 Definition von Input- und Outputparametern

- (876) Ein Benchmarking-Modell ist eine quantitative Darstellung der Beziehung zwischen Ressourceneinsatz (Input) und dem Angebot nachgefragter Dienstleistungen (Output) auf der Basis miteinander vergleichbarer Beobachtungen.
- (877) Das Modell dient der Ermittlung von Kosteneffizienz, welche zu definieren ist als das Verhältnis zwischen aktuellen zu minimalen Kosten, mit denen die gleiche oder eine höhere Menge an Outputs unter gleichen oder schwierigeren Bedingungen produziert werden können. Mit dem Benchmarkingmodell werden die minimalen Kosten für jedes Output-Profil und strukturelle Spezifikation berechnet und die effizienten Kosten für die herrschenden Bedingungen bestimmt.

- (878) Die Spezifikation des Benchmarking-Modells stellt die Phase der Zusammenführung aller vorangestellter Schritte dar, bei der abschließend die funktionale Form für die parametrische Benchmarking-Methode und die relevanten Benchmarkingparameter festgelegt wird. Abbildung 35 fasst das Ergebnis der Modellspezifikation zusammen.
- (879) Unter Input X bzw. kontrollierbare Ressourcen sind hauptsächlich die direkten Kosten  $C(X)$  für die geschätzte Ebene oder Aktivität (z.B. Stromversorgung in Mittelspannung), aber auch alle Variablen, die sich auf die Betriebskosten und eingesetzten Anlagen beziehen, z.B. Länge der Freileitungen (Strom) und installierte Leistung bei Kompressoren (Gas) zu verstehen. Die Klasse der Outputs Y wird durch exogene Indikatoren für die Ergebnisse der regulierten Tätigkeit bestimmt, wie z.B. in der Regel Variablen, die sich auf Transportfunktionen beziehen (gelieferte Energie usw.), Bereitstellung von Kapazität (Spitzenlast, Flächendeckung usw.) und Diensterbringung (Zahl der Anschlüsse, Kunden usw.). Die Klasse der Strukturvariablen Z enthält Parameter, die einen nicht kontrollierbaren Einfluss auf Betriebs- oder Kapitalkosten haben können, ohne dass sie als Kunden-Output differenziert werden. In dieser Klasse finden sich Indikatoren für Geologie, Geographie und Topologie (vgl. Kapitel 11). Es kommt aber oft vor, dass die Effekte einer bestimmten Kontrolle bei Z mit Y korreliert werden und/oder es zu gegenseitigen Ausschlüssen kommt.

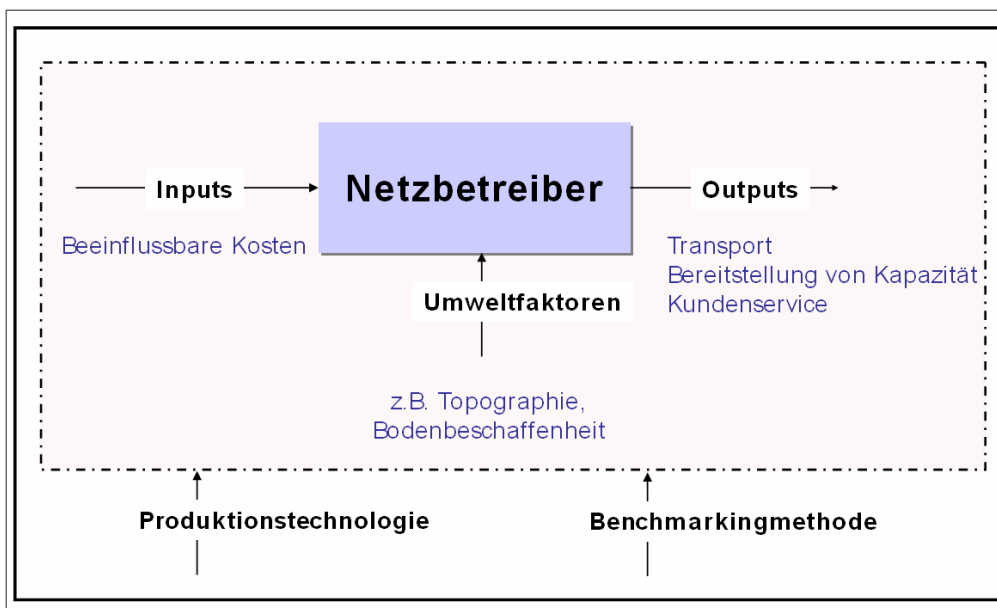


Abbildung 35: Modellspezifikation

#### 13.4.1.5 Output-Orientierung

- (880) Wenngleich eine detaillierte Inputbeschreibung, z.B. die Einbeziehung von Ressourcenvariablen wie die Art der eingesetzten Anlagen, die Anzahl und die Qualifikation des eingesetzten Personals und die anfallenden Kostenarten beim Betrieb interessante Einsichten für das Management bieten, ist ein derartiges Modell aufgrund der bereits diskutierten Endogenität für eine Anreizsetzung ungeeignet. Eine zu detaillierte Beschreibung der Inputs schränkt nicht nur die Anreize, die der Regulierer auf die Ergebnisse setzen kann, ein. Sie kann auch die Firmen über ihr wahres latentes Effizienzpotential hinwegtäuschen, indem künstlich hohe Substitutionskosten für die verwendeten Inputfaktoren eingeführt werden. Eine moderne Anreizregulierung ist outputbasiert, d.h. dass die Inputseite durch eine maximale Aggregation dargestellt wird, die es den Firmen erlaubt, jede gewinnbringende Substitution zu realisieren, und die Modellierung ihr

Hauptaugenmerk darauf legt, auf der Seite der Outputs möglichst gute Indikatoren für die tatsächlich nachgefragten und vom Netzbetreiber erbrachten Dienstleistungen zu identifizieren. Alle Zwischenschritte für die Erstellung dieser Dienstleistungen werden als interner Prozess angesehen, der durch das regulatorische Benchmarking nicht gemessen oder beeinflusst werden sollte. Einzig seine letztendlichen Auswirkungen auf die Kosten sind entscheidend für die Effizienzmessung.

### 13.4.2 Modellstruktur

#### 13.4.2.1 Freiheitsgrade des Modells

(881) Der Freiheitsgrad des Modells ist ein technisches Konzept, das die Zahl der Beobachtungen in Beziehung setzt zur Dimensionalität des Modells. Je niedriger die Dimensionalität des Modells, desto höher die Unterscheidungsgenauigkeit. Im parametrischen, statistischen Modell wird dies bezogen auf die Aussagekraft späterer Hypothesentests. In den nichtparametrischen Modellen werden auch heuristische Obergrenzen für die Zahl der Variablen vorgeschlagen. Dafür ist es erforderlich, dass die Zahl der Beobachtungen höher ist als  $3 \cdot (\text{Anzahl der Inputs} + \text{Anzahl der Outputs})$  oder als  $(\text{Anzahl der Inputs}) \cdot (\text{Anzahl der Outputs})$ . Bei einer hohen Zahl von Verteilnetzbetreibern sind damit sehr flexible nicht-parametrische Modelle möglich.

#### 13.4.2.2 Empirische Vorgehensweise der Modellspezifikation

(882) Die Modellschätzungsmethode basiert auf einer kombinierten Nutzung ökonometrischer und analytischer Kostenfunktionen in einem interaktiven und iterativen Prozess der weiterhin Gegenstand intensiver Konsultationen sein soll.

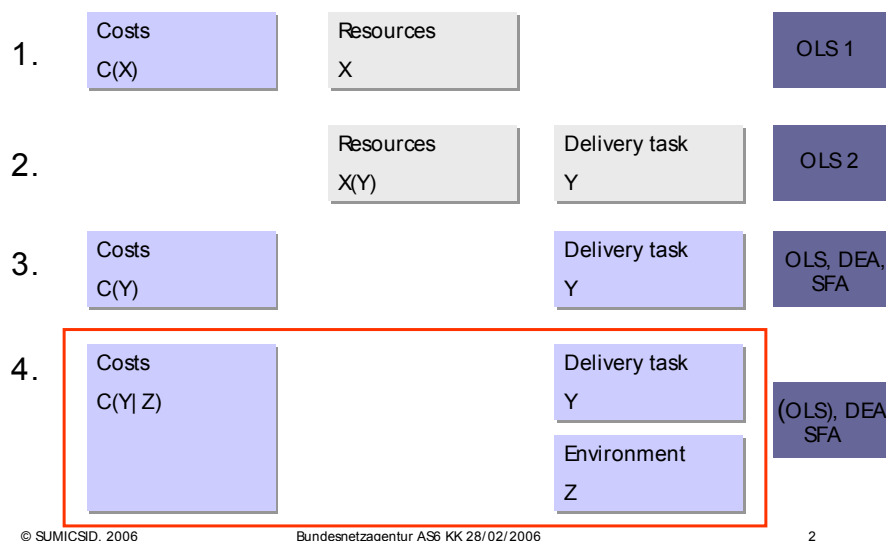


Abbildung 36: Vorgehen bei der Modellspezifikation

(883) Die erste Phase (OLS 1) untersucht das Verhältnis zwischen jedweden Ressourcen (beeinflussbaren X-Variablen) und den resultierenden Kosten  $C(X)$ . Diese Modelle sind von begrenztem Interesse für das Benchmarking, da die Ressourcen beeinflussbar sind. Sie können allerdings zum Zwecke der Datenvalidierung herangezogen werden.

- (884) Die zweite Phase (OLS 2) zielt auf die Bewertung des Erklärungsgehaltes der exogenen (nicht-beeinflussbaren) Variablen Y – die die geleisteten Dienste, die Outputs, charakterisieren – auf die endogenen (beeinflussbaren) Variablen X(Y) ab. Diese Modelle dienen insbesondere der Datenvalidierung. In dem Ausmaß, in dem die endogenen Variablen in adäquater Weise durch die exogenen Variablen erklärt werden, können sie aus der weiteren Analyse herausgenommen werden.
- (885) In der dritten Phase (OLS/DEA/SFA) wird die Kostenfunktion C (Y) einzig als eine Funktion exogener Variablen Y bestimmt, beispielsweise einer Teilmenge der in Phase 2 verwendeten Variablen. Dieser Schritt bildet den Kern der Benchmarking-Modellierung, die für jeden Modelltyp und Schätzungsansatz durchgeführt werden muss. Im Prozess der Schätzung dieser Modelle, erfolgt eine erneute Datenvalidierung mit dem Fokus auf potentielle "Ausreißer". Dies erfolgt zum Zwecke der Identifizierung von Sensitivitäten der Benchmarking-Ergebnisse.
- (886) In der vierten Phase (strukturelle Phase, DEA, SFA, (OLS),) werden die Modelle der dritten Phase um gebietsstrukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe (vgl. §21a Abs. 4, 5) erweitert. Dies erfolgt zum Zwecke der Sicherstellung der Vergleichbarkeit und der Erklärung der ermittelten Ineffizienzen der Unternehmen. Diese Phase beinhaltet den Test einer großen Anzahl potentieller struktureller Variablen, um festzustellen, ob durch diese dem Modell wesentliche Informationen hinzugefügt werden. Für diese Phase wurden weitere Variablen konstruiert und erhoben, wie z.B. Bodenklassen oder Altersstruktur der Netze.
- (887) Indem diese vier Phasen durchlaufen werden, soll ein ausgewogenes Benchmarking-Modell als eine Funktion der relevanten Outputs der zu regulierenden Aufgabe unter Sicherstellung der strukturellen Vergleichbarkeit der Unternehmen erreicht werden.

### 13.4.3 Konkrete Umsetzung der Modellspezifikation

#### 13.4.3.1 Schritte der Modellimplementierung

- (888) Die Modellspezifikation und –implikation besteht aus einem komplexen Prozess mit mehreren Iterationsrunden (vgl. Abbildung XX) und den nachfolgend aufgeführten Schritten, die im Weiteren ausführlicher erläutert werden. Dabei wird exemplarisch der derzeit erreichte Stand in wesentlichen Teilbereichen erläutert.
- Auswahl einer oder mehrerer Software-Plattformen aus einer Vielzahl von kommerziell und nicht-kommerziell verfügbaren Rechenwerkzeugen zur Sicherstellung der rechnerisch korrekten Umsetzung der verwendeten Benchmarking-Verfahren
  - Parameterauswahl unter Berücksichtigung der analytischen, qualitativen und statistischen Untersuchungen und der Rückwirkungen auf die Ergebnisse aus unterschiedlichen Modellrechnungen.
  - Durchführung von Modellrechnungen unter Berücksichtigung der ausgewählten Parameter und möglicher Korrelationen sowie der Datenvalidität
  - Ergebnisanalyse unter Berücksichtigung der Sensitivität von Parametervariationen und zur Ermittlung und erforderlicher oder geeigneter Modellanpassungen zur Verbesserung der Robustheit und Zuverlässigkeit der Gesamtmethode.
  - Einige dieser Schritte wurden bereits in vorigen Kapiteln beschrieben (vgl. Kap. 7, 10, 11), sind aber im Gesamtprozess der Modellspezifikation zu berücksichtigen. Nur so können die jeweiligen Querbezüge erfasst werden. Für die konkrete Durchführung plant die Bundesnetzagentur, den Konsultationsprozess fokussiert auf die Themen Datendefinitionen (vgl. Kap.7.4) und Benchmarking-Spezifikation weiterzuführen. Dabei sollen die Elemente Konsultationskreis und Referenzdokumente beibehalten werden.

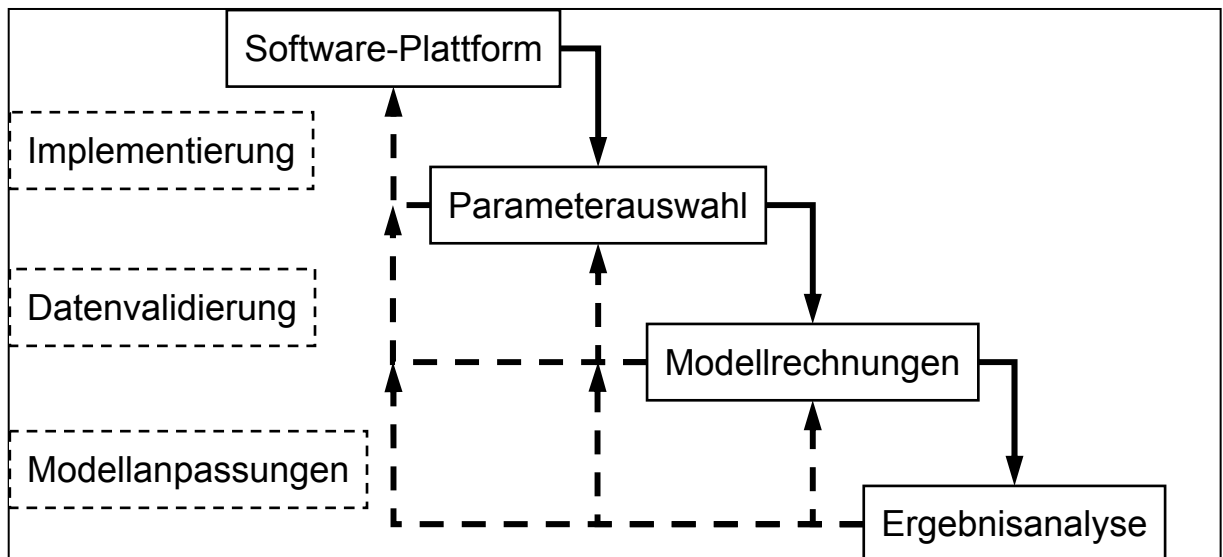


Abbildung 37: Schritte der Modellimplementierung

#### 13.4.3.1.1 Auswahl der Software-Plattformen

(889) Die komplementäre Anwendung verschiedener Benchmarking-Verfahren nutzt die spezifischen Vorteile und kompensiert Nachteile der einzelnen methodischen Ansätze. Um daneben auch numerische oder in Rechenalgorithmen begründete Fehler zu vermeiden, hat die Bundesnetzagentur eine Vielzahl von Software-Programmen zur Durchführung von Benchmarking-Berechnungen untersucht und zur Anwendung gebracht.

(890) Dies ist erforderlich, da in der Literatur auch immer wieder Hinweise gegeben werden, dass bestimmte Rechenprogramme Instabilitäten oder Fehlerquellen aufweisen könnten. Diese sind nur mit größtem Aufwand im einzelnen Rechenprogramm aufzufinden und zu überprüfen, so dass die einfachere Absicherung der rechnerischen Korrektheit der Benchmarking-Berechnungen durch eine Parallelanwendung der verschiedensten Software-Pakete erfolgt. Diesen Weg will die Bundesnetzagentur weiter beschreiten, so dass auch noch weitere Rechenprogramme Anwendung finden können und die nachfolgend aufgeführte Liste nicht abschließend ist.

(891) Folgende Programme sind bislang eingesetzt worden bzw. für die weitere Anwendung vorgesehen:

- LIMDEP
- SPSS für Windows
- Frontier Analyst Professional
- OnFront2
- Softwaretool R/-Plus
- Frontier 4.1

##### 13.4.3.1.1.1 *LIMDEP*

(892) LIMDEP ist die ökonomische Software, die durch William H. Greene in New York – USA- entwickelt wurde. Sie stellt Parameterschätzung für die linearen und nichtlinearen Rückbildungsmodelle und für die qualitativen und begrenzten abhängigen Modelle zur Verfügung.

(893) Es handelt sich um ein integriertes Programm mit zahlreichen Schätzungswerkzeugen, die alle zu MS-Anwendungen (Windows 95 sowie spätere Versionen) kompatibel sind. Das Programm bietet weit reichende grafische sowie

deskriptive Darstellungsmöglichkeiten an, importiert und exportiert aber auch Daten in andere Programme (Excel, SAS usw.). Dabei können die Daten aus den einzelnen Beobachtungen, Rankings, Frequenzen etc. bestehen. LIMDEP entspricht dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Forschung und wird vielfach für ökonomische Analysen eingesetzt.

#### 13.4.3.1.1.2 SPSS für Windows

- (894) SPSS (früher: Statistical Package for the Social Sciences, jetzt: Superior Performing Software Systems) ist ein bekanntes komplettes Statistik-Programmpaket, das insbesondere in den Wirtschafts- und Sozialwissenschaften sehr verbreitet ist. Das Programm unterstützt alle wichtigen Computertypen sowie Betriebssysteme (z.B. Windows, Mac-OS, Unix) und einige Fremdformate (z.B. MS Office Excel, SAS). Das SPSS-Tool bietet zunächst die Möglichkeit, Variablen zu definieren und Daten zu erfassen. Eine praktikable Auswertung der Datenmengen ist mit EDV-Hilfe möglich. Mit SPSS stellt ein leistungsfähiges und bewährtes Analysesystem für die statistischen Untersuchungen zur Verfügung. Es bietet fast alle wichtigen statistischen Verfahren sowie gute graphische Darstellungsmöglichkeiten an und unterstützt alle in der Windows-Welt gebräuchlichen Verfahren zur Kooperation mit anderen Programmen (z.B. Zwischenablage, COM, ODBC). Im Rahmen der statistischen Analysen führt das Tool t-Tests für gepaarte Stichproben, t-Test für unabhängige Stichproben sowie Lineare Regressionsanalysen durch.

#### 13.4.3.1.1.3 Frontier Analyst

- (895) Frontier Analyst ist das Tool von Banxia Software Ltd, Großbritannien. Das Tool baut auf der Technik der Data Envelopment Analysis (DEA) auf und wird vor allem für die Leistungsmessung zum Zweck der Feststellung von Effizienz von Entscheidungseinheiten eingesetzt. Ferner ist es zur Anwendung der Stochastic Frontier Analysis (und anderer Maximum Likelihood Schätzungen) geeignet. Frontier Analyst bietet hierfür zwei Modellvariante an (the error components model und the technical efficiency effects model). Frontier Analyst läuft unter allen 32-bit-Versionen von Microsoft Windows.

#### 13.4.3.1.1.4 OnFront

- (896) OnFront ist eine Software, die in Schweden durch Kooperation zwischen Forschung und Industrie für die Messung von Produktivität und Effizienz entwickelt wurde. Das Programm hierfür läuft auf einer 32-bit Applikation, ist in Programmierungssprache C++ geschrieben und wird auf Plattformen von Windows 95 sowie spätere Versionen eingesetzt. Die Schnittstelle stellt eine Tabellenkalkulation dar. OnFront bietet weitreichende Einsatzmöglichkeiten an. Das Tool erlaubt die Auswahl zwischen Inputs- und Output-Orientierung, die Annahme von konstanten bzw. variablen Skalenerträgen, die Möglichkeit, exogen fixierte Variablen in die Analyse zu integrieren und stellt Informationen über die Skalen zur Verfügung.

#### 13.4.3.1.1.5 EMS

- (897) EMS (Efficiency Measurement System) ist ein frei verfügbares Software-Tool für DEA-Berechnungen, das verschiedene Konfigurationen der Effizienzhülle und Skalenerträge, Input- und Output-orientierung und die Berechnung von Super-Effizienz erlaubt. Es wurde an der Universität Dortmund entwickelt und benötigt als Voraussetzungen lediglich Windows ab Version 95 und Excel oder ASCII als Datenschnittstelle.

#### 13.4.3.1.1.6 Softwaretool R/S-Plus

- (898) R ist eine freie Software für statistische Berechnungen und deren Visualisierung. Es entstand aus einem Gemeinschaftsprojekt der Lehre und Forschung am ITC in Enschede, Niederlande. R basiert auf der Programmierungssprache S, die in den 1980er Jahren entwickelt wurde<sup>30</sup> und stellt eine Folge von integrierter und leicht

---

<sup>30</sup> Vgl. Ihaka, R. & Gentleman, R. 1996. R: A language for data analysis and graphics. Journal of



handhabbarer Software für die Datenbearbeitung und -berechnung sowie für die grafische Darstellung dar. R läuft auf einer Vielzahl von Betriebssystemen und kann für Berechnungen mit unbegrenzten Variablen eingesetzt werden. Mit R können Daten in Excel, in Textformaten, in fixierten oder unliniierten Formaten ausgetauscht werden, so dass die vorhandenen Datensätze leicht importiert werden und auch die Ergebnisse der Berechnungen in R leicht exportiert werden können.

(899) Eine Übersicht über diese und weitere Software-Tools und weitere Informationsmöglichkeiten gibt die folgende Auflistung<sup>31</sup>. Die mit (F) gekennzeichneten Tools sind kostenfrei verfügbar:

- DEA Excel Solver (F) [www.deafrontier.com/deasolver.html](http://www.deafrontier.com/deasolver.html)
- DEAP (v 2.1) (F) [www.uq.edu.au/economics/cepa](http://www.uq.edu.au/economics/cepa)
- DEA-Solver-Pro [www.saitech-inc.com/Products/Prod-DSP.asp](http://www.saitech-inc.com/Products/Prod-DSP.asp)
- EMS (F) [www.wiso.uni-dortmund.de/lsg/or/scheel/ems/](http://www.wiso.uni-dortmund.de/lsg/or/scheel/ems/)
- FEAR (F) [www.eco.utexas.edu/faculty/Wilson](http://www.eco.utexas.edu/faculty/Wilson)
- Frontier (v 4.1) (F) [www.uq.edu.au/economics/cepa](http://www.uq.edu.au/economics/cepa)
- Frontier Analyst [www.banxia.com/famain.html](http://www.banxia.com/famain.html)
- LIMDEP [www.limdep.com/](http://www.limdep.com/)
- OnFront [www.emq.com/software.html](http://www.emq.com/software.html)
- PIM-DEA [www.deasoftware.co.uk/](http://www.deasoftware.co.uk/)
- TFPIP (v 1.0) (F) [www.uq.edu.au/economics/cepa](http://www.uq.edu.au/economics/cepa)

### 13.4.3.2 Parameterauswahl

#### 13.4.3.2.1 Vorgehen

(900) Die grundlegende Vorauswahl geeigneter Benchmarking-Parameter für den Einsatz als Variablen wurde bereits ausführlich in Kap. 11 dargestellt. Wie bereits in Kap. 11.X ausgeführt, kann aber die Variablenauswahl nicht ohne Beachtung des ökonomischen bzw. Benchmarking-Modells erfolgen.

(901) Diese Herleitung von Variablen zur adäquaten Beschreibung der Verteilungsaufgabe und für die strukturellen Charakteristika stammen aus zwei Quellen, wie Abbildung 38 zeigt. Zum einen werden die bewerteten Ergebnisse der qualitativen Expertenbefragung (AS2, vgl. Kap.11.5) herangezogen, um eine Liste potentieller, zu validierender Variablen zusammenzustellen. Diese sowohl endogenen als auch exogenen Kostentreiber werden zunächst einer statistischen Analyse unterzogen.

---

Computational and Graphical Statistics 5(3): 229-314.

<sup>31</sup> Quelle: [http://selene.uab.es/dep-economia-empresa/codi/docs\\_efficiency\\_2005\\_06/SOFTWARE%20ON%20PRODUCTIVITY%20AND%20EFFICIENCY%20ANALYSIS.pdf](http://selene.uab.es/dep-economia-empresa/codi/docs_efficiency_2005_06/SOFTWARE%20ON%20PRODUCTIVITY%20AND%20EFFICIENCY%20ANALYSIS.pdf)

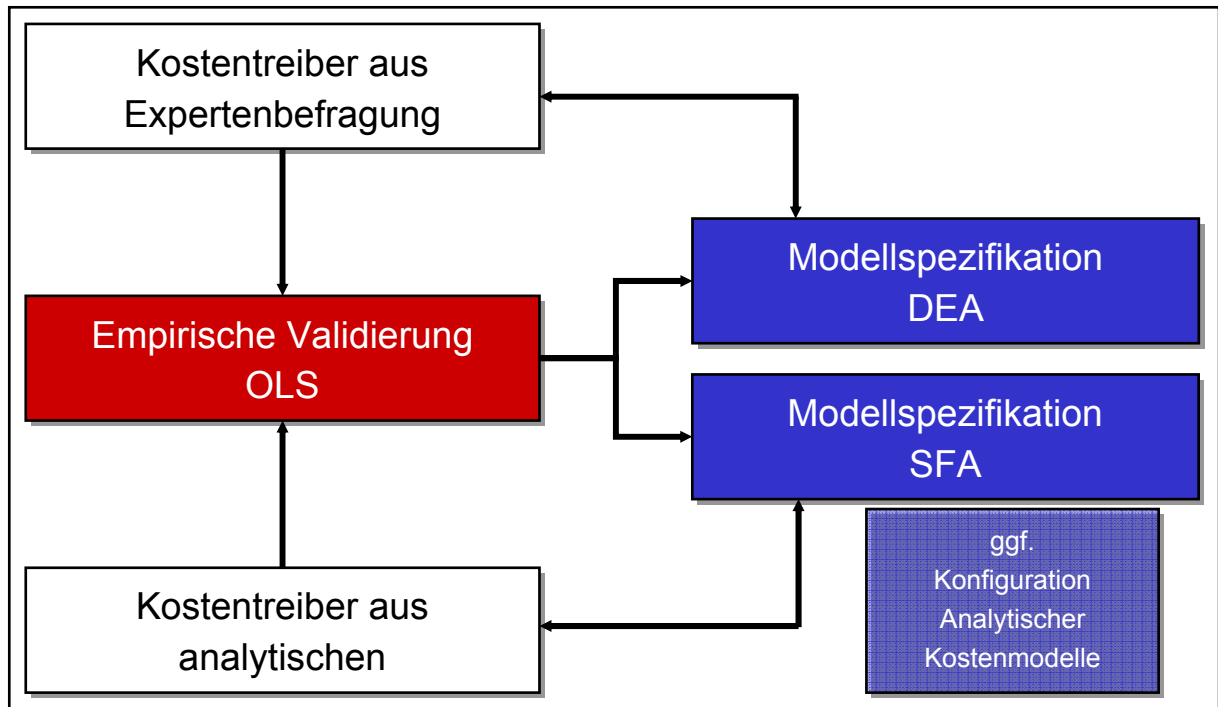


Abbildung 38: Zusammenhänge zwischen den Ergebnissen aus der Expertenbefragung und den Analytischen Kostenmodellen zur Modellspezifikation der Benchmarking-Modelle (DEA und SFA)

- (902) Der nächste Schritt erfordert eine klare Differenzierung im Hinblick auf die Kausalität potentieller Variablen für X, Y und Z. Diese Differenzierung erfolgt mit Hilfe der Modellnetzanalyse (MNA), mit der sich als ingenieurwissenschaftlichem Ansatz Aussagen über die Kausalität zwischen den Variablen treffen lassen (vgl. Kap.11.4).
- (903) Im dritten Schritt (OLS/DEA/SFA) liefert die MNA einen qualifizierten Datensatz an Primärvariablen, die die Verteilungsaufgaben charakterisieren sowie zu testende Hypothesen über die Beziehung zwischen diesen Variablen. In dieser empirischen Phase werden diese Beziehungen statistisch überprüft. Möglichen Widersprüchen wird auf unterschiedlicher Ebene nachgegangen, da diese auf mögliche Probleme bei der Kostenrechnung und -allokation hinweisen können. Die analytisch festgestellte nicht-lineare Beziehung zwischen der Anzahl der Anschlüsse und der Netzlänge ist ein Beispiel für eine gewonnene Information, die für eine bessere empirische Schätzung herangezogen werden kann.
- (904) Die qualitative Expertenbefragung und die analytischen Kostenmodelle fließen in die Variablenauswahl für die parametrischen und nicht-parametrischen Modelle mit ein. Während die analytischen Beziehungen der MNA dazu dienen, strukturelle Beziehungen zu identifizieren, können die Ergebnisse einer Referenznetzanalyse für die Bewertung der unkorrigierten Effizienzergebnisse aus den anderen Verfahren herangezogen werden, welche der Validierung der Z-Variablen zugrundegelegt werden. Auch können die in parametrischen Modellen ermittelten Koeffizienten mit den analytischen Schätzungen der MNA verglichen werden, um das Modell zu bewerten und bei der Verortung korrelierter Variablen behilflich zu sein.
- (905) Es muss betont werden, dass es keine mechanistische oder lineare Verfahrensweise gibt, um das optimale Benchmarking-Modell zu entwickeln. Vielmehr erfolgt die Spezifizierung der Benchmarking-Modelle durch eine

Kombination konzeptioneller Überlegungen und analytischer Ergebnisse mit den empirischen Resultaten. Es ist also ein sich interaktiv entwickelnder Prozess, der die Kenntnis und das Verständnis sowohl der verfügbaren Daten als auch der Vor- und Nachteile der in Frage kommenden Schätzungsmethoden voraussetzt. Diesen Prozess plant die Bundesnetzagentur in Fortführung des Konsultationsprozesses über den 01.07.2006 hinaus und auch nach Inkrafttreten der AnreizVO durchzuführen.

#### 13.4.3.2.2 Datenvalidierung

- (906) Frontier-Modelle im Allgemeinen und die DEA im Besonderen reagieren sensitiv auf mögliche Datenprobleme in den sich auf der Frontier (der Effizienzgrenze) befindenden Unternehmen. Dies macht zusätzliche Sorgfalt bei der Kontrolle der Daten dieser Einheiten erforderlich. Im Rahmen des Benchmarkingprojektes AS6 wurde bereits ein iterativer Prozess durchlaufen, in dem Probeschätzungen vorgenommen wurden, um Verteilnetzbetreiber zu identifizieren, die als Ausreißer die Frontier bestimmen könnten. Diese Einheiten wurden sodann einer erneuten Plausibilitätsprüfung unterzogen, und in manchen Fällen führte dies zur Identifikation fehlerhaft an die BNetzA übermittelter Daten. Nach Identifikation dieser Unternehmen wurde der Prozess bis zu drei Mal wiederholt, um sicherzustellen, dass die Daten der Frontier-Unternehmen von guter Qualität sind. Dies ist ein sehr zeitaufwendiger Prozess, der wiederholt werden muss, wann immer neue Daten erhoben werden. Jedoch ist es ein wichtiger Vorgang der im Rahmen der Modellspezifikation im Benchmarking erfolgen muss, da nur hier ein möglicherweise relevanter Einfluss verschiedener Einheiten erkannt werden kann.
- (907) Es muss betont werden, dass keine Daten zum Zwecke der Anpassung an das Modell eliminiert wurden. Vielmehr basieren die nachfolgend dargestellten vorläufigen Ergebnisse auf allen Datensätzen, die den Gutachtern zur Verfügung standen. Dies bedeutet auch, dass die Ergebnisse auf einem repräsentativen Sample deutscher Verteilnetzbetreiber beruhen, wie die folgenden Abbildungen zeigen (Die Flächeneinfärbungen geben die flächenbezogene Dichte von Entnahmestellen wieder und treffen keine Aussage über die Ergebnisse der vorläufigen Effizienzvergleiche):

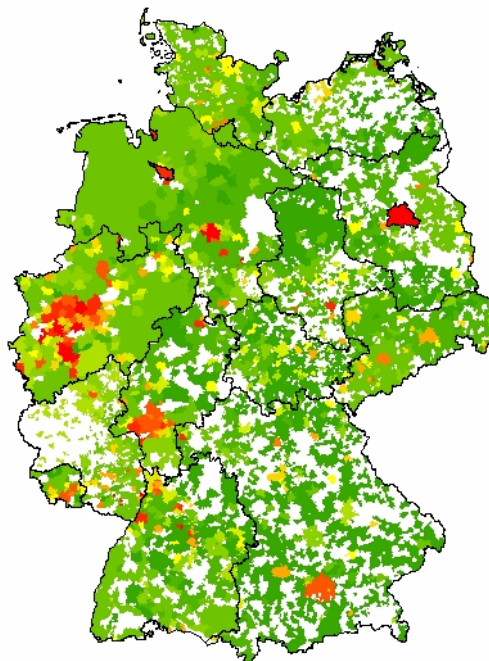


Abbildung 39: Flächenabdeckung der verwendeten Gas-Daten-Sätze

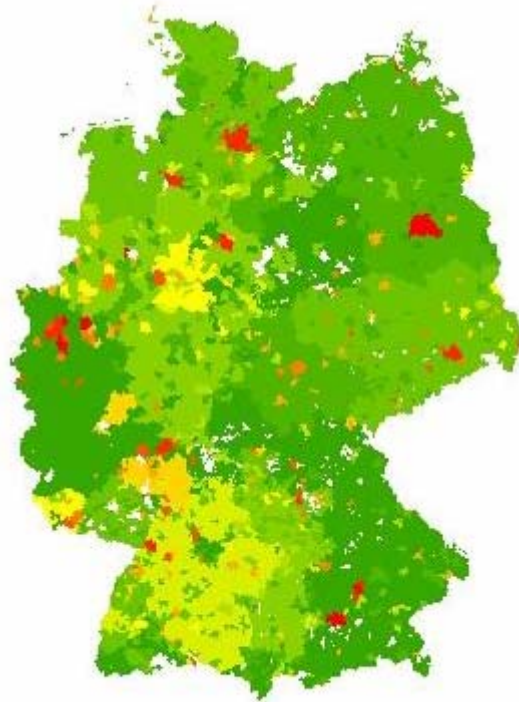


Abbildung 40: Flächenabbildung der verwendeten Strom-Daten-Sätze

- (908) Bei der Identifikation von näher zu betrachteten Verteilnetzbetreibern wurden im Wesentlichen die folgenden Ansätze angewandt:
- Ein Ansatz galt der Identifikation der Häufigkeit, mit der der betreffende Verteilnetzbetreiber als Vergleichsunternehmen (Peer oder Benchmark) für andere Netzbetreiber herangezogen wird. Stellt ein Netzbetreiber das Vergleichsunternehmen für eine große Anzahl anderer Unternehmen dar, so handelt es sich entweder um ein sehr effizientes Unternehmen oder es liegen möglicherweise Fehler in den an die BNetzA übermittelten Daten vor. Die Daten dieser Unternehmen sind mit besonderer Sorgfalt zu prüfen.
  - Der andere Ansatz untersucht den Einfluss eines Ausschlusses der betreffenden Einheit auf die durchschnittliche Effizienz. Führt ihr Ausschluss zu einer signifikanten Effizienzsteigerung einer Vielzahl von Einheiten, so gibt es wiederum gute Gründe, diese Einheit einer näheren Überprüfung zu unterziehen.
  - Des weiteren können sogenannte Hüllen-Analysen (Shell Analysis) vorgenommen werden, die die Überprüfung des Einflusses von Gruppen von Unternehmenseinheiten zum Gegenstand haben, z.B. derer, die sich in der ersten Hülle (also der Effizienzgrenze), in der zweiten Hülle usw. befinden. Durch dieses „Schälen“ (Peeling) der Kostenfunktion können die Hüllen mit signifikantem Einfluss auf die Effizienz identifiziert werden. Eine Überprüfung der Einheiten erscheint als nicht notwendig, wenn sich die durchschnittliche Effizienz durch die Eliminierung der betreffenden Hülle nur geringfügig ändert.
- (909) Die *Ausreißeranalyse* besteht aus dem Herausfiltern extremer Beobachtungen im Modell im Vergleich zu Durchschnittsergebnissen. Je nach gewähltem Ansatz (DEA, SFA) können Ausreißer einen anderen Effekt haben. Bei der DEA wird besonderes Gewicht auf die Qualität der Beobachtungen gelegt, die Best Practice ausmachen. Die Ausreißeranalyse bei der DEA kann statistische Methoden wie die Dualformulierung verwenden, bei der marginale Substitutionsverhältnisse aufzeigen können, ob eine Beobachtung wahrscheinlich Fehler enthält. Insbesondere werden

Beobachtungen, die eine unverhältnismäßige Wirkung auf die Art, Größe und Signifikanz der geschätzten Koeffizienten haben, besonders überprüft.

#### 13.4.3.3 Modellrechnungen

- (910) Um sicherzustellen, dass das gewählte Modell die oben genannten Modellkriterien erfüllt, insbesondere in Bezug auf Umweltvariablen, sollten mehrere Iterationen vorgesehen werden, um die Sensitivität des Modells in Bezug auf diese Parameter festzustellen. Die Mitberücksichtigung von Ergebnissen nichtparametrischer Methoden verringern allerdings effektiv die Zahl der erforderlichen Iterationen. Im Rahmen der Modellrechnungen konnten insbesondere die aufgeführten Tests vorgenommen werden.
- (911) Im weiteren Prozess bis zur Anwendung des Modells im Rahmen der Berechnung von Effizienzwerten werden weitere Hypothesen untersucht und die Qualität des Modells sukzessive verbessert werden können.

#### 13.4.3.3.1 Tests ökonomischer Hypothesen

##### 13.4.3.3.1.1 *Subadditivitätstest T1*

- (912) Um für das obige Aggregationsniveau zumindest eine gewisse solide theoretische Grundlage zu erhalten, haben wir einen Test der Subadditivitätshypothese der zugrunde liegenden Kostenfunktion durchgeführt. Einfach gesagt: Eine subadditive Kostenfunktion  $C(a,b,\dots,c) < C_1(a) + C_2(b) \dots + C_n(c)$  zeigt, dass es ein Kostenvorteil ist, eine Tätigkeit gemeinsam auszuführen. Dieser Test ist bei der Regulierung eigentlich Standard, vgl.. Evans und Heckman (1984)<sup>32</sup>, wenn man z.B. das Niveau der vertikalen Integration bei einem natürlichen Monopol betrachtet. Da andere europäische Regulierer nur zwei für die Unterscheidung von bis zu drei vertikalen Segmenten bei der Elektrizität gewählt haben (TSO, DSO-MV, DSO-LV, einschließlich Umspannarbeiten) und zwei bei Gas (TSO, DSO), können wir eigentlich davon ausgehen, Unterstützung für eine gewisse Integration beim Strom zu finden.

##### 13.4.3.3.1.2 *Test des Alterseffekts T2*

- (913) Die Altersstruktur des Anlagenbestands kann zwei Effekte haben, die im Widerspruch stehen zu den beiden Zielen des Benchmarking, nämlich die Effizienzermittlung und die strukturelle Vergleichbarkeit.
- (914) Erstens: die Regulierung der etablierten Unternehmen in Deutschland ist kosten-/inputbasiert, und das heißt, dass die Kosten und Tarife die bilanztechnischen Kosten widerspiegeln und nicht die echten Annuitäten. Naive Schätzungen der Kosteneffizienz von Unternehmen in unterschiedlichen Phasen des Investitionszyklus würden zu dem nicht realisierbaren Ergebnis führen, dass Unternehmen idealerweise in einem Zustand verbleiben sollten, in dem das Anlagevermögen (fast) vollständig abgeschrieben ist. Zur Korrektur dieses Problems muss ein alterskorrigiertes Kapitalmaß (*capital measure*) angewandt werden.
- (915) Zweitens: Wie zum Beispiel als Hypothese für Strom-TSOs untersucht wurde, kann das Alter der Anlagen einen ungünstigen Einfluss auf die Betriebskosten haben. Dies ist zwar kein Problem bei einer Annuitätspreisgestaltung, kann aber die Vergleichbarkeit von Unternehmen stören, die unterschiedliche Aktivierungsmethoden anwenden.
- (916) Der Alterseffekttest T1 wird definiert als der Aufbau gewichteter Anlagenalterparameter.

---

<sup>32</sup> David S. Evans, James J. Heckman (1984) A Test for Subadditivity of the Cost Function with an Application to the Bell System, American Economic Review, 74(4), S. 615-623.

- (917) In der Gaswirtschaft wird das Anlagenalter ausgehend vom bestimmten Anteil von Pipelines in den jeweiligen Altersklassen, gewichtet mit dem Anteil der Leitungen (in km) geschätzt (Abbildung 41).

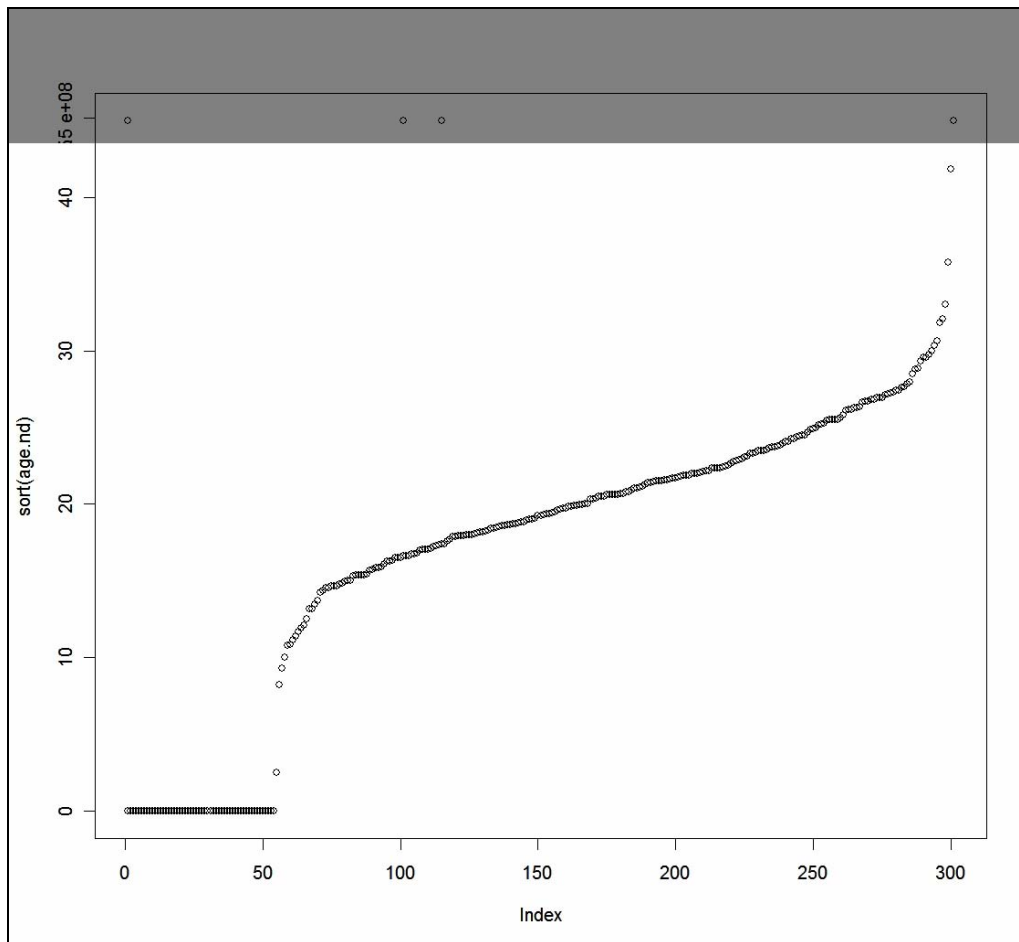


Abbildung 41: Beispiel für eine Altersschätzfunktion: Durchschnittsalter bei Niederdruck-Gaspipelines

- (918) Für die Stromwirtschaft wurde ein Anlagenalterparameter ausgehend von Anteil des Restbuchwerts (abgeschrieben) gegenüber dem Gesamtbuchwert (nicht abgeschrieben) für fünf Anlagenklassen entwickelt. Die zugrunde liegende Annahme ist dabei, dass die Unternehmen linear abschreiben.
- (919) Die Anlagenalterschätzfunktionen wurden in Klasse Z als potenziell erklärende Variablen berücksichtigt, um festzustellen, ob sich das Alter auf (i) Kosten, (ii) nicht korrigierte Effizienzschatzungen bei der DEA- und SFA-Analyse auswirkt.

#### 13.4.3.3.1.3 Capex-Opex-Tests T3

- (920) Zur weiteren Untersuchung des Effekts der Kapitalkostendifferenzen im Vergleich zu Betriebskostendifferenzen, um die Ineffizienz der etablierten Unternehmen eher bei Kapitalaufwendungen und als bei Betriebsaufwendungen möglichst unter Kontrolle zu halten, ist es angebracht, aufgegliederte Kurzzeit- und Langzeitmodelle auszuführen, um diesen Effekt zu ermitteln. Dieser Test wurde wegen geringer Datenmengen und mangelnder Kompatibilität zwischen einigen Datenbasen verschoben.

#### 13.4.3.3.2 Automatisierung

- (921) Zur Untersuchung einer möglichst großen Zahl von unterschiedlichen Modellvarianten wurde mit dem Softwaretool R ein Routine entwickelt. Der Benutzer spezifiziert eine Reihe von Kostentreibern, die als Output-Parameter in Frage kommen. Wenn der Benutzer  $n$  Kostentreiber auswählt, so lassen sich  $2^n -$

1 Modelle ableiten, nämlich alle möglichen Teilmengen von n Elementen. Für jedes dieser  $2^n - 1$  Modelle wird eine ökonometrische Analyse auf der bei der Bundesnetzagentur vorhandenen Datenbasis durchgeführt. Bei zum Beispiel  $n = 13$  Testläufen werde  $2^{13} - 1 = 8191$  Modelle getestet. Die Laufzeit des Programms für diese Anzahl von Modellen betrug 6 bis 8 Stunden.

- (922) Bei jeder einzelnen Modellanalysen wurde eine Vielzahl von Kenngrößen berechnet. So wurden zum Beispiel die Effizienzwerte von DEA-crs, DEA-ndrs, DEA-drs, DEA-nirs, sowie SFA-linear und SFA-logarithmisch-linear berechnet. Zusätzlich wurden auch abgeleitete Größen berechnet, wie das Maximum von DEA- und SFA-Effizienzen. Anschließend wurden die Korrelationen der Effizienzwerte zwischen den unterschiedlichen Benchmarkingmethoden ermittelt. Diese Ergebnisse wurden in einem Datenblatt gespeichert und konnten nach dem Abschluss der Rechnungen analysiert werden. Bei der Analyse konnten die Modelle nach unterschiedlichen Kriterien sortiert werden. Auf diese Weise konnten z.B. alle Modelle mit hohen Korrelationen zwischen DEA-ndrs und SFA-logarithmisch-linear ausgewählt werden.
- (923) Mit Hilfe der Automatisierung wurden eine Reihe von Modellen gefunden, die sehr hohe Kennzahlen besitzen.
- (924) Zur Berücksichtigung von Zusammenhängen zwischen den Kostentreibern wurde die Automatisierungssoftware um eine Gruppierungsfunktion erweitert. So kann der Benutzer mehrer Kostentreiber zu einer Gruppe zusammenfassen. Die generierten Modelle enthalten dann entweder alle Kostentreiber der Gruppe oder keinen Kostentreiber der Gruppe. Als Beispiel sei hier die Anzahl der Zählpunkte über alle Netzebenen genannt. Die Zählpunkte der Spannungsebenen HS, MS, NS sowie in den Umspannebenen HS-MS und MS-NS werden dann entweder alle berücksichtigt oder keine von ihnen. Die Gruppierung muss nicht zwangsläufig über alle Netzebenen erfolgen. So kann zum Beispiel die ausgespeiste Energie in der HS für sich eine Gruppe bilden, die im Zusammenhang mit der Menge der Verluste gesehen werden kann.
- (925) Die Automatisierungs-Routine ist somit ein Hilfsmittel, das neben dem mechanischen Durchlaufen von Modellvarianten auch übergeordnete Zusammenhänge berücksichtigen kann. Zusätzlich erfolgt bei der Automatisierung eine umfassende und leicht nachvollziehbare Dokumentation der Ergebnisse.

#### 13.4.3.4 Ergebnisanalyse Strom

- (926) Nach ersten Analysen hat sich die nachfolgende Modellspezifikation als das vorläufig bestes Modell für Strom erwiesen.

<b>Methode</b>	DEA, SFA
<b>Produktionstechnologie</b>	SFA: linear DEA: CRS und NDRS
<b>Input</b>	Gesamtkosten
<b>Output</b>	Kundenservice <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zähler HS, Zähler MS, Zähler NS</li> <li>• Fläche HS, Fläche MS, Fläche NS 1</li> </ul> Bereitstellung von Kapazität <ul style="list-style-type: none"> <li>• Höchstlast HS, Höchstlast HS/MS, Höchstlast MS, Höchstlast MS/NS, Höchstlast NS</li> <li>• instal. DE HS, instal. DE MS, instal. DE NS</li> </ul> Transport von Energie Abgabe HS

Tabelle 30: Modellspezifikation Strom

- (927) Der SFA liegt eine lineare Kostenfunktion zugrunde. Es muss jedoch betont werden, dass noch weitere Analysen mit log-linearen und trans-log Kostenfunktion

durchgeführt werden. Die DEA wird sowohl in der CRS- als auch NDRS-Spezifikation durchgeführt.

- (928) Abbildung 42 und Abbildung 43 fassen die Ergebnisse für die DEA (CRS) zusammen. In Abbildung 42 werden die Effizienzwerte in aufsteigender Reihenfolge dargestellt, wobei die Breite der Säulen die Größe eines Unternehmens repräsentieren. Daraus wird ersichtlich, dass kein systematischer Zusammenhang zwischen der Größe und der Effizienz besteht, da sowohl große als auch kleine Unternehmen effizient bzw. ineffizient sind. Daraus lassen sich zwei wesentliche Schlussfolgerungen ziehen. Der Verzicht auf die Einteilung der Unternehmen in Strukturklassen führt zu keiner Verzerrung der Ergebnisse. Damit sind die Schlussfolgerungen aus Kapitel 10.5.1 validiert. Gleichzeitig kann dadurch auch die CRS-Spezifikation bei der Durchführung der DEA beibehalten werden und auf eine NDRS-Spezifikation verzichtet werden. Dies wird auch durch die Korrelation der Effizienzwerte für beide Spezifikationen von 0,98 verdeutlicht.

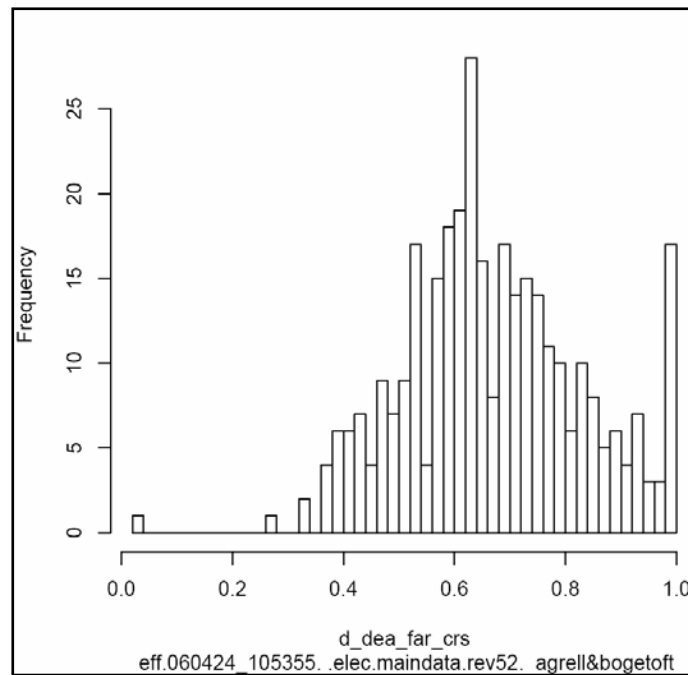


Abbildung 42: Verteilung der Effizienzwerte für DEA (CRS) nach Häufigkeit



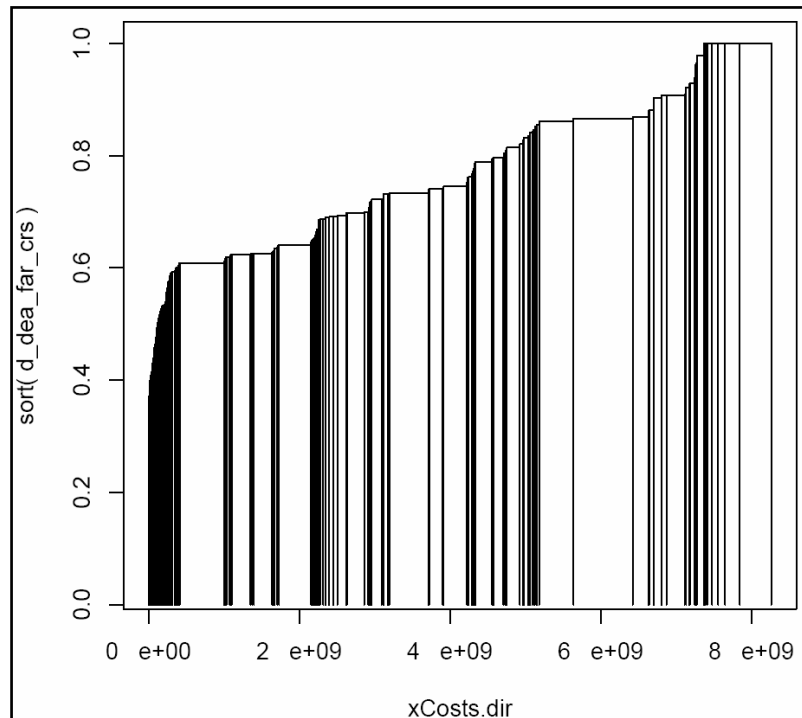


Abbildung 43: Verteilung der Effizienzwerte für DEA (CRS) nach Größe der Unternehmen

- (929) Aus Abbildung 43 ist ersichtlich, dass zwischen den 100% effizienten Unternehmen und den nächsteffizienten ein recht großer Abstand besteht, d.h. die Stufenfunktion ist nicht gleichmäßig. Dies kann als Hinweis dafür gedeutet werden, dass die DEA-Effizienzgrenze durch Extremausprägungen gebildet wird, die in der Folge die Effizienzwerte der anderen Unternehmen nach unten verzerrt. Zu diesem Zwecke wurde eine Bias-Korrektur für die die DEA durchgeführt, um eine unverzerrte Effizienzgrenze zu erhalten. Das Ergebnis ist in Abbildung 44 und Abbildung 45 dargestellt. Es zeigt sich, dass durch diese Korrektur die Anzahl der 100% effizienten Unternehmen und somit auch die relevanten Vergleichsunternehmen in der DEA reduziert werden. Dadurch wird eine Verflachung der Effizienzverteilung erreicht. Neben den Bias-Korrekturen stehen aber auch noch andere Analysen, z.B. Bootstrapping, zur Verfügung, um die durch die DEA ermittelte Effizienzgrenze zu validieren.

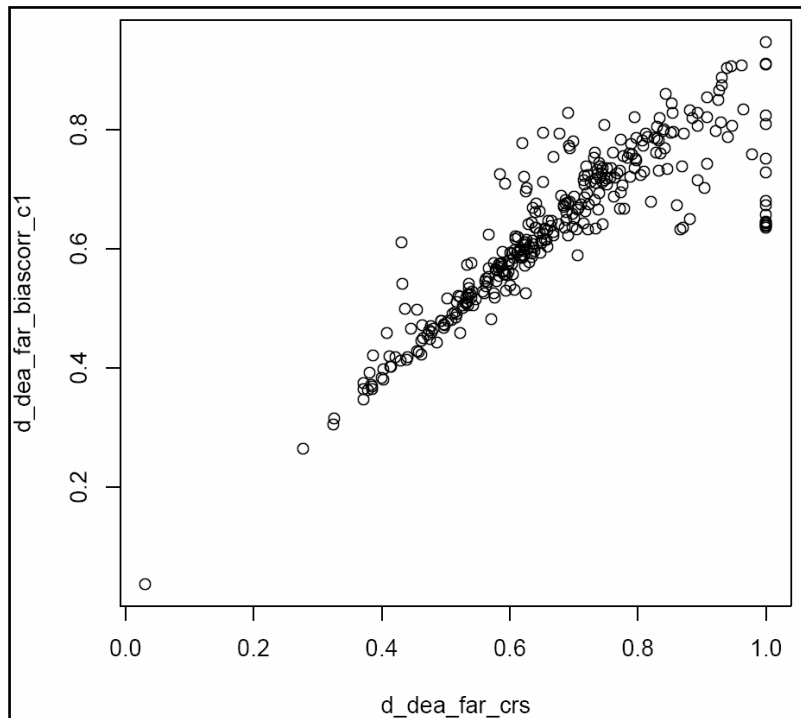


Abbildung 44: Korrelation zwischen DEA (CRS) und DEA (CRS, bias-corr.)

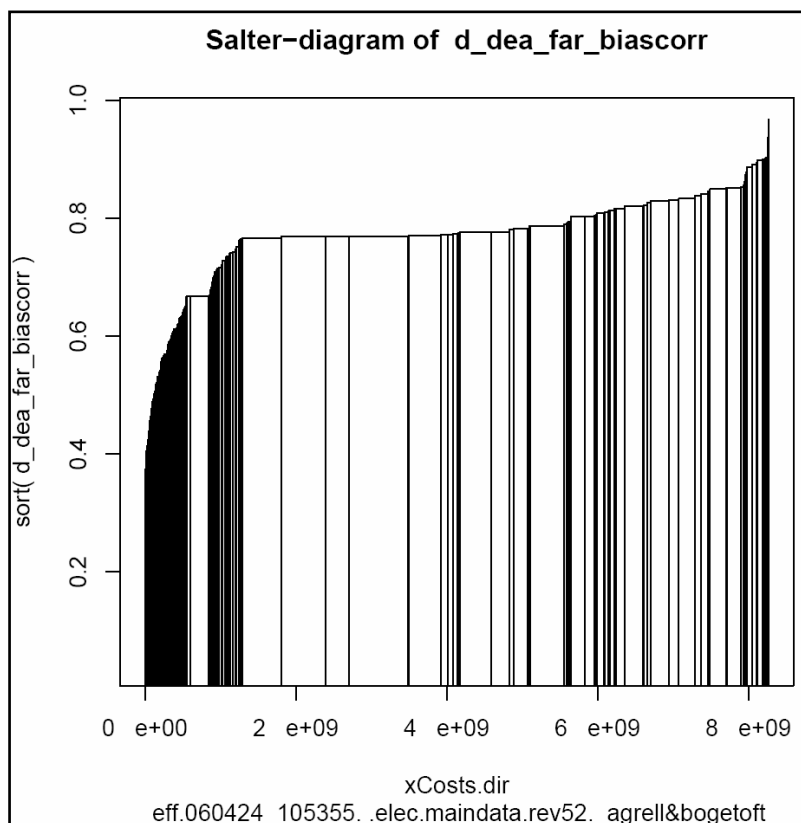


Abbildung 45: Verteilung der bias-korrigierten Effizienzwerte für DEA (CRS) nach Größe der Unternehmen

(930) Aus den SFA Ergebnissen lässt sich auch keine systematische Benachteiligung von kleineren Unternehmen ersehen (Abbildung 46).

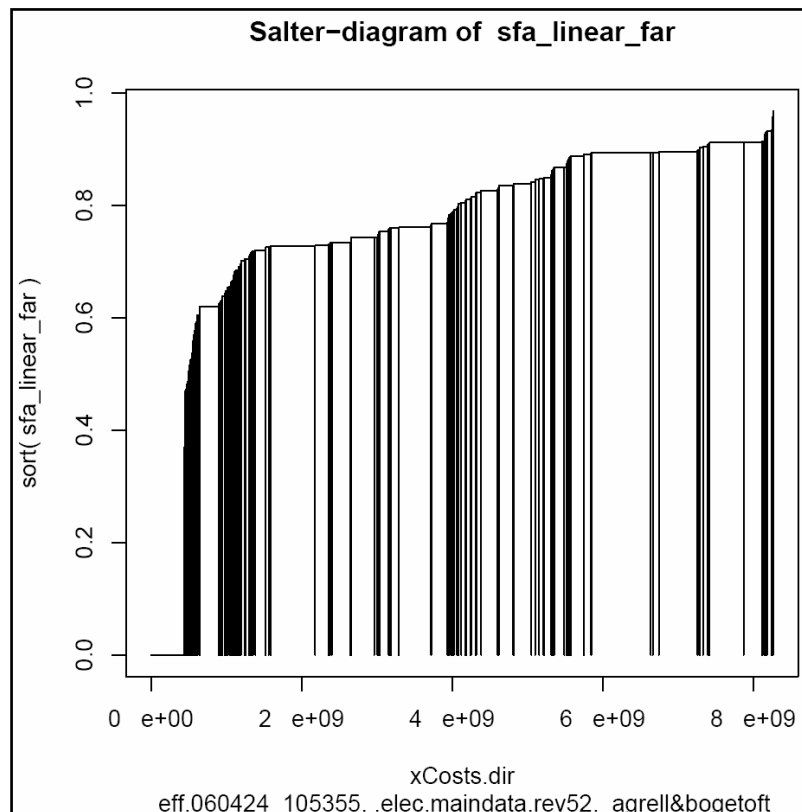


Abbildung 46: Verteilung der SFA Effizienzwerte nach Größe der Unternehmen

- (931) Eine häufige Kritik an Effizienzvergleichen besteht darin, dass unterschiedliche Methoden zu unterschiedlichen Effizienzwerten führen können. In diesem Zusammenhang muss aber betont werden, dass aufgrund der unterschiedlicher methodischer Eigenschaften DEA (nicht-parametrisch/deterministisch) und der SFA (parametrisch/deterministisch) eine gänzliche Übereinstimmung der Ergebnisse schon aus methodologischen Gründen unwahrscheinlich ist (vgl. Kapitel 10). Trotzdem darf bei der Verwendung von Effizienzvergleichen im Regulierungskontext die Korrelation zwischen unterschiedlichen Benchmarkingmethoden (DEA und SFA) nicht vernachlässigt werden. Die Bundesnetzagentur sieht besonders in einer möglichst hohen Korrelation ein wesentliches Auswahlkriterium bei der Modellspezifikation.
- (932) Die Korrelation zwischen den DEA (CRS) und den SFA Effizienzwerten ist aus Abbildung 47 ersichtlich. Eine – auch aus theoretischen Gründen nicht erreichbare – 100%-ige Korrelation würde bestehen, wenn die Datenpunkte auf einer 45 Grad Linie liegen würden. Es zeigt sich, dass die Punktwolke von einigen Ausreißern abgesehen rund um die 45 Grad Linie streut und eine Korrelation von 0,70 aufweist. Die Korrelation zwischen der DEA (NDRS) und den SFA Effizienzwerten erreicht im derzeit untersuchten Modell mit 0,71 ebenfalls einen vergleichsweise hohen Wert (Vgl.:Abbildung 48). Die Korrelationen sind in Abbildung 49 dargestellt.

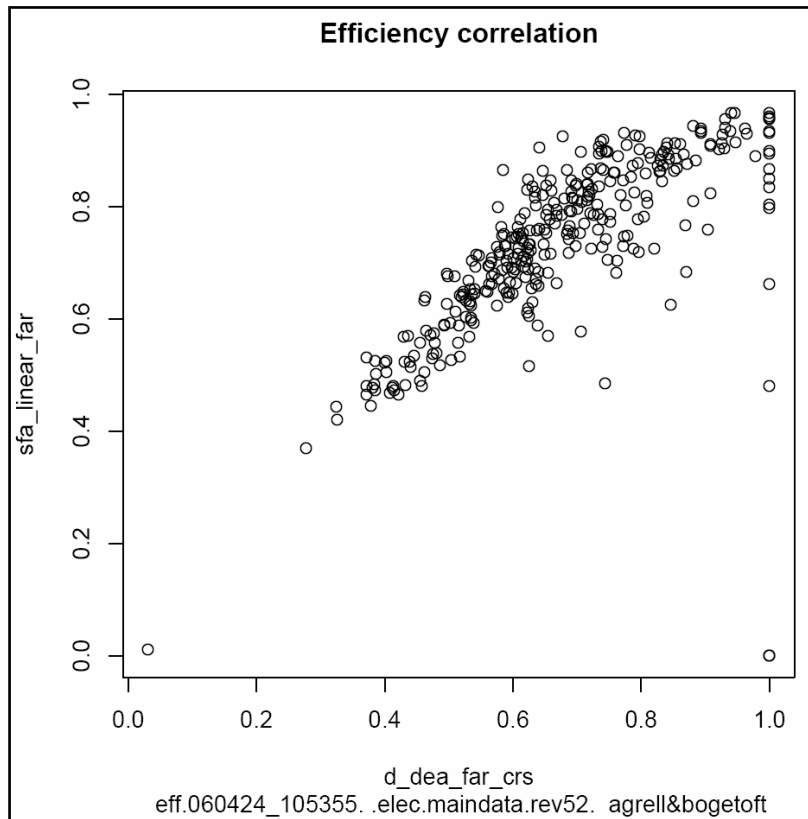


Abbildung 47: Korrelation der DEA (CRS) und SFA Effizienzwerte

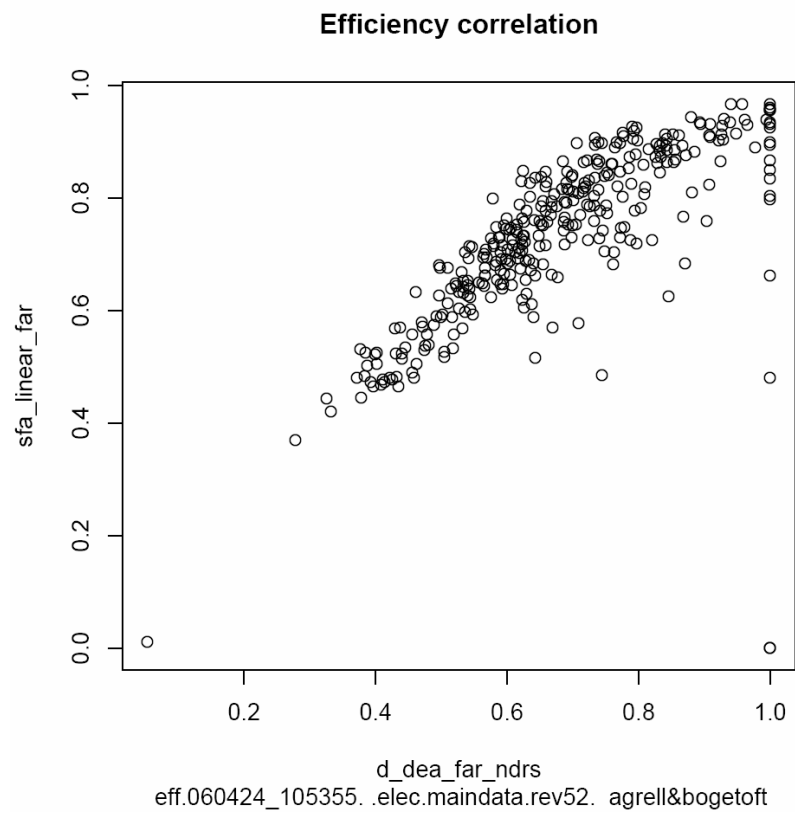


Abbildung 48: Korrelation der DEA (NDRS) und SFA Effizienzwerte

PEARSON	d_dea_far_vrs	d_dea_far_drs	d_dea_far_ndrs	d_dea_far_crs	d_dea_far_biaseorr	d_dea_far_biaseorr_c1	d_dea_far_biaseorr_c2	sfa_linear_far
d_dea_far_vrs	1.00	0.99	0.91	0.90	0.96	0.89	1.00	0.66
d_dea_far_drs	0.99	1.00	0.88	0.91	0.95	0.88	0.99	0.64
d_dea_far_ndrs	0.91	0.88	1.00	0.98	0.92	0.88	0.91	0.71
d_dea_far_crs	0.90	0.91	0.98	1.00	0.91	0.88	0.91	0.70
d_dea_far_biaseorr	0.96	0.95	0.92	0.91	1.00	0.98	0.97	0.75
d_dea_far_biaseorr_c1	0.89	0.88	0.88	0.88	0.98	1.00	0.90	0.78
d_dea_far_biaseorr_c2	1.00	0.99	0.91	0.91	0.97	0.90	1.00	0.68
sfa_linear_far	0.66	0.64	0.71	0.70	0.75	0.78	0.68	1.00

Abbildung 49: Korrelationsmatrix

## 14 Umsetzung in Effizienzvorgaben

### 14.1 Organisatorischer Ablauf

(933) Die Schrittfolge und Vollzugsverantwortung der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden soll folgendermaßen gestaltet werden:

- Grundlage für die Festlegung von Effizienzvorgaben soll für alle Netzbetreiber die bundeseinheitliche Datendefinition, Vorgabe von Formaten und Übermittlungswegen, Durchführung der Datenerhebung und Plausibilitätsprüfung durch die Bundesnetzagentur sein.
- Die regulatorische Kostenrechnungsprüfung soll die Beteiligung der Landesregulierungsbehörden als den zuständigen Regulierungsbehörden nach einheitlichen Prüfungsmaßstäben vorgenommen werden.
- Die Durchführung des Effizienz-Benchmarking und die rechnerische Ermittlung von generellen und unternehmensindividuellen X-Faktoren und Entwicklungspfaden erfolgt durch die Bundesnetzagentur.
- Festlegungen bzw. Entscheidungen gegenüber den Netzbetreibern treffen nach § 59 Abs. 1 EnWG die Beschlusskammern der Bundesnetzagentur bzw. nach § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörden. Diese gewähren nach allgemeinen verwaltungsrechtlichen Grundsätzen vor Erlass eines entsprechenden Verwaltungsaktes rechtliches Gehör. Der Anspruch auf rechtliches Gehör lässt sich aus dem Grundgesetz (Artikel 20 und 103 GG) ableiten, ist im EnWG aufgenommen und wird bei der Festlegung der Erlösobergrenzen im Rahmen einer Anreizregulierung beachtet werden. Er findet sich im allgemeinen Verwaltungsverfahren in § 28 VwVfG wieder. Vor dem Erlass eines belastenden Verwaltungsaktes ist demzufolge dem Betroffenen die Gelegenheit zu geben, sich zu äußern (§ 28 Abs. 1 VwVfG). Ausnahmen von diesem Grundsatz sind in § 28 Abs. 2 und 3 VwVfG geregelt. In § 67 Abs. 1 EnWG wurde der Anspruch auf rechtliches Gehör ebenfalls aufgenommen und gilt daher grundsätzlich auch für das energierechtliche Verwaltungsverfahren und ebenfalls im Rahmen einer Anreizregulierung.
- In diesem Rahmen haben erforderliche Einzelfallprüfungen zu erfolgen. Die Einzelfallprüfungen sollen sich auf Ausnahmetatbestände beschränken. Diese umfassen zum einen Abweichungen der Obergrenzen vom Entwicklungspfad innerhalb der Regulierungsperiode entsprechend § 21a Abs. 3 S. 3 und Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG; zum anderen sind im Rahmen des Effizienz-Benchmarking nicht berücksichtigte strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete zu beachten.
- Dies können einerseits singuläre Gegebenheiten sein, die für die Gesamtheit der Netzbetreiber keine oder nur minimale Bedeutung haben und folglich im Effizienz-Benchmarking nicht berücksichtigt werden, aber im Einzelfall erhebliche Auswirkungen haben. Andererseits kommen historische Verwerfungen mit

erheblichen Auswirkungen auf die Benchmarking-Ergebnisse in Betracht. Grundlage ist § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 3 EnWG.

- Solcherart begründete erhebliche Abweichungen von Benchmarking-Ergebnissen und Entwicklungspfaden sollen auf Antrag des jeweiligen Netzbetreibers und auf Nachweis der Gründe durch den Netzbetreiber geprüft werden. Insbesondere sollte die Erheblichkeit der Abweichungen durch einen Nachweis des antragstellenden Netzbetreibers belegt werden, dass aufgrund der Abweichungen eine Erlösminderung oberhalb eines Schwellenwertes von der Erlöse (z. B. 1 %) aus Netzentgelten eintritt. Bei der Durchführung der Prüfung muss der Tatsache Rechnung getragen werden, dass neben den seitens des Netzbetreibers geltend gemachten Erschwernissen auch Erleichterungen bestehen können und daher resultierende Abweichungen vom Benchmarking-Ergebnis oder Erlöspfad sowohl nach oben als auch nach unten möglich sein können. Der Maßstab des § 21 Abs. 2 EnWG ist zu beachten. Als Hilfsmittel für die Durchführung der Einzelfallprüfungen soll von Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden die Referenznetzanalyse eingesetzt werden.
- Nach rechtlichem Gehör und gegebenenfalls durchgeführter Prüfung im Einzelfall werden die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben und Entwicklungspfade für Erlösobergrenzen durch die zuständige Regulierungsbehörde festgelegt.
- Die Umsetzung der Erlösobergrenzen in die Preisbestimmungen erfolgt von den Netzbetreibern und wird von diesen Bericht entsprechend § 28 NEV dokumentiert. Neben der Dokumentation der Berechnung der künftig anzuwendenden Netzentgelte muss die Dokumentation im Nachgang auch die tatsächlich erzielten Erlöse aus Netzentgelten und mögliche Über- und Unterschreitungen der Erlösobergrenzen beinhalten. Diese Über- und Unterschreitungen werden auf dem Regulierungskonto verbucht. Dessen Führung erfolgt bei der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde.

## 14.2 Umsetzungsoptionen für Effizienzergebnisse: Internationale Beispiele

- (934) Bei der Umsetzung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs lassen sich in der internationalen Regulierungspraxis mehrere Optionen feststellen:
- Sofortige Absenkung der *tatsächlichen* auf die *effizienten* Kosten;
  - Sofortige Absenkung der *tatsächlichen* auf die *durchschnittlichen* Kosten
  - Absenkung der *tatsächlichen* auf die *effizienten* Kosten in einer Regulierungsperiode;
  - Absenkung der *tatsächlichen* auf die *effizienten* Kosten über mehrere Regulierungsperioden.
- (935) Ersteres findet sich andeutungsweise bei der Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber in Großbritannien, wo der Regulierer beispielsweise beim Preissetzungsverfahren 1995/96-2000 und 2001-2005<sup>33</sup> zu Beginn der Regulierungsperiode deutliche Senkungen der Tarife vorgenommen hat, die zum Teil auch künftige Kostensenkungsvorgaben widerspiegeln. In den Folgejahren fielen die Preissenkungen geringer aus.<sup>34</sup>
- (936) Der niederländische Regulierer, DTe, sah beim Regulierungsbeschluss im Jahre 2001 für die Stromverteilnetzbetreiber die Absenkung der tatsächlichen auf die effizienten Kosten in einer Regulierungsperiode (4 Jahre) vor und berechnete darauf basierend entsprechende Effizienzvorgaben. Aufgrund der Widerstände der

---

<sup>33</sup> Die Preise wurden im Jahre 2000/1 einmalig um durchschnittlich 26% gesenkt. Davon entfielen 2% auf die Kapitalkosten, 9% auf die Reallokation von Kosten vom Netz zum Vertrieb, 11% auf realisierte Reduktionen der variablen Kosten, OPEX, und 4% auf zukünftige Reduktionen der OPEX zur Erreichung einer Effizienzgrenze.

<sup>34</sup> Die ausgewiesenen X-Faktoren in Großbritannien dürfen nicht unmittelbar als Effizienzvorgaben interpretiert werden. Sie werden nämlich dadurch ermittelt, dass der NPV der erwarteten Kosten den NPV der erwarteten Erlöse der Unternehmen entspricht. Die Produktivitätsvorgaben selbst werden bei der Bestimmung der Kostenentwicklung integriert.

Netzbetreiber, aber auch eines juristischen Problems – das Gesetz erlaubte keine individuellen Effizienzvorgaben – musste der Beschluss jedoch in der Folge wieder zurückgenommen werden.

- (937) Die letztgenannte Option – Absenkung über mehrere Regulierungsperioden – ist in der internationalen Regulierungspraxis am weitesten verbreitet. Der norwegische Regulierer, NVE, schrieb den Stromverteilnetzbetreibern für die Regulierungsperiode 1997-2001 (5 Jahre) den Abbau von 30% der Ineffizienzen vor. Dieser Wert wurde in der darauf folgenden Periode auf 50% erhöht. Der österreichische Regulierer, E-Control, schreibt den Abbau der Ineffizienzen über 2 Regulierungsperioden (8 Jahren) vor, d.h. 50% der Ineffizienzen müssen in der Regulierungsperiode 2006-2009 reduziert werden. Diese Vorgabe ist jedoch vor dem Hintergrund zu sehen, dass in Österreich schon vor Beginn der Anreizregulierung die Netztarife nominell um durchschnittlich 20% reduziert wurden. In den Niederlande sieht der Regulierer, DTe, sowohl für die Strom- als auch Gasverteilnetzbetreiber vor, dass diese innerhalb von zwei Regulierungsperioden (6 Jahren) ihre Ineffizienzen gänzlich abbauen.
- (938) Neben der Frage, wie schnell die Unternehmen die effizienten Kosten erreichen sollen, ist die Frage zu trennen, wie die Effizienzergebnisse formal in Effizienzvorgaben umgewandelt werden. Dabei finden sich in der internationalen Regulierungspraxis zwei unterschiedliche Ansätze:
- Einteilung der Unternehmen abhängig von ihren Effizienzwerten in Effizienzklassen mit jeweils unterschiedlichen Produktivitätsabschlägen;
  - Direkte Überführung der Effizienzwerte in die Regulierungsformel.
- (939) Ersteres findet sich bei der Regulierung der Wasserwirtschaft in England/Wales und bei der Bestimmung der *efficiency thresholds* für die neuseeländischen Stromverteilnetzbetreiber. Der Vorteil der Einteilung in Effizienzklassen besteht darin, dass die individuellen Effizienzvorgaben von einer Bandbreite von Effizienzwerten und nicht einem konkreten Wert abhängen. Dadurch können mögliche Ungenauigkeiten in der Effizienzanalyse abgeschwächt werden. Dabei muss aber betont werden, dass dies nur innerhalb einer Effizienzkategorie gilt. Liegt ein Unternehmen an der Grenze zwischen zwei Effizienzkategorien, so kann eine Erhöhung oder Verringerung der Effizienzwerte von wenigen Prozentpunkten zu einer sprunghaften Verringerung oder Erhöhung der Effizienzvorgaben führen. Ein Nachteil von Effizienzkategorien ist auch, dass die Erreichung effizienter Kosten nach einem bestimmten Zeitraum nicht sichergestellt werden kann.
- (940) Eine direkte Umsetzung der Effizienzvorgaben findet sich in den Niederlanden (Strom und Gas), Norwegen (Strom) und Österreich (Strom). Der Vorteil der direkten Überführung ist, dass eine Heranführung der Netzbetreiber an die effizienten Kosten möglich ist und Sprünge bei der Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben vermieden werden. Der Nachteil besteht darin, dass Ungenauigkeiten bei der Ermittlung der Effizienzwerte nicht berücksichtigt werden. Sowohl in Norwegen als auch in Österreich (*Effizienzwerten*) wurde diesem Nachteil schon bei der Durchführung der Benchmarkinganalyse Rechnung getragen, indem die Effizienzwerte aus unterschiedlichen Modellspezifikationen (Norwegen: *Best-of* Ansatz; Österreich: Gewichtung von Effizienzergebnissen) abgeleitet wurden.

## 14.3 Umsetzung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben in Deutschland

### 14.3.1 Rechtsprechung des BGH

- (941) Ausgehend von der bisherigen Rechtsprechung des BGH in kartellrechtlichen Verfahren scheint eine sofortige Umsetzung der Effizienzvorgaben geboten. Nach der Rechtsprechung des BGH hat der Netzkunde ineffiziente Kosten nicht zu tragen. Einen Abbau der bestehenden Ineffizienzen über einen bestimmten Zeitraum sieht der BGH dabei nicht vor.

(942) Bereits vor der Einführung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) am 13.07.2005 waren Netzentgelte wiederholt Gegenstand höchstrichterlicher Rechtssprechung. Der Bundesgerichtshof (BGH) hat in seinen Urteilen Grundsätze aufgestellt, die teilweise auch bei der Beurteilung des heutigen Energiewirtschaftsrechts Beachtung finden können. So ist insbesondere der Anspruch der Netzkunden auf einen effizienten Netzbetrieb und entsprechende Preise keine „Erfindung“ des neuen EnWG. Die Netzbetreiber waren und sind zu einer effizienten Betriebsführung verpflichtet. Was diesen Punkt betrifft, so hat kein Systembruch stattgefunden. Die Mittel zur Prüfung sind jedoch wesentlich verbessert worden.

#### 14.3.1.1 Beschluss BGH vom 31.05.1972 (Az.: KVR 2/71)<sup>35</sup>

(943) Der BGH hat schon in seinem Urteil vom 31.05.1972 (Az.: KVR 2/71) festgehalten, dass eine missbräuchliche Ausnutzung der durch die Freistellung vom Verbot des § 1 GWB erlangten Monopolstellung in der Preisgestaltung gegenüber den Abnehmern des Versorgungsunternehmens liegen kann. Bei der Überprüfung der in diesem Fall zu zahlenden Stromabgabepreisen sei von einem fiktiven Wettbewerb auszugehen.

(944) Der BGH zieht für die Prüfung einen Unternehmensvergleich heran und unterscheidet hinsichtlich der Vergleichbarkeit zwischen solchen Faktoren unterschieden, die sich auf die Preise eines jeden Netzbetreibers auswirken und denen, die unternehmensindividuell bestimmt sind. Während die ersteren bei einem Unternehmensvergleich berücksichtigt werden müssen, dürfen die letzteren dem Verbraucher nicht angelastet werden: „..., muß bei der Beurteilung der Frage, ob die vom Verbraucher zu zahlenden Stromabgabepreise eines Versorgungsunternehmens missbräuchlich sind, von einem fiktiven Wettbewerb ausgegangen werden. [...] Die dargelegten Gründe, die zur Beschränkung des Wettbewerbs durch Freistellung vom Verbot des § 1 GWB geführt haben, rechtfertigen keinen darüber hinaus gehenden Bestandsschutz des Versorgungsunternehmens. Die Verbraucher brauchen deshalb keine Verteuerung der Stromabgabepreise hinzunehmen, die ihre Ursache in der individuellen Unternehmensstruktur des Versorgungsunternehmens hat, ...“

(945) Der BGH leitet daraus folgende Schlussfolgerungen unterscheidet ab:  
„Demnach kommt es für die Beurteilung, ob die Stromabgabepreise der Betroffenen einen Missbrauch im Sinne des § 104 Abs. 1 Nr. 1 GWB darstellen, nicht auf solche Umstände an, die durch die Betriebsstruktur der Betroffenen bedingt sind [...]. Dagegen kommt es für die Beurteilung, ob die Stromabgabepreise der Betroffenen als missbräuchlich im Sinne des § 104 Abs. 1 Nr. 1 GWB anzusehen sind, darauf an, ob ihr Vorbringen zutrifft, diese Preise seien durch die ungünstigen strukturellen Verhältnisse in ihrem Versorgungsgebiet bedingt.“

#### 14.3.1.2 Beschluss BGH vom 28.06.2005 (Az.: KVR 17/04)<sup>36</sup>

(946) Diese Rechtsprechung hat der BGH in seinem Beschluss vom 28.06.2005 trotz anderer Rechtsgrundlage im Ergebnis fortgeführt (Az.: KVR 17/04 - Preismissbrauchskontrolle zu Netzzugangsentgelten). Dort stand die Zulässigkeit eines Erlösvergleichs gestützt auf § 19 GWB in Frage, der auf dem Vergleich des betroffenen Netzbetreibers mit einem anderen Unternehmen beruhte, dessen Preissetzung als wettbewerbsanalog angesehen wurde, obwohl das Vergleichsunternehmen gegenüber dem betroffenen Netzbetreiber Unterschiede hinsichtlich seiner Größe (deutlich größer), Tätigkeit (auf mehr Ebenen tätig) und Versorgungsgebiete (ebenfalls in anders strukturierten Räumen aktiv) aufwies.

(947) Der BGH hat entschieden, dass ein solcher Vergleich tragfähig ist, vorausgesetzt, „daß durch Zu- und Abschläge auf die für die beiden unstreitig unterschiedlich strukturierten Gebiete ermittelten Zahlen eine Vergleichbarkeit der je Kilometer Leitungslänge erzielten Erlöse herbeigeführt wird. Nur dann ist nämlich gewährleistet,

---

<sup>35</sup> BGHZ 59, 42 ff.

<sup>36</sup> BGHZ 163, 282 ff.



dass Verzerrungen ausgeschaltet werden, die vor allem durch die Unterschiede in der Marktstruktur entstehen können, und daß der Preis ermittelt wird, den das zum Vergleich herangezogene Unternehmen in Rechnung stellen müsste, wenn es an Stelle der Betroffenen in deren Netzgebiet die Dienstleistung erbringen würde“.

- (948) Zur Methodik des solchermaßen anzustellenden Vergleichs zur Feststellung eines missbräuchlichen Verhaltens eines marktbeherrschenden Netzbetreibers findet sich folgende Aussage:  
„Kommt es danach darauf an, im Rahmen des ‚Als-Ob-Konzepts‘ den Vergleichspreis zu ermitteln, den das in die Betrachtung einbezogene Unternehmen als Netzbetreiber in dem Gebiet der Betroffenen fordern würde, können bei den Zu- und Abschlägen ausschließlich solche Faktoren Berücksichtigung finden, mit denen jeder Anbieter von Netzdienstleistungen in diesem Gebiet konfrontiert wäre. Das führt dazu, dass individuelle, allein auf eine unternehmerische Entschließung zurückgehende Umstände außer Betracht zu bleiben haben, dagegen strukturelle Gegebenheiten, die jeden Anbieter treffen und von ihm bei seiner Entgeltgestaltung beachtet werden müssen, den Ansatz von Zu- oder Abschlägen rechtfertigen. [...] Zu den nicht berücksichtigungsfähigen unternehmensindividuellen Besonderheiten gehören insbesondere die Größe samt der mit ihr einhergehenden Finanzkraft und der Ressourcen, ferner der Umsatz des Vergleichsunternehmens.“
- (949) Die Prüfung der strukturellen Unterschiede, anhand derer die relevanten Zu- und Abschläge zur Herstellung der Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Netzbetreibern ermittelt werden, darf nach Auffassung des BGH ebenfalls nur aus einer objektiven Sicht erfolgen („... können bei den Zu- und Abschlägen ausschließlich solche Faktoren Berücksichtigung finden, mit denen jeder Anbieter von Netzdienstleistungen in diesem Gebiet konfrontiert wäre“). Individuelle, der Unternehmenssphäre zuzuordnende Umstände („allein auf eine unternehmerische Entschließung zurückgehende Umstände“) werden ausdrücklich als nicht berücksichtigungsfähig erklärt; beispielhaft werden insoweit Finanzkraft, Ressourcen sowie Umsatz des Vergleichsunternehmens genannt.
- (950) Die so beschriebene Vorgehensweise dient dazu, die Vergleichbarkeit von zunächst unvergleichbar (weil unter verschiedenen Umständen operierend) erscheinenden Netzbetreibern herzustellen, um über einen etwaigen Missbrauch bei der Netzentgeltgestaltung befinden zu können. Dazu ist es notwendig, jene Bedingungen, auf die ein Netzbetreiber bei seiner Preisgestaltung einwirken kann, von denjenigen zu unterscheiden, die außerhalb seiner Einflussnahme liegen. Diese Unterscheidung soll zu Recht auf objektiver Basis erfolgen, um zu gewährleisten, dass die Unternehmen lediglich aufgrund der jeweils individuell beeinflussbaren Merkmale im Hinblick auf eine wettbewerbsanaloge Preisbildung verglichen und beurteilt werden („Nur dann ist nämlich gewährleistet, dass Verzerrungen ausgeschaltet werden, die vor allem durch die Unterschiede in der Marktstruktur entstehen können, und daß der Preis ermittelt wird, den das zum Vergleich herangezogene Unternehmen in Rechnung stellen müsste, wenn es an Stelle der Betroffenen in deren Netzgebiet die Dienstleistung erbringen würde.“).
- (951) Diese Zielvorgaben, die der BGH formuliert, stimmen mit dem Maßstab der effizienten Leistungserbringung des § 21 Abs. 2 EnWG und dem Gesetzeszweck überein, den § 21a Abs. 4 S. 5 EnWG mit der Differenzierung zwischen den nicht beeinflussbaren und den beeinflussbaren Kostenanteilen verfolgt. Hier wie dort geht es um die Unterscheidung von Umständen, die sich im Einflussbereich des Netzbetreibers befinden, von solchen, die außerhalb der Unternehmenssphäre liegen, um auf diesem Wege sachgemäß jene Kostenanteile zu identifizieren, die einer Beurteilung mit einer Effizienzbetrachtung zugänglich sind. Soweit diese Umstände in dem Unternehmensvergleich bzw. durch den Ansatz von Sicherheitszu- und abschlägen hinreichend berücksichtigt wurden, bestand kein Rechtsanspruch des Netzbetreibers auf Erstattung ineffizienter Kosten.

### 14.3.1.3 Vorteil durch besseren Unternehmensvergleich

(952) Ein wesentlicher Unterschied zu der früheren Rechtslage und der hierzu ergangenen Rechtsprechung besteht darin, dass ein Unternehmensvergleich bisher nur zwischen einzelnen Unternehmen durchgeführt werden konnte. Dagegen stehen heute bessere Methoden und eine Vielzahl von Unternehmen für den Vergleich zur Verfügung. So gesehen nimmt Deutschland auch international eine Sonderstellung ein, da es nur wenige Länder gibt, die über eine derartige Vielfalt und Vielzahl von Unternehmen verfügen. Was auf der einen Seite die Regulierung erschwert, entwickelt sich bei der Durchführung von Unternehmensvergleichen zu einem klaren Vorteil. Nicht nur, dass sich mit der größeren Anzahl an Unternehmen bessere Ergebnisse erzielen lassen. Es stehen mit der größeren Anzahl an Unternehmen auch mehr Methoden zur Verfügung, mittels derer ein Unternehmensvergleich durchgeführt werden kann (vgl. Kap. 10).

### 14.3.2 Maßstab des § 21 Abs. 2 EnWG

(953) Auch die Regelung des § 21 Abs. 2 EnWG spricht für eine sofortige Umsetzung der Effizienzvorgaben. Für die Berechnung der Netzentgelte dürfen nur effiziente Kosten herangezogen werden. Eine zeitliche Komponente, nach der ineffiziente Kosten für einen gewissen Zeitraum angesetzt werden können, ist hier nicht vorgesehen. Bei der Entgeltgenehmigung muss die Regulierungsbehörde, will sie die angesetzten Kosten kürzen, dem Netzbetreiber letztendlich nachweisen, dass die angesetzten Kosten ineffizient sind. Da dieser Nachweis häufig schwierig zu führen sein wird, hat der Gesetzgeber als Erleichterung für Unternehmen und die Regulierungsbehörden das Vergleichsverfahren vorgesehen.

(954) Das Vergleichsverfahren hat eine doppelte Funktion:

(955) Die Vorgabe des § 21 Abs. 4 Satz 1 EnWG, die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens bei der kostenorientierten Entgeltbildung zu berücksichtigen, richtet sich zunächst an die Netzbetreiber. Diese müssen die Ergebnisse bei ihrer unternehmensindividuellen Netzkalkulation von sich aus berücksichtigen.

(956) Zum zweiten sind die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens zentraler Prüfungsmaßstab der Effizienz im Verfahren über die Genehmigung der Netzentgelte durch die Regulierungsbehörden; ihre Bedeutung folgt unmittelbar aus der Vermutung einer nicht effizienten Betriebsführung bei einer Abweichung von den Durchschnittswerten (vgl. § 23a Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 i.V.m. § 21 Abs. 4 Satz 2 EnWG).

(957) Dessen ungeachtet, bleibt es der Regulierungsbehörde unbenommen, mittels anderer Verfahren die tatsächliche Effizienzgrenze zu ermitteln und eine entsprechende Kostensenkung im Wege der Kostenprüfung sofort durchzuführen. Insbesondere die für die Anreizregulierung vorgesehenen Benchmarking-Modelle eignen sich auch für eine derartige Vorgehensweise. Maßstab des § 21 Abs. 2 EnWG sind schließlich *effiziente* und nicht lediglich *durchschnittlich effiziente* Kosten.

### 14.3.3 Maßstab des § 21 a Abs. 5 EnWG

(958) In § 21a Abs. 5 EnWG ist festgelegt, dass die Effizienzvorgaben über die Regulierungsperiode verteilt und für die Netzbetreiber mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein müssen. Die Regulierungsbehörden können demgemäß davon absehen, gleich zu Beginn der ersten Anreizregulierungsperiode die Kosten auf ein effizientes Niveau zu kürzen. Vielmehr können die Netzbetreiber über einen gewissen Zeitraum an die Effizienzgrenze herangeführt werden. So erscheint zwar eine Kürzung der Kosten noch vor Beginn der Anreizregulierung oder das Startjahr der Anreizregulierung möglich. Es scheint aber auch vertretbar, die Kürzung über ein bis zwei Regulierungsperioden zu strecken.

### 14.3.3.1 Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit

- (959) Die Frage nach der grundsätzlichen Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben ist anhand objektiver Kriterien zu beantworten. An dieser Stelle spielt die mittels eines Unternehmensvergleichs (Benchmarking) ermittelte Effizienzgrenze eine wesentliche Rolle. Die Effizienz eines Produktionsprozesses wird durch das Verhältnis von eingesetzten Kosten (Input) und erhaltener Leistung (Output) beschrieben. Der Ermittlung einer Effizienzgrenze mittels Unternehmensvergleich liegt dabei der Gedanke zugrunde, dass ein Unternehmen grundsätzlich zu höheren Kosten zumindest die gleiche Leistung erzeugen und zu gleichen Kosten auch weniger Leistung erzeugen kann. Dagegen trifft der Unternehmensvergleich keine Aussage darüber, wie sehr das effiziente Unternehmen seine Leistung bei gleichen Kosten steigern oder bei gleicher Leistung seine Kosten senken kann. Ein Unternehmen dagegen, das eine bestimmte Leistung zu spezifisch höheren Kosten als das effiziente Unternehmen erbringt, erscheint in einem solchen Vergleich als ineffizient. Von diesem wird verlangt, dass es seine Rationalisierungspotentiale ausschöpft und die bestehenden Ineffizienzen beseitigt. Dies kann dadurch geschehen, dass es seine Kosten senkt oder seine Leistung steigert. Der Nachweis der Erreichbarkeit ist dadurch gegeben, dass es effiziente Unternehmen gibt, die ein entsprechendes Input-/Outputverhältnis realisieren. Mit der Ausrichtung der Effizienzvorgaben an einer durch Unternehmensvergleich gebildeten Effizienzgrenze, wird also sichergestellt, dass von den Unternehmen nichts Unmögliches verlangt wird.
- (960) Die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben kann auf unterschiedliche Weise erreicht werden. Ist die generelle Erreichbarkeit der Vorgaben gewährleistet, ließe sich z.B. durch einen pauschalen Sicherheitszuschlag auch die Übertreffbarkeit sicherstellen. Daneben bestehen aber auch Möglichkeiten, die Übertreffbarkeit durch eine entsprechende Ausgestaltung der Benchmarkingmethoden herzustellen. Zu denken ist hier z.B. an die Einbeziehung von „Supereffizienzen“ bei der Berechnung der Effizienzgrenze (siehe Kapitel 9). Auch bei der Umsetzung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben lässt sich die Übertreffbarkeit sicherstellen. Indem z.B. mehrere Methoden zur Effizienzmessung herangezogen werden und nur das durchschnittliche Effizienzergebnis in eine Effizienzvorgabe einfließt, ist die Übertreffbarkeit der Vorgabe gewährleistet. Auch die zeitliche Streckung der Effizienzvorgaben trägt dazu bei, dass die Effizienzvorgaben übertreffbar werden.
- (961) Neben einer generellen Betrachtungsweise und Beantwortung der Frage nach Erreich- und Übertreffbarkeit, gilt es besondere individuelle Aspekte zu beachten. Es ist zu prüfen, ob bestimmte Umstände die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben in einem bestimmten Versorgungsgebiet unmöglich machen. Es kann dabei allerdings nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde sein, jedem einzelnen Unternehmen die konkreten Maßnahmen aufzuzeigen, mit denen dieses die Effizienzvorgaben erreichen kann. Alleine aufgrund der zwischen Regulierungsbehörde und Unternehmen bestehenden Informationsasymmetrie wäre ein solcher Versuch zum Scheitern verurteilt. Schließlich kennt niemand die Einsparpotentiale, aber auch die Möglichkeiten zur Leistungserweiterung so gut, wie der jeweilige Netzbetreiber selbst. Es ist deshalb zunächst davon auszugehen, dass die durch einen adäquaten Unternehmensvergleich festgelegten Effizienzvorgaben mit geeigneten Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sind. Es bleibt dem jeweiligen Netzbetreiber jedoch unbenommen, der Regulierungsbehörde nachzuweisen, dass in seinem Netzgebiet besondere und gewichtige Umstände bestehen, die im Benchmarking-Verfahren nicht angemessen berücksichtigt wurden. Dies kann im Rahmen der Anhörung des betroffenen Unternehmens vor Festsetzung der einzelnen Effizienzvorgaben geschehen. Wenn es in einem solchen Fall auch einem dritten Unternehmen nachweislich nicht möglich wäre, die Vorgabe zu erfüllen, dann wäre die Effizienzvorgabe im Einzelfall entsprechend anzupassen. Hierbei ist freilich zu beachten, dass die von dem Unternehmen im Einzelfall angeführten

Umstände einen *wesentlichen* Einfluss auf die Netzkosten haben müssen. Auch gilt es zu Bedenken, dass bestimmte Umstände kostentreibende Wirkung entfalten, andere Umstände aber auch kostensenkende Wirkung haben können. Die Beurteilung solcher Besonderheiten muss im Ausnahmefall der Einzelfallprüfung vorbehalten bleiben.

#### 14.3.3.2 Zumutbarkeit

- (962) Die Grenze für die zumutbaren Effizienzvorgaben muss so gesetzt werden, dass ein Unternehmen unter Ausschöpfung etwaiger Rationalisierungsreserven Erlöse erzielen kann, die auf oder über den Selbstkosten liegen. Eine dauerhafte Verlustsituation ist dem Unternehmen ebenso wenig zuzumuten wie den Netzkunden dauerhaft überhöhte Preise zugemutet werden können.
- (963) Die Festlegung von zumutbaren Effizienzvorgaben macht eine Abwägung verschiedener Interessen erforderlich. Hier stehen sich insbesondere die Interessen der Netzbetreiber und die der Netzkunden gegenüber und müssen sorgfältig gegeneinander abgewogen werden. Dies gilt umso mehr, als bei einer Preisregulierung die Grundrechte der betroffenen Unternehmen, insb. das Eigentumsgrundrecht aus Art. 14 GG und die Berufsfreiheit aus Art. 12 GG betroffen sind. Dem stehen unter anderem die sich aus Art. 14 GG abzuleitende Sozialbindung des Eigentums und die Gemeinwohlinteressen gegenüber. Würde man aus dem Erfordernis der Zumutbarkeit ableiten, dass eine jederzeitige Vollkostendeckung gewährleistet sein muss, so würde dies gleichermaßen über das Ziel hinaus schießen und dem Sinn und Zweck einer Anreizregulierung zuwider laufen.
- (964) Eine solchermaßen gesetzte Grenze der Effizienzvorgaben bewegt sich im Rahmen der bisherigen Kartellrechtsprechung und der vom BGH etwa im Beschluss zur Flugpreisspaltung aufgestellten Grundsätze (Beschl. v. 22.07.1999, KVR 12/98). Dort heißt es u.a.:
- (965) „Kann das marktbeherrschende Unternehmen auf dem beherrschten Markt (hier Flugstrecke Frankfurt/Berlin) auch mit höheren Entgelten nicht einmal seine objektiven Kosten decken, bietet die Preisspaltung allein keinen hinreichenden Anhaltspunkt für einen Missbrauch. Bei der Prüfung des Bestehens einer Verlustsituation finden die Kosten keine Berücksichtigung, die ausschließlich auf unternehmensindividuelle Entscheidungen zurückzuführen sind, bei anderen Anbietern auf demselben Markt aber nicht in gleicher Weise anfallen würden.“
- (966) Dieser Grundsatz wird in dem oben zitierten Beschluss weiter ausgeführt:  
„Nach § 19 Abs. 1 GWB ist die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung verboten. Sie setzt [...] voraus, daß das betroffene Unternehmen seine starke Stellung zu Lasten der Marktgegenseite in einer Weise ausnutzt, die ihm nur deswegen eröffnet ist, weil es wegen seiner marktbeherrschenden Stellung auf die Interessen seiner Abnehmer keine Rücksicht [...] nehmen muss, vor allem auch keinem durch Wettbewerber verursachten Rationalisierungsdruck ausgesetzt ist. Dieses Unwerturteil [...] ist jedenfalls dann nicht gerechtfertigt, wenn das marktbeherrschende Unternehmen auch bei ordnungsgemäßer Zuordnung der bei ihm entstehenden Kosten und bei Ausschöpfung etwaiger Rationalisierungsreserven [...] lediglich Einnahmen erzielt, die die Selbstkosten nicht decken. Denn auch ein marktbeherrschendes Unternehmen kann im Wege der Preismissbrauchsaufsicht nicht dazu gezwungen werden, entweder seine Leistung zu nicht einmal kostendeckenden Preisen anzubieten oder sich aus dem Wettbewerb gänzlich zurück zu ziehen.“

#### 14.3.4 Initiale Absenkung und Verteilung von Effizienzvorgaben

- (967) Denkbar ist nach alledem insbesondere eine Zweiteilung: Zu Beginn der Anreizregulierung erfolgt eine initiale Kürzung auf einen Durchschnittswert, dem der Gesetzgeber bereits in § 21 Abs. 3 und 4 EnWG eine besondere Rolle hat zukommen lassen. Danach gilt für Erlöse über dem Durchschnitt die Vermutung, dass

eine effiziente Betriebsführung nicht vorliegt (s.o.). Diese Vermutung ist widerlegbar, was angesichts der Vorgaben der Netzentgeltverordnungen zum anzuwendenden Vergleichsverfahren in Form eines Strukturklassenvergleiches mit sehr eingeschränkten Vorgaben hinsichtlich der zu verwendenden Parameter und dementsprechend unvollständiger Aussagepräzision auch geboten ist.

- (968) Für die Anreizregulierung mit weitaus belastbareren Methoden und deutlich mehr berücksichtigten strukturellen Gegebenheiten gelten diese Einschränkungen nicht bzw. nur in einem geringeren Maße. Der Durchschnittsmaßstab kann daher direkt für die initiale Absenkung bei all den Netzbetreibern, die oberhalb des Durchschnitts liegen, herangezogen werden.
- (969) Ist dieses Niveau erreicht, könnte die weitere Absenkung der Kosten auf die Effizienzgrenze erfolgen. Hierbei wird seitens der Regulierungsbehörden eigens dem Umstand Rechnung getragen, dass sich bestimmte Kosten nicht sofort, wohl aber über einen bestimmten Zeitraum senken lassen. Gleichzeitig wird dafür gesorgt, dass der Netzkunde die von dem einzelnen Netzbetreiber gegebenenfalls aufgebauten Ineffizienzen nicht in alle Zukunft forttragen muss.
- (970) Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb vor, die Ineffizienzen innerhalb von 2 Regulierungsperioden (6 – 8 Jahre) abzubauen. Die sich so ergebenden Effizienzvorgaben bewegen sich im Rahmen des international üblichen und geben den Netzbetreibern einen gewissen zeitlichen Spielraum, ohne dass die Netzkunden über Gebühr mit ineffizienten Kosten belastet würden.
- (971) Die Effizienzergebnisse werden direkt in Effizienzvorgaben überführt und es erfolgt keine Bildung von Effizienzklassen. Diese Vorgehensweise entspricht dem Grundsatz des EnWG, nachdem Grundlage der Netzentgelte *effiziente* Kosten sein sollen. Der mögliche Nachteil dieser Vorgehensweise wird schon bei der Durchführung der Benchmarkinganalyse und der daraus abgeleiteten Effizienzwerte berücksichtigt und abgeschwächt.
- (972) Bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben ist daher zwischen zwei Gruppen von Netzbetreibern zu unterscheiden: (i) Betreiber von Energieversorgungsunternehmen, deren Kosten die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber überschreiten; und (ii) Betreiber von Energieversorgungsunternehmen, deren Kosten die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber nicht überschreiten.
- (973) Bei ersteren erfolgt die Heranführung an die effizienten Kosten in zwei Schritten. Zu Beginn der Regulierungsperiode werden die Kosten zunächst durch eine einmalige Effizienzvorgabe an den Durchschnitt und anschließend durch weitere laufende Effizienzvorgaben an die effizienten Kosten herangeführt. In diesem Fall müssen somit zwei Arten von Effizienzvorgaben unterschieden werden: (i) Heranführung an *Durchschnitt*; und (ii) Heranführung an *effiziente* Kosten. Bei zweiteren entfällt der Schritt zur Heranführung an den Durchschnitt und somit werden nur Effizienzvorgaben zur Heranführung an die *effizienten* Kosten ermittelt.
- (974) RWE spricht sich in einer Stellungnahme gegen eine direkte Überführung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben aus, sondern schlägt Toleranzbänder vor. Aus obigen Ausführungen ist aber ersichtlich, dass die Bundesnetzagentur schon bei der Berechnung der Effizienzwerte beispielsweise durch die Verwendung verschiedener Benchmarkingmethoden implizit Toleranzbänder einführt. Der VIK und BDI sprechen sich in ihrer Stellungnahmen für eine weitgehend automatische Umsetzung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben aus.
- (975) Eine weitere Möglichkeit, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit mit zumutbaren und möglichen Maßnahmen sicherzustellen, besteht in einer Unterteilung und zeitlichen Differenzierung der Effizienzvorgaben nach dem Kriterium, ob Anteile der im Effizienzvergleich festgestellten Ineffizienzen stärker betriebskostengetrieben oder kapitalkostengetrieben sind. Dies lässt sich rechnerisch durch eine Schlüsselungsrechnung erreichen: Zunächst werden durch ein Benchmarking unter Zugrundelegung der Gesamtkosten (Total Expenditures, TOTEX) die gesamten

Ineffizienzen bzw. Effizienzsteigerungspotenziale der Unternehmen ermittelt. Zusätzlich werden separate Benchmarking-Berechnungen für Betriebskosten (Operational Expenditures, OPEX) und für Kapitalkosten (Capital Expenditures, CAPEX) durchgeführt.

- (976) Im nächsten Schritt werden die TOTEX-Ineffizienzen im Verhältnis der OPEX- und CAPEX-Ineffizienzen aufgeteilt. Die so ermittelten OPEX- und CAPEX-orientierten Anteile werden auf unterschiedliche Zeiträume verteilt, innerhalb derer sie abgebaut werden müssen. Diese könnten für den OPEX-Anteil auf die dreijährige Dauer der ersten Regulierungsperiode, für den CAPEX-Anteil auf die ersten beiden Regulierungsperioden, also insgesamt 6 bis 8 Jahre festgelegt werden. Damit würden sich auf einer einheitlichen und transparenten Methodik unternehmensindividuell unterschiedliche Zeitverläufe für die Effizienzvorgaben bestimmen lassen, die die jeweiligen Gegebenheiten der Unternehmen hinsichtlich OPEX- und CAPEX-Intensität berücksichtigen können.

## 15 Berücksichtigung von Mengeneffekten

- (977) Die Berücksichtigung der Mengenentwicklung während der Regulierungsperiode ist ein bedeutender Bestandteil bei der Ausgestaltung einer Revenue-Cap Regulierung. Im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Mengenänderungen müssen jedoch zwei Effekte streng voneinander getrennt werden:
- Kurzfristige Mengenentwicklungen und ihre Auswirkungen auf die Erlöse.
  - Nachhaltige Mengenentwicklungen und ihre Auswirkungen auf die Kosten.
- (978) Der erste Fall bezieht sich auf die Entgeltbildung und die zulässigen Erlöse bei einer kurzfristigen Mengenänderungen, denen im Rahmen einer Revenue-Cap Regulierung eine wesentliche Bedeutung zukommt. Die Unternehmen setzen am Beginn des Jahres Netzentgelte, denen sie eine bestimmte Prognose der Absatzmenge zugrunde legen, unter der Beschränkung, dass die zulässigen Erlöse nicht überschritten werden darf. Es kann jedoch der Fall eintreten, dass die tatsächlichen Absatzmengen am Ende des Jahres von der Prognose abweichen und sich daraus ein Differenzbetrag zwischen *zulässigen* und *tatsächlichen* Erlösen ergibt. Somit stellt sich die Frage wie mit diesen Differenzbeträgen umgegangen werden soll. Schon jetzt sehen die Netzentgeltverordnungen das Instrument der periodenübergreifende Saldierung (§ 10 GasNEV und § 11 StromNEV), die in ähnlicher Weise im Rahmen der Anreizregulierung durch ein sog. Regulierungskonto weitergeführt werden sollte. Internationale Beispiele für Korrekturfaktoren oder ein Regulierungskonto finden sich in Großbritannien sowie Victoria (Australien) und New South Wales (Australien).
- (979) Der zweite Fall behandelt signifikante Auswirkungen von Mengenänderungen auf die Kosten und damit die Bestimmung von wesentlichen Einflussgrößen der Unternehmen. Diese Auswirkungen sollten durch hybride Elemente in der Regulierungsformel berücksichtigt werden. Beispiele hierfür finden sich in den Regulierungsformel in Großbritannien, Norwegen und Österreich, auf die in der Folge näher eingegangen wird. Auch für Deutschland wird die Möglichkeit einer Implementierung hybrider Elemente in die Regulierungsformel vorgeschlagen.

### 15.1 Regulierungskonto

- (980) Zur Festlegung der zulässigen Erlöse sind Schätzungen der Netzbetreiber notwendig. Diese betreffen die Mengen pro Netzebenen aber auch die vorgelagerten Netzkosten, Steuern und entgeltmindernde Erlöse. Die Einhaltung der Beschränkung der Regulierungsformel ist somit nicht nur von der Richtigkeit der Prognosen der Mengen abhängig. Es besteht deshalb die Möglichkeit, dass die *zulässigen* von den *tatsächlichen* Erlösen abweichen, auch wenn die Mengen richtig prognostiziert wurden.

- (981) Die Bundesnetzagentur hat deshalb im 2. Referenzbericht die Einrichtung eines Regulierungskontos auf dem Abweichungen der tatsächlichen von den zulässigen Erlösen registriert werden, angedacht,
- (982) Vorweg muss betont werden, dass die Bundesnetzbehörde in der Übertragung der Prognosestätigkeit auf die Regulierungsinstanz keine geeignete Option für den Umgang mit Prognoseabweichungen sieht. Aufgrund der besseren Marktübersicht und eines daraus resultierenden informatorischen Vorteils sollte diese Aufgabe bei den Unternehmen verbleiben. Es stellt sich jedoch die Frage inwieweit sie ein strategisches Interesse daran haben, tendenziell verzerrte Prognosen zu machen.
- (983) In seiner Stellungnahme merken der VIK und BDI an, dass sie grundsätzlich ein Regulierungskonto als geeignetes Mittel zur Verhinderung von Tarifschwankungen sehen und deshalb auch die Vorbehalte gegen die Revenue-Cap Regulierung relativieren, sofern bei der Ausgestaltung mehrere Punkte geklärt bzw. berücksichtigt werden:
- Welche Schwankungen und Veränderungen dürfen über das „regulatory account“ aufgefangen werden?;
  - Wie können unterjährige Preisanpassungen verhindert werden?
  - Vereinheitlichung von Rahmenbedingungen für das Prognoseverfahren
  - Strafzinsen für Prognosefehler
- (984) Von Seiten Netzbetreiber merkt RWE an, dass eine asymmetrische Behandlung bei Über-/Unterschreitung der Prognosen zugunsten der Netzbetreiber erfolgen sollte.
- (985) Den Überlegungen der Bundesnetzagentur zum „Regulierungskonto“ werden zunächst internationale Beispiele für Korrekturmechanismen für Prognosefehler vorangestellt. Als Beispiele können Großbritannien, New South Wales (Australien) und Victoria (Australien) dienen.

### 15.1.1 Internationale Beispiele

- (986) Im Internationalen Vergleich finden sich einige Beispiele der Berücksichtigung von Differenzen von tatsächlichen und zulässigen Erlösen. Die Systeme von Großbritannien, New South Wales (Australien) und Victoria (Australien) können dabei Hinweise für eine sachgerechte Berücksichtigung dieser Differenzen in Deutschland geben.
- (987) Der englische Regulierer, OFGEM, sieht bei der Revenue-Cap Regulierung einen Korrekturfaktor vor, durch den zu hohe/niedrige Erlöse des Vorjahres bei der Festlegung der Netzentgelte im Folgejahr berücksichtigt werden. Die Korrektur von Prognosefehlern erfolgt somit jährlich. Damit die Unternehmen keinen Anreiz haben zu niedrige Prognosen besonders für die Mengen zu machen, werden die Differenzbeträge zwischen *zulässigen* und *tatsächlichen* Erlösen asymmetrisch behandelt. Übersteigen die *tatsächlichen* die *zulässigen* Erlöse wird ein zusätzlicher Strafzinssatz auf den Betrag angesetzt. Dadurch sollen die Unternehmen dazu veranlasst werden, möglichst genaue Prognosen zu machen, und die Verbraucher für den unfreiwilligen Kredit an die Netzbetreiber entschädigt werden. Der Korrekturfaktor für die Regulierungsperiode 2005-2010 lässt sich formal darstellen durch:

$$KD_t = (RD_{t-1} - AD_{t-1}) \cdot \left[ 1 + \frac{(I_t + PR_t)}{100} \right]$$

mit

$RD_{t-1}$  tatsächlichen Umsätze im Jahr  $t-1$

$AD_{t-1}$  zulässigen Umsätze im Jahr  $t-1$

$I_t$  allgemeiner Zinssatz

$PR_t$  saldoabhängiger Zinssatz

- (988) Der saldoabhängige Zinssatz kann drei unterschiedliche Werte annehmen:

- Übersteigen die *tatsächlichen* die *zulässigen* Umsätze der Jahres *t-1* um mehr als 2%, nimmt  $PR_t$  einen Wert von 3% an.
  - Unterschreiten die *tatsächlichen* die *zulässigen* Umsätze der Jahres *t-1* um mehr als 2%, nimmt  $PR_t$  einen Wert von 0% an.
  - Liegen die Über-/Unterschreitungen in einer Bandbreite von +/- 2%, nimmt  $PR_t$  einen Wert von 1,5% an.
- (989) Der Regulierer von New South Wales, IPART, sah für den 1999 angewandte Revenue-Cap ein Konto zur Erfassung von Erlösüberschussaldos, ein sog. „unders and overs“-Konto, vor, auf dem Abweichungen der von IPART genehmigten jährlichen Erlöse von den realisierten Erlösen zusammengeführt werden. Dieses Konto bezieht sich auf Differenzen, die durch falsche Schätzungen für vorgelagerte Netzkosten verursacht werden. Eine Verzinsung erfolgt am Jahresende auf den entstandenen Saldo der Erlöse. Der verwendete Zinssatz entspricht dem Zins der Commonwealth-Anleihe mit dreijähriger Laufzeit, der am ersten Montag nach Ablauf des Finanzjahres im Australian Financial Review abgedruckt wurde.
- (990) IPART legte ebenfalls Toleranz-Korridore für die Abweichungen der Erlöse fest, die mit den folgenden Maßnahmen bei Abweichung der Ist- von den Soll-Erlösen verbunden waren:
- Bei Abweichungen von weniger als 2%: Die Unternehmen müssen IPART innerhalb von 30 Tagen nach Jahresende einen Maßnahmenplan zum Ausgleich des Saldos innerhalb der Regulierungsperiode vorlegen.
  - Bei Abweichungen von 2% bis 5%: Die VNVB müssen IPART innerhalb von 30 Tagen nach Jahresende einen Maßnahmenplan zum Ausgleich des Saldos im Vorfeld der nächsten Preisänderung vorlegen.
  - Bei einem Saldoüberschuss von mehr als 5%: Die VNVB müssen den Kunden einen Nachlass auf die ersten Rechnung des neuen Jahres zum Ausgleich des Saldos einräumen
  - Bei Saldofehlbetrag von mehr als 5%: Der Saldo Fehlbetrag wird auf 5% reduziert.
- (991) Auch in der Regulierungsperiode 2004/05-2008/09 ist ein „unders and overs“-Konto enthalten. Tabelle 31 gibt ein Beispiel für solch ein „unders and overs“-Konto.

ACTUAL OVER/UNDER RECOVERY IN EACH YEAR		2005	2006	2007	2008	2009
fin yr ending 30 June		Actual	Actual	Actual	Actual	Actual
(a) Revenue from Transmission Recovery Tariffs <sup>2</sup>	000s	170,258	165,254	169,523	164,300	167,900
Transmission Related Payments						
Transmission charges paid to TNSPs	000s	153,823	155,896	162,958	153,823	155,823
avoided TUOS payments approved by Tribunal	000s	5,000	2,198	5,125	4,569	3,648
Inter-distributor payments paid to DNSPs	000s	8,359	3,000	8,359	7,355	8,400
(b) Total Transmission related payments	000s	167,182	161,094	176,442	165,747	167,871
(c) Over recovery +ve/ (under-recovery)	000s	3,076	4,160	(6,919)	(1,447)	29
<b>OVERS AND UNDERS ACCOUNT</b>						
Interest rate applicable to interest charge/credit	%	9.50%	9.50%	9.50%	9.50%	9.50%
(d) Opening balance	000s	-	3,222	7,886	1,387	3
(e) interest on opening balance (365 days)	000s	-	306	749	132	0
(f) Over /(under) recovery for financial year	000s	3,076	4,160	(6,919)	(1,447)	29
(g) Interest on over/under recovery	000s	146	198	(329)	(69)	1
(h) Closing balance carried forward	000s	3,222	7,886	1,387	3	34

Tabelle 31: „Under and overs“-Konto, Quelle: IPART

- (992) Auch in Victoria (Australien) ist ein Korrekturfaktor für vorgelagerte Netzkosten vorgesehen. Der Vorteil dieses Faktors ist, dass der Saldo jeweils nach zwei Jahren geglättet wird. Der Nachteil des Faktors ist jedoch, dass es sehr kompliziert ist und zu entsprechenden Preisschwankungen führen kann, wenn die Prognosen erheblich von den tatsächlichen Werten abweichen.



### 15.1.2 Regulierungskonto in Deutschland

- (993) Aus den internationalen Beispielen lassen sich folgende Schlussfolgerungen für Deutschland ableiten:
- Über-/Untererlöse sollten verzinst werden.
  - Für Über-/Untererlöse sollten Tolerenzbänder eingezogen werden.
  - Es sollte eine *Asymmetrische* Verzinsung zugunsten des Endverbrauchers vorgesehen werden.
- (994) Die internationalen Erfahrungen zeigen, dass bei der Ermittlung von Korrekturmechanismen Instrumente eingebaut werden, die strategisches Verhalten der Unternehmen verhindern sollen. Es besteht beispielsweise das Risiko, dass die Unternehmen die Mengenparameter absichtlich unterschätzen, um so höhere Entgelte zu realisieren. Die so entstehende positive Abweichung auf dem Regulierungskonto ist gleichzusetzen mit einem von den Kunden unfreiwillig gewährten Kredit. In Großbritannien erfolgte der Schutz der Verbraucher zunächst durch einen zusätzlichen Strafzins für die Netzbetreiber bei einer positiven Abweichung. Diese Maßnahme erscheint doch sehr restriktiv, da Abweichungen in einer gewissen Bandbreite selbst bei den besten Prognosen auftreten können. In der Folge wurde deshalb ein Toleranzband eingeführt. Auch die Bundesnetzagentur erachtet ein Toleranzband als geeignetes Instrument *strategische* von *unvermeidbaren* Prognosefehlern zu trennen.
- (995) Bis zu einer bestimmten Grenze die beispielsweise bei einer 2%-igen Abweichung der zulässiger von den tatsächlichen Erlösen liegen kann, sollen deshalb *positive* Abweichungen normal verzinst und ab dieser Grenze mit einem Strafzuschlag versehen werden. Dieser Mechanismus sollte asymmetrisch gestaltet werden, da nur die Netzbetreiber Einfluss auf die Güte der Prognosen im Rahmen der Tariffestsetzung haben und die Verbraucher durch das Regulierungskonto einen unfreiwilligen Kredit zu tragen haben.
- (996) Von Seiten der Netzbetreiber wurde demgegenüber durch RWE die Forderung nach asymmetrischer Verzinsung zugunsten der Netzbetreiber erhoben.
- (997) Die normale Verzinsung richtet sich analog zur StromNEV §7 nach dem auf die letzten 10 abgeschlossenen Kalenderjahre bezogener Durchschnitt der von der deutschen Bank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere.
- (998) Für die Korrektur der Differenzen zwischen zulässigen und tatsächlichen Erlösen stehen grundsätzlich zwei Optionen offen stehen:
- Jährlicher Korrektur
  - Mehrjährige Korrektur
- (999) Die jährliche Korrektur hat den Vorteil des zeitnahen Ausgleichs der Differenzen. Mehrjährige Korrekturen können jedoch bewirken, dass sich über die Zeit die Schätzfehler ausgleichen bzw kompensieren, sodass die Zahlungsströme aufgrund nachträglicher Korrekturen minimiert werden. Diese Überlegung liegt auch der periodenübergreifenden Saldierung in den Netzentgeltverordnungen zugrunde. Die Bundesnetzagentur gibt deshalb einer mehrjährigen Korrektur den Vorzug.
- (1000) Für eine mehrjährige Korrektur bietet sich eine Lösung wie in New South Wales mit einem „*over and under*“ Konto an. In einem solchen *Regulierungskonto* erfolgen jährliche Buchungen der positiven oder negativen Abweichungen zwischen den *zulässigen* und den *tatsächlichen* Erlösen. Der Saldo wird dann am Ende der Regulierungsperiode bei der Ermittlung des neuen Erlöspfades für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt. Durch ein *Regulierungskonto* hat das Unternehmen ein hohes Maß an unternehmerischer Freiheit auftretende Abweichungen durch entsprechende Anpassungen schon während der Regulierungsperiode auszugleichen. Unterjährige Anpassungen sind dabei aber nicht vorgesehen, da diese einerseits dem Zweck des Regulierungskontos „Verhinderung

von Preisschwankungen“ widersprechen und bei den Netzbetreibern abrechnungstechnische Mehraufwendungen verursachen.

- (1001) Eine Glättung des Regulierungskontos am Ende der ersten Regulierungsperiode ist nicht gleichzusetzen mit einer Glättung für die gesamte Regulierungsperiode, da hierfür die Daten des letzten Jahres der Regulierungsperiode noch nicht verfügbar sind. Hiefür bieten sich mehrere Lösungsoptionen an:
- Schätzwert: Für das letzte Jahr der Regulierungsperiode wird ein Schätzwert verwendet, der sich aus den schon verfügbaren Daten dieses Jahres ermitteln lässt.
  - Ende der 2.Regulierungsperiode: Das letzte Jahr der 1. Regulierungsperiode wird bei der Glättung des Regulierungskontos am Ende der 2. Regulierungsperiode berücksichtigt.
  - Zeitverzögerte Glättung: *Vorübergehende* Glättung des Regulierungskonto am Ende der 1.Regulierungsperiode mit den vorhandenen Daten. *Gänzliche* Glättung wenn Daten für letztes Jahr verfügbar sind.
- (1002) Die Bundesnetzagentur bevorzugt die letzte Lösung. Bei der ersten werden mögliche Schätzfehler nur prolongiert. Bei der zweiten Lösung werden Abweichung zu lange auf Kosten der Verbraucher beibehalten.

## 15.2 Hybride Elemente in der Revenue-Cap-Formel

- (1003) Die Regulierungsformel definiert einen *ex ante* bestimmten Kostenpfad, der festlegt zu welchen Kosten – Inputs – der Netzbetreiber gegebene Outputs erbringen soll. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass sich die dem Kostenpfad zugrunde liegenden Outputs erhöhen und dieser somit aufgrund *outputbedingter* Kostensteigerungen nicht mehr eingehalten werden kann. Dem kann durch die Ergänzung der Regulierungsformel um Elemente, die Kostenerhöhungen aufgrund von Änderungen von exogenen Faktoren erfassen, entgegengewirkt werden. In der Folge soll in diesem Zusammenhang von *hybriden Elementen* gesprochen werden.
- (1004) *Hybride Elemente* sollen die zugrunde liegende Kostenstruktur von Netzbetreibern möglichst adäquat abzubilden, um den Einfluss exogener Faktoren auf die Gewinnsituation des Unternehmens zu neutralisieren. Zur deren Festlegung, d.h. zur Bestimmung einerseits der relevanten Kostentreiber und andererseits deren Parametrisierung, stehen drei Optionen zur Verfügung:
- Plausible Kostenzusammenhänge;
  - Empirische Analysen;
  - Analytische Kostenmodelle.

### 15.2.1 Internationale Beispiele

- (1005) In der Folge werden internationale Beispiele von hybriden Elementen für die Regulierung von Stromverteilnetzbetreibern dargestellt. Die Fokussierung auf Strom ist durch den Mangel an internationalen Beispielen für Gas begründet.

#### 15.2.1.1 Plausible Kostenzusammenhänge – Strom: Großbritannien und Norwegen (1997-2001)

- (1006) Der englische Regulator, OFGEM, ergänzte 1995 in der zweiten Regulierungsperiode die Regulierungsformel für die Stromverteilnetzbetreiber. Bis dahin galt eine einfache Begrenzung der Durchschnittserlöse, wobei mit steigendem Absatz (kWh) auch die Umsätze proportional steigen durften. Da die Kosten aufgrund von Mengensteigerungen jedoch nur unterproportional steigen, wurde dadurch die Erlös- von der Kostenentwicklung zu sehr abgekoppelt. Seit 1995 ist deshalb eine Elastizität der Gesamterlöse in Bezug auf die Veränderung der verteilten Energie und der Anzahl der angeschlossenen Kunden vorgesehen, wobei die kostentreibende Wirkung einer Mengen- und Kundensteigerungen mit 50:50 angenommen wurde. Der Faktor, um den die Erlöse variieren dürfen, lässt sich formal darstellen durch:

$$0,5 \cdot \left( \frac{\sum_{i=1}^4 d_{i,t} \cdot I_i}{\sum_{i=1}^4 d_{i,t-1} \cdot I_i} + \frac{C_t}{C_{t-1}} \right) \quad (1)$$

mit

$d_{i,t}$  Abgabe an Basisleistungen

$I_i$  Basispreis

$C_t$  Anzahl der Kunden

- (1007) Die Mengensteigerungen werden für vier Verteilungsleistungen gewichtet: LV 1, LV 2, LV 3 und HV.<sup>37</sup> Die Gewichtungsfaktoren,  $I_i$ , sind Regulierungskonstanten, die sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise beinhalten und erstmals 1990 festgelegt wurden. Diese Gewichtungsfaktoren wurden im Rahmen des Preissetzungsverfahrens 2005-2010 erstmals geändert. Die Gewichtungen selbst sollen die unterschiedlichen Kosten der vier Verteilungsleistungen widerspiegeln. Aus der Formel ist ersichtlich, dass nicht die absolute Höhe der Basispreise relevant ist, sondern nur das die Kostendifferenzen widerspiegelnde relative Verhältnis zwischen den Basispreisen.
- (1008) Bei der Entwicklung der Kundenanzahl wird auf eine Gewichtung nach Netzebenen verzichtet, somit gilt die Annahme, dass ein HV Kunde die gleichen Kosten verursacht wie ein LV Kunde. Dies erscheint vor dem Hintergrund der Differenzierung bei der Mengenentwicklung doch problematisch.
- (1009) Explizite Analysen, wie die beiden Kostentreiber, Mengen und Anzahl der Kunden, und die Gewichtung der Kostentreiber, 50%:50%, durch den englischen Regulator, OFGEM, ermittelt wurden liegen nicht vor. Es weist jedoch viel darauf hin, dass OFGEM hierbei auf plausible Kostenzusammenhänge zurückgegriffen hat, wird doch auch die verteilte Energie und die Anzahl der Kunden für die Bestimmung der *Composite Scale Variable* für die Benchmarkinganalyse herangezogen. Der Faktor wurde im Preissetzungsverfahren 2005-2010 zur Diskussion gestellt und von allen Netzbetreibern gut geheißsen.
- (1010) In Norwegen durften die Netzbetreiber in der Regulierungsperiode (1997-2001) die zulässigen Erlöse um einen Mengenfaktor erhöhen. Dieser lässt sich formal darstellen durch:

$$\left( 1 + \frac{\Delta LE_{a,t+1}}{2} \right) \quad (2)$$

mit

$\Delta LE_{a,t+1}$  .....erwartete Mengenänderung pro Unternehmen

- (1011) Bei einem Anstieg der erwarteten Gesamtmenge eines Unternehmens um 10% dürfen die Erlöse um 5% wachsen. Eine Aufteilung der Mengensteigerungen nach Spannungsebenen findet sich nicht. Für den Fall eines Mengenrückganges wird der Faktor auf 1 gesetzt.
- (1012) Begründet wird der Wert des Skalierungsfaktors von 0,5 mit Skalenerträgen für marginale Investitionen, die bei den Verteilnetzbetreibern vermutet werden, wobei der Festlegung –ähnlich wie in Großbritannien – keine empirische Analyse

<sup>37</sup> Unter LV versteht man die Verteilung auf Netzebenen unter 1 kV. LV 1: Verteilung zu Hochlastzeiten (an Verbraucher mit differenzierter Messung); LV 2: Verteilung in Schwachlastzeiten (an Verbraucher mit differenzierter Messung); LV 3: Verteilung an Verbraucher ohne differenzierter Messung; HV: Verteilung an Verbraucher auf den Spannungsebenen 1 kV bis unter 22 kV.

vorangegangen ist. Eine solche wurde jedoch für die nächste Regulierungsperiode angekündigt.<sup>38</sup>

### 15.2.1.2 Plausible Kostenzusammenhänge – Gas: Großbritannien (2002-2007)

(1013) Die Regulierungsformel (2002-2007) für die Gasverteilnetzverteiler enthält ein hybrides Element, indem 65% der Erlöse fix und 35% mit den Mengen variieren. Im Unterschied zu Strom sind Änderungen der Kundenzahl nicht enthalten. Weiterhin wird die Mengenentwicklung geringer gewichtet, d.h. 35% statt 50%. Formal lässt sich der Faktor darstellen durch:

$$\left( 0,65 + 0,35 \cdot \frac{M_t}{M_{t-1}} \right)$$

### 15.2.1.3 Empirische Analysen – Strom: Norwegen (2002-2006)

(1014) Im Vorfeld der Regulierungsperiode (2002-2006) machten Grønli/Wangensteen/Uthus/Hoff (2000)<sup>39</sup> einen Vorschlag zur Veränderung des Mengenfaktors in der Regulierungsformel (1997-2001). Anhand einer empirischen Analyse wurden Kostenelastizitäten von Mengen- und Kundensteigerungen in der norwegischen Elektrizitätswirtschaft ermittelt. Hieraus ergab sich ein Wert für die Mengen-Kosten Elastizität von 0,16 und die Kunden-Kosten Elastizität von 0,76. Darüber hinaus wurde noch gezeigt, dass eine Unterscheidung in Haushalts- und Gewerbekunden unterschiedliche Kunden-Kosten Elastizitäten (0,65 bzw. 1,43) ergeben. Besonders auffällig war aber der erhebliche Unterschied zwischen der Mengen-Kosten Elastizität von 0,16 und dem Wert von 0,5 in der Regulierungsformel für die Periode 1997-2001. die Autoren schlugen eine Ergänzung des Mengenfaktors um einen Kunden-Kosten Faktor vor, wobei letzterem höheres Gewicht zugewiesen werden sollte.

$$\left( 1 + k_{LE} \cdot \Delta LE_{a,t+1} \right) \cdot \left( 1 + k_K \cdot \Delta K_{a,t+1} \right) \quad (3)$$

mit

$k_{LE}$ .....Mengen-Kosten Elastizität

$\Delta LE_{a,t+1}$  .....erwartete Mengenänderung pro Unternehmen

$k_K$ .....Kunden-Kosten Elastizität

$\Delta K_{a,t+1}$  .....erwartete Kundenänderung pro Unternehmen

(1015) Der obige Vorschlag wurde vom norwegischen Regulator, NVE, nicht gewählt, sondern der alte Mengenfaktor durch einen komplexen Faktor – *Justeringsparameter* – ersetzt. Grundlage für die Änderung war ein Gutachten von ECON (2001)<sup>40</sup> im Auftrag der norwegischen Regulierungsbehörde, NVE, in dem die relevanten Kostentreiber und die zugehörigen Parameterwerte ermittelt wurden. Dabei wurden Daten für den Zeitraum 1996-1999 analysiert.

(1016) Im Unterschied zur ersten Regulierungsperiode kam es zu einer Differenzierung der Kostentreiber, indem neben den Mengen auch Neubauten im Versorgungsgebiet der Unternehmen zur Berechnung des *Justeringsparameter* hinzugenommen wurden. Die Anpassung der Umsätze des Anfangsjahres folgt der Formel:

$$R_{t+1,i} = R_{t,i} \cdot \left( \frac{CPI_{t+1}}{CPI_t} \right) \cdot (1 - X) + JUST_t^i \quad (4)$$

<sup>38</sup> Vgl. „Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway – background, principles and directives“ Ketil Gasto, 1997, NVE, Oslo.

<sup>39</sup> „Adjusting for Grid Expansion in Incentive-Based Regulation“, Helle Grønli, Ivar Wangensteen, Bard Olav Uthus, Bernt Anders Hoff, IAEE European Conference 2000.

<sup>40</sup> „Justeringsparameter for nyinvesteringer“, ECON, 2001, im Auftrag von NVE.

(1017) Der *Justeringsparameter* setzt sich zusammen aus:

$$JUST_i^i = \gamma \cdot NYV^i \cdot Indeks_t^i \left( 1 - \frac{AB_{t-1}^i}{INV_{t-1}^i} \right) + DV \quad (5)$$

mit

$$\gamma = 0,195$$

$NYV^i$  = Neuwert der physischen Netzanlagen des Unternehmen  $i$

$AB_{t-1}^i$  = Baukostenzuschüsse

$INV_{t-1}^i$  = Investitionen des Unternehmen  $i$

$DV = T \cdot 0,015 \cdot NYV^i \cdot Indeks_t^i$  mit  $T = 5$

$$Indeks_t^i = \alpha_1 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{1,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + \alpha_2 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{2,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + \alpha_3 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{3,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + \alpha_4 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{4,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + \beta \cdot \frac{LE_t^N - \max_{t_0}^{t-1} LE^N}{\max_{t_0}^{t-1} LE^N}$$

mit

$\Delta Geb\ddot{a}ude_{1,t-1}^i$  = Neue Geb\ddot{a}ude der Kategorie  $i$  im Jahr  $t-1$ .

$Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i$  = Gesamtanzahl der Geb\ddot{a}ude der Kategorie  $i$  im Jahr  $t-2$

$LE$  = temperaturkorrigierte \u00c4nderung des Gesamtverbrauchs

$$\alpha_1 = 1,193 \quad \alpha_2 = 1,789 \quad \alpha_3 = 0,185 \quad \alpha_4 = 4,9999 \quad \beta = 0,1$$

(1018) Die vier Kategorieklassen der Geb\ddot{a}ude sind: (1) Haushalt, (2) Kleingewerbe, (3) Freizeithaus und (4) Gro\u00dfgewerbe. Die Werte der  $\alpha$  Parameter reflektieren Unterschiede in der H\u00f6he der Kosten je Geb\ddot{a}udekategorie. Beispielsweise verursachen Neubauten in der Kategorie Gro\u00dfgewerbe nach dieser Gewichtung mehr als viermal so viele Kosten wie Haushalte. Dem Mengenwachstum kommt jedoch nur mehr eine geringe Gewichtung, 0,1, zu. Dies wird dadurch verst\u00e4rkt, dass sich das Wachstum nicht auf die unternehmensspezifische, sondern auf die nationale Entwicklung bezieht.

(1019) Im Unterschied zur Anpassung in der ersten Periode erfolgt die Anpassung nicht mehr multiplikativ, sondern additiv. Dies ist auch der Grund in die Zweiteilung von  $JUST$ , wobei im ersten Teil die h\u00f6heren Kapitalkosten durch die Neuinvestitionen und durch  $DV$  die durch die Neuinvestitionen gestiegenen operativen Kosten erfasst werden.

(1020) Der *Justeringsparameter* wurde von einigen Netzbetreibern als zu komplex kritisiert.

(1021) F\u00fcr die n\u00e4chste Regulierungsperiode beginnend mit 2007 ist ein *Justeringsparameter* nicht mehr vorgesehen, da dieser im neuen Regulierungssystem, Yardstick Regulierung, nicht mehr notwendig ist.

#### 15.2.1.4 Analytische Kostenmodelle: \u00d6sterreich (2006-2009)

(1022) In \u00d6sterreich werden in der Regulierungsformel f\u00fcr 2006-2009 Mengensteigerungen ber\u00fccksichtigt, wobei die Kosten aufgrund der Fixkostendegression nicht proportional mit den Mengen wachsen. Durch den *Mengenfaktor* sollen den Netzbetreibern finanzielle Mittel f\u00fcr die durch Mengensteigerungen bedingten notwendigen Investitionen zur Verf\u00fcgung gestellt werden. Dies geschieht indem die zul\u00e4ssigen Kosten (exkl. Vorgelagerte Netzkosten) j\u00e4hrlich um den *Mengenfaktor* erh\u00f6ht werden d\u00fcrfen, der sich formal darstellen l\u00e4sst durch:

$$(1 + 0,5 \cdot \Delta M_t) \quad (6)$$

mit

$$\Delta M_t = \frac{\sum_{i=1}^n P_{t-1,i} \cdot Q_{t-2,i}}{\sum_{i=1}^n P_{t-1,i} \cdot Q_{0,i}} - 1$$

mit

$P_{t,i}$  = Netznutzungsentgelte im Jahre  $t$  für die Tarifkomponenten  $i = 1, \dots, n$

$Q_{t,i}$  = Mengen im Jahre  $t$  für die Tarifkomponenten  $i = 1, \dots, n$

- (1023) Der österreichische Regulator, E-Control, verwendet keine geschätzten Daten, weshalb die Mengenentwicklung im Mengenfaktor der tatsächlichen hinterherhinkt. Bei tendenziell steigenden Mengen gereicht dies aber nicht zum Nachteil der Unternehmen. Die Mengenentwicklung bezieht sich jeweils auf eine Referenzmenge,  $Q_0$ , welche den Mengen des Jahres 2003 entsprechen.
- (1024) Durch die Gewichtung der Mengen mit den Netznutzungsentgelten wird berücksichtigt, dass Mengensteigerungen auf unterschiedlichen Netzebenen zu unterschiedlichen Kostensteigerungen führen, da Mengenzunahmen auf unteren Netzebenen entsprechende Ausbauten der vorgelagerten Netzebenen bedingen. Im Unterschied zu Großbritannien werden die Gewichtungsfaktoren jedoch laufend angepasst und entsprechen den Netztarifen des vorherigen Jahres. Begründet wurde dies mit zu erwartenden Änderungen der *relativen* Kostenverhältnisse aufgrund unterschiedlicher Mengenentwicklungen der einzelnen Netzebenen schon während der Regulierungsperiode. Für die Gewichtung bei der Tariffestsetzung für das Jahr 2006 wurden die Netzentgelte 2005 herangezogen.
- (1025) Bezüglich der Bestimmung der *Mengen-Kostenelastizität* („Mengen-Kosten Faktor“) in der Höhe von 0,5 wird auf frühere Dokumente verwiesen. Die zugehörige Beschreibung findet sich in E-Control (2003)<sup>41</sup> mit einem Hinweis auf ein Gutachten von Consentec (2003)<sup>42</sup>, wo mit Hilfe einer Modellnetzanalyse die Auswirkung inkrementeller Mengensteigerungen auf *Modell*netzkosten untersucht wurde. Dabei wurde gezeigt, dass:
- die Verteilung der Abgabemenge auf die Netzebenen nur geringen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor hat, sofern sich die Abgabesteigerung proportional zur bestehenden Abgabe entwickelt;
  - der Anteil neuer Anschlüsse an Mengensteigerungen in der HSP- und MSP-Netzebene nur geringen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor hat;
  - die Kostenanteile je Netzebene einen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor haben können;
  - der Anteil neuer Anschlüsse an der Abgabesteigerung in der NSP-Netzebene einen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor hat.
- (1026) Der letzte Effekt – Auswirkung des Anteils neuer Anschluss an Mengensteigerung in der NSP-Netzebene – ist aus Abbildung 50 ersichtlich. Zur Bestimmung des konkreten Wertes für die *Mengen-Kosten Elastizität* wurden weitere Analysen durchgeführt. Der Anteil der Netzanschlüsse an der Abgabesteigerung in der NSP-Netzebene wurde festgelegt, indem die Anzahl der Kundenanlagen für die Periode 1990-99 dem Wachstum des Inlandsverbrauchs der gleichen Periode gegenübergestellt wurde. Die Anzahl der Kundenanlagen stieg um 0,95 % pro Jahr und der Inlandsverbrauch mit 1,91 % pro Jahr. Durch eine Regression wurde ermittelt, dass der Anteil der Neuanschlüsse etwa 50 % der Mengensteigerung in der NSP-Netzebene ausmacht, woraus sich ein Wert von 0,5 für den Mengen-Kosten Faktor ergab. Eine neuerliche Analyse aufgrund aktuellerer und

<sup>41</sup> E-Control, Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, [www.e-control.at](http://www.e-control.at), Wien.

<sup>42</sup> „Einfluss von Mengensteigerungen auf die Kosten des Netzbetriebs“, Consentec, 2003, Aachen.

unternehmensspezifischer Daten wurde für die Regulierungsperiode 2006-2009 nicht durchgeführt, sondern der Wert von 0,5 übernommen.

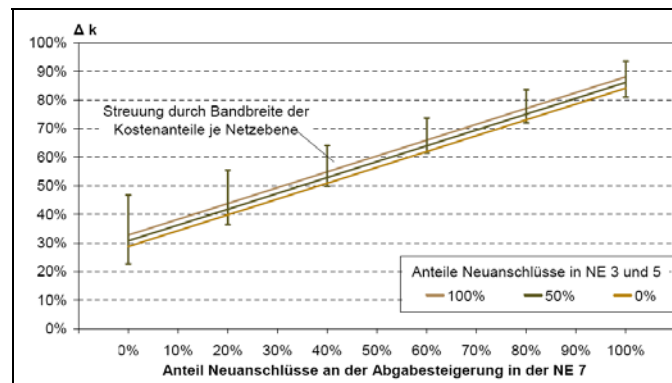


Abbildung 50: Bandbreite des Mengen-Kostenfaktors ( $\Delta k$ ) abhängig vom Anteil der Neuanlüsse und der Mengensteigerung in der NSP-Netzebene 7; Quelle: E-Control.

## 15.2.2 Schlussfolgerungen für das deutsche System

- (1027) Für die Ermittlung der *hybriden Elemente* in der Regulierungsformel können zwei Informationsquellen verwendet werden :
- Statistische Analysen bei der Auswahl der Benchmarking-Parameter,
  - Analytische Kostenmodelle.
- (1028) Die Bundesnetzagentur schlägt vor, beide Ansätze zu verfolgen, wobei der Verwendung von analytischen Kostenmodellen der Vorzug gegeben werden soll, und die Erkenntnisse aus der statistischen Analyse der Benchmarkingparameter komplementär zur Plausibilisierung der Ergebnisse der analytischen Kostenmodelle zu verwenden sind.

### 15.2.2.1 Statistische Analysen bei der Auswahl der Benchmarkingparameter

- (1029) Im Rahmen der statistischen Analyse bei der Auswahl der Benchmarkingparameter wird eine Kostenfunktion geschätzt. Die Regressionskoeffizienten für die einzelnen Parameter der Kostenfunktion können in diesem Fall als Kostenelastizitäten interpretiert werden, d.h. wie verändern sich die Kosten, wenn der Wert des Parameters um 1% erhöht wird.
- (1030) Es ist deshalb nahe liegend zur Ermittlung der hybriden Elemente einerseits die als signifikant ermittelten Benchmarkingparameter und als Gewichtungsfaktoren die zugehörigen Regressionskoeffizienten zu verwenden. Dieser Ansatz kann aber aus mehreren Gründen erschwert sein.
- (1031) Manche Benchmarkingparameter spezifizieren Eigenschaften der Versorgungsaufgabe, z.B. Topologie. Eine inkrementelle Änderung der Topologie ist nur beschränkt als hybrides Element geeignet. Der Wert der Regressionskoeffizienten könnte beispielsweise durch Ineffizienzen überlagert und somit der Schätzer für Kostenelastizitäten verzerrt sein.

### 15.2.2.2 Analytische Kostenmodelle

#### 15.2.2.3 Analytische Kostenmodelle

- (1032) Vergleichsnetzanalyse und Modellnetzverfahren verfolgen grundsätzlich das Ziel, den für die Versorgung der Strom- bzw. Gaskunden in einem Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung erforderlichen Mindestbestand an Netzanlagen und –kosten zu ermitteln.
- (1033) Durch die Vergleichsnetzanalyse können konkrete und realisierbare Optimalnetze für gegebene Versorgungsgebiete entworfen werden. Gleichzeitig besteht die

Möglichkeit, die minimalen Kosten für den Netzausbau aufgrund einer bestimmten Änderung der Versorgungsaufgabe im Versorgungsgebiet zu ermitteln, welche als hybrides Element additiv der Regulierungsformel hinzugefügt werden könnten.<sup>43</sup> Der Vorteil dieses Ansatzes ist evident: Der Netzbetreiber darf zwar die Kosten erhöhen, jedoch nur um die minimal notwendigen Kosten. Die Vergleichsnetzanalyse stellt jedoch hohe Anforderungen an den Datenbedarf und die Anwendung des Analysetools. Die Ermittlung der minimalen Ausbaukosten für eine bestimmte Änderung der Versorgungsaufgabe setzt die detaillierte Kenntnis und Modellierung dieser Änderung wie auch der Versorgungsaufgabe vor der Änderung voraus. Daher erscheint diese Vorgehensweise zumindest in der ersten Regulierungsperiode nicht möglich. In einer späteren Regulierungsperiode könnte die Vergleichsnetzanalyse jedoch als ergänzendes Instrument zur Quantifizierung der minimalen Ausbaukosten insbesondere in Fällen mit erheblicher Änderung der Versorgungsaufgabe eingesetzt werden.

- (1034) Anstatt der Vergleichsnetzanalyse kann die Modellnetzanalyse zur Ermittlung des hybriden Elements herangezogen werden. Mit dem weniger detaillierten Ansatz der Modellnetzanalyse besteht die Möglichkeit, mit sehr geringem Datenbedarf komplexe Zusammenhänge zu verdeutlichen. Für die Modellnetzanalyse steht ein entsprechendes Analysetool zur Verfügung, mit dem die Auswirkung einer Änderung der Versorgungsaufgabe auf den Anlagebestand und die Netzkosten prinzipiell, d.h. losgelöst von fallspezifischen Details untersucht werden kann. Ziel ist dabei, den funktionalen Zusammenhang zwischen Größen, mit denen Änderungen der Versorgungsaufgabe in aggregierter Form beschrieben werden, und Netzkosten näherungsweise zu ermitteln. So können Berechnungsvorschriften für die Anpassung der Erlösvorgabe an Änderungen der Versorgungsaufgabe abgeleitet werden.
- (1035) Dabei wird die Versorgungsaufgabe definiert durch:
- die versorgte Fläche,
  - die Zahl der Netzanschlüsse und
  - die Lasten an den Netzanschlüssen.
- (1036) Als Indikator für die Änderung der Versorgungsaufgabe bietet sich die Mengenentwicklung an. Eine Mengensteigerung verursacht Netzverstärkungen und/oder -ausbauten sowie damit verbundene Kosten. Der notwendige Netzausbau hängt jedoch davon ab, ob die Mengensteigerungen durch eine Änderung der Zahl der Netzanschlüsse oder durch einen Anstieg des Verbrauchs pro Netzanschluss verursacht werden, d.h. welcher Teil der Versorgungsaufgabe sich ändert. In Gasnetzen hängt der Netzausbaubedarf bei einer Zunahme der Zahl der Netzanschlüsse zudem davon ab, ob neue Netzanschlüsse im bereits erschlossenen Gebiet oder aber in neu zu erschließendem Gebiet hinzukommen. Somit ist die Verwendung der Mengenentwicklung bei der Ausgestaltung des hybriden Elementes in der Regulierungsformel sinnvoll, solange bei der Bestimmung der *Mengen-Kosten Elastizität* die dahinter liegende Änderung der Versorgungsaufgabe berücksichtigt wird.
- (1037) Unter plausiblen Annahmen – Anlagebestand wird näherungsweise kontinuierlich der Änderung der Versorgungsaufgabe angepasst; konstanter Overheadanteil; Vernachlässigung von Skaleneffekten – ist die relative Zunahme der Netzkosten proportional zur relativen Zunahme des Anlagenbestandes. Es kann somit ein Mengen-Kosten Faktor,  $\alpha$ , ermittelt werden, der das Verhältnis zwischen *relativen* Kostensteigerungen und *relativen* Mengensteigerungen beschreibt. Aufgrund der grundsätzlich verschiedenen funktionellen wie kostenmäßigen Bedeutung der einzelnen Netzebenen müssen jedoch die Mengenänderungen und Kosten nach Netzebenen differenziert werden.

---

<sup>43</sup> Dadurch kann ein Term ähnlich dem *Justeringparameter* in Norwegen ermittelt werden.



- (1038) Untersuchungen mit der Modellnetzanalyse im Rahmen der Kostentreiberanalyse haben ergeben, dass die Kosten von Leitungs-Netzebenen durchschnittlich und in erster Näherung proportional zur Quadratwurzel der Anschlusszahl und Fläche des versorgten Gebiets und die der Umspann- bzw. Regelanlagen-Netzebenen proportional zur jeweils unterlagerten Höchstlast sind. Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge kann bei Kenntnis der Änderungen der jeweils dominanten Kostentreiber (Anschlusszahl, Fläche des versorgten Gebiets, Höchstlast) ein separater Mengen-Kosten-Faktor für jede Netzebene ermittelt werden. Ein übergreifender Mengen-Kosten-Faktor für das gesamte Netz eines Netzbetreibers kann dann als gewichteter Mittelwert der Netzebenen-spezifischen Faktoren berechnet werden, wobei die Gewichtung anhand der Kosten je Netzebene im Ausgangszustand erfolgen sollte.
- (1039) Bei der Anwendung dieser Vorgehensweise auf Stromnetze sind folgende Aspekte zu beachten:
- Eine kontinuierliche Anpassung des Anlagenbestands an (kleine) Mengensteigerungen kann für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze näherungsweise unterstellt werden, nicht jedoch für Höchstspannungsnetze. Für letztere ist diese Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Mengenänderungen somit nicht geeignet.
  - Eine Anpassung des Anlagenbestands an Mengenrückgänge (Lastabnahme an bestehenden Anschlüssen oder Wegfall von Anschlusspunkten) erfolgt in der Regel erst mittel- bis langfristig im Zusammenhang mit anderen Ausbau-, Erneuerungs- oder Umstrukturierungsmaßnahmen im betroffenen Netzgebiet. Angesichts des für das hybride Element der Regulierungsformel relevanten Zeitbereichs von bis zu einer Regulierungsperiode ist es daher plausibel, Mengenrückgänge bei der Ermittlung des hybriden Elements nicht zu berücksichtigen.
  - Zur Approximation der (relativen) Änderungen der Anschlusszahlen können die (relativen) Änderungen der Kundenzahlen je Netzebene herangezogen werden. Es ist aber zu beachten, dass eine Zunahme der Anschlusszahlen in der Mittel- und Hochspannungsebene nicht nur durch Hinzukommen von Endkunden in diesen Ebenen hervorgerufen wird, sondern auch durch Zunahme der Last und/oder Anschlusszahl in den unterlagerten Ebenen und die damit verbundene Zunahme der Zahl der Umspannstationen. Diese Kaskadierung von Mengenänderungen ist von der Niederspannungsebene ausgehend für alle überlagerten Ebenen zu berücksichtigen.
  - Falls Angaben zur Änderung der Höchstlasten je Netzebene nicht im erforderlichen Zeitraster ermittelt werden können, können – beruhend auf der Annahme, dass sich die Benutzungsdauern der Lasten im Netzgebiet kurzfristig allenfalls geringfügig ändern – alternativ die Änderungen der Energiemengen (in kWh) herangezogen werden.
  - Neben Änderungen der Anschlusszahlen und Höchstlasten (oder Energiemengen) wirken sich Änderungen der versorgten Fläche maßgeblich auf Anlagenbestand und Netzkosten aus. Um diesbezüglich eine detaillierte Datenerfassung im Zuge der Berechnung des hybriden Elements zu erübrigen, können näherungsweise folgende Zusammenhänge zwischen der Zunahme der Anschlusszahl und der versorgten Fläche je Netzebene unterstellt werden:
    - In der Niederspannungsebene stehen Neuanschlüsse praktisch immer im Zusammenhang mit Gebietserweiterungen, so dass näherungsweise von einer relativen Zunahme der versorgten Fläche in Höhe der relativen Zunahme der Anschlusszahl ausgegangen werden kann.
    - In der Mittelspannungsebene können Neuanschlüsse sowohl zur Gebietserweiterung führen (z.B. Neubaugebiete auf zuvor landwirtschaftlich genutzten und nicht vom Mittelspannungsnetz abgedeckten Flächen) als auch in bereits versorgtem Gebiet auftreten (z.B. Zubau von Umspannstationen zur Niederspannungsebene wegen

Lastzuwachs im bestehenden Versorgungsgebiet). Soweit keine genaueren Angaben hierzu vorliegen, kann näherungsweise von einem relativen Flächenzuwachs in Höhe der Hälfte der relativen Zunahme der Anschlusszahl ausgegangen werden.

- Hochspannungsnetze decken bereits heute praktisch das gesamte für Neuansiedlungen in Frage kommende Gebiet ab, so dass die versorgte Fläche hier näherungsweise als unveränderlich unterstellt werden kann.

(1040) Für Gasnetze sind ergänzend oder abweichend folgende Aspekte zu beachten:

- Analog zu den Ausführungen für Stromnetze ist die hier dargestellte Vorgehensweise zur Ermittlung des hybriden Elements nur auf Gasverteilungsnetze, nicht jedoch auf Netze der Fernleitungsnetzbetreiber anwendbar.
- Da eine systematische Unterteilung in unterschiedliche Verteilungs-Netzebenen bei Gasnetzen im Gegensatz zu Stromnetzen nicht üblich ist, erscheint es hier sinnvoller, die Leitungs-Netzebenen und die Regelanlagen unabhängig von ihren Nenndrücken jeweils gebündelt zu betrachten, so dass die Kaskadierung von Lasten und Anschlusszahlen entfällt.
- Die Ausführungen zur Nichtberücksichtigung von Mengenrückgängen und zur Approximation von Anschlusszahlen und Höchstlasten gelten für Gasnetze analog.
- Ein wesentlicher Unterschied ergibt sich in Bezug auf die Ermittlung der Flächenänderung. Aufgrund der meist nur teilweisen Gebietserschließung ist die durch ein Gasnetz versorgte Fläche in einem Versorgungsgebiet üblicherweise geringer als die vom Stromnetz versorgte Fläche im gleichen Gebiet. Zudem liegt der Anschlussgrad im Gas-erschlossenen Teil des Gebiets in der Regel (teilweise erheblich) unter 100%. Neuanschlüsse können also sowohl auf bereits erschlossenes Gebiet entfallen („Gebietsverdichtung“) als auch auf neu erschlossenes Gebiet („Gebietserweiterung“). Im Gegensatz zum Stromsektor können zu dieser Aufteilung keine pauschalen Annahmen gemacht werden, da die Entwicklung der Erschließungs- und Anschlussgrade von Netzbetreiber zu Netzbetreiber sehr unterschiedlich sein kann. Somit ist es erforderlich, den Anteil der auf neu erschlossenes Gebiet entfallenden Neuanschlüsse explizit unternehmensspezifisch zu quantifizieren. Hierzu sind entsprechende Angaben von den Netzbetreibern zu erfassen.
- Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Anschlussgrad im neu erschlossenen Gebiet geringer sein kann als der durchschnittliche Anschlussgrad im restlichen Gebiet. Im Umkehrschluss ist dann der Anteil der potenziell zusätzlich versorgbaren Anschlüsse im neu erschlossenen höher als im restlichen Gebiet. Da, wie die Kostentreiberanalyse gezeigt hat, in erster Linie die Zahl der potenziellen (und nicht die der tatsächlichen) Anschlüsse im erschlossenen Gebiet maßgeblich ist für den Anlagenbedarf, kann somit auch der durchschnittliche Leitungsbedarf pro Anschluss im neu erschlossenen Gebiet höher sein als im restlichen Gebiet. Um diesen Effekt zu quantifizieren, werden zusätzlich Angaben zur Zunahme der Fläche des erschlossenen Gebiets benötigt.

(1041) Da durch die beschriebene Vorgehensweise nur eine *relative* Änderung und kein *absoluter* Wert ermittelt wird, muss diese auf eine Größe bezogen werden. Dies bedingt eine *multiplikative* Berücksichtigung in der Regulierungsformel mit den beeinflussbaren Kosten als Bezugsgröße. Der Nachteil dabei ist, dass die Kosten nicht um *optimale* Kosten erhöht werden. Sind die Kosten um 20% zu hoch, so werden dem Netzbetreiber durch die multiplikative Verknüpfung auch um 20% zu hohe Zusatzkosten zugestanden. Dieser Nachteil wird jedoch – zumindest in der ersten Regulierungsperiode – durch den geringeren Datenbedarf und die einfache Umsetzung aufgewogen.

## **16 Qualitätsregulierung**

- (1042) Die Einführung der Anreizregulierung wird den Druck auf die Netzbetreiber erhöhen, ihre Kosten zu senken. Damit dieser Kostendruck nicht zu unzulässigen Einsparungen von erforderlichen Investitionen, Instandhaltungsmaßnahmen oder sonstigen Leistungen führt, soll die Qualität der Versorgung gemessen, überwacht und entsprechend reguliert werden.
- (1043) Das in diesem Kapitel dargestellte Konzept einer Qualitätsregulierung für Deutschland setzt sich aus einer Reihe aufeinander abgestimmter regulatorischer Maßnahmen zusammen.
- (1044) Bei der Entwicklung dieses Konzeptes wurden insbesondere
- die Besonderheiten des Parameters „Qualität“,
  - internationale in der Praxis gewonnene Erfahrung,
  - und die Ausgangssituation in Deutschland berücksichtigt.

### **16.1 Gesetzliche Anforderungen an die Qualitätsregulierung**

- (1045) Die Anforderungen an eine Qualitätsregulierung werden vor allem in § 21a EnWG festgelegt, der sich mit den „Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung“ befasst. Insbesondere ist in § 21a Abs. 5 EnWG die Berücksichtigung der Versorgungsqualität, die Regulierung mittels Zuverlässigkeitskennzahlen und die mögliche Absenkung von Netznutzungsentgelten vorgesehen.
- (1046) In § 51 des EnWG wird darüber hinaus vorgegeben, dass ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durchgeführt werden soll. Dieses Monitoring soll Qualität und Umgang der Netzwartung und eine Analyse der Netzstörungen, aber auch die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot, Bevorratungskapazitäten im Erdgasbereich sowie weitere Aspekte der Versorgungssicherheit beinhalten.

### **16.2 Rahmenbedingungen der Versorgungsqualität in Deutschland und International**

#### **16.2.1 Erfahrungen in der internationalen Qualitätsregulierung**

- (1047) Bei der Analyse der in der Praxis angewandten Qualitätsregulierungssysteme wurde ersichtlich, dass es keine „first best solution“ gibt, sondern vielmehr die Regulierungsverfahren entsprechend der jeweils verfolgten Ziele bestimmt und an die jeweiligen Preiskontrollverfahren angepasst werden. Trotz der großen Unterschiede wird im Folgenden versucht, einige Schlussfolgerungen zu ziehen, die für die Entwicklung der Qualitätsregulierung in Deutschland relevant sind.
- (1048) Zunächst muss konstatiert werden, dass die angewandten Regulierungsverfahren sehr vielfältig sind und in den jeweiligen Ländern die Qualität durch mehrere Verfahren gleichzeitig reguliert wird. Die wesentlichen Verfahren sind a) Einführung von Qualitäts-Management-Systemen bzw. entsprechende Berichts- und Dokumentationspflichten, b) Regulierung nach Kenngrößen, d.h. Veröffentlichung oder Kopplung finanzieller Anreize an Qualitätskenngrößen und c) regulatorische Aufsicht von technischen Regeln oder Standards.
- (1049) „Qualität“ besteht aus mindestens vier Dimensionen: Sicherheit, Zuverlässigkeit, Produktqualität und Servicequalität. Die Gewichtung dieser Dimensionen ist für Strom- und Gasnetze sehr unterschiedlich. Während das Hauptaugenmerk der Qualitätsregulierung für Stromnetze auf Zuverlässigkeit, Produktqualität und Servicequalität gerichtet ist, liegt der Fokus bei Gasnetzen auf Sicherheit, Produktqualität, Servicequalität und zum Teil auch auf Umweltaspekten. Die

unterschiedliche Priorisierung führt u.a. zu einer unterschiedlichen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für Strom- und Gasnetze.

- (1050) Sicherheit und Produktqualität werden im Wesentlichen durch bestehende technische Regeln und Standards vorgegeben. Das Niveau an Sicherheit und Produktqualität wird als nicht flexibel angesehen. Mit der Einführung einer Anreizregulierung im Gasbereich führt dies in der Regel zur Verschärfung der regulatorischen Aufsicht der entsprechenden Regeln und Standards. Die Festlegung von Mindeststandards für Sicherheit und Produktqualität, kombiniert mit Pönalen, ist weitgehend ungebrauchlich.
- (1051) Zuverlässigkeit und Servicequalität werden dagegen als flexibel betrachtet, d.h. Netzbetreiber können - unter Einhaltung spezifischer Planungs- und Betriebsregeln - die Zuverlässigkeit und Servicequalität entsprechend einer Kosten-/Nutzenabwägung selbst beeinflussen. Die Regulierungsbehörden legen dazu verschiedene finanzielle Anreize fest.
- (1052) Sowohl in der Strom- als auch in der Gasversorgung sind für Zuverlässigkeit und Servicequalität Mindeststandards gebräuchlich. Werden bestimmte Grenzwerte verletzt, so müssen die Netzbetreiber den betroffenen Kunden eine festgelegte Pönale zahlen. Zusätzlich haben sich verschiedene Anreizverfahren zur Regulierung der durchschnittlichen Zuverlässigkeit der Stromnetze etabliert. In der Gasversorgung sind diese Anreize aufgrund der deutlich geringeren Bedeutung der Zuverlässigkeit für die Höhe der Kosten weitgehend unüblich.
- (1053) Die Anreizverfahren für die Versorgungszuverlässigkeit verwenden zunehmend die Zahlungsbereitschaft von Netzkunden. Diese Zahlungsbereitschaft wird unter anderem durch umfangreiche Kundenumfragen und wissenschaftliche Gutachten ermittelt.
- (1054) Die Qualitätsregulierung wird in der Regel schrittweise eingeführt. Qualitätskenngrößen werden oft schon mit der Einführung der Anreizregulierung erhoben und veröffentlicht. Ebenfalls werden relativ frühzeitig in der Regulierung Mindeststandards für Servicequalität und Zuverlässigkeit gesetzt, um ein Absenken der Qualität für besonders gefährdete Kunden zu vermeiden. Anreizverfahren zur Steuerung der durchschnittlichen Zuverlässigkeit wurden in der Regel erst nach einer Übergangszeit eingeführt, nachdem belastbare Informationen über die Höhe der Qualität vorliegen.
- (1055) Einige Netzbetreiber sprechen sich in ihren bisherigen Stellungnahmen zur Qualitätsregulierung dafür aus, die durchschnittliche Zuverlässigkeit erst zu einem späteren Zeitpunkt mit finanziellen Anreizen zu versehen. In der Stellungnahme der EnBW<sup>44</sup> heißt es hierzu u.a.: „Vor dem Hintergrund einer bestehenden hohen Versorgungsqualität würde es EnBW begrüßen [...] die Versorgungsqualität erst in einer späteren Regulierungsperiode in die Regulierung aufzunehmen“. In der weiteren Stellungnahme kommt RWE<sup>45</sup> zu dem folgenden Schluss: „Daraus ergibt sich, dass die Einführung eines Q-Faktors bis zum Vorliegen einer belastbaren Datenbasis, über die eine entsprechende gleitende Mittelwertberechnung vorgenommen werden kann, nicht befürwortet werden kann.“ Für eine verzögerte Einführung einer monetären Regulierung der durchschnittliche Zuverlässigkeit können die internationalen Erfahrungen, eine im Laufe der Zeit stets verbesserte Datengrundlage und das von Netzbetreiberseite angeführte hohe Niveau der Netzzuverlässigkeit sprechen. Dagegen spricht die in der Vergangenheit von der Netzbetreiberseite stets geforderte Einführung eines Qualitätsfaktors in die Anreizregulierung und die entsprechende Aufnahme der Qualitätsregulierung in § 21a EnWG. Im Folgenden ist deshalb bis auf Weiteres die sofortige Einführung

---

<sup>44</sup> Schreiben der EnBW Energie Baden-Württemberg AG an die BNetzA vom 28.03.2006.

<sup>45</sup> Stellungnahme der RWE Energy Aktiengesellschaft zum 4. Referenzbericht Anreizregulierung der Bundesnetzagentur „Konzept einer Qualitätsregulierung“.

einer mit finanziellen Anreizen versehenen Regulierung der durchschnittlichen Zuverlässigkeit vorgesehen.

- (1056) Die Einführung der Anreizverfahren zur Regulierung von Netzentgelten hat fast immer zur Einführung von Qualitäts-Management-Systemen (QMS) geführt. Diese Systeme sind notwendig, um sicherzustellen, dass die Versorgungsqualität bei der Priorisierung von Kosteneinsparpotentialen ausreichend berücksichtigt wird und dadurch zusätzliche Produktivitätssteigerungen möglich sind. Qualitäts-Management-Systeme können auch sicherstellen, dass die in der Regulierung verwandten Daten korrekt und belastbar erhoben werden. Aus diesem Grunde wird von den Regulierungsbehörden zunehmend die Einführung von QMS gefordert.

## 16.2.2 Qualität der Versorgung in Deutschland

- (1057) Die heute gültigen Technischen Regeln und Standards bilden eine wichtige Grundlage für das Niveau und die weitere Entwicklung der Versorgungsqualität in Deutschland. Auskunft über die Höhe der Versorgungsqualität geben die bislang geführten Statistiken über Qualitätskenngrößen.
- (1058) Die wichtigsten Statistiken sind die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik im Strombereich und die Gasschaden- und Gasunfallstatistik im Gasbereich. Die VDN-Statistik hat sich kontinuierlich auf Basis der VDEW-Störungs- und Schadensstatistik seit Anfang der achtziger Jahre weiterentwickelt. Sie wurde zuletzt zu Beginn dieses Jahres angepasst, um den Anforderungen der Bundesnetzagentur zur Erstellung des Berichtes nach § 52 EnWG zu entsprechen. Die Daten der letzten Jahre lassen sich aber nur bedingt zur Qualitätsregulierung nutzen, da kundenbezogene Daten und Daten über Versorgungsunterbrechungen in der Niederspannung erst seit 2004 erhoben werden. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass die Teilnahme an der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik nur auf freiwilliger Basis erfolgt, so dass nicht für alle Unternehmen Daten vorliegen.
- (1059) Gemäß der Auswertung der Daten von 2005 beträgt die Unterbrechungsdauer knapp 30 Minuten. Dies stellt einen im europäischen Vergleich niedrigen Wert dar, so dass auf eine vergleichsweise hohe Netzzuverlässigkeit in Deutschland geschlossen werden kann.
- (1060) Die Gasschaden- und Unfallstatistik erfasst nur Informationen über Schäden und Unfälle in der Gasversorgung. Die Daten sind relevant und wichtig, da die „Sicherheit“ ein wichtiges Auslegungs-, Planungs- und Betriebskriterium für die Gasversorgung. Die Statistik entspricht allerdings nicht den in § 52 EnWG genannten Anforderungen, da wichtige Kenngrößen für Versorgungsunterbrechungen nicht erfasst werden. Eine Erfüllung der Anforderungen an den Bericht nach § 52 EnWG erfordert daher die zusätzliche Erfassung von Zuverlässigkeitskenngrößen im Hinblick auf Häufigkeit, Dauer und Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen.
- (1061) Die Planungsstandards und technischen Regeln in Deutschland werden von den jeweiligen Branchen entwickelt und durch die einschlägigen Gesetze und Verordnungen in Kraft gesetzt. Darüber hinaus werden diese Regeln in den Vorschriften der Berufsgenossenschaften als allgemein anerkannte Regeln der Technik verankert. In den Stromnetzen werden spezifische zuverlässigkeitsrelevante Regeln im Transmission Code und Distribution Code vorgegeben. Detaillierte Regeln für den sicheren Betrieb der Gasnetze werden durch das DVGW-Regelwerk festgelegt. Die technischen Aspekte für Auslegung, Planung und Betrieb der Netze sind nach einer ersten Einschätzung kompatibel zu internationalen Standards. Eine Notwendigkeit der Anpassung diese Regeln besteht gegenwärtig nicht.
- (1062) Die VDN-Richtlinie S1000 und die DVGW-Richtlinien G1000 und GW1200 enthalten Vorgaben zur Qualifikation und Organisation der Netzbetreiber sowie für einen Bereitschaftsdienst in der Gasversorgung. Aufbauend auf diesen Regeln wird eine freiwillige Zertifizierung der Netzbetreiber angeboten von der bereits eine Reihe von

Netzbetreibern Gebrauch gemacht haben. Dieses Technische Sicherheitsmanagement (TMS) erfüllt die üblichen regulatorischen Anforderungen nur teilweise, bietet aber eine gute Basis für eine entsprechende Weiterentwicklung.

- (1063) Einige Netzbetreiber haben bereits damit begonnen, Kenngrößen der Servicequalität zu bestimmen und auf freiwilliger Basis erste Grenzwerte und Pönalen festzulegen. Dies zeigt die Bedeutung der Servicequalität in liberalisierten Energiemärkten.

## **16.3 Ausgestaltung der Qualitätsregulierung in Deutschland**

### **16.3.1 Ziel der Qualitätsregulierung in Deutschland**

- (1064) Für die Qualitätsregulierung in Deutschland lassen sich drei wesentliche Zielsetzungen formulieren, welche die Basis für das vorgeschlagene Konzept der Qualitätsregulierung darstellen:

- Sicherstellung, dass die Qualität der Versorgung bei der Vorgabe der Erlösobergrenzen sachgerecht berücksichtigt wird,
- Schutz besonders gefährdeter Kundengruppen vor einer sozial und politisch nicht wünschenswerten Absenkung des Qualitätsniveaus, und
- Sicherstellung, dass sich die Qualität der Versorgung mittel- und langfristig einem gesamtwirtschaftlich sinnvollen und effizienten Niveau annähert.

### **16.3.2 Die vier Qualitätsdimensionen: Flexibilität der Qualitätsniveaus**

- (1065) Die Qualität der Versorgung hat unterschiedliche Facetten, die in der Regel durch die vier folgenden Dimensionen beschrieben werden:

- Sicherheit,
- Zuverlässigkeit,
- Produktqualität, und
- Servicequalität.

- (1066) Die Sicherheit der Versorgung beschreibt die Vermeidung von Schäden für Menschen und Anlagen. Zuverlässigkeit im Sinne dieses Berichtes ist die Fähigkeit eines Versorgungsnetzes, unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter, Energie von einem Ort eines Netzes zu einem anderen zu transportieren. Produktqualität ist die technische Qualität des Produktes „Strom“ bzw. „Gas“, d.h. der zeitliche Verlauf der Spannungen beim Strom bzw. die chemische Zusammensetzung des Gases unter Einhaltung eines bestimmten Druckniveaus. Servicequalität beschreibt das Verhältnis zwischen Kunden und Netzbetreiber und umfasst Dienstleistungen wie die Einhaltung von Terminen, die Qualität der Rechnungslegung.

- (1067) Die Regulierung dieser vier Dimensionen muss unterschiedlich erfolgen und richtet sich im Wesentlichen nach der Frage, in welchen Grenzen sich die Qualität in den vier Dimensionen bewegen darf. Mit anderen Worten: Ist es ausreichend, dass die Qualität ein bestimmtes Mindestniveau nicht unterschreitet oder werden unterschiedliche Qualitätsniveaus – und damit auch unterschiedliche Kostenniveaus und Entgelte – akzeptiert?

- (1068) Sicherheit und Produktqualität werden für gewöhnlich über technische Regeln und Standards geregelt. Die Einhaltung dieser Regeln und Standards führt indirekt zur Einhaltung bestimmter Mindestgrenzen der Sicherheit bzw. Produktqualität. Ein Verstoß gegen diese Regeln ist nicht gestattet und kann zu Haftungsansprüchen gegen das Unternehmen oder sogar zu Lizenzentzug führen.

- (1069) Im Gegensatz zur Sicherheit und Produktqualität ist in den Bereichen Zuverlässigkeit und kommerzielle Qualität durchaus eine bestimmte Flexibilität möglich und erwünscht. Eine höhere Qualität hat einen höheren Nutzen für den Kunden und rechtfertigt damit auch höhere Netzentgelte und -kosten. In der heutigen internationalen Praxis ist die Flexibilisierung der Qualitätskenngrößen allerdings

lediglich bei der Zuverlässigkeit, nicht aber der Servicequalität üblich. Die kommerzielle Qualität wird - im Wesentlichen aus Gründen der Einfachheit - über Mindeststandards reguliert.

### 16.3.3 Trägheit der Qualität: Qualitäts-Management-Systemen

(1070) Struktur und Aufbau der Qualitätsregulierung sollte darüber hinaus auch die zeitliche Trägheit des Systems „Kosten-Qualität“ berücksichtigen. Sie führt zu der Hysterese-Kurve, die in Abbildung 51 dargestellt ist.

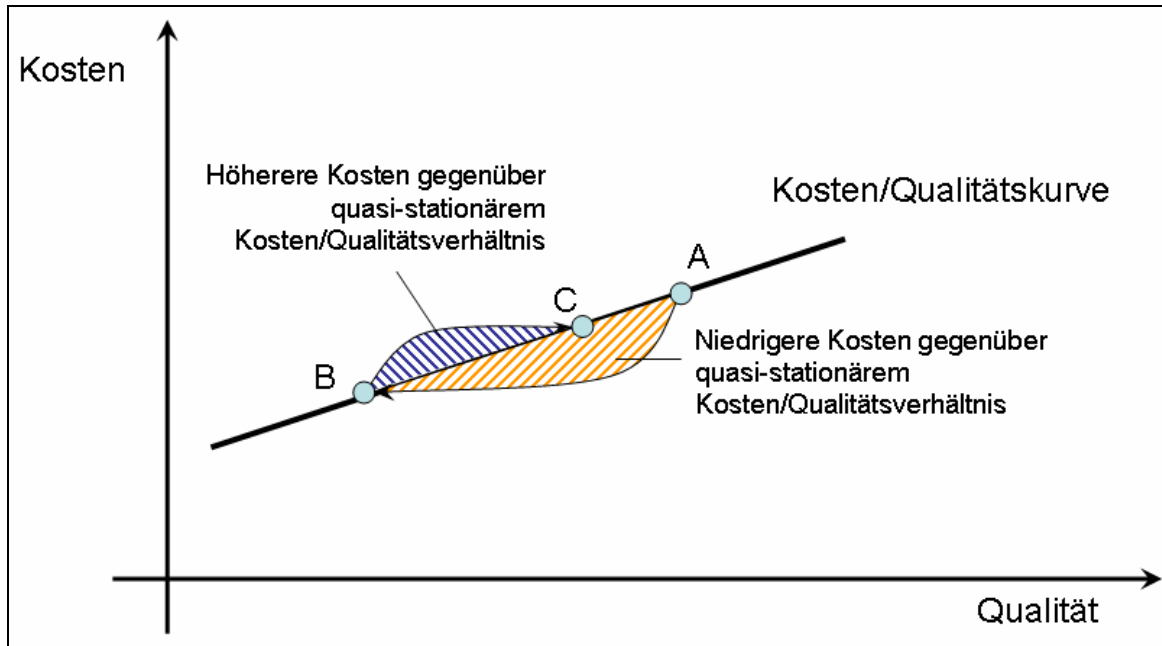


Abbildung 51: Zeitliche Hysterese der Kosten-Qualitätskurve bei Strom- und Gasnetzen

(1071) Ein Unternehmen, das sich im Punkt A des Kosten-Qualitäts-Diagramms befindet, kann durch Einsparung, z.B. von Instandhaltungsmaßnahmen, seine Kosten kurzfristig deutlich reduzieren. Die Qualität wird sich allerdings nur mittelfristig verändern. Wenn die Instandhaltungsmaßnahmen über einen längeren Zeitraum reduziert werden, stellt sich ein reduziertes Qualitätsniveau ein. Das Unternehmen wandert in den Punkt B des Kosten-Qualitäts-Diagramms. Der umgekehrte Verlauf führt zunächst zu einer Erhöhung der Kosten, da Anlauf- und Umstrukturierungskosten im Netz oder der Organisation des Netzbetreibers erforderlich sind, die erst zeitversetzt zu einer Erhöhung der Qualität führen. Dieser Hysterese-Effekt kann dazu führen, dass Unternehmen zwar temporär die gleiche Qualität haben, aber unterschiedliche Kosten aufweisen, selbst wenn sie strukturell vollständig vergleichbar sind. Die Existenz des Hysterese-Effektes führt zur Forderung, den zeitlichen Verlauf der Qualität langfristig zu messen und in der Regulierung zu berücksichtigen.

(1072) Dies kann dadurch erreicht werden, dass nicht nur Qualitätskenngrößen im Netz gemessen werden, sondern zusätzliche Anforderungen an Organisation und Prozesse innerhalb des Netzbetriebes gestellt werden. Durch die Einführung von Qualitäts-Management-Systemen müssen Netzbetreiber sicherstellen, dass die Versorgungsqualität ausreichend in ihren Planungs- und Betriebsprozessen berücksichtigt wird und darüber hinaus auch die Belastbarkeit der an die Bundesnetzagentur gelieferten Daten belegt wird.

(1073) Hierbei sollen die Anforderungen an Qualitätsmanagement und Reporting nach der Größe der Netzbetreiber und der Anzahl der Kunden, die durch eine Störung betroffen sein können, gestaffelt werden. Netzbetreiber unter 10.000 angeschlossene Kunden sollen jährlich einen formlosen Kurzbericht an die Regulierungsbehörde übermitteln, der sich auf wesentliche Ereignisse und Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt. Netzbetreiber ab 10.000 bis unter 100.000 angeschlossene Kunden sollen jährlich einen detaillierten Bericht an die Regulierungsbehörde übermitteln. Netzbetreiber über 100.000 angeschlossene Kunden sollen ein zertifiziertes Qualitätsmanagement-System einrichten und hierauf basierend jährlich einen ausführlichen Bericht an die Bundesnetzagentur übermitteln.

### 16.3.4 Kernelemente der Qualitätsregulierung

(1074) Die verschiedenen Elemente und Aspekte der Qualitätsregulierung sind in Abbildung 52 zusammengefasst:

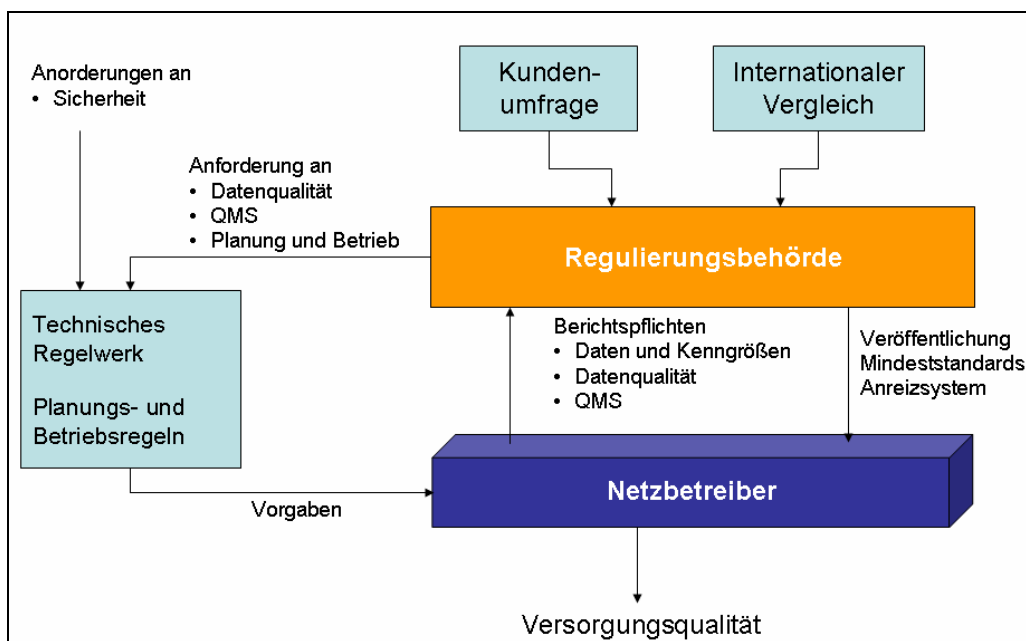


Abbildung 52: Übersicht über relevante Kernelemente der Qualitätsregulierung

(1075) Die Anforderungen an die Qualitätsregulierung werden durch die Bedürfnisse der Netzkunden vorgegeben. Es ist daher erforderlich, dass die Regulierungsbehörde das gewünschte Qualitätsniveau sowie die Bereitschaft der Netzkunden, für eine bestimmte Qualität zu zahlen, untersucht und bestimmt. Dazu dienen Kundenumfragen. Diese sind ein zentrales Element der Qualitätsregulierung, da sie die Grundlage für die Maßnahmen, Mindeststandards und Pönalen liefern.

(1076) Ein Kernelement der Qualitätsregulierung ist die direkte Regulierung von Qualitätskenngrößen. Die Daten und Kenngrößen erhält die Regulierungsbehörde durch die Netzbetreiber. Durch Veröffentlichung dieser Kenngrößen, durch Vorgaben der Mindeststandards oder durch die Festlegung eines Anreizsystems werden diese Kenngrößen reguliert.

(1077) Darüber hinaus macht die Regulierungsbehörde in der Regel aber auch Vorgaben in Bezug auf die Datenqualität. In einigen Ländern gibt sie auch Vorgaben für Qualitätsmanagement-Systeme und – über den Weg der Genehmigung wichtiger technischer Regeln – beeinflusst sie auch die Vorgaben für Planung und Betrieb der Netze. Die Erfüllung dieser Vorgaben müssen von den Netzbetreibern in Form von Berichten dokumentiert werden.



### 16.3.5 Zweistufiger Implementierungsprozess

(1078) Das komplette Regulierungskonzept kann in der Regel nicht in einem einzigen Schritt implementiert werden. Eine unzureichende Datenbasis und fehlende Informationen über die Höhe der Qualität und deren Entwicklung, unzureichende Kenntnis über die Zahlungsbereitschaft der Kunden und unzureichende Kenntnis über die Wirkung von regulatorischen Maßnahmen auf die regulierten Unternehmen erfordern einen sorgfältig abgewogenen, schrittweisen Implementierungsprozess. Dieser Prozess muss ausreichend starke Signale setzen, um einen unsachgerechten Abbau von Qualität rechtzeitig zu erkennen und zu verhindern. Daher ist ein zweiphasiger Implementierungsprozess vorgesehen. Eine Übersicht über die beiden Phasen ist in Abbildung 53 dargestellt.

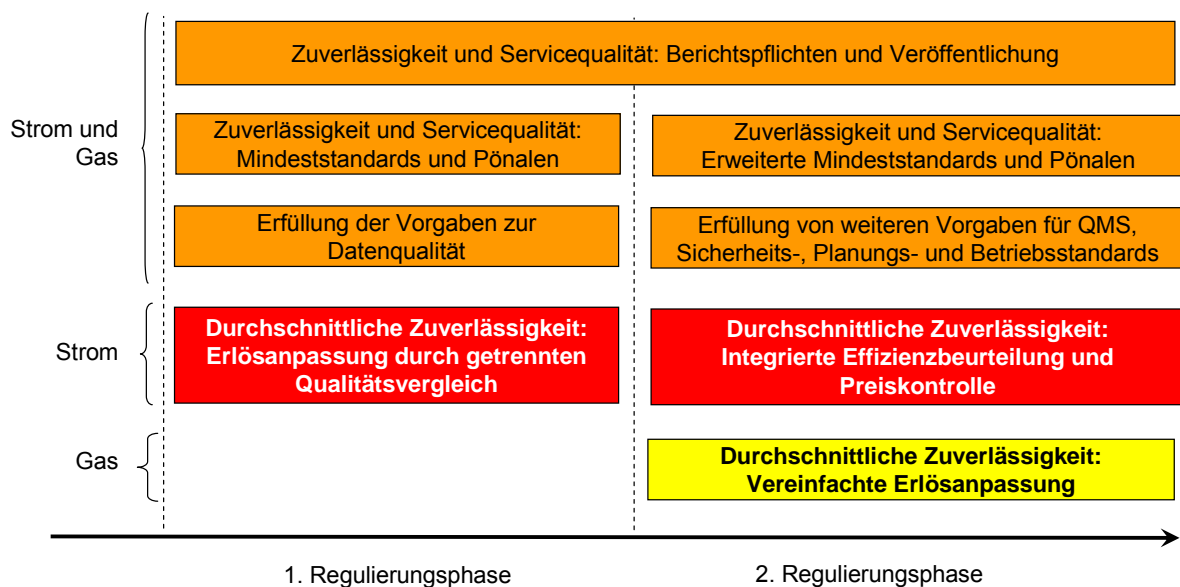


Abbildung 53: Der 2-stufige Implementierungsprozess der Qualitätsregulierung

(1079) Aus Abbildung 53 ist ersichtlich, dass sowohl für Strom als auch für Gas für Servicequalität und Zuverlässigkeit bereits in der ersten Regulierungsphase Mindeststandards und dazugehörige Pönalen festgelegt werden, welche in der zweiten Regulierungsphase weiter modifiziert werden. Ebenfalls werden in der ersten Regulierungsphase Vorgaben für die Datenqualität gemacht. Unternehmen müssen ihre Daten entsprechend diesen Vorgaben liefern. Während der zweiten Regulierungsphase werden diese Vorgaben auch auf das Qualitäts-Management-System ausgedehnt. Ebenfalls werden in der ersten Regulierungsphase für die Strom- als auch die Gasnetze die erhobenen und abgeleiteten Daten veröffentlicht.

(1080) Unterschiedlich wird lediglich die Zuverlässigkeit reguliert. Im Strom kann in der ersten Regulierungsphase bereits mit einem Anreizsystem begonnen werden. Dieses kann dann in den zukünftigen Regulierungsphasen gemeinsam mit der Kostenkontrolle weiterentwickelt werden. Im Gas scheint eine solche Anreizregulierung zunächst nicht möglich, da Daten zur Zuverlässigkeit nicht zur Verfügung stehen. Ein Verzicht auf eine Regulierung der durchschnittlichen Zuverlässigkeit ist allerdings im Gas auch besser möglich als im Strom, da die Zuverlässigkeit zu einem wesentlich geringeren Teil zu den Kosten beiträgt. Beim Gas sind stattdessen die sicherheitsrelevanten Regeln und Standards die entscheidenden Kostentreiber. Sollte eine Anreizregulierung der Zuverlässigkeit im Gasbereich in Zukunft sinnvoll erscheinen, ist eine erste einfache Anreizregulierung in der zweiten Regulierungsphase möglich.

## 16.4 Konzept für die erste Regulierungsperiode

### 16.4.1 Kundenumfragen

#### 16.4.1.1 Zweck von Kundenumfragen

- (1081) Eine erfolgreiche Qualitätsregulierung erfordert ausgewogene Entscheidungen für alle involvierten Marktparteien. Da Netzkunden, insbesondere Haushaltskunden sowie kleine und mittlere Gewerbekunden, nur einen begrenzten Einfluss auf regulatorische Entscheidungen und Maßnahmen haben, ist es wichtig, ihre Interessen und Anforderungen ausgewogen zu beachten.
- (1082) Für Regulierungsbehörden ist es schwierig zu antizipieren, welche Anforderungen Netzkunden an die Versorgungsqualität stellen. In einigen Ländern gibt es deutlich artikulierte Unzufriedenheit über eine zu geringe Höhe der Qualität. In Deutschland gibt es zurzeit keine Anzeichen über Unzufriedenheit mit der Versorgungsqualität – weder aus Kundensicht, noch politisch motiviert. Dies kann ein Zeichen dafür sein, dass die Versorgungsqualität ausreichend ist, oder dass es keine ausreichenden Mechanismen gibt, die Unzufriedenheit über Versorgungsqualität zu artikulieren. Ein Mechanismus, die Kundenzufriedenheit zu messen, sind Kundenumfragen. Diese können Aussagen zu entscheidenden Kenngrößen der Qualitätsregulierung liefern, die direkt oder indirekt in die regulatorische Entscheidungsfindung einfließen.
- (1083) Seit Einführung der Regulierung Anfang der neunziger Jahre nutzt zum Beispiel die englische Regulierungsbehörde, OFGEM, Kundenumfragen sehr intensiv, um ihre regulatorischen Entscheidungen zu untermauern. In den Niederlanden wurde vor wenigen Jahren eine mit sehr viel Aufwand betriebene Kundenumfrage mit dem Ziel durchgeführt, die Zahlungsbereitschaft von Netzkunden für eine Änderung der Versorgungsqualität zu quantifizieren. Die Resultate dieser Umfragen fließen heute direkt in die Festlegung der qualitätsbedingte Anpassung der Tarifkorbobergrenzen ein.
- (1084) Mittels Kundenumfragen können Aussagen zu einer Reihe von allgemeinen regulatorischen Aspekten gewonnen werden:
- Allgemeine Einschätzung von Netzbetreibern und Energiebranche
  - Höhe und Struktur der Energiepreise
  - Kenntnis des regulatorischen Prozesses
  - Kenntnis der Rechte des Kunden
  - Aussagen zu Servicequalität, Produktqualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit
  - Höhe der Pönalen
  - Einsatz von Netzbetreibern nach Versorgungsstörungen
  - Zahlungsbereitschaft für sich verändernde Qualität.

#### 16.4.1.2 Wichtige Eckpunkte

- (1085) Kundenabfrage zur Servicequalität (Reaktionszeit auf Fragen und Beschwerden, Umgang mit Anfragen zu Rechnungen, Einhaltung von Terminen, Ausführung von Routinearbeiten, etc.) sind relativ einfach zu erstellen und führen in der Regel zu belastbaren Erkenntnissen sowohl für die Auswahl der Kenngrößen als auch zur Festlegung der Mindeststandards und den dazugehörigen Pönalen.
- (1086) Dagegen sind Kundenumfragen zur Zuverlässigkeit schon komplexer und erfordern eine höhere Aufmerksamkeit der Regulierungsbehörde. Die Schwierigkeiten beziehen sich in der Regel auf die praktische Durchführung der Umfragen und die analytische Auswertung der Ergebnisse.
- (1087) Kundenumfragen sollten repräsentativ bezüglich der Kundensegmentierung sein und somit ein breites Spektrum verschiedener Kundensegmente abdecken:
- Kunden aus allen geographischen Gebieten
  - Kunden von allen regulierten Unternehmen

- Kunden unterschiedlicher Größe und Art
  - Haushaltskunden
  - Gewerbekunden
  - kleine und große Industriekunden.
- (1088) Bei der Durchführung von Kundenumfragen muss jeweils entschieden werden, ob es sich um eine einmalige oder eine wiederkehrende Umfrage handeln soll. Es erscheint sinnvoll, mit einer einmaligen, umfassenden Kundenumfrage zu beginnen und anschließend spezifische Umfragen regelmäßig – ggfls. zeitlich abgestimmt mit der regelmäßigen Preiskontrolle – durchzuführen. Wenn allerdings die Ergebnisse der Kundenumfragen direkte finanzielle Auswirkungen haben, sind häufigere (zum Beispiel jährliche) Kundenumfragen ratsam, um belastbare Daten zu erhalten. Zu Beginn der Regulierung sind umfassende Kundenbefragungen von Interesse.
- (1089) Schließlich muss die Verwendung der Ergebnisse von Kundenumfragen diskutiert werden. Allgemein scheint es sinnvoll zu sein, einen Großteil der Informationen, zu veröffentlichen. Dies gilt sowohl für die Ergebnisse von Kundenumfragen als auch für andere Datenabfragen. Veröffentlichungen von Ergebnissen der Kundenumfragen haben sich letztendlich als eine sehr effektive Maßnahme in Bezug auf die Bereitschaft der Unternehmen erwiesen, Kundenwünsche zu antizipieren und auf diese zu reagieren. Die analytische Verarbeitung von Resultaten in Kundenanfragen ist dagegen sehr schwierig. Erfahrungen zeigen, dass die Ergebnisse aus Kundenumfragen oft nicht eindeutig und ausreichend exakt sind. Insbesondere, wenn die Ergebnisse der Kundenumfragen dazu benutzt werden, Qualitätsstandards zu setzen, Pönalen festzulegen oder sonstige finanzielle Konsequenzen vorzugeben, muss besondere Sorgfalt bei der Interpretation der Ergebnisse gewahrt werden.
- (1090) Beispielsweise führte die Interpretation von Kundenumfragen zu Beginn der neunziger Jahre in Großbritannien zu zum Teil widersprüchlichen Erkenntnissen:
- Kunden haben das Konzept von Versorgungsunterbrechungen und den Prozess der Wiederversorgung nicht ausreichend gut verstanden, um daraus Aussagen für die Regulierung zu gewinnen. Dies gilt insbesondere für Haushaltskunden.
  - Versorgungsunterbrechungen sind so selten, dass die Beurteilung der Konsequenzen von Versorgungsunterbrechungen wesentlich davon abhängen, ob Kunden eine solche Versorgungsunterbrechung in jüngerer Vergangenheit erfahren
    - Kunden, die eine Versorgungsunterbrechung erfahren hatten, wollten eine Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit erreichen, aber ohne zusätzliche Kosten.
    - Kunden, die keine Versorgungsunterbrechung erfahren hatten, konnten keine Angaben zu möglichen Kosten und Maßnahmen machen, die sie als Folge einer Versorgungsunterbrechung erleiden bzw. durchführen würden. Diese Kundengruppe verhält sich ambivalent bezüglich der Höhe der Versorgungsqualität.
    - Gewerbliche und industrielle Kunden setzen voraus, dass sie gegenüber Haushaltskunden eine bevorzugte Behandlung bekommen.
    - Gewerbliche und industrielle Kunden beantworten die Fragen nach dem Wert einer Versorgungsunterbrechung in der Regel mit ihrem entstandenen Schaden. Dieses Ergebnis ist meist identisch mit den wissenschaftlichen Studien über den Wert „nicht gelieferter Energie“.
- (1091) Bei der Erstellung und Entwicklung der ersten Kundenumfrage in Deutschland sind diese Erfahrungen zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse der Kundenumfrage praxis-relevant und nutzbar sind.

### 16.4.1.3 Kundenumfragen in der ersten Regulierungsperiode

(1092) Eine möglichst umfassende Kundenumfrage soll frühzeitig in der Entwicklung der Qualitätsregulierung durchgeführt werden. Die Kernelemente einer solchen Kundenumfrage sollen sein:

- Durchführung einer umfassenden Kundenumfrage über alle Kundensegmente.
- Kundenumfragen sollten sowohl den Wert der Zuverlässigkeit (Zahlungsbereitschaft), Kenngrößen der Zuverlässigkeit (Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, Informationen über den Wiederversorgungsprozess, Wiederversorgungszeiten), Kenngrößen, Standards und Pönalen von Servicequalität und Produktqualität beinhalten.
- Die Kundenumfragen sollten Aussagen zur Zahlungsbereitschaft der Kunden liefern.
- Die genaue Zielsetzung soll mit den Verbänden und Interessensvertretern konsultiert werden.
- Die Form von Kundenumfragen sollte gemeinsam mit einem spezialisierten Beratungsunternehmen erarbeitet werden. Die Berater sollten ebenfalls die Kundenumfrage im Namen der Bundesnetzagentur durchführen.
- Auf Basis einer Analyse der Ergebnisse soll festgelegt werden, welche Kenngrößen bei der Qualitätsregulierung zu berücksichtigen sind und welche Aspekte besondere regulatorische Aufmerksamkeit erfordern.
- Die Ergebnisse der Studie sollen veröffentlicht und die Konsequenzen daraus mit den betroffenen Wirtschaftskreisen diskutiert werden.

(1093) Aus den obigen Ausführungen wurde ersichtlich, dass Kundenumfragen zu „abstrakten“ Themen wie beispielsweise Versorgungsqualität eine hohe Komplexität aufweisen, insbesondere im Hinblick auf die Formulierung der Fragen, die Auswahl der befragten Personen und schließlich die Auswertung der erhaltenen Antworten.

### 16.4.2 Qualitätskenngrößen

(1094) Die Regulierung anhand von Kenngrößen wird auch als „Output-Steuerung“ bezeichnet. Die zu überwachenden Qualitätskenngrößen werden direkt gemessen und reguliert. Dieser Ansatz entspricht dem Prinzip der „arm length“-Regulierung. Dem regulierten Unternehmen wird ein größtmöglicher Freiraum überlassen, wie es die Qualitätsziele erreicht. Das fördert Innovation und verhindert, dass die Regulierungsbehörde direkte Vorgaben für das operative Geschäft der Netzbetreiber macht.

(1095) Bei der Wahl der Regulierungsmethoden, welche sich auf Qualitätskenngrößen beziehen, empfiehlt sich folgende Ausgestaltung:

- Monitoring und Veröffentlichung von Qualitätskenngrößen;
- Festlegung von Mindeststandards und Sanktionen für deren Unterschreitung und
- Einführung eines Anreizsystems.

#### 16.4.2.1 Monitoring und Veröffentlichung von Qualitätskenngrößen

(1096) Die in der ersten Regulierungsperiode zu verwendenden Kenngrößen richten sich nach:

- der Verfügbarkeit der Kenngrößen und
- der Verwendung dieser Größen in der Qualitätsregulierung.

(1097) Für die Überwachung der „Sicherheit“ existieren bereits heute Vorgaben sowohl in der Strom- als auch in der Gasversorgung. Zusätzliche Berichtspflichten scheinen zurzeit nicht nötig zu sein. Die heutigen Berichte im Zusammenhang mit der Sicherheit können deshalb auch in Zukunft beibehalten werden.

(1098) Im Bereich „Produktqualität“ gibt es heute eine Reihe von speziellen Vorgaben für die Strom- als auch die Gasversorgung. Diese Vorgaben scheinen ebenfalls zunächst

ausreichend zu sein. Zusätzliche Berichtspflichten sind in der ersten Regulierungsperiode nicht erforderlich.

- (1099) Die im Bereich der „Zuverlässigkeit“ verwendeten Kenngrößen messen die Häufigkeit und Dauer der Unterbrechungen. Es hat sich in Kundenumfragen gezeigt, dass Kunden sowohl die Häufigkeit als auch die Dauer unterschiedlich bewerten. Eine einheitliche Kenngröße, wie die kumulierte jährliche Ausfalldauer, wird dieser Kundenbewertung alleine nicht gerecht. Erfährt zum Beispiel ein Kunde im Jahr durchschnittlich sechs Ausfälle von jeweils fünf Minuten, so bewertet er dies als unangenehmer als einen einzigen Ausfall von dreißig Minuten. Eine alleinige Betrachtung der Unterbrechungsdauer (SAIDI) ist deshalb nicht ausreichend. Vielmehr sollte zunächst eine getrennte Betrachtung von Ausfalldauer und Häufigkeit angestrebt werden. Eine Kundenumfrage, die noch vor der Einführung der ersten Regulierungsperiode durchgeführt werden könnte, könnte diese Annahme bestätigen.
- (1100) Das Ausmaß einer Versorgungsunterbrechung kann durch die ausgefallene Leistung (oder Durchflussmenge), die ausgefallene Energie oder die Anzahl der vom Ausfall betroffenen Kunden gemessen werden. Einen grundsätzlichen Vorzug für die eine oder andere Methode gibt es nicht. Der von der CEER vorgeschlagene Bezug auf die Anzahl der Kunden legt ein höheres Gewicht auf die Haushaltskunden gegenüber Gewerbe- und Industriekunden. Die Betrachtung der ausgefallenen Leistung oder Energie führt dagegen zu einer entgegengesetzten Bewertung. Es erscheint sinnvoll, in der ersten Regulierungsperiode den Bezug auf vom Ausfall betroffenen Kunden zu legen. Dies gewährleistet, dass gerade die Haushaltskunden durch die Qualitätsregulierung geschützt werden. Große Unternehmen oder Industriekunden haben in der Regel ohnehin besondere Anforderungen an die Versorgungsqualität, die in ihren individuellen Anschlussverträgen geregelt werden. Ein Bezug auf Haushaltskunden gewährleistet darüber hinaus auch eine hohe Zuverlässigkeit in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzen, da Störungen in diesen Netzebenen, wenn sie zu Versorgungsunterbrechungen von Letztverbrauchern führen, ebenfalls bei der Qualitätsregulierung berücksichtigt werden. Ein einheitlicher Bezug auf die Anzahl der Kunden in allen Spannungsebenen gewährleistet eine konsistente und abgestimmte Qualitätsregulierung und erfordert keine zusätzliche Überführung unterschiedlicher Kenngrößen ineinander.
- (1101) Ferner ist die Unterbrechungsart bei der Qualitätsregulierung zu berücksichtigen. Hier wird zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen unterschieden. Geplante Unterbrechungen sind Unterbrechungen, bei denen eine vorherige Benachrichtigung der betroffenen Letztverbraucher oder Weiterverteiler oder eine Absprache erfolgte.
- (1102) Störungen in vorgelagerten oder benachbarten Netzen werden bei der Bestimmung der Qualitätskenngrößen nicht berücksichtigt. Ebenfalls gehen Störungen, die durch höhere Gewalt verursacht wurden, nicht in die Berechnung der Qualitätskenngrößen ein.
- (1103) Alle übrigen Störungen, ungeachtet der Ursache, werden allerdings berücksichtigt. Die wesentliche Begründung dafür ist, dass alle Unterbrechungen für einen Kunden relevant sind. Zudem ist es oft nicht eindeutig festzulegen, ob eine Störungsursache als beeinflussbar oder nicht beeinflussbar anzusehen ist. Die Anzahl von Störungen durch Grab- und Aushubarbeiten kann zum Beispiel durch die Art der Verlegung (Ort und Tiefe der Kabel und Rohre), die Genauigkeit der Lagepläne, die Unterrichtung und Einweisung der entsprechenden Firmen, etc. beeinflusst werden. Ferner können Netzbetreiber sich gegen entsprechende Schäden versichern oder das verursachende Unternehmen für entsprechende Schäden haftbar machen. In diesem Sinne ist es sinnvoll, alle Störungen in einem Netz als vom Netzbetreiber zu beeinflussen anzusehen.
- (1104) Im Strombereich sind nur die Unterbrechungen aufzunehmen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als drei Minuten spannungslos gewesen sind.

- (1105) Im Gasbereich findet zurzeit noch keine Messung von Zuverlässigkeitskenngrößen statt. Diese Kenngrößen sollten vor der ersten Regulierungsperiode präzise definiert und eine Messung der Kenngrößen unverzüglich aufgenommen werden.
- (1106) Die Veröffentlichung von Qualitätskenngrößen hat sich international als eine effektive regulatorische Maßnahme erwiesen. Ebenfalls sollte erwogen werden, die unter dem Regime der Mindeststandards gezahlten Pönalen und sonstige finanzielle Anreize zu veröffentlichen. In der ersten Regulierungsperiode wird die Veröffentlichung von Kenngrößen durch die Bundesnetzagentur und die Unternehmen als eines der wesentlichen Instrumente zur Überwachung der Qualität angesehen.
- (1107) Von Teilen der Netzbetreiber wird die Veröffentlichung von Vergleichsergebnissen zur Versorgungsqualität zurückgewiesen, während von anderen Seiten Zustimmung geäußert wird. An einer nicht anonymisierten Veröffentlichung wird kritisiert, dass dies zu einem nicht gerechtfertigten Schaden der Netzbetreiber führen könne. So führt RWE in einer Stellungnahme aus: „Im Zusammenhang mit der nicht anonymisierten Veröffentlichung kann sich jedoch eine für die Netzbetreiber unangenehme Wirkung ergeben: Durch die Namensnennung bei der Veröffentlichung kann – durch die Signalwirkung der Rankingpositionierung – in der Öffentlichkeit schnell der Eindruck entstehen dass von den schlechter positionierten Unternehmen nur eine qualitativ minderwertige Dienstleistung zur Verfügung gestellt würde. Dass aber aufgrund des allgemeinen hohen Qualitätsniveaus in Deutschland auch schlechter platzierte Unternehmen in einem Ranking durchaus noch eine mehr als ausreichende oder sogar sehr gute Qualität bereitstellen können, führt dazu, dass diese Unternehmen einen ungerechtfertigten Imageschaden hinnehmen müssten. Selbst bei Veröffentlichung entsprechender (eventuell internationaler) Referenzwerte ist ein Auftreten dieses Effektes nicht auszuschließen“.
- (1108) Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass eine solche Rangliste ein international bewährtes Mittel bei der Darstellung von Qualitätsergebnissen ist. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass der Verbraucher solche Ranglisten aus anderen Qualitätsvergleichen kennt und mit diesen grundsätzlich umzugehen weiss. Durch die Aufnahme von internationalen Vergleichszahlen und entsprechende Erläuterungen kann zudem hinreichend klaggestellt werden, dass Unternehmen, die sich im nationalen Vergleich im hinteren Feld wieder finden, international zu einer Spitzengruppe zählen können. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist hier insbesondere auf die regelmäßige Wiederholung solcher Vergleiche und ihrer Veröffentlichung und die sorgfältige Dokumentation der durchgeführten Vergleiche und ihrer tatsächlichen Aussagekraft zu achten.

#### 16.4.2.2 Festlegung von Mindeststandards

- (1109) In der internationalen Energieregulierung ist die Festlegung von Mindeststandards für Servicequalität übliche Praxis. Zunehmend werden darüber hinaus auch Mindeststandards für Zuverlässigkeit festgelegt. Die Festlegung von zusätzlichen Standards für Sicherheit und Produktqualität, die über die heutigen technischen Standards hinausgehen, scheint in der ersten Regulierungsperiode nicht erforderlich zu sein.
- (1110) Im Bereich der Servicequalität haben sich einige Kenngrößen etabliert. Die Bundesnetzagentur schlägt die Verwendung der in Tabelle 32 angegebenen Kenngrößen vor. Diese Kenngrößen basieren im Wesentlichen auf den zuerst in Großbritannien und dann in weiteren europäischen Ländern eingeführten Kenngrößen. Die Kenngrößen wurden im Laufe der Zeit weiterentwickelt und werden heute von mehreren europäischen Regulierungsbehörden eingesetzt. Diese Kenngrößen sind weitgehend unabhängig von der Größe und Lage des Unternehmens sowie vom Energieträger, sprich von Strom- oder Gasnetzen, und können somit bundesweit einheitlich festgelegt werden.
- (1111) Für die Stromversorgung sind neben den fünf einheitlichen Kenngrößen zwei zusätzliche Kenngrößen festgelegt, die sich auf den Ersatz einer Hausanschluss-

Sicherung und die Lösung von Mess- oder Spannungsproblemen beziehen. Wenn Spannungsprobleme im Netz entstehen, sind diese zum Teil grundsätzlicher Art und können nicht innerhalb weniger Arbeitstage behoben werden. Es ist daher zulässig, dass der Netzbetreiber innerhalb der vorgegebenen Frist einen Plan erarbeitet und vorlegt, der die notwendigen Maßnahmen zur Lösung aufzeichnet und einen eindeutigen Zeitplan festlegt.

	Mindeststandard oder garantierter Standard	Internationale Praxis (Strom) (gemäß 3. Benchmarking-Bericht der CEER)		Empfehlungen	
		Grenzwerte	Pönale	Grenzwert	Pönale
Strom- und Gas	Angebot für durchzuführende Arbeiten	8 - 60 Werktage	6 - 20 €	20 Arbeitstage	10,00 €
	Durchführung von Arbeiten	3-20 Werktage	25 - 65 €	15 Arbeitstage	30,00 €
	Legen von Neuanschlüssen	1 Werktag bis 4 Monate	keine Angaben	8 Arbeitstage	25,00 €
	Wiederversorgung nach Trennung als Folge von Zahlungsausstellungen	1 Werktag	15 - 120 €	1 Arbeitstage	40,00 €
	Zeitfenster für Terminabsprachen	1 - 4 Stunden	15 - 40 €	morgens oder nachmittags	30,00 €
nur Strom	Ersatz einer Hausanschluss-Sicherung	3 - 6 Stunden	15 - 30 €	5 Stunden	25,00 €
	Lösung von Mess- und Spannungsproblemen *	10 - 15 Werktage	8 - 75 €	10 Arbeitstage	30,00 €

\* d.h. Lösung des Spannungsproblem oder Erarbeitung und Einreichung eines entsprechenden Plans zur Behebung der Störung

Tabelle 32: Übersicht über Mindeststandards in der Servicequalität, deren Grenzwerte und Pönalen

- (1112) Das Überschreiten der bundeseinheitlichen Mindeststandards führt zu Strafzahlungen, den Pönalen. Diese Mindeststandards haben die Bedeutung von „garantierten Standards“, welche kaum Anreize setzen, die Servicequalität generell zu verbessern, sondern zur Vermeidung von besonders schlechter Qualität in Einzelfällen dienen. Die Höhe der Pönalen richtet sich nicht nach dem ökonomischen Wert für den Netzkunden oder den eingetreten Schaden, sondern nach der Höhe des Preises für die Netzservices. Die Pönalen sind an die betroffenen Kunden direkt und automatisiert zu entrichten.
- (1113) Die in Tabelle 32 angegebenen Pönalen gelten zunächst für alle Letztverbraucher – unabhängig von der Spannungsebene. Die gewählten Werte richten sich in der Regel am Durchschnitt der in Europa angewandten Werte und erhalten zusätzlich einen „Sicherheitsabschlag“, da die Belastbarkeit der Werte noch zunehmen muss. Es erscheint sinnvoll, mit diesen Werten bereits in der ersten Regulierungsperiode zu starten und Erfahrung zu sammeln.
- (1114) Nicht nur in der Servicequalität, auch in der Zuverlässigkeit finden Mindeststandards Verwendung. Mindeststandards beziehen sich dabei, ähnlich wie bei der Servicequalität, nicht auf die mittlere Qualitätskenngröße eines Netzbezirks oder eines Netzbetreibers, sondern richten sich auf die Zuverlässigkeit, die ein einzelner Kunde erfährt. Sie dienen damit zum Schutz der am schlechtesten versorgten Kunden gegen lang andauernde und häufige Versorgungsunterbrechungen. Sollten diese Mindeststandards in Einzelfällen unterschritten werden, so müssen Pönalen an die betroffenen Kunden gezahlt werden. Diese Pönalen sollten sich, wie bei der Servicequalität, an den jährlich zu zahlenden Netzentgelten orientieren. Dabei sind grundsätzlich unterschiedliche Pönalen für unterschiedliche Kundengruppen möglich.
- (1115) In der ersten Regulierungsperiode wird von einer Unterscheidung zwischen den Kundengruppen abgesehen. Die wesentlichen Gründe dafür sind, dass erstens Gewerbekunden heute bereits in der Praxis eine zum Teil bevorzugte Behandlung bezüglich geplanter Versorgungsunterbrechungen genießen und ihre Ausfallzeiten, sofern möglich, verkürzt und zuvor abgesprochen werden. Zweitens ist die Festlegung einer angemessenen Höhe der Pönale schwierig und arbiträr. So sind

zum Beispiel die Pönalen für Mindeststandards in der Zuverlässigkeit für Gewerbekunden in Großbritannien weniger als zweimal so hoch wie für Haushaltskunden, während in den Niederlanden die Pönalen für Gewerbekunden knapp dreißig Mal so hoch sind. Eine Übersicht über die für die erste Regulierungsperiode vorgeschlagenen Mindeststandards für die Zuverlässigkeit ist in Tabelle 33 dargestellt.

	Mindeststandard	Internationale Praxis (Strom) (gemäß 3. Benchmarking-Bericht der CEER)			Empfehlungen		
		Grenzwert	Pönale	autom. Zahlung	Grenzwert	Pönale	autom. Zahlung
Strom- und Gas	Maximale Unterbrechungsdauer *	4 - 24 Stunden	8 - 120 €	ja	18 Stunden	30,00 €	ja
nur Strom	Häufigkeit langer Unterbrechungen	2 - 24 (alle Unterbrechungen), 3 Unterbrechungen mit einer Dauer von je mindestens 3 Stunden (UK)	30 €, unterschiedliche Formeln, z.T. abhängig von Spannungsebene	nein	mehr als 3 Unterbrechungen mit einer Dauer von je mindestens 4 Stunden	30,00 €	nein

\* wird bei Gas diese Dauer durch die notwendige Einhaltung von Sicherheitsbestimmungen überschritten, so wird die maximale Dauer entsprechend verlängert und angepasst

Tabelle 33: Übersicht über Mindeststandards für die Zuverlässigkeit, deren Grenzwerte und Pönalen

- (1116) Neben der Dauer von Versorgungsunterbrechungen, die für Strom- und Gasnetze gilt, wird zusätzlich die Häufigkeit von langen Versorgungsunterbrechungen begrenzt. Diese Kenngröße ist nur in der Stromversorgung von praktischer Bedeutung, da Versorgungsunterbrechungen in der Gasversorgung nur selten auftreten. Ebenfalls kann die Dauer von Versorgungsunterbrechungen zum Teil durch die Einhaltung von Sicherheitsvorschriften wesentlich beeinflusst werden. Um unberechtigte Ansprüche von Kunden zu vermeiden, wird von der Vorgabe einer maximalen Häufigkeit von langen Versorgungsunterbrechungen bei Gas abgesehen.
- (1117) Während die Zahlungen der Pönalen grundsätzlich automatisch durch den Netzbetreiber erfolgen sollten, wird für die Häufigkeit von langen Versorgungsunterbrechungen eine Ausnahme gemacht. Diese Kenngröße kann nur unter erheblichem Aufwand mit den heute implementierten IT-Systemen gemessen werden. Pönalen, die bei Überschreitung der maximalen Häufigkeit langer Versorgungsunterbrechungen resultieren, müssen deshalb von Kunden selbst eingefordert werden. Sollte der Netzbetreiber einer solchen Forderung widersprechen, so scheint es sinnvoll, dass die Beweislast bei ihm liegt.
- (1118) Die automatische Zahlung muss auch in Zusammenhang mit der Höhe der Mindeststandards gesetzt werden. Die Mindeststandards in der ersten Regulierungsperiode dienen dazu, besonders starke Qualitätseinbußen zu ahnden. Dies wird die administrative Belastung effizient geführter Unternehmen nicht spürbar erhöhen.
- (1119) Diese automatisierte Zahlung wird von Netzbetreibern kritisiert, die hohe Aufwendungen geltend machen, um eine automatisierte Zahlung ohne händischen Aufwand gewährleisten zu können. Zwar sind automatisierte Zahlungen hier nur für derart lange Zeiträume vorgesehen, dass es dem Netzbetreiber im Regelfall möglich sein sollte, die hiervon betroffenen Kunden zu ermitteln. Es steht auch nicht zu erwarten, dass vergleichbar lange Unterbrechungen so häufig vorkommen, dass aus Sicht des Netzbetreibers eine voll automatisierte Abwicklung zwingend erforderlich erscheint, um die aus Kundensicht wünschenswerte automatische, also beantragungsfreie Auszahlung zu gewährleisten.
- (1120) Um eine Integration der notwendigen Vorkehrungen und Systemveränderungen in die sonstigen Modernisierungsmaßnahmen der Netzbetreiber zu ermöglichen, erscheint



aber eine Übergangsfrist nicht unangemessen, bis eine automatische Zahlung an Kunden für die Netzbetreiber verpflichtend wird.

### 16.4.2.3 Das Qualitäts-Anreizsystem

(1121) Das Qualitäts-Anreizsystem hat zur Aufgabe, die Unternehmen anzuhalten, ein optimales Qualitätsniveau zu erreichen. Die optimale Qualität orientiert sich demnach an der Zahlungsbereitschaft der Kunden. Die optimale Qualität wird dann erreicht, wenn die marginale Zahlungsbereitschaft der Kunden den marginalen Kosten zur Qualitätsveränderung des Netzbetreibers entspricht.

(1122) Dieser Zusammenhang ist aus Abbildung 54 ersichtlich. Das optimale Qualitätsniveau ergibt sich durch den Schnittpunkt zwischen der Kurve der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten und den spezifischen Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung. Gleichzeitig muss betont werden, dass sich für unterschiedliche Kundengruppen aber auch externe Strukturparameter mehrere Optima ergeben können.

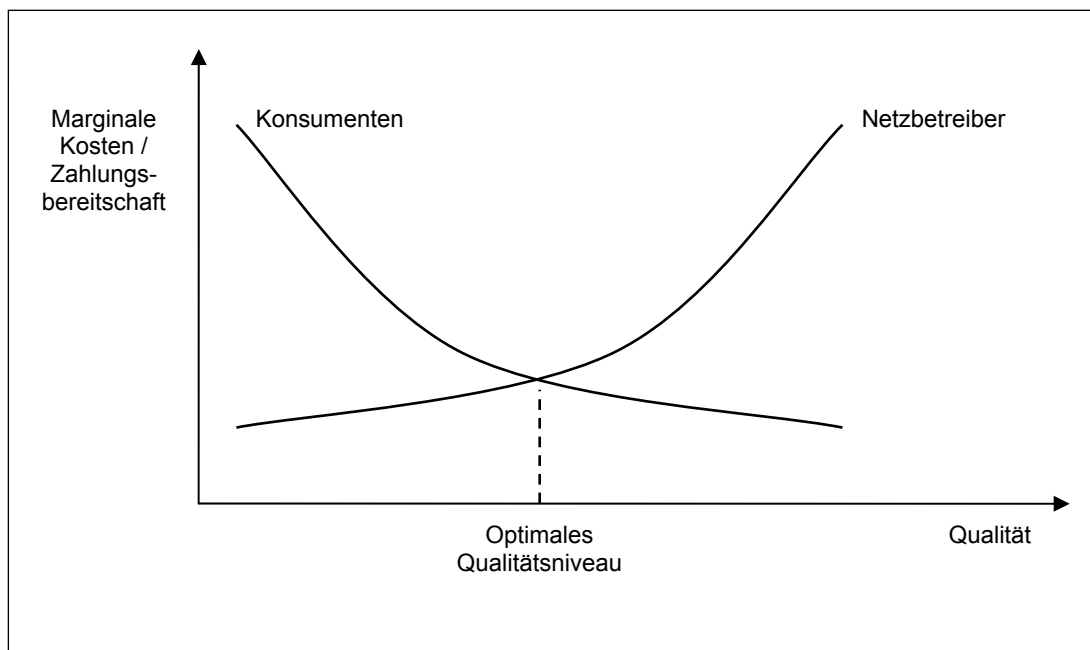


Abbildung 54: Optimales Qualitätsniveau

(1123) Es ist wichtig, anzumerken, dass nicht die niedrigste Qualität automatisch das Optimum darstellt. Vielmehr gibt der Kunde das optimale Niveau vor. Sind zwei Unternehmen bezüglich ihres Kosten-/Qualitätsverhältnisses effizient, d.h. haben beide Unternehmen unter Berücksichtigung aller struktureller Unterschiede die minimalen Kosten für ihr Qualitätsniveau, so können sie doch unterschiedliche Qualitätsniveaus aufweisen. Will man erreichen, dass sich das gesamtwirtschaftliche Optimum einstellt, so müssen Unternehmen mit einer zu hohen Qualität selbige und ihre Kosten reduzieren, während Unternehmen mit einer zu niedriger Qualität selbige und ihre Kosten erhöhen müssen. Eine solche Regulierung ist in der Theorie zwar möglich, hat aber in der Praxis eine Reihe schwerwiegender Probleme:

- Die Kosten/Qualitätskurve der Unternehmen ist nicht bekannt und angesichts der vielen Einflussparameter nahezu nicht modellierbar.
- Die Zahlungsbereitschaft der Kunden kann nur abgeschätzt werden.
- Die Hysterese-Kurve muss bei der Vorgabe der Erlösanforderungen berücksichtigt werden.

(1124) Eine direkte Vorgabe des optimalen Qualitätsniveaus scheint deshalb kurz- und mittelfristig nicht durchführbar zu sein. Es lassen sich aber alternativ durchaus

Anreize für die Unternehmen erzeugen, das gesamtwirtschaftliche Optimum selbst zu suchen. Wird jede zeitliche Änderung des Qualitätsniveaus eines Unternehmens mit der Zahlungsbereitschaft der Kunden bepreist, so erhalten die Unternehmen Anreize, die Qualität Richtung gesamtwirtschaftlichem Optimum zu ändern. Unternehmen, deren marginale Kosteneinsparungen durch eine Reduktion der Qualität höher sind als die korrespondierende Reduktion der Erlöse, werden ihre Qualität entsprechend reduzieren. Unternehmen, deren marginale Kosten zur Erhöhung der Qualität kleiner sind als die entsprechende Erhöhung der Erlöse, werden ihre Qualität entsprechend erhöhen.

#### 16.4.2.3.1 Kenngößen

(1125) Das Qualitätsanreizsystem der Bundesnetzagentur zielt auf die Steuerung durchschnittlicher Qualitätsgrößen ab. Hierzu werden die international üblichen Kenngrößen SAIFI, CAIDI und SAIDI verwendet.

- SAIFI – System Average Interruption Frequency Index:

SAIFI ist eine Kenngröße für die durchschnittliche kumulierte Unterbrechungshäufigkeit pro angeschlossenen Kunden (DISQUAL-Bezeichnung: Unterbrechungshäufigkeit). Sie gibt an, wie oft ein Kunde im Durchschnitt innerhalb eines Jahres unterbrochen wird. SAIFI berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$SAIFI = \frac{\text{Summe aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Summe aller angeschlossenen Kunden}}$$

- CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index

CAIDI ist eine Kenngröße für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer (DISQUAL-Bezeichnung: Unterbrechungsdauer). Sie gibt an, wie lang eine Unterbrechung pro unterbrochenem Kunde durchschnittlich dauert. CAIDI berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$CAIDI = \frac{\text{Kumulierte Dauer der Kundenunterbrechungen}}{\text{Summe aller Kundenunterbrechungen}}$$

- SAIDI – System Average Interruption Duration Index

SAIDI ist eine Kenngröße für die durchschnittliche kumulierte Unterbrechungsdauer pro Jahr pro angeschlossenen Kunde (DISQUAL-Bezeichnung: Nichtverfügbarkeit). Sie gibt an, wie lange ein durchschnittlicher Kunde im Jahr unterbrochen ist. SAIDI berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$SAIDI = \frac{\text{Kumulierte Dauer der Kundenunterbrechungen}}{\text{Summe aller angeschlossenen Kunden}}$$

(1126) SAIFI, CAIDI und SAIDI sind ineinander überführbar. Das Produkt aus SAIFI und CAIDI ergibt SAIDI.

(1127) Diese Kenngrößen werden für jede Spannungsebene aufgenommen. Dabei werden Unterbrechungen, die nicht im eigenen Netz ihre Ursache finden, bei der Berechnung der Kenngrößen ausgeschlossen. Ebenfalls werden Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt ausgeschlossen.

- (1128) Die Kenngrößen berücksichtigen geplante sowie ungeplante Unterbrechungen. Es ist wichtig, beide Unterbrechungsarten zu berücksichtigen, da jede Unterbrechung, auch eine geplante, für den Kunden zu Unannehmlichkeiten führt und damit die Versorgungsqualität beeinträchtigt. Es ist allerdings durchaus möglich, geplante Unterbrechungen geringer zu gewichten, wie zum Beispiel - angelehnt an das System in Großbritannien – mit dem Faktor 0,5. Dieser Faktor muss allerdings im Laufe der Zeit verifiziert werden. Dazu können auch die Erkenntnisse aus der Kundenumfrage hinzugezogen werden.
- (1129) Um den Aspekt der Häufigkeit und der Dauer der Unterbrechungen bei der Kennzahl zu erfassen, ist eine Gewichtung aus SAIFI und SAIDI vorzunehmen. Bei der Gewichtung sind unter anderem die Ergebnisse der Kundenbefragungen zu berücksichtigen. Die relevante Kennzahl wird in der Folge als  $g(SAIFI, SAIDI)$  bezeichnet.

#### 16.4.2.3.2 Monetäre Bewertung der Qualität: Ermittlung von Belohnung/Pönale (Q)

- (1130) Die Form der monetären Bewertung der Qualität bzw. der relevanten Kenngröße ist in Abbildung 55 dargestellt und ist abhängig von der Differenz der tatsächlichen Qualitätskenngröße mit dem Referenzwert ( $g(SAIFI, SAIDI)_{ref}$ ). Auf der Y-Achse ist der Qualitätsmultiplikator,  $q$  (%), angegeben, der zur Berechnung der Belohnung/Pönale (Q) für ein bestimmtes Qualitätsniveau verwendet wird. Zur Ermittlung des monetären Q wird  $q$  mit den beeinflussbaren Kosten multipliziert. Für ein Unternehmen  $i$  mit beeinflussbaren Kosten,  $K_i$ , und  $q_i$  gilt somit:  $Q_i = q_i \cdot K_i$ . Aus Abbildung 55 ist somit ersichtlich, dass sich beispielsweise für ein Unternehmen mit durchschnittlicher Qualität ein Q von Null ergibt, während ein überdurchschnittliches (unterdurchschnittliches) belohnt (bestraft) wird.

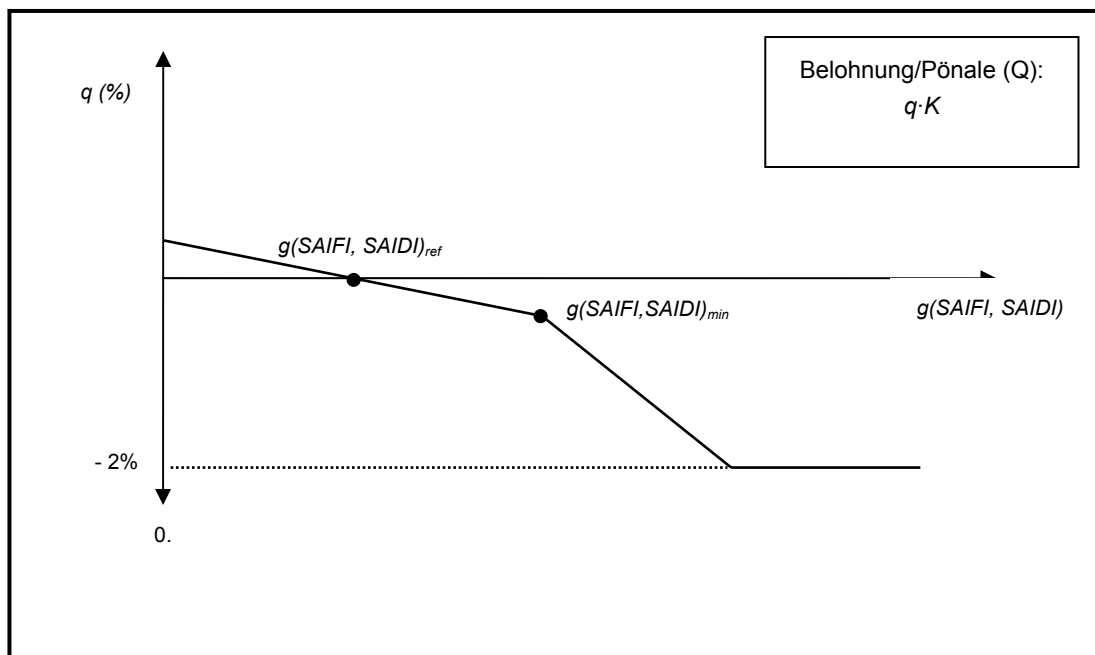


Abbildung 55: Optionale Elemente qualitätsbasierter Erlösanpassungen

- (1131) Für die erste Regulierungsperiode ist die folgende Form der Ermittlung der Belohnung/Pönale (Q) vorgesehen:
- Symmetrische Auswirkungen nach oben und unten (jedoch nur bis zu der Grenze  $g(SAIFI, SAIDI)_{min}$ ): Diese Form scheint die einfachste und pragmatischste Annäherung zu sein, bis belastbare Daten von den Unternehmen und aus der Kundenumfrage vorliegen.

- Festlegung einer Obergrenze für die Pönale durch die Bergrenzung von  $q$  mit - 2%. Diese Größe ist an internationaler Erfahrung orientiert und berücksichtigt die Datenunschärfe in Deutschland.
  - Verzicht auf ein Totband: Die Anwendung von symmetrischen Anreizen und die Mittelung der Qualitätskenngrößen macht ein Totband obsolet. Statistische Schwankungen der Qualität kleinen Netzen müssen ohnehin durch andere Verfahren berücksichtigt werden und würden auch durch ein Totband nicht ausreichend berücksichtigt. Zudem setzt ein Totband den unerwünschten Anreiz sich an den unteren Rand des Totbandes zu bewegen.
  - Einführung einer Mindestgrenze für Qualität ( $g(SAIFI, SAIDI)_{min}$ ), um große Abweichungen von den Referenzwerten stärker zu pönalisieren. Dies setzt eine angemessene Berücksichtigung von Strukturmerkmalen voraus.
- (1132) Die Referenzqualität,  $g(SAIFI, SAIDI)_{Ref}$ , ist ein Durchschnittswert. Dabei muss sichergestellt werden, dass die zur Durchschnittsbildung herangezogenen Unternehmen vergleichbar sind. Dies soll durch eine Einteilung der Unternehmen zumindest nach den Merkmalen Stadt/Land und West/Ost erfolgen.
- (1133) Die Bestimmung der Mindestgrenze für die Qualität ( $g(SAIFI, SAIDI)_{min}$ ) sollte aus den Qualitätsdaten aller Unternehmen erfolgen. Beispielsweise kann hierzu das obere Perzentil<sup>46</sup> der Beobachtungspunkte verwendet werden. Dadurch kann sichergestellt werden, dass keine zu hohen/niedrigen Mindestgrenzen gesetzt werden.
- (1134) Als Ausgleich für die Tatsache, dass Netzbetreiber mit niedriger Qualität im Effizienzbenchmarking den Maßstab bilden können, kann erwogen werden, den Knickpunkt bei ( $g(SAIFI, SAIDI)_{min}$ ) hin zur Erlös-Nulllinie anzuheben.
- (1135) Die Steigung der Funktion für den Qualitätsmultiplikator,  $q=f[g(SAIFI, SAIDI)]$ , sollte im wesentlichen die Zahlungsbereitschaft der Kunden widerspiegeln. Diese kann für positive und negative Qualitätsdifferenzen unterschiedlich sein, wobei in einen ersten Schritt bis zu der Mindestgrenze  $g(SAIFI, SAIDI)_{min}$  symmetrische Zahlungsbereitschaften unterstellt werden. Die Funktion für den Qualitätsmultiplikator,  $q=f[g(SAIFI, SAIDI)]$  wird sowohl für Stadt/Land und Ost/West verwendet.
- (1136) Während der Regulierungsperiode wird die Erlösgrenze jährlich angepasst. Differenzen zwischen den tatsächlichen Erlösen und der Erlösobergrenze werden im Regulierungskonto gesammelt und am Ende der Regulierungsperiode überprüft. Falls erforderlich findet dann eine Korrektur in der folgenden Regulierungsperiode statt. Dieses Verfahren führt praktisch zu einer Mittelung der Qualitätswerte über die Dauer der Regulierungsperiode.
- (1137) Für „kleine“ Unternehmen kann aufgrund der relativ größeren statistischen Unsicherheit zu Beginn ein reduzierter „Qualitätspreis“ zu Grunde gelegt werden. Als Reduktionsfaktor könnte der weiter oben erläuterte Mittelungszeitraum dienen. Nach einer Übergangszeit kann erwogen werden, einen gleitenden Mittelwert als Basis zu nehmen, um zu starke jährliche Schwanken zu vermeiden.
- (1138) Diese Vorschläge und ihre Wirksamkeit werden von Seiten der Netzbetreiberseite in Frage gestellt. Zwar wird anerkannt, dass die Qualität eine wichtige Rolle spielt, die Möglichkeit, dieser Tatsache durch eine Qualitätsregulierung ohne Investitionsbudgets und deren Genehmigung im Rahmen von Preisgenehmigungen Rechnung zu tragen, wird aber ausgeschlossen. Es wird angezweifelt, dass durch die bloße Existenz eines Qualitäts-Management-Systems Netzbetreiber zu einem vorausschauenden, nachhaltigen Investitionsverhalten gezwungen werden könnten.
- (1139) Darüber hinaus wird die Belastbarkeit der heute verfügbaren Daten für die Bewertung massiv angezweifelt. Eine belastbare Datenbasis wird teilweise erst nach 2011 für

---

<sup>46</sup> Ein Beobachtungswert heißt oberes Perzentil, wenn mindestens 10% aller Beobachtungswerte größer oder gleich sind als das obere Perzentil.

möglich gehalten. Die Bundesnetzagentur kann sich dieser Bewertung nicht anschließen. Zwar liegen heute noch keine umfassenden und belastbaren Zahlenwerte vor. Es erscheint aber zweifelhaft, ob angesichts der gesetzlichen Vorgaben und der Bedeutung, die Versorgungsqualität an vielen Stellen im EnWG einnimmt, ein so langer Zeitraum ohne eine mit finanziellen Anreizen für die durchschnittliche Versorgungszuverlässigkeit versehene Qualitätsregulierung abgewartet werden kann.

- (1140) Von Netzbetreiberseite wird schließlich geltend gemacht, dass für das aktuelle Qualitätsniveau keine Pönalisierung erfolgen dürfe, da der einzelne Netzbetreiber im regulatorischen Rahmen der Vergangenheit das Qualitätsniveau frei wählen können. Auch bei die Qualitätskosten beeinflussenden exogenen Strukturmerkmalen dürfe ein Netzbetreiber nicht für sein zu hohes oder zu niedriges Entgeltniveau bestraft werden. Diese Einschätzungen stehen nach Ansicht der Bundesnetzagentur im direkten Widerspruch zu den Regelungen des § 21a Abs. 5 S. 2 u. 3 EnWG.
- (1141) Insofern gegen die vorgebrachte Kritik ein Strukturklassenvergleich zur Versorgungsqualität durchgeführt werden soll, wird die Auswahl der Strukturmerkmale Stadt/Land und Ost/West als sachgerecht betrachtet.

#### **16.4.3 Klärung der regulatorischen Aufsicht über sicherheitsrelevante Regeln und Standards**

- (1142) Die heutigen Planungsstandards und technischen Regeln entsprechen im Wesentlichen internationaler Praxis und sollten auch in Zukunft übernommen werden. Aufgrund der großen Bedeutung dieser Regeln für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung erfordert eine Änderung und Weiterentwicklung dieser Regeln eine verstärkte regulatorische Aufsicht. Dies kann dadurch geschehen, dass die entsprechenden Regulierungsbehörden funktionale regulatorische Anforderungen festlegen, die einen Rahmen für die Weiterentwicklung der Regeln bilden. Alternativ kann erwogen werden, dass die Regulierungsbehörden Änderungen der technischen Regeln und Standards genehmigen müssen.
- (1143) Eine zunehmende Abstimmung zwischen der Regulierung der Sicherheit und der Entgelte wird erforderlich. Sind aus sicherheitsrelevanten Auflagen Investitionen oder zusätzliche Kosten erforderlich (z. B. verfrühte Ersatz von Graugussleitungen), so kann erwogen werden, diese bei der Festlegung der Preisobergrenzen zu berücksichtigen. Die Pflichten und Rechte der Regulierungsbehörden im Hinblick auf die Verantwortung für ausreichende Sicherheit und die Schnittstelle zur Regulierung der Netzentgelte sollten durch das Ministerium für Wirtschaft und Technologie gemeinsam mit den entsprechenden Regulierungsbehörden erarbeitet werden.

#### **16.4.4 Qualitäts-Management-System**

- (1144) Bei der Einführung der Qualitätsregulierung wird in der Regel eine große Bedeutung auf die Vorgabe von Qualitätsstandards und die finanziellen Konsequenzen für Über- bzw. Unterschreitung gelegt. Die Qualität der Daten findet generell weniger Beachtung. Die Bundesnetzagentur hat allerdings schon frühzeitig großen Wert auf eine solide und gute Datenbasis gelegt. Im Rahmen der Qualitätsregulierung sollte dieser Punkt wieder aufgegriffen und Maßnahmen für eine hohe Datenqualität und entsprechende Anreize, diese Qualität zu erreichen, durchgeführt werden.
- (1145) Zusätzlich zur Datenqualität ist jedoch eine belastbare Entscheidung zur Kosteneinsparung innerhalb der Unternehmen nur zu treffen, wenn die Auswirkungen dieser Entscheidungen auf die Entwicklung der Versorgungsqualität sachgerecht abgeschätzt werden. Es ist deshalb sinnvoll, dass Netzbetreiber ein entsprechendes Qualitäts-Management-System einführen. Die Kenngrößen-Regulierung kann deshalb durch die Einführung eines Qualitäts-Management-Systems ergänzt werden, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber ihre Investitions- und

Instandhaltungsmaßnahmen auf transparente, objektive und nachvollziehbare Art und Weise treffen.

- (1146) Beide Aspekte, die Sicherstellung von Datenqualität als auch die Gewährleistung einer sachgerechten Berücksichtigung der Qualität bei Investitions- und Kosteneinsparmaßnahmen sollen durch die Einführung eines Qualitäts-Management-Systems erreicht werden.

#### 16.4.4.1 Datenqualität

- (1147) Die Datenqualität wird zunächst durch eine genaue Definition der notwendigen Daten bestimmt. Es sollte festgelegt werden, welche Daten erforderlich sind und wie sie zu erheben sind. Die Bundesnetzagentur hat hierzu bereits einen ersten Schritt unternommen, in dem sie Begriffsbestimmungen und -definitionen bei allen Veröffentlichungs- und Berichtspflichten festgelegt hat.
- (1148) Dieser Prozess sollte künftig weiter ausgebaut werden. Die Datendefinitionen sollten gemeinsam mit den Verbänden weiterentwickelt und vereinheitlicht werden. Dies erfordert, dass in einem iterativen Prozess die Verwendung der Daten in der Regulierung deutlicher herausgestellt und die Definitionen entsprechend angepasst werden.
- (1149) Für die so definierten Daten sollte dann festgelegt werden, wie diese zu erheben und an die Bundesnetzagentur zu übermitteln sind. Es sollte ebenfalls die Maßnahmen festgelegt werden, die notwendig sind, eine zeitgerechte und korrekte Lieferung der Daten sicherzustellen.
- (1150) Die Anforderungen an diesen Prozess sollen gemeinsam mit den Verbänden entwickelt und festgelegt werden. Die Anforderungen bilden die Basis für ein solides Datenmanagement bei den Unternehmen.
- (1151) Es ist zu erwägen, ob Netzbetreiber die Erfüllung dieser Pflichten grundsätzlich von Dritten testieren lassen müssen. Nur die Daten, deren Qualität testiert wird, werden dann vollständig in die Datenanalyse einfließen. Die übrigen Daten, deren Qualität nicht sichergestellt werden kann, können gesondert betrachtet werden, und die Unternehmen bekommen einen „Datenqualitäts-Abschlag“, der zu einer Absenkung der Erlöse führen kann. Dies kann die große Bedeutung qualitativ hochwertiger Daten für die Bundesnetzagentur untermauern.

#### 16.4.4.2 Qualitäts-Management-System

- (1152) Es ist erforderlich, dass die regulierten Netzbetreiber ihre Organisation und Prozesse daraufhin ausrichten, die Versorgungsqualität ausreichend in ihren Entscheidungen zu berücksichtigen. Von besonderer Bedeutung sind aus regulatorischer Sicht dabei die Prozesse, die nur sehr langsam zu beeinflussen und zu verändern sind. Dies betrifft vor allem die Qualitätsaspekte „Sicherheit“ sowie „Zuverlässigkeit“.
- (1153) In der Gas- und seit jüngster Zeit auch in der Stromwirtschaft wurden bereits Qualitäts-Management-Systeme entwickelt. Diese bilden eine Basis für eine Weiterentwicklung gemäß den regulatorischen Anforderungen. Als Teil des DVG-Regelwerks bildet das Technische Sicherheits-Management (TSM) einen Baustein für die „anerkannten Regeln der Technik“. Netzbetreiber sind zwar nicht verpflichtet, sich gemäß dem TSM zertifizieren zu lassen, müssen aber ihr Netz gemäß der „anerkannten Regeln der Technik“ führen. Entscheiden sich die Unternehmen, die Anforderungen des TSM nicht zu erfüllen, so sind sie in der Beweispflicht, „anerkannte Regeln der Technik“ bei ihren Entscheidungen zu berücksichtigen.
- (1154) Die Bundesnetzagentur sollte gemeinsam mit den Verbänden die Anforderungen an ein Qualitäts-Management-System entwickeln, das die sachgerechte Berücksichtigung von Qualität in den Planungs- und Betriebsentscheidungen der Unternehmen gewährleistet. In den Niederlanden wurde die Forderung nach einer Einführung des Qualitäts-Management-Systems erfolgreich von den Unternehmen aufgegriffen und umgesetzt. Ziel des Qualitäts-Management-Systems ist es, eine bessere Information über zukünftige Planungen zu erhalten, d.h. das Vertrauen der

Regulierungsbehörde in die geplanten Investitionsentscheidungen zur Sicherstellung ausreichender und zuverlässiger Netzkapazität zu erhöhen.

- (1155) Das Qualitäts-Management-System sollte die Anforderungen an die Prozesse und Informationsflüsse innerhalb der Unternehmen zur Abschätzung der Entwicklung der Versorgungsqualität vorgeben und die Einflüsse von Netzerweiterung, Ersatzinvestitionen, Absatzmengenwachstum, etc. bewerten. Kernelemente eines Qualitäts-Management-Systems können sein:
- Das durch den Netzbetreiber prognostizierte Qualitätsniveau, das Basis für seine eigene Entscheidungsfindung ist. Für die bei der Regulierung verwendeten Kenngrößen SAIDI und SAIFI sollten Prognosewerte vorgegeben werden, ggfls. auch sonstige Standards und Richtlinien für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze.
  - Beschreibung der Prozesse zur Abschätzung des zukünftigen Transport-Kapazitätsbedarfs, einschließlich einer objektiven und ausgewogenen Prognose der Abnahmemengen, der zugrunde liegenden Szenarien, der angewandten Untersuchungsmethoden, etc..
  - Beschreibung der Prozesse zur Abschätzung der zukünftigen Qualitätsentwicklung, einschließlich der wesentlichen Risiken.
  - Beschreibung der Instandhaltungs- und Investitionsmaßnahmen, basierend auf den beiden vorherigen Prozessen, einschließlich der Erstellung von Instandhaltungs- und Investitionsplänen.
  - Beschreibung von Notfallmaßnahmen für große Versorgungsunterbrechungen, Gasaustritt, einschließlich der Zusammenarbeit mit örtlichen Behörden und sonstigen Hilfseinrichtungen.
  - Führung eines Anlagenregisters zur Beschreibung aller Leitungen, Kabel, Rohre und sonstiger Netzanlagen, einschließlich Lage, Typ, Alter und sonstige Charakteristika.
- (1156) Bei der Festlegung der Anforderungen an ein Qualitäts-Management-System soll die Größe der Unternehmen berücksichtigt werden. So sollen Erleichterungen für kleine Verteilnetzununternehmen bei der Umsetzung dieser Anforderungen erfolgen.

## **16.5 Ausblick auf zukünftige Regulierungsperioden**

### **16.5.1 Übersicht**

- (1157) Für die Einführung der Qualitätsregulierung in der ersten Regulierungsperiode werden einige Annahmen und Vereinbarungen getroffen, die im Laufe der Zeit und für die folgenden Regulierungsperioden überprüft und angepasst werden müssen. Diese Überprüfung basiert auf Erkenntnissen, die sich aus der Analyse aktualisierter Daten zu Qualitätskenngrößen in Deutschland ergeben und aus neuen Erkenntnissen aus Kundenabfragen. Das Grundkonzept der Qualitätsregulierung wird aber im Wesentlichen beibehalten.
- (1158) Die heute bereits absehbaren Änderungen und Weiterentwicklungen in den vier Dimensionen der Versorgungsqualität werden im Folgenden diskutiert.

### **16.5.2 Sicherheit**

- (1159) Die Sicherheit und Produktqualität wird wesentlich durch das bestehende technische Regelwerk vorgegeben. Dieses Regelwerk richtet sich zum Teil an europäische Mindestvorgaben, die zur Anwendung in Deutschland ergänzt und erweitert wurden.
- (1160) In der ersten Regulierungsperiode wurde angenommen, dass die technischen Regeln ausreichend sind, um auch künftig ein ausreichend hohes Niveau an Sicherheit zu gewährleisten. Auch aus der geplanten Kundenumfrage werden Erkenntnisse erwartet, wie die Netzkunden das heutige Sicherheitsniveau einschätzen und welche Forderungen sie an eine weitere Entwicklung stellen.

- (1161) Die Bundesnetzagentur wird während der ersten Regulierungsperiode überprüfen, ob die heutigen technischen Regeln tatsächlich ausreichen, um eine auch weiterhin hohe Qualität zu gewährleisten und in welchen Bereichen Anpassungen erforderlich sind. Daraus soll ein Maßnahmenkatalog erarbeitet werden, der als Basis für die Verbände dient, die Regeln entsprechend anzupassen und zu erweitern.
- (1162) Von entscheidender Bedeutung ist dabei, dass eine enge Abstimmung zwischen der Regulierung der Sicherheit und der Preiskontrolle stattfindet. Wie bereits oben erwähnt, ist es erforderlich, dass die Verantwortung für die Überwachung der Sicherheit klar formuliert und festgelegt wird. Diese Verantwortung drückt sich im Wesentlichen aus durch:
- Festlegung von grundsätzlichen Anforderungen an die Sicherheit. Diese grundsätzlichen Anforderungen bilden den Rahmen für die Weiterentwicklung der technischen Regeln. Die technischen Regeln werden durch Branchenverbände weiterentwickelt.
  - Überwachung der Implementierung der grundsätzlichen Anforderungen durch die technischen Regeln durch zum Beispiel Prüfung und Genehmigung der technischen Regeln.
  - Abstimmung von sicherheitsrelevanten Anforderungen mit der Preiskontrolle.
- (1163) Bei der Überwachung der Einhaltung der grundsätzlichen Anforderungen muss sichergestellt werden, dass jede Weiterentwicklung des technischen Regelwerks den grundsätzlichen Anforderungen der Regulierungsbehörde genügt. Dazu ist eine Prüfung und Genehmigung der Weiterentwicklung der technischen Regeln notwendig.
- (1164) Ebenfalls muss sichergestellt werden, dass die sicherheitsrelevanten Anforderungen ausreichend in der Preiskontrolle berücksichtigt werden. Wird zum Beispiel der Ersatz von Graugussleitungen innerhalb eines engen Zeitrahmens gefordert, so sind entsprechende Abstimmungen mit der Preiskontrolle erforderlich. Entscheidend ist dabei, dass sich die sicherheitsrelevanten Anforderungen unterschiedlich auf die individuellen Netzbetreiber auswirken und von den Unternehmen nicht zu verantworten und zu antizipieren sind.
- (1165) Neben der Klärung der regulatorischen Verantwortung werden in zukünftigen Regulierungsperioden vor allem die Berichtspflichten zu sicherheitsrelevanten Angaben und deren Veröffentlichungen überprüft und gegebenenfalls weiterentwickelt.

### **16.5.3 Produktqualität**

- (1166) Für die Produktqualität gelten im Wesentlichen die gleichen Maßnahmen wie bei der Regulierung der Sicherheit. Zusätzlich tritt allerdings die Forderung nach einer zunehmenden Messung und Kontrolle der Produktqualität in den Netzen in den Vordergrund des Interesses.
- (1167) Die Notwendigkeit, Mindeststandards, Pönalen oder Anreizsysteme weiterzuentwickeln, sollte auf Basis der Erkenntnisse von Kundenumfragen und Messungen in den Netzen überprüft werden. Die Regulierung von Produktqualität durch Überwachung von Kundenbeschwerden scheint mittelfristig ein pragmatisches und adäquates Mittel zu sein.

### **16.5.4 Zuverlässigkeit**

- (1168) Für die erste Regulierungsperiode werden ein System zum Schutz der individuellen Kunden und ein System zur Steuerung der mittleren Versorgungsqualität im Strombereich vorgeschlagen.
- (1169) Das System zum Schutz individueller Kunden basiert auf Pönalen und Mindeststandards. Das System zur Steuerung der mittleren Versorgungszuverlässigkeit basiert auf einer Anpassung der Erlösobergrenze gemäß



der Entwicklung der durchschnittlichen und individuellen Qualität. Diese Struktur soll in Zukunft beibehalten werden.

- (1170) Das System zum Schutz der individuellen Kunden, das in der ersten Regulierungsperiode für Strom und Gas eingeführt wurde, sollte gemäß den Erkenntnissen der tatsächlichen Zuverlässigkeit weiter angepasst werden. Dazu ist denkbar, dass das Niveau der Mindeststandards verändert wird und eine Staffelung der Pönalen nach Dauer der Versorgungsunterbrechungen eingeführt wird. Es ist ebenfalls möglich, besondere Ereignisse, wie zum Beispiel bestimmte Wetterbedingungen, bei der Festlegung der Parameter zu berücksichtigen. Je nach Ausgestaltung des Systems wird es dadurch möglich sein, dass die von den Netzbetreibern zu entrichtenden Pönalen in zukünftigen Regulierungsperioden zunehmend ansteigen. Es ist wichtig, dass die damit verbundenen Kosten bei den Unternehmen bei der Preiskontrolle adäquat berücksichtigt werden, um sicherzustellen, dass die gesamte Branche nicht unzulässig belastet wird. Diese Weiterentwicklung sollte sowohl für Gas- als auch für Stromnetze gelten.
- (1171) Das System zur Steuerung der mittleren Versorgungszuverlässigkeit wird die wohl stärkste Änderung erfahren. Bereits heute absehbar wird der Verzicht auf eine besondere Behandlung von kleinen Unternehmen, die während der ersten Regulierungsperiode durch reduzierte „Qualitätspreise“ vorgenommen wird. Je länger die Informationen über die Unternehmen vorliegen, desto besser lassen sich statistische Unsicherheiten eliminieren und können auch für kleine Unternehmen belastbare Aussagen über die Höhe der Qualität gemacht werden.
- (1172) Weiterhin wird die Verwendung kundenbezogener Kenngrößen in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzen überprüft. Es ist anzunehmen, dass ein Bezug auf die Höhe der ausgefallenen Leistung oder Energie in diesen Netzebenen ein besseres Maß zur Beschreibung der Zuverlässigkeit darstellt. Die Konsistenz der energie- oder der leistungsbezogenen Kenngrößen mit der kundenbezogenen Kenngröße in der Niederspannung muss überprüft und sichergestellt werden. Vor allem ist aber auch die Wechselwirkung zu heutigen Planungs- und Betriebsrichtlinien, vor allem das n-1-Kriterium, zu überprüfen, wenn verbesserte Zuverlässigkeitskenngrößen in diesen Netzen angewandt werden. In diesem Zusammenhang ist auch zu überprüfen, ob in diesem Netz nicht auch Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt werden sollen, die kürzer als drei Minuten dauern.
- (1173) Neben der Weiterentwicklung der Kenngrößen sollten auch die Verfahren zur Regulierung überprüft und angepasst werden. Insbesondere die Möglichkeit, die Qualität direkt bei der Effizienzbeurteilung zu berücksichtigen, sollte überprüft werden. Ziel dabei ist es, Effizienzvorgaben zu ermitteln, die sowohl die Kosteneffizienz als auch die Qualität beinhalten. Davon losgelöst sollte auch die zeitliche Überwachung der Qualitätsänderung beibehalten werden, um Anreize zum Erreichen eines gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveaus zu setzen.
- (1174) Bei der Weiterentwicklung der Preiskontrolle ist es erforderlich, alle Zahlungen der Unternehmen im Rahmen der Haftungsregelung, Pönalen von Mindeststandards und Erlösanpassungen durch Qualitätsanreize integral zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass langfristig vorausschauende und effizient geführte Unternehmen auch in einem weiterentwickelten Qualitätsregulierungs-Regime eine ausreichende Rendite erwirtschaften können.
- (1175) Grundsätzlich kann ein ähnliches System zur Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit auch für den Gasbereich eingeführt werden. Besondere Aufmerksamkeit wird hier auf die Wechselwirkung zwischen sicherheitsrelevanten Maßnahmen und den Zuverlässigkeitskenngrößen gelegt werden müssen.
- (1176) Neben der kenngrößenorientierten Regulierung sollte bereits in der ersten Regulierungsperiode eine klare Beschreibung der Anforderungen an ein Qualitäts-Management-System vorgesehen werden. Dieses System soll in zukünftigen Regulierungsperioden beibehalten und weiterentwickelt werden. Die definierten

Anforderungen und die rechtzeitige Überprüfung der Einhaltung dieser Anforderungen durch die Unternehmen sind gemeinsam mit den Verbänden weiterzuentwickeln.

### **16.5.5 Servicequalität**

- (1177) Die Servicequalität sollte gemäß den Erkenntnissen aus den Kundenumfragen weiterentwickelt werden. Dies betrifft sowohl die Kenngrößen, als auch die Höhe der Standards sowie die Höhe der Pönalen.
- (1178) Es ist durchaus zu erwägen, auch für die Servicequalität ein Anreizsystem zu entwickeln, das zusätzlich zu den Mindeststandards angewandt wird. Dies entspricht grundsätzlich der Charakteristik eines Wettbewerbsmarktes. Eine Anwendung eines getrennten Anreizsystems für Servicequalität bzw. die Erweiterung der für die Zuverlässigkeit eingeführten Anreizregulierung auf die Servicequalität erfordert allerdings eine ausreichend belastbare Datenbasis.

### **16.5.6 Integration der Versorgungsqualität im Effizienz-Benchmarking**

- (1179) Die gegenseitigen Beeinflussungen von Strukturmerkmalen, Versorgungsqualität und Kosteneffizienz sind vielfältiger und komplexer Art. Sie sollen daher nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht dauerhaft in getrennten Elementen einer Anreizformel berücksichtigt werden. Die integrierte Behandlung bietet demgegenüber systematische methodische Vorteile, da alle Wechselbeziehungen gleichzeitig vollständig berücksichtigt werden können.
- (1180) Die konkrete Ausgestaltung der vollen Integration bedarf allerdings besonderer Sorgfalt, um Fehlanreize zu vermeiden. Diese könnten insbesondere dann entstehen, wenn Qualitätsmerkmale als Outputs in einem DEA-Benchmarking verwendet würden. Dann bestünde die Gefahr einer Spezialisierung einzelner Unternehmen, die maximale Qualitätsmerkmale erzielen und unabhängig von den dafür entstehenden Kosten eine 100 %-ige Effizienz zugewiesen bekämen.
- (1181) Diesem Problem will die Bundesnetzagentur dadurch entgegenzutreten, dass die Qualitätsmerkmale nicht outputseitig im Effizienz-Benchmarking verwendet werden, sondern als ökonomisch bewertete Input-Größen. Bewertet mit den Zahlungsbereitschaften oder Akzeptanzbereitschaften verschiedener Kundengruppen stellen die Indikatoren Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen, nicht gelieferte Energie und nicht gedeckte Last eine Bewertung externer Kosten von Qualitätsmängeln dar. Diese sollen neben den direkten Betriebs- und Kapitalkosten den Netzbetreibern im Effizienz-Benchmarking zugerechnet werden, so dass der einzelne Netzbetreiber in seiner individuellen Sicht die gesamtwirtschaftliche Optimierung durchführt und das gesamtwirtschaftliche Optimum von Versorgungsqualität und Kosteneffizienz angenähert werden kann.