



Bundesnetzagentur

Bericht der Bundesnetzagentur
nach § 112a EnWG zur Einführung der
Anreizregulierung nach § 21a EnWG

30.06.2006

Inhaltsübersicht

Inhaltsübersicht	3
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	12
Kurzfassung	13
Teil 1 – Grundlagen und Konzept	19
1 Rechtliche Vorgaben und Rahmenbedingungen der Anreizregulierung in Deutschland	19
1.1 Einführung der Anreizregulierung durch das EnWG	19
1.2 Vorgaben des EnWG zur Anreizregulierung	20
1.2.1 Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung gem. § 112a EnWG.....	20
1.2.2 Anreizregulierung gem. § 21a EnWG	21
1.2.3 Inhaltlicher Rahmen gem. § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG	21
1.2.4 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 21a Abs. 4 EnWG 22	
1.2.5 Maßnahmen i.S.d. § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG.....	30
1.2.6 Verordnungsermächtigung gem. § 21a Abs. 6 EnWG	43
1.3 Durchführung der Anreizregulierung.....	44
2 Regulierungskonzept unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen und der Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise	46
2.1 Grundansatz der Anreizregulierung.....	46
2.1.1 Grundlagen der Regulierungstheorie.....	46
2.1.2 Regulierungssysteme.....	47
2.2 Internationale Erfahrungen	49
2.3 Sicherstellung der Versorgungsqualität	52
2.3.1 Gesamtkostenbetrachtung	53
2.3.2 Erweiterungsinvestitionen.....	53
2.3.3 Vergleichbarkeitsrechnung für den Effizienzvergleich.....	53
2.3.4 Sicherstellung von Ersatzinvestitionen	55
2.3.5 System der Qualitätsregulierung	57
2.4 Erlös-Obergrenze mit Mengenanpassung	61
2.5 Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt.....	63
2.6 Bestimmung der Effizienzwerte durch Effizienzvergleich.....	64
2.6.1 Ermittlung kostentreibender Faktoren.....	65
2.6.2 Strukturparameter	66
2.6.3 Ermittlung der Effizienzwerte.....	66
2.7 Ermittlung von Effizienzzielen für die Regulierungsperioden	67
2.8 Auswahl und Auswertung von Daten.....	68
2.9 Ausgangsbasis der Erlösobergrenze.....	68
2.10 Besondere Vorgaben für Transportnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber).....	71
2.10.1 Sonderrolle der Transportnetzbetreiber	71
2.10.2 Erlösobergrenzenregulierung des bestehenden Netzbetriebs.....	72
2.10.3 Effizienzvergleich der Transportnetzbetreiber.....	72
2.10.4 Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen.....	73
2.11 Umsetzung der Effizienzziele in Effizienzvorgaben	75
2.12 Langfristiges Konzept.....	77
2.12.1 Erste und zweite Regulierungsperiode	77

2.12.2	Weitere Regulierungsperioden.....	80
3	Empfehlungen für die Umsetzung im Rahmen einer Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG	82
3.1	Umsetzungsempfehlungen	82
3.2	Allgemeine Vorschriften.....	82
3.3	Allgemeine Bestimmungen zur Anreizregulierung.....	84
3.3.1	Regulierungsperiode.....	84
3.3.2	Erlösobergrenzen und Anreizformel.....	84
3.3.3	Kostenprüfung	86
3.3.4	Festlegung der Netzentgelte	86
3.3.5	Vorgaben für Erlösobergrenzen	86
3.3.6	Effizienzvorgaben	87
3.3.7	Sicherstellung der Versorgungsqualität.....	88
3.4	Besondere Bestimmungen zur Anreizregulierung	90
3.5	Befugnisse, Verfahren und Zuständigkeiten.....	91
3.6	Schlussvorschriften.....	92
	Teil 2 – Ausgestaltung und Details für Umsetzung und Durchführung der Anreizregulierung	93
4	Vorgehen Bundesnetzagentur	93
4.1	Konsultationsprozess zur Beteiligung der Länder und der betroffenen Wirtschaftskreise (§ 112a Abs. 2 S. 1 EnWG).....	93
4.1.1	Allgemeines Vorgehen.....	93
4.1.2	Behandlung der Themen in Arbeitskreis (AK) und Konsultationskreis (KK).....	94
4.1.3	Vorlage Referenzberichte	96
4.1.4	Schriftliche Stellungnahmen.....	96
4.1.5	Länderausschuss.....	98
4.1.6	Beirat	99
4.2	Beteiligung der Wissenschaft und Berücksichtigung internationaler Erfahrungen (§ 112a Abs. 2 S. 1 EnWG)	99
4.2.1	Grundlagenprogramm des WIK.....	99
4.2.2	Wissenschaftlicher Arbeitskreis Regulierungsfragen (WAR)	99
4.2.3	Wissenschaftskonferenz Anreizregulierung (WK)	100
4.2.4	Arbeitsgruppe Efficiency Benchmarking CEER	102
4.2.5	Gutachten und Beratungsprojekte.....	103
5	Berücksichtigung der internationalen Erfahrungen und der spezifischen Gegebenheiten in Deutschland.....	108
5.1	Großbritannien.....	108
5.2	New South Wales (Australien)	112
5.3	Niederlande	113
5.4	Norwegen	114
5.5	Österreich	118
5.6	Schweden.....	121
5.7	USA (am Beispiel Massachussetts)	121
6	Sicherstellung der Versorgungsqualität	123
6.1	Internationale Erfahrungen mit Qualitätsregulierung	123
6.2	Qualität der Versorgung in Deutschland.....	125
6.3	Sicherstellung von Investitionen in die Versorgungsqualität.....	126
6.3.1	Sicherstellung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen.....	126
6.3.2	Sicherstellung von Ersatzinvestitionen	129
6.4	Implementierung der Qualitätsregulierung in zweistufigem Prozess.....	133
6.5	Qualitätskenngrößen.....	135

6.5.1	Monitoring und Veröffentlichung von Qualitätskenngrößen.....	135
6.5.2	Festlegung von garantierten Kundenstandards	137
6.5.3	Das Qualitäts-Anreizsystem	139
6.6	Kundenbefragungen.....	143
6.6.1	Zweck von Kundenbefragungen.....	143
6.6.2	Inhalte von Kundenbefragungen.....	144
6.7	Qualitäts-Management-System	145
6.7.1	Datenqualität	145
6.7.2	Qualitäts-Management-System	146
6.8	Ausblick auf zukünftige Regulierungsperioden	147
6.8.1	Netzzuverlässigkeit und Servicequalität	147
6.8.2	Sicherheit und Produktqualität.....	148
6.8.3	Integration der Versorgungsqualität im Effizienzvergleich.....	149
7	Details zu Erweiterungsfaktoren und Regulierungskonto.....	150
7.1	Erweiterungsfaktoren in der Formel der Erlösobergrenze.....	150
7.1.1	Statistische Analysen für die Auswahl der Erweiterungsparameter	150
7.1.2	Analytische Kostenmodelle für die Auswahl der Erweiterungsparameter.....	150
7.2	Regulierungskonto	154
8	Ausgangsbasis für die Bestimmung von Erlösobergrenzen	157
8.1	Bestimmung der Ausgangsbasis	157
8.2	Kostenangaben der Netzbetreiber	158
8.3	Regulatorische Kostenprüfung	159
8.4	Kostendaten entsprechend Netzentgeltverordnungen.....	159
8.5	Dauerhaft nicht-beeinflussbare Kostenanteile	160
8.5.1	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgrund von Vorgaben Dritter	160
8.5.2	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgrund von Verfahrensregulierung	161
8.6	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgrund gebietsstruktureller Unterschiede.....	164
8.7	Weitere Schritte im Rahmen des Effizienzvergleichs.....	165
9	Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung und der inflationbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung	166
9.1	Berechnung des generellen X-Faktors	166
9.2	Durchführung der Berechnung	168
9.3	Stellungnahmen der Marktakteure.....	169
10	Methoden für den Effizienzvergleich	175
10.1	Einteilung der Methoden zum Effizienzvergleich	175
10.1.1	Multilateraler Totaler Faktorproduktivitäts-Index	176
10.1.2	Dateneinhüllungsanalyse (DEA): nicht-parametrisch und deterministisch.....	177
10.1.3	Korrigierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (COLS): parametrisch und deterministisch	180
10.1.4	Modifizierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (MOLS): parametrisch....	181
10.1.5	Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse: parametrisch und stochastisch	181
10.2	Analytische Kostenmodelle	182
10.2.1	Einführung.....	182
10.2.2	Methodische Grundlagen	183
10.2.3	Anwendungsmöglichkeiten bei der Anreizregulierung	185
10.2.4	Modellierungsansätze – Modell- und Referenznetzanalyse	187
10.3	Schlussfolgerung zur Methodenauswahl	190
10.3.1	Durchschnitt vs. Frontier Unternehmen	190

10.3.2	Parametrische und Nicht-parametrische Effizienzvergleichs-Verfahren	191
10.3.3	Analytische Kostenmodelle und Effizienzvergleich.....	192
10.3.4	Gruppenbildung aufgrund funktionaler Kriterien	193
10.4	Schlussfolgerung	193
11	Vergleichbarkeit der Kostenbasis für den Effizienzvergleich.....	194
11.1	Kapitalkosten: Physische Netzanlagen	195
11.2	Test des Alterseffekts	195
11.3	Standardisierung der Kapitalkosten: Abschreibungsdauern	196
11.4	Standardisierung der Kapitalkosten: EK-Verzinsung.....	198
11.5	Standardisierung der Kapitalkosten: Abweichen von der Systematik der StromNEV und GasNEV	198
11.5.1	Standardisierte Abschreibungen plus WACC.....	198
11.5.2	Annuitäten	200
11.5.3	Summe der Investitionsströme.....	201
11.6	Technisch-wirtschaftliches Anlagenregister	201
11.7	Kapitalkostenuntergrenze aus der Modellnetzanalyse	201
11.8	Schlussfolgerung	202
12	Strukturparameter zur Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete	204
12.1	Einleitung.....	204
12.2	Kriterien zur Auswahl der Effizienzvergleichs-Parameter	205
12.3	Kostentreiberanalyse und Bestimmung geeigneter Effizienzvergleichs-Parameter	205
12.3.1	Exogene und endogene Kostentreiber	206
12.3.2	Eignung als Effizienzvergleichs-Parameter: exogene Kostentreiber.....	206
12.3.3	Abgrenzung des Begriffs Kostentreiber.....	206
12.4	Erkenntnisse zu Strukturparametern aus Untersuchungen mit Analytischen Kostenmodellen (AKM).....	208
12.4.1	Bedeutung der Analytischen Kostenmodelle für die Kostentreiberanalyse	208
12.4.2	Untersuchungsergebnisse: Kostentreiberanalyse	208
12.4.3	Eigenschaften der Versorgungsaufgabe	209
12.4.4	Planungsvorgaben (Beispiel: Stationsdimensionierung).....	236
12.4.5	Zusammenfassung der Ergebnisse der analytischen Kostentreiberanalyse...	238
12.5	Qualitative Kostentreiberanalyse	238
12.5.1	Befragung	238
12.5.2	Ergebnisse.....	239
12.6	Geologische und geographische Strukturparameter	244
12.6.1	Flächennutzung	245
12.6.2	Bodenklassen	247
12.6.3	Relief	250
12.7	Datenerhebung und Plausibilitätsprüfung.....	252
12.7.1	Netzbetreiberdaten	252
12.7.2	Öffentliche Daten	254
12.7.3	Plausibilitäts- und Konsistenzprüfung.....	255
12.8	Variablenspezifikation	263
12.9	Statistische Signifikanzanalysen	268
12.9.1	Parameteranalyse durch statistische Verfahren	269
12.9.2	Erklärung von endogenen durch exogene Kostentreiber.....	270
12.9.3	Testrechnungen zu den Untersuchungen der analytischen Kostenmodelle ...	270
12.10	Zusammenfassung	270

13	Konzeption und Durchführung des Effizienzvergleichs	271
13.1	Grundsätze der Modellspezifikation	271
13.1.1	Gutachterliche Bewertung und Empfehlungen	272
13.1.2	Auswahlkriterien für die Wahl eines Modells	272
13.1.3	Definition von Aufwands- und Leistungsparametern	272
13.1.4	Leistungs-Orientierung der Parameterwahl	273
13.1.5	Künftige Vorgehensweise	274
13.2	Vorgehensweise im Detail	275
13.2.1	Phase 1: Erhebung der Netzbetreiberdaten und Prüfung	275
13.2.2	Phase 2: Validierung der Netzbetreiberdaten und der Effizienzvergleichsmodelle	276
13.2.3	Phase 3: Spezifikation der Effizienzvergleichsmodelle und Ermittlung der Effizienzziele	282
13.3	Testrechnungen zur Modellspezifikation für die Bereiche Strom und Gas	287
13.3.1	Verteilernetze Strom	288
13.3.2	Verteilernetze Gas	295
13.3.3	Fernleitungsnetze Gas	300
13.4	Schlussfolgerungen	302
13.4.1	Belastbarkeit der Rechnungen	302
13.4.2	Rückblick auf die erfolgten Datenerhebungen	302
13.4.3	Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen der Bundesnetzagentur	303
13.4.4	Zusätzlich abzufragende Parameter	303
13.5	Effizienzvergleich der Transportnetzbetreiber	305
13.5.1	Effizienzvergleich auf Basis parametrischer bzw. nicht-parametrischer Verfahren	305
13.5.2	Effizienzvergleich auf Basis der Referenznetzanalyse	306
14	Zukünftige Datenerhebungen	309
14.1	Prozess der Datenabfrage	309
14.2	Abfragerhythmus und -modalitäten	309
14.3	Kompetenz der Datenabfragen	310
14.4	Eindeutige Definition der Begriffe	310
14.5	Hilfe und Unterstützung für den Anwender	311
14.6	Prüfung der Datenqualität	311
14.6.1	Funktionalität der Eingabemaske (Konsistenzprüfung)	312
14.6.2	Datenplausibilitätsprüfung	312
14.7	Transparenz der Daten	313
14.7.1	Nachvollziehbarkeit der Anreizregulierungskonzeption	313
14.7.2	Selbstregulierende Funktion öffentlicher Daten	313
14.7.3	Markttransparenz und Chancengleichheit	314
14.7.4	Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten in langjähriger internationaler Praxis	314
14.7.5	Veröffentlichung bei Abwägung der schutzwürdigen Interessen der Netzbetreiber	314
14.7.6	Entscheidung des BGH zu § 315 BGB (Lichtblick ./ MVV)	314
14.7.7	Entscheidung des BVerfG vom 14. März 2006	315
14.7.8	Aktuelle Verfahren zur Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens	315
14.7.9	Effiziente Veröffentlichung auf einer Internetplattform	315
14.7.10	Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise	316

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess der Durchführung des Effizienzvergleichs	66
Abbildung 2: Prozess der Bestimmung der Ausgangsbasis	70
Abbildung 3: Bandbreite des Mengen-Kostenfaktors (α) abhängig vom Anteil der Neuanschlüsse und der Mengensteigerung in der NS-Netzebene 7; Quelle: E-Control.	121
Abbildung 4: Der 2-stufige Implementierungsprozess der Qualitätsregulierung	134
Abbildung 5: Ermittlung von Mehr-/Mindererlösen für die Versorgungsqualität am Beispiel der Qualitätskenngröße UD	142
Abbildung 6: Herleitung der Ausgangsbasis	158
Abbildung 7: Verlauf des Nettoproduktionswertes für die Energie- und Gesamtwirtschaft .	172
Abbildung 8: Auswahl an praktisch verfügbaren Effizienzvergleichs-Verfahren	176
Abbildung 9: COLS-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid	180
Abbildung 10: SFA-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid.....	182
Abbildung 11: Grundsätzliche Modellstruktur Analytischer Kostenmodelle	184
Abbildung 12: Anwendungsmöglichkeiten der Modell- und Referenznetzanalyse bei der Anreizregulierung	185
Abbildung 13: Modellierung der Versorgungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse und der Modellnetzanalyse.....	187
Abbildung 14: Zerlegung der Optimierungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse für Stromnetze	189
Abbildung 15: Zerlegung der Optimierungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse für Gasnetze	190
Abbildung 16: Abtausch zwischen Flexibilität und Spezifikation von Datenrauschen ; Quelle: Sumicsid.....	191
Abbildung 17: Alter der Rohrleitungen von Gasverteilternetzbetreibern	196
Abbildung 18: Vorgehen zur Neutralisierung von verzerrenden Effekten bei Kapitalkosten	203
Abbildung 19: Kostentreiberbaum.....	207
Abbildung 20: Zusammenhang von Netzkosten und Zahl der (Niederdruck-) Anschlusspunkte bei Gas-Modellnetzen	210
Abbildung 21: Zusammenhang von Netzkosten und Zahl der (Niederspannungs-) Anschlusspunkte bei Strom-Modellnetzen	210
Abbildung 22: Zusammenhang von Netzkosten und (Niederdruck-) Jahreshöchstlast bei Gas-Modellnetzen	212
Abbildung 23: Zusammenhang von Netzkosten und (Niederspannungs-) Jahreshöchstlast bei Strom-Modellnetzen.....	212
Abbildung 24: Referenznetz-Entwürfe für ein Hochspannungsnetz mit gleich bleibender Stationszahl unter Variation der Lasthöhe	213
Abbildung 25: Vergleich der annuitätischen Netzkosten der Hochspannungsnetzentwürfe für unterschiedliche Lastniveaus.....	214
Abbildung 26: Prinzipdarstellung zur Erschließung einer Gemeinde mit Gasversorgungsanlagen.....	215
Abbildung 27: Betrachtetes Hochspannungsnetz zur Untersuchung der Kostenwirkung von Erzeugungsanlagen.....	219
Abbildung 28: Zusammenhang von Netzkosten und Erzeugungskapazität im betrachteten Hochspannungsnetz.....	220

Abbildung 29: Struktur der Hochspannungsreferenznetze bei zwei unterschiedlichen Werten der Erzeugungskapazität	221
Abbildung 30: Einfluss „mikroskopischer“ Inhomogenität: RNA-Stromnetzleitungslänge bei inhomogener Zufallsverteilung der Anschlusspunkte gegenüber homogener Verteilung	222
Abbildung 31: Einfluss „makroskopischer“ Inhomogenität: MNA-Gasnetz-Leitungslängen bei unterschiedlicher Lastdichteverteilung auf zwei (homogen strukturierte) Teilgebiete	223
Abbildung 32: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Modellnetz- und realer Netzlänge für Stromnetzbetreiber (Niederspannung) mit je einer versorgten Gemeinde (77 Unternehmen; Standardabweichung 33,6%)	225
Abbildung 33: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Modellnetz- und realer Netzlänge für Gasnetzbetreiber (Mittel- und Niederdruck) mit je einer versorgten Gemeinde (196 Unternehmen; Standardabweichung 22,8%).....	225
Abbildung 34: Stilisierte Darstellung der Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Entwicklung von Last- und Anschlussdichte typischer Versorgungsgebiete in Ostdeutschland	227
Abbildung 35: Betrachtetes Gasversorgungsgebiet zur Quantifizierung der Auswirkungen von Fehlprognosen der Lastentwicklung	228
Abbildung 36: Referenznetz zum Zeitpunkt t_0 (100 % der Last- und Anschlussdichte)	228
Abbildung 37: Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 bei „Grüne-Wiese“-Planung	229
Abbildung 38: Netzkosten der effizienten Netzstrukturen zum Zeitpunkt t_0 und t_1	230
Abbildung 39: Erweitertes Gas-Versorgungsgebiet nach Integration eines Gewerbegebietes	231
Abbildung 40: Referenznetz nach Integration eines Gewerbegebietes in bestehende Netzstruktur	231
Abbildung 41: Netzkosten zum Zeitpunkt t_0 , t_1 und nach Integration eines Gewerbegebietes	232
Abbildung 42: Betrachtetes Versorgungsgebiet zur Anwendung der Referenznetzanalyse für Höchstspannungsnetze.....	233
Abbildung 43: Referenznetz im Basisszenario der Lasten und Einspeisungen	233
Abbildung 44: Referenznetz bei zusätzlicher Einspeisung in der 220-kV-Ebene	234
Abbildung 45: Referenznetz unter Berücksichtigung eines 1-GW-Transites.....	234
Abbildung 46: Annuitätische Kosten der ermittelten Referenznetze	235
Abbildung 47: Betrachtetes Netzgebiet zur Bewertung von Zwischenspannungsebenen	235
Abbildung 48: Referenznetz bei Einsatz einer 30-kV-Zwischenspannungsebene	236
Abbildung 49: Vergleich der Netzkosten mit und ohne Einsatz einer 30-kV-Zwischenspannungsebene.....	236
Abbildung 50: Kosten von Strommodellnetzen bei Variation der MS/NS-Transformatorgröße	237
Abbildung 51: Einordnung der Befragungselemente am Beispiel der Niederspannung in die Systematik des Kostentreiberbaumes	241
Abbildung 52: Einordnung der Befragungselemente als endogen identifizierte Parameter am Beispiel der Niederspannung	243
Abbildung 53: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 0 m - 1 m.....	249
Abbildung 54: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 1 m - 2 m.....	249
Abbildung 55: Höhendifferenz pro AGS (in m).....	251
Abbildung 56: durchschnittliche Hangneigung pro AGS (in %)	251

Abbildung 57: Vorgehen bei der Datenplausibilitätsprüfung (Quelle: LBD).....	256
Abbildung 58: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Strom.....	258
Abbildung 59: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Gas.....	259
Abbildung 60: Gebietsabdeckung der vorliegenden Gasdatensätze	260
Abbildung 61: Gebietsabdeckung der vorliegenden Stromdatensätze	261
Abbildung 62: Klassifizierung der Variablen.....	264
Abbildung 63: Modellspezifikation.....	273
Abbildung 64: Ablauf des Effizienzvergleichs.....	275
Abbildung 65 Phase 1 (orange): Erhebung der Netzbetreiberdaten und Prüfung.....	276
Abbildung 66 Phase 2 (gelb): Validierung der Netzbetreiberdaten und der Effizienzvergleichsmodelle.	278
Abbildung 67 Durchschnittliche Effizienz für 8.000 Modelle für die Verteilnetzbetreiber Strom.....	282
Abbildung 68 Phase 3 (grün): Spezifikation der Effizienzvergleichsmodelle und Ermittlung der Effizienzziele.	283
Abbildung 69: Gegenüberstellung der Effizienzwerte der DEA- und SFA-Methode für die Verteilnetzbetreiber Strom.....	290
Abbildung 70 Skaleneffizienz für Verteilnetzbetreiber Strom.....	293
Abbildung 71 Gegenüberstellung der Effizienzwerte DEA mit konstanten Skalenerträgen (CRS) und DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen (NDRS) für Verteilnetzbetreiber Strom.....	294
Abbildung 72 Gegenüberstellung der Effizienzwerte von DEA (NDRS) und SFA (logarithmisch-linear) für Verteilnetzbetreiber Gas.....	296
Abbildung 73: Skaleneffizienz für Verteilnetzbetreiber Gas.....	298
Abbildung 74: Gegenüberstellung der Effizienzwerte für DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen (NDRS) und DEA mit konstanten Skalenerträgen (CRS).	299
Abbildung 75: Methoden: DEA mit nicht fallenden Skalenerträge, SFA logarithmisch-linear	300
Abbildung 76: Künftiger Prozess der Datenabfrage (Quelle: LBD).....	309
Abbildung 77: Prozess zur Datenplausibilitäts- und Konsistenzprüfung (in Anlehnung an: LBD)	312

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stellungnahmen zu den Referenzberichten	97
Tabelle 2: Stellungnahmen zu spezifischen Themen.....	97
Tabelle 3: Stellungnahmen zum Berichtsentwurf, Stand: 29.06.2006.....	98
Tabelle 4: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich.....	109
Tabelle 5: Mechanismus der gestaffelten Verzinsung (Sliding-Scale).....	110
Tabelle 6: „Unders and overs“-Konto, Quelle: IPART	113
Tabelle 7: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (I)	113
Tabelle 8: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (II)	114
Tabelle 9: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (III)	115
Tabelle 10: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (IV)	116
Tabelle 11: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (V)	119
Tabelle 12: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (VI)	119
Tabelle 13: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (VII)	119
Tabelle 14: Übersicht über garantierte Kundenstandards in der Servicequalität, deren Grenzwerte und Pönalen.....	137
Tabelle 15: Übersicht garantierte Kundenstandards für die Netzzuverlässigkeit, deren Grenzwerte und Pönalen.....	138
Tabelle 16: Kostenpositionen der Erhebungsbögen Strom und Gas	161
Tabelle 17: Vergleichsmaße annuitätischer und originärer Kostendaten	201
Tabelle 18: Wesentliche Erkenntnisse aus der Kostentreiberanalyse auf Basis analytischer Kostenmodelle	238
Tabelle 19: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren	242
Tabelle 20: Diejenigen endogenen Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind.	243
Tabelle 21: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Strom	244
Tabelle 22: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Gas	244
Tabelle 23: Ingenieurgeologische Bodenklassen nach der DIN 18300.....	247
Tabelle 24: Erschwerungsfaktoren der Bodenklassen	250
Tabelle 25: Umfang und Inhalte der Datenabfragen	252
Tabelle 26: Strom Variablen.....	266
Tabelle 27: Gas Variablen.....	268
Tabelle 28: Strukturparameter Verteilung Strom	289
Tabelle 29 Ineffizienzwerte der Verteilernetzbetreiber Strom.	291
Tabelle 30: Verwendete Vergleichsparameter Verteilernetzbetreiber Gas.....	295
Tabelle 31: Ineffizienzwerte für die Verteilernetzbetreiber Gas.....	297
Tabelle 32: Korrelationen der Effizienzwerte zwischen verschiedenen Effizienzvergleichsmethoden.....	301
Tabelle 33: Ineffizienzwerte für die Fernleitungsnetzbetreiber Gas.	301

Kurzfassung

Ziel der Anreizregulierung sind Anreize zu mehr Effizienz und frühzeitige Kostensenkungen für die Kunden

- (1) Im Gegensatz zu wettbewerblich organisierten Märkten besteht im Bereich der Energienetze kein Eigeninteresse der Unternehmen, die Kosten zu senken und Kostensenkungen an die Kunden weiterzugeben, um gegenüber anderen Unternehmen Vorteile in Form von Gewinnsteigerungen und Marktanteilserhöhung zu realisieren.
- (2) Mit der Anreizregulierung werden den regulierten Unternehmen Anreize gegeben, **eigene Anstrengungen** zu unternehmen, ihre **Effizienz zu steigern**: Durch eine Entkopplung von Kosten und Erlösen innerhalb der Regulierungsperiode wird den Unternehmen die Möglichkeit eröffnet, höhere Gewinne zu erwirtschaften, wenn sie die Kosten senken. Vorgegeben werden also nur Obergrenzen für Preise oder Erlöse. Reduziert ein Unternehmen seine Kosten, können die daraus resultierenden Gewinne vom Unternehmen einbehalten werden. Damit offenbart das Unternehmen auch Kostensenkungspotentiale, über die der Regulierer sonst keine Kenntnis hätte.
- (3) Eine Effizienzsteigerung kann dabei nicht ausschließlicher Zweck der Anreizregulierung sein. Ziel des staatlichen Eingriffs muss es auch sein, Gewinne aus natürlichen Monopolen zu begrenzen und **Effizienzgewinne an die Kunden weiterzugeben**. Für die betroffenen Unternehmen sind dabei Stabilität und Verlässlichkeit einer Regulierung essentiell, um ausreichende Planungssicherheit zu erhalten. Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es deshalb, ein **langfristig stabiles Regulierungssystem** zu konzipieren, in dem die Kunden frühzeitig von Kostensenkungen profitieren und in dem Anreize zur Kostensenkung wie zur innovativen Weiterentwicklung von Prozessen bestehen.
- (4) Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gibt als Ziel eine **sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas** vor. Einem langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen kommt daher auch bei der Konzeptionierung einer Anreizregulierung besondere Bedeutung zu. In der öffentlichen Diskussion wird in diesem Zusammenhang oft die Gefahr gesehen, eine ausschließlich auf Kosteneffizienz abzielende Anreizregulierung könnte zu Kostensenkungen führen, die die Versorgungsqualität beeinträchtigen. Aus diesem Grund findet die **Versorgungsqualität** im Konzept der Bundesnetzagentur von Beginn an eine **besondere Berücksichtigung**.

Konzept der Bundesnetzagentur wurde umfassend konsultiert

- (5) Mit § 112a EnWG wurde die Bundesnetzagentur beauftragt, bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen, der ein umsetzbares Konzept enthält. Die Bundesregierung soll nach § 118 Abs. 5 EnWG unverzüglich nach Vorlage des Berichts den Entwurf einer Rechtsverordnung vorlegen. Damit soll das **System der Kostenprüfung durch das System der Anreizregulierung abgelöst** werden. Um dem Willen des Gesetzgebers zu entsprechen, hat die Bundesnetzagentur im August letzten Jahres einen breit angelegten Konsultationsprozess gestartet, in dem mit der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Bundesländern ein intensiver Austausch stattgefunden hat. In monatlichen Sitzungen mit bis zu 50 Teilnehmern aus den maßgeblichen Verbänden wurden die verschiedenen Themenschwerpunkte des Konzeptes erörtert. Internationale Erfahrungen und wissenschaftliche Expertise wurden von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Rats der Europäischen Regulierer und in einer internationalen wissenschaftlichen Konferenz mit namhaften Experten

erarbeitet und im Konzept berücksichtigt. Bis in den Juni hinein wurden intensive Fachgespräche mit Unternehmen und Verbänden geführt, um **auch für kontrovers diskutierte Punkte sachgerechte Lösungen** zu finden.

- (6) Innerhalb eines Jahres wurde damit ein **umfassendes Konzept** entwickelt, das **direkt in die Praxis umsetzbar** ist. Am 2. Mai 2006 wurde ein Entwurf des Berichts veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Bis zum 26. Juni wurden der Bundesnetzagentur 27 Stellungnahmen übersandt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Insgesamt sprechen sich alle am Prozess Beteiligten für eine rasche Einführung der Anreizregulierung für Strom und Gas aus. Die Kritik der Netzbetreiber und ihrer Verbände richtet sich im Kern auf eine insgesamt zu große und zu schnelle Absenkung der Erlöse; die Kunden- und Verbraucherverbände fordern hingegen eine stärkere und schnellere Absenkung. Die Bundesnetzagentur hat die eingegangenen **Stellungnahmen sorgfältig ausgewertet** und in ihrem Bericht **umfassend berücksichtigt**.

Internationale Erfahrungen

- (7) Viele Erfahrungen aus kontinentaleuropäischen und skandinavischen Nachbar- und Vergleichsländern sind auf Deutschland übertragbar. Dabei folgt die Anreizregulierung einer Orientierung an den Gesamtkosten, geringer Eingriffstiefe der Regulierung und hoher Stabilität der regulatorischen Vorgaben. Methoden **ökonomischer Effizienzvergleiche** (Benchmarking) werden als **wesentliche Instrumente** eingesetzt. Dies ist von besonderer Bedeutung für Deutschland, da die **große Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland** noch weitere reichende Möglichkeiten der Anwendung wissenschaftlich anerkannter und international bereits erprobter Methoden eröffnet als in anderen Ländern.

Gesamtsystem setzt langfristige Anreize

- (8) Für die **erste Regulierungsperiode** soll eine **Dauer von drei Jahren** festgelegt werden. Als Ausgangsniveau der Anreizregulierung werden nach dem vorgeschlagenen System die von den Regulierungsbehörden analog der Entgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG geprüften Kosten gelten. Hierauf basieren dann die Effizienzvorgaben im Rahmen der Anreizregulierung. Für die **zweite Regulierungsperiode** wird eine **Dauer von drei bis fünf Jahren** vorgeschlagen. Die beiden ersten Regulierungsperioden haben den **Abbau der bestehenden großen Effizienzunterschiede** innerhalb von sechs bis acht Jahren zum Ziel. Anschließend soll mit dem Übergang zu einem **Vergleichswettbewerb** (Yardstick-Competition) die **größtmögliche Wettbewerbsnähe** der Netzentgeltregulierung angestrebt werden.

Umsetzbare Anreizformel

- (9) Die Bundesnetzagentur legt eine **vollständige Anreizformel** zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben vor. Diese soll zunächst in einer Verordnung festgelegt werden und künftig durch die Bundesnetzagentur den veränderten Anforderungen angepasst werden. Die Anreizformel unterscheidet beeinflussbare Kostenanteile von dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Neben den **Effizienzvorgaben** berücksichtigen die Parameter der Anreizformel die Versorgungsqualität (**Q-Element**) und Erweiterungsinvestitionen (**Erweiterungsfaktor**).
- (10) Unterschiedliche Produktivitäts- und Preisentwicklungen in Gesamt- und Netzwirtschaft werden durch einen **generellen Produktivitätsfaktor**

berücksichtigt. Da vieles dafür spricht, dass die gesamte Netzbranche in den nächsten Jahren im Vergleich zur Situation eines nicht-regulierten und monopolistischen Bereiches erhebliche Produktivitätssteigerungen realisieren kann, soll dieser Faktor zunächst auf 1,5 bis 2 % festgelegt werden. Dieser Wert stößt auf massive Kritik der Interessenverbände der Netzbetreiber, erscheint aber vor dem Hintergrund internationaler Erfahrungen als angemessen. Dies zeigen Festlegungen zwischen 1,5 und 2 % in den Niederlanden, Norwegen und Österreich.

Effizienzziele orientieren sich an strukturell vergleichbaren Netzbetreibern

- (11) Die unternehmensindividuellen Effizienzziele werden in einem Effizienzvergleich ermittelt, der in einem **komplementären Effizienzvergleich** alle verfügbaren Methoden zusammenführt. Damit wird ein Optimum an Robustheit und Zuverlässigkeit des Effizienzvergleichs gewährleistet. Für einen solchen komplementären Effizienzvergleich bietet Deutschland mit der großen Anzahl von Netzbetreibern (über 1.500) beste Voraussetzungen. Dabei wird die Bundesnetzagentur auch berücksichtigen, wie sehr z. B. Landschaft, Boden und Besiedlungsstruktur zusätzliche Erschwernisse für die Netzbetreiber bedeuten und sich in den Kosten niederschlagen.
- (12) Funktionale Zusammenhänge dieser Art - also zwischen bestimmten Faktoren und den Kosten - können im Rahmen des Effizienzvergleichs mit Hilfe wissenschaftlich anerkannter Methoden in einer großen Zahl und Detaillierung berücksichtigt werden. Eine **Einteilung der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber in Strukturklassen**, wie sie im Rahmen des Vergleichsverfahrens vorgesehen ist, ist bei der Durchführung eines sachgerechten Effizienzvergleichs **nicht erforderlich** und folglich nicht Bestandteil des Konzepts der Bundesnetzagentur.
- (13) Zur Ermittlung der Faktoren, die zu Kostenänderungen führen (Kostentreiber) wie auch zur Durchführung des Effizienzvergleichs kann auf **eine große Zahl wissenschaftlich fundierter und erprobter Methoden** zurückgegriffen werden. Für die Anwendung in der Anreizregulierung in Deutschland sollen parametrische (z.B. die Stochastische Effizienzgrenzanalyse, Stochastic Frontier Analysis – SFA) wie nicht-parametrische Verfahren (z.B. die Dateneinhüllungsanalyse „Data Envelopment Analysis“ – DEA) angewandt werden und ergänzend auf analytische Kostenmodelle zurückgegriffen werden.
- (14) Die aus dem Effizienzvergleich abgeleiteten Effizienzvorgaben dürfen sich nur auf die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile beziehen. Die Bundesnetzagentur systematisiert die Vorgaben des EnWG zur Beeinflussbarkeit von Kosten, indem als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Aufwendungen für vorgelagerte Netze sowie verfahrensregulierte Kosten und Erlöse klassifiziert werden. Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren, strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhen, werden als vorübergehend nicht beeinflussbar eingestuft.
- (15) Nach dieser Klassifizierung kann es keine nicht beeinflussbaren Kostenanteile geben, an deren Entstehung das Unternehmen in irgendeiner Weise beteiligt war. Damit sind auch die kalkulatorischen Kosten für bestehendes Anlagevermögen einer Bewertung, insbesondere auch einer Wertberichtigung, zugänglich und können damit durch den Netzbetreiber beeinflusst werden. In welchem Umfang und in welcher Geschwindigkeit dies zu erfolgen hat, ist eine Frage der getrennt zu prüfenden Zumutbarkeit. Die Grenze für die zumutbaren Effizienzvorgaben muss dabei so gesetzt werden, dass ein Unternehmen **unter Ausschöpfung aller Rationalisierungsreserven** Erlöse erzielen kann, die auf oder über den Selbstkosten liegen. Durch den Effizienzvergleich wird gezeigt, dass es effiziente Unternehmen gibt, die ein entsprechendes Kosten/Leistungs-Verhältnis

realisieren. Damit ist sowohl die **Erreichbarkeit als auch die Übertreffbarkeit der Vorgaben** gewährleistet.

- (16) Bei der Festlegung der Effizienzvorgaben müssen auch besondere **individuelle Aspekte beachtet werden**. Dies geschieht durch die Berücksichtigung der individuellen Ausprägung verschiedener Parameter im Effizienzvergleich sowie durch die Darlegungen der Netzbetreiber im Rahmen der vorgesehenen Anhörungen. Dabei ist es aber nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, jedem einzelnen Unternehmen die konkreten Maßnahmen aufzuzeigen, mit denen dieses die Effizienzvorgaben erreichen kann.

Investitionshemmnisse werden abgebaut

- (17) Zur Berücksichtigung der Mengenentwicklung während der Regulierungsperiode werden sowohl kurzfristige wie langfristige Mengenentwicklungen und ihre Auswirkungen auf die Kosten berücksichtigt. Dies erfolgt durch ein Regulierungskonto, durch das **kurzfristige Mengenschwankungen** (z. B. durch kalte Winter) gepuffert und damit **Preisschwankungen verhindert** werden können. Zur Berücksichtigung der **langfristigen** Änderungen durch eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe (z.B. durch einen Anschluss eines neuen Gebietes) sieht die Bundesnetzagentur Erweiterungsfaktoren (hybride Elemente) bei der Bestimmung der Erlösobergrenze vor. Die Kosten für **Erweiterungsinvestitionen** führen zu einer entsprechenden Anhebung der erlaubten Erlöse. Die Berücksichtigung von Mengenänderungen in dieser Form stößt auf breite Zustimmung bei den Netzbetreiber- wie den Verbraucherverbänden.
- (18) Kosten für **Ersatzinvestitionen** könnten für die ersten Jahre von einem Effizienzvergleich ausgenommen werden, um auch in diesem Bereich **Investitionshemmnisse abzubauen**. Eine **Vergleichbarkeit der Kostenbasis** auch bei unterschiedlichen Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken sowie unterschiedlichem Anlagenalter und Investitionszyklen wird erreicht, indem für die Kostenbeurteilung im Effizienzvergleich ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister mit annuitätischer Kostenbewertung zu Grunde gelegt wird.

Die Sicherung der Versorgungsqualität von Beginn an

- (19) Auch bei der Bestimmung der Effizienzvorgaben soll die Versorgungsqualität berücksichtigt werden. Da auch in den meisten anderen europäischen Ländern die Einführung der Anreizregulierung mit der Entwicklung und Implementierung von Instrumenten der Qualitätsregulierung verbunden war, können hier die **internationalen Erfahrungen** gut genutzt werden.
- (20) Bei der konkreten Berücksichtigung der Versorgungsqualität muss zwischen den Aspekten Sicherheit, Produktqualität, Servicequalität und Versorgungszuverlässigkeit unterschieden werden. Für die **Sicherheit** und die **Produktqualität** ist die Einhaltung bestehender Standards und Normen sicherzustellen. Für die Servicequalität im Strom- und Gassektor werden **garantierte Kundenstandards** vorgeschlagen, deren Unterschreitung Zahlungen an die Netzkunden zur Folge hat.
- (21) Für die **Versorgungszuverlässigkeit** im Gassektor soll ein Monitoring durchgeführt werden. Für die Versorgungszuverlässigkeit im Stromsektor schlägt die Bundesnetzagentur für die erste Regulierungsperiode einerseits garantierte Kundenstandards und andererseits ein **Bonus/Malus-System** vor. Abhängig von der nachgewiesenen Versorgungszuverlässigkeit werden bei überdurchschnittlicher Qualität Zuschläge zu den erlaubten Netzerlösen gewährt, bei unterdurchschnittlicher Qualität Abschläge angesetzt.

- (22) 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 Qualitätsmanagementsysteme eingeführt werden und ein Qualitätsbericht erstellt werden, der relevante Informationen zum Zustand der Netzanlagen, Instandhaltungspläne, Ausbaupläne usw. enthält. 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. Die Berichtspflichten sollen sich nicht wie bisher auf bereits eingetretenes Störungsgeschehen beschränken, sondern generelle Geltung haben.
- (23) Darüber hinaus soll ein **sorgfältiges Monitoring des Investitionsverhaltens** auf Basis eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters vorgenommen werden. In der zweiten Regulierungsperiode ist eine Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung dahingehend geplant, dass die erforderlichen Daten vorliegen und eine **Integration der Qualität in den Effizienzvergleich** erfolgen kann.

Sonderrolle der Transportnetzbetreiber wird beachtet

- (24) Die Übertragungsnetzbetreiber (Strom) nehmen aufgrund technischer Gegebenheiten und gesetzlicher Vorgaben eine Sonderrolle im Rahmen der Anreizregulierung ein. Auf sie kommen 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 und Umstrukturierungen aufgrund des Kernenergieausstiegs erforderlich macht. Auch auf Fernleitungsnetzbetreiber (Gas) kommen neue Aufgaben wie der Ausbau von Flüssig-Erdgas-Anlagen oder die Verlagerung der Aufkommensquellen und Transportflüsse zu.
- (25) All diese neuen Aufgaben stehen in engem Zusammenhang mit der **Verbesserung der Versorgungssicherheit**. Die Versorgungssicherheit betrifft weit stärker den Verantwortungsbereich der Transportnetzbetreiber und ist von der Versorgungszuverlässigkeit zu unterscheiden, die von allen Netzbetreibern gleichermaßen sicherzustellen ist und im System der Qualitätsregulierung berücksichtigt wird.
- (26) Aus diesem Grunde - **und auch** weil die geringe Zahl der Transportnetzbetreiber dies möglich macht - sollen die notwendigen Erweiterungsnetz und Umstrukturierungsinvestitionen der Transportnetzbetreiber durch eine gesonderte Behandlung in Form einer **Genehmigung von Investitionsbudgets** sichergestellt werden.
- (27) Auch im Bereich der Transportnetzbetreiber wird ein Effizienzvergleich herangezogen, um die individuellen Vorgaben im Rahmen der Erlösobergrenzenregulierung zu bestimmen. Zur Absicherung der darauf basierenden Effizienzziele soll zum einen ein internationaler Effizienzvergleich vorgenommen werden, zum anderen sollen Referenznetze modelliert werden. Ein internationaler Effizienzvergleich als gemeinsames Projekt der europäischen Regulierungsbehörden wird derzeit im europäischen Rahmen diskutiert.

Durchführung erfolgt in enger Abstimmung mit den Regulierungsbehörden der Länder

- (28) Um auf einen baldigen Start der Anreizregulierung vorbereitet zu sein, wird die Bundesnetzagentur **die vorgeschlagenen Methoden und Prozesse weiter verbessern** und mit den Unternehmen weiter über die zu verwendenden

Parameter beraten. Auch mit den zuständigen **Landesregulierungsbehörden** soll schon vor Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung eine Konsultation über die zu erhebenden Daten und den durchzuführenden Effizienzvergleich stattfinden.

- (29) Nach Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung sollen die entsprechenden Daten von der Bundesnetzagentur näher definiert und von allen Unternehmen abgefragt werden. Dazu soll bei der Bundesnetzagentur eine Datenbank aufgebaut werden, die die auf Plausibilität geprüften und **konsistenten** Daten für die weitere Verwendung bei den zuständigen Regulierungsbehörden zur Verfügung stellt. An die Prüfung der Daten schließen sich weitere Prüfungen der zuständigen Regulierungsbehörden bezüglich der Einhaltung der Vorgaben der Netzentgeltverordnungen entsprechend der aktuellen Praxis der Entgeltprüfungen an. Als Ergebnis dieser Prüfung wird dann die **konsolidierte Datenbasis für die Durchführung des Effizienzvergleichs** der einzelnen Unternehmen zur Verfügung stehen. Auf dieser Basis soll dann durch die Bundesnetzagentur der eigentliche Effizienzvergleich durchgeführt werden. Als Ergebnis des Effizienzvergleichs werden sich Effizienzwerte, Effizienzziele und rechnerische Effizienzvorgaben der einzelnen Unternehmen als Grundlage für die zuständigen Regulierungsbehörden ergeben.
- (30) Festlegungen bzw. **Entscheidungen** gegenüber den Netzbetreibern treffen schließlich die Beschlusskammern der Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden. Diese gewähren vor Erlass eines entsprechenden Verwaltungsaktes rechtliches Gehör. In diesem Rahmen haben **erforderliche Einzelfallprüfungen** zu erfolgen. Nach rechtlichem Gehör und gegebenenfalls durchgeführter Prüfung im Einzelfall werden die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben und Entwicklungspfade für Erlösobergrenzen durch die zuständige Regulierungsbehörde festgelegt.
- (31) Die Umsetzung der **Erlösobergrenzen** in die Preisbestimmungen erfolgt durch die Netzbetreiber und wird von diesen im Bericht entsprechend Netzentgeltverordnung dokumentiert. Hierdurch kann die **regulatorische Eingriffstiefe begrenzt** bleiben.
- (32) Insgesamt enthält der Bericht der Bundesnetzagentur ein **inhaltlich umfassendes und breit konsultiertes Konzept**, das unverzüglich in eine Rechtsverordnung und in die Praxis umgesetzt werden kann. Die Bundesnetzagentur sieht in einer **zügigen Einführung der Anreizregulierung** zum 1. Januar 2008 Vorteile für Netzbetreiber wie Verbraucher.

Teil 1 – Grundlagen und Konzept

1 Rechtliche Vorgaben und Rahmenbedingungen der Anreizregulierung in Deutschland

1.1 Einführung der Anreizregulierung durch das EnWG

- (33) 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.
- (34) In den Beschleunigungsrichtlinien wird davon ausgegangen, dass die den europäischen Bürgern garantierten Freiheiten nur in einem vollständig geöffneten Markt verwirklicht werden können. Ein solcher Wettbewerbsmarkt setze 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. Ferner legen die Verordnungen (EG) Nr. 1228/2003 (Art. 4 Abs. 1) und (EG) Nr. 1775/2005 (Art. 3 Abs. 1) fest, dass die Entgelte die Ist-Kosten insofern widerspiegeln, soweit sie "denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen", und geben damit den Grundsatz eines Vergleichswettbewerbs vor.
- (35) 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.
- (36) Der erste Entwurf eines „Zweiten Gesetzes zur Neureglung des Energiewirtschaftsrechts“ wurde von der Bundesregierung am 13. August 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.
- (37) 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.
- (38) 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.
- (39) 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.

- (40) Die Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses sah einige Änderungen an dem vom Bundestag beschlossenen Entwurf vor. Die für die Anreizregulierung gewichtigste Änderung bezog sich darauf, 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.
- (41) Diesem vom Vermittlungsausschuss vorgelegten Vorschlag haben der Bundestag in seiner 181. Sitzung am 16. Juni 2005 und der Bundesrat in seiner 812. Sitzung am 17. Juni 2005 zugestimmt. Nach Ausfertigung und Veröffentlichung im Bundesanzeiger ist das Gesetz am 13. Juli 2005 in Kraft getreten.

1.2 Vorgaben des EnWG zur Anreizregulierung

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

- (42) Mit der Neufassung des EnWG wurde der Bundesnetzagentur 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. Dies betrifft zum einen die Umsetzung in eine Verordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG, zum anderen die praktische Durchführung auf Basis einer Verordnung. Die Empfehlungen für die Umsetzung in eine Verordnung finden sich in Kapitel 3, ergänzende Ausführungen zu zahlreichen Details der Durchführung in Teil 2.
- (43) 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 4).
- (44) Darüber hinaus enthält § 112a Abs. 2 S. 2 EnWG die Verpflichtung der Bundesnetzagentur, einen Berichtsentwurf zu erstellen, den betroffenen Wirtschaftskreisen die Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben und die eingehenden Stellungnahmen im Internet zu veröffentlichen.
- (45) Dementsprechend hat die Bundesnetzagentur am 2. Mai 2006 einen Berichtsentwurf veröffentlicht und zu einer breit angelegten Diskussion aufgefordert. Die daraufhin eingegangenen Stellungnahmen wurden im Internet veröffentlicht, ausgewertet und in dem vorliegenden Bericht verarbeitet. Dieser Bericht dient damit der Erfüllung der sich aus § 112a EnWG ergebenden Pflichten und stellt eine Grundlage für den zeitnahen Erlass einer Rechtsverordnung dar.
- (46) Die Bundesnetzagentur plant, den laufenden Konsultationsprozess auf freiwilliger Basis nach dem 01. Juli 2006 und auch nach Inkrafttreten der Rechtsverordnung 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 Effizienzvergleichsverfahren.

1.2.2 Anreizregulierung gem. § 21a EnWG

- (47) 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

- (48) Die inhaltlichen Grundlagen für die nach dem EnWG anwendbare Anreizregulierung sind in § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG geregelt. 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). Die in § 21a Abs. 2 bis 5 EnWG niedergelegten Eckpfeiler betreffen im wesentlichen folgende Punkte:
- (49) Für die Dauer einer Regulierungsperiode werden den Netzbetreibern Obergrenzen gesetzt, die in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse gebildet werden (§ 21a Abs. 2 EnWG). Eine Regulierungsperiode dauert zwei bis fünf Jahre, in denen die gesetzten Obergrenzen grundsätzlich unverändert bleiben (§ 21a Abs. 3 EnWG).
- (50) Für die festzulegenden Obergrenzen setzt die Regulierungsbehörde zu Beginn der Regulierungsperiode eine Reihe von Vorgaben. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht explizit Vorgaben für Obergrenzen, Effizienzvorgaben und Qualitätsvorgaben vor.
- (51) Die Vorgaben für Obergrenzen müssen insbesondere einen Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen. Durch die in dem vorliegenden Konzeptvorschlag vorgesehene Verwendung des Verbraucherpreisindex wird dies sichergestellt und zugleich der gesamtwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt berücksichtigt. Der mit der Einbeziehung des gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts fehlende Bezug zur Energiewirtschaft kann gemäß § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 5 EnWG durch die Einbeziehung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts hergestellt werden.
- (52) Die Vorgabe von Obergrenzen nach § 21a Abs.4 EnWG, für die die Bundesnetzagentur eine Ausgestaltung als Erlösobergrenze (EO_t) vorsieht, ist von den Effizienzvorgaben (EV bzw. X_{ind}) nach § 21a Abs.5 EnWG abzugrenzen. Effizienzvorgaben sind beschränkt auf den beeinflussbaren Kostenanteil, die Vorgabe von (Erlös-)Obergrenzen unterliegt dieser Einschränkung hingegen nicht. Dies wird auch durch den Wortlaut in § 21a Abs.2 S. 1 EnWG verdeutlicht ("Vorgabe von Obergrenzen ... unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben.")
- (53) Nach § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG ist die allgemeine Geldentwertung auszugleichen. Daher ist der Verbraucherpreisindex (VPI) Bestandteil der Obergrenze, nicht der Effizienzvorgaben. Die allgemeine sektorale Produktivitätssteigerungsrate (X_{gen}) stellt einen Korrekturterm zum VPI auf Basis § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG als nähere Ausgestaltung des sachgerechten Ausgleichs der allgemeinen Geldentwertung dar und ist ebenfalls Bestandteil der Vorgabe von

Erlösobergrenzen, nicht der Effizienzvorgaben, und bezieht sich folglich nicht nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil. Aus sachlichen Gründen sind allerdings die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, wie z.B. staatliche Abgaben, von der allgemeinen sektoralen Produktivitätssteigerungsrate auszunehmen, da sie keine Produktivitätssteigerung erfahren können.

- (54) Die Einschränkungen des § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG gelten für Effizienzvorgaben; die Quantifizierung der allgemeinen sektoralen Produktivitätsentwicklung ist hiervon zu trennen. Dies ist auch einfach nachzuvollziehen: Wenn sich die Produktivität insgesamt erhöht, kann es für den einzelnen Netzbetreiber nicht unzumutbar sein, dieses ebenfalls nachzuvollziehen.
- (55) Die nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG geforderte Berücksichtigung der „inflationbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung“ ist nach der Definition des VPI entsprechend der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung in dessen Berechnung bereits erfolgt, so dass das gesetzlich Gewollte durch die Berücksichtigung der allgemeinen Geldentwertung nach § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG in der Vorgabe von Obergrenzen bereits gewährleistet ist und eine zusätzliche oder erneute Bereinigung der Effizienzvorgabe um Inflationseinflüsse weder erforderlich noch sachgerecht wäre.
- (56) Die Effizienzvorgaben müssen gemäß § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG auf einem Effizienzvergleich beruhen und beziehen sich nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil, der von dem nicht beeinflussbaren Kostenanteil zu unterscheiden ist (siehe hierzu auch Kapitel 1.2.4). Bei der Festlegung der Effizienzvorgaben ist zu beachten, dass diese gemäß § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein müssen (siehe hierzu auch Kapitel 1.2.5).
- (57) Die Qualitätsvorgaben können nach § 21a Abs. 5 S. 2 EnWG auf Zuverlässigkeitskennzahlen beruhen. Bei einem Verstoß gegen die Qualitätsvorgaben können, so stellt § 21a Abs. 5 S. 3 EnWG klar, die Obergrenzen herab gesetzt werden. Gleiches dürfte im umgekehrten Fall gelten, so dass hiermit die Grundlage für ein Bonus-Malus System auf der Grundlage von Versorgungszuverlässigkeitskennzahlen gegeben ist.

1.2.4 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 21a Abs. 4 EnWG

- (58) Im Rahmen der 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 Hs. 2 EnWG beispielhaft Umstände, die in exemplarischer Weise das Vorliegen von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen begründen („als nicht beeinflussbar gelten insbesondere ...“).
- (59) Die im Gesetz genannten Beispiele sind systematisch in **zwei Kategorien**, die vorübergehend und die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, zu unterteilen: Zunächst nennt das Gesetz "Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren, strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete ... beruhen". In dieser Weise umschriebene Kostenanteile lassen sich den betriebswirtschaftlichen Kostenarten oder den Kostenpositionen der internen oder externen Kostenrechnung nicht zuordnen. Solche **gebietsstrukturell vorgegebenen Kostenanteile** sind vielmehr in unterschiedlichsten Kostenarten und Kostenpositionen zu finden. Gleiches gilt umgekehrt auch für beeinflussbare Kostenanteile, die nicht durch gebietsstrukturelle Merkmale vorgegeben sind, sondern durch Entscheidungen des Netzbetreibers oder seine Unternehmensstruktur. Insbesondere wäre damit eine Gleichsetzung der nicht beeinflussbaren Kostenanteile mit bestimmten Kostenarten oder Kostenpositionen nicht vereinbar. Nicht beeinflussbare Kostenanteile entsprechend dem gesetzlichen Regelbeispiel der gebietsstrukturellen Unterschiede sind daher durch § 21a Abs. 4 EnWG nicht der Art, sondern der Höhe nach bestimmt, und können

sich grundsätzlich in allen Kostenarten finden. Gleiches gilt im Grundsatz umgekehrt auch für die beeinflussbaren Kostenanteile. Die Höhe dieser nicht beeinflussbaren Kostenanteile kann sich im Laufe der Zeit ändern, insbesondere durch einen technologischen Fortschritt, den die Netzbetreiber vollziehen. Es handelt sich daher um vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG.

- (60) Die zweite Kategorie der Regelbeispiele nennt gleichwohl bestimmte, einzelne nicht beeinflussbare Kostenpositionen, die durch den Netzbetreiber weder der Art noch der Höhe nach beeinflussbar sind. Dies sind gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, z. B. nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), die vom Netzbetreiber ohnehin in getrennten Kostenpositionen geführt werden und damit – anders als die gebietstrukturellen nicht beeinflussbaren Kostenanteile – einer direkten Korrekturrechnung zugänglich sind. Gleiches gilt für die weiteren Beispiele wie Konzessionsabgaben und die Betriebssteuern, auf deren Entstehung und Höhe der Netzbetreiber keinen Einfluss hat. Dies gilt – entgegen der Argumentation des VKU, die Konzessionsabgabe sei ein Beispiel für die Klassifizierung in der Vergangenheit beeinflussbarer Kosten als nicht beeinflussbare Kostenanteile – auch für die Konzessionsabgabe, da ein Einfluss des Netzbetreibers auf die Höhe der Konzessionsabgaben bei Abschluss des Konzessionsvertrags nur höchst theoretisch, nicht aber tatsächlich besteht. Die Höhe dieser Kostenanteile ist zwar veränderlich, für den betroffenen Netzbetreiber aber immer exogen vorgegeben, so dass es sich hierbei um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG handelt.
- (61) Beiden Kategorien der gesetzlichen Regelbeispiele des § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG ist damit gemein, dass sie zu keiner Zeit durch den Netzbetreiber beeinflussbar waren oder sind, sondern stets als objektiv außerhalb der Einwirkungsmöglichkeiten eines Netzbetreibers liegend anerkannt sind. Gleiches muss daher für weitere Konkretisierungen der nicht beeinflussbaren Kostenanteile gelten. Dabei ist auch zu beachten, dass der Wortlaut in § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG ("durch den jeweiligen Netzbetreiber") nicht auf die Netzbetreiber insgesamt oder eine Gruppe von Netzbetreibern abhebt, sondern den einzelnen Netzbetreiber in Bezug nimmt. Daher gehören Kostenanteile, die nur durch andere Netzbetreiber, nicht aber durch den Netzbetreiber selbst, beeinflusst werden können, nicht zu den beeinflussbaren Kostenanteilen. Dies bedeutet, dass die Netzentgelte für **vorgelagerte Netze** zu den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zählen. Gleiches gilt für Vorleistungen für den Netzbetrieb, insbesondere Systemdienstleistungen, in deren Beschaffung der Netzbetreiber weder hinsichtlich der Menge noch der Preise einen Beeinflussungsspielraum hat. Beispielsweise ist für die Beschaffung von Ausgleichsleistungen absehbar, dass die Beschaffung der Vorleistungen über gesetzgeberische bzw. regulatorische Entscheidungen in Deutschland oder seitens der EU dementsprechend vorgegeben wird. Solcherart **verfahrensregulierte Kosten** sind ebenfalls zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zu zählen.
- (62) Zu beachten ist der Verweis aus § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG für die Ermittlung des nicht beeinflussbaren Kostenanteils. § 21 Abs. 2 EnWG beschränkt die Kosten, die für die Entgeltbildung herangezogen werden dürfen, auf solche, "die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen." Ferner "dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden." Diese Betonung der Kriterien Effizienz und Wettbewerbsanalogie für die Bestimmung der nicht beeinflussbaren Kostenanteile unterstreicht den grundsätzlichen Charakter der Beeinflussbarkeit entgegen einem nur gegenwartsbezogenen Charakter. Dem entspricht auch die allgemein übliche Definition von Kosten als "bewerteter Verzehr von Gütern oder Dienstleistungen". Auch die kalkulatorischen Kosten für bestehendes Anlagevermögen sind einer Bewertung, insbesondere auch einer

Wertberichtigung zugänglich und können damit durch den Netzbetreiber beeinflusst werden. In welchem Umfang und in welcher Geschwindigkeit dies zu erfolgen hat, ist eine Frage der – getrennt zu prüfenden – Zumutbarkeit. Die grundsätzliche Beeinflussbarkeit ist aber gegeben.

- (63) Damit kann es keine nicht beeinflussbaren Kostenanteile geben, an deren Entstehung das Unternehmen in irgendeiner Weise beteiligt war. Denn soweit das Unternehmen an der Entstehung der Kostenanteile mitgewirkt hat, sind diese Kostenanteile von dem Unternehmen beeinflusst und beeinflussbar. Für Sachverhalte, die in der Vergangenheit liegen, und aus denen Kostenanteile resultieren, muss auf die grundsätzlich gegebene Beeinflussbarkeit zur Zeit der Entstehung der Kostenanteile abgestellt werden. Zu diesem Zeitpunkt waren die Umstände und die daraus resultierenden Kostenanteile von dem Unternehmen beeinflussbar. Demnach ist nicht der Zeitpunkt maßgeblich für die Beurteilung der Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen, sondern vielmehr die grundsätzliche Frage, sind oder waren bestimmte Kostenanteile dem Einfluss des Unternehmens vollständig entzogen. Der Wortlaut des EnWG stellt damit – entgegen den Forderungen von BGW, GEODE, VDEW/VDN/VRE und VKU ("ererbte Kosten"), jedoch in Übereinstimmung mit den Forderungen von bne/VEA/VIK, BDI und vzbv – auf die grundsätzliche Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen ab, und beschränkt sich nicht auf die gegenwärtige oder zukünftige Beeinflussbarkeit.
- (64) Dies wird weiter untermauert durch das vollständige Fehlen einer Regelung zur Herausnahme von versunkenen Kosten (Sunk Costs oder Stranded Costs) aus dem Effizienzmaßstab in § 21 Abs. 2 EnWG, auf den § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG für die Ermittlung der nicht beeinflussbaren Kostenanteile verweist. Auch ansonsten findet sich im EnWG keine Regelung zu versunkenen Kosten, die angesichts der Tragweite dieser Frage und der intensiven Diskussion, die auch in anderen Ländern im Kontext der Entgeltregulierung hierzu geführt wurde, im EnWG explizit zu regeln gewesen wäre. Dies hätte zumindest durch die Verwendung des Begriffs "Kostenarten" in § 21a EnWG erfolgen müssen. Die Verwendung des Begriffs "Kostenanteile" zeigt deutlich, dass sich ein beeinflussbarer Anteil in den verschiedensten Kostenarten, so auch in den Kapitalkosten für Bestandsanlagen, finden kann. Würde eine solche Schutzregelung für versunkene Kosten, die in § 21 Abs. 2 EnWG nicht enthalten ist, nun unter Berufung auf die Nicht-Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen in überdehnter Auslegung des § 21a EnWG neu konstituiert, so würde dessen Sinn und Zweck, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung (Überschrift § 21a EnWG) zu schaffen, in sein Gegenteil verkehrt.
- (65) Dieses Kernanliegen der effizienten Leistungserbringung deckt sich ebenfalls mit der durch den Verweis auf § 21 Abs. 2 EnWG erforderlichen heutigen Prüfung und Bewertung der Effizienz und Wettbewerbsanalogie aller Kosten – unter Einschluss auch sog. ererbter Kosten – für die Ermittlung beeinflussbarer und nicht beeinflussbarer Kostenanteile. Die Effizienz der netzwirtschaftlichen Leistungserbringung kann nicht auf die laufende Betriebsführung und künftige Investitionen beschränkt werden. Aufgrund der hohen Kapitalintensität und der langen Nutzungsdauern müssen auch die Bestandsanlagen einbezogen werden. Nur so lassen sich Anreize für eine umfassende Effizienz der gesamten Leistungserbringung im Sinne eines effizienten Preis/Leistungs- bzw. Kosten/Nutzen-Verhältnisses erreichen.
- (66) Gemäß § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG - auf den § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG verweist - dürfen Kosten, welche sich im Wettbewerb nicht einstellen würden, bei der Entgeltbildung nicht berücksichtigt werden. Überträgt man diesen Gedanken im Umkehrschluss 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. Denn alle anderen Kosten würden auch in einem bestehenden Wettbewerb zu berücksichtigen sein. Kosten die ihrem Grunde nach aus

Entscheidungen in der Vergangenheit resultieren, würden ihrer Höhe nach gleichwohl dem Wettbewerb unterliegen. Als nicht beeinflussbar können daher nur Kostenanteile gelten, die nicht dem Wettbewerb unterliegen. Darunter fallen ausschließlich exogen vorgegebene Kosten, die auch ein neu in den Markt eintretender Wettbewerber bei der Errichtung eines optimalen Netzes hinzunehmen hätte.

- (67) § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG meint Kosten, die von ihm, also vom Netzbetreiber, nicht beeinflusst werden können. Der Wortlaut stellt klar, dass nur Kosten die allein von Dritten – also nicht von ihm – vorgegeben sind, als nicht beeinflussbar gelten. Dies entspricht der dann folgenden exemplarischen Aufzählung des § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG. Unabhängig von der Frage der grundsätzlichen Beeinflussbarkeit der Kosten, ist zu betrachten, ob es für die Unternehmen mit zumutbaren Maßnahmen möglich ist, Effizienzvorgaben auf sämtliche beeinflussbaren Kosten zu erreichen und zu übertreffen.
- (68) Wird § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG am Wortlaut der Norm ausgelegt, wird das bisherige Ergebnis bestätigt. Die Begrifflichkeit „beeinflussbare Kostenanteile“ legt entgegen der Stellungnahme des VKU keineswegs die Annahme nahe, nur solche Kostenanteile sollen erfasst sein, die beeinflussbar *sind*. Die Wortwahl der Norm beschreibt vielmehr allein abstrakt die mögliche Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen. Ein zeitiger Aspekt ist gerade nicht ersichtlich und wäre - soweit vom Gesetzgeber gewollt - in § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG aufgenommen worden. Auch die Auslegung der Formulierung, wonach die Kostenanteile durch den „jeweiligen“ Netzbetreiber beeinflussbar sein müssen, führt zu keinem anderen Ergebnis. Die Wortwahl ist lediglich Ausdruck dessen, dass Kostenanteile, die nicht durch den jeweiligen Netzbetreiber, sondern durch vor- oder nachgelagerte Netzbetreiber beeinflusst werden können, bei den Effizienzvorgaben des betroffenen Netzbetreibers unberücksichtigt bleiben müssen. Zu nennen sind an dieser Stelle die Netzentgelte der vor- oder nachgelagerten Netzbetreiber. Bei dieser Betrachtung wird auch nicht zwischen Netzbetreibern, bei denen eine Rechtsnachfolge stattgefunden hat und denen ohne eine solche differenziert. Dies wäre auch nicht sachgerecht. Der „jeweilige“ Netzbetreiber meint den jeweiligen Betreiber *des* Netzes, weswegen es auf den Umstand eines Betreiberwechsels nicht ankommt. Auch insoweit können in den Stellungnahmen zum Berichtsentwurf der Bundesnetzagentur vertretene Rechtsauffassungen nicht überzeugen.
- (69) Die systematische Auslegung in Form der verfassungskonformen Auslegung des § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG stützt die bisherige Auffassung. Die Einbeziehung von Altinvestitionen in den beeinflussbaren Kostenanteil stellt keinen enteignungsgleichen Eingriff dar, denn der enteignungsgleiche Eingriff beschreibt lediglich einen durch die Rechtsprechung entwickelten Staatshaftungsanspruch. Entgegen der Begrifflichkeit des enteignungsgleichen Eingriffs, stellt dieser selbst keine Enteignung, sondern ein Haftungsinstitut für rechtswidrige Eingriffe in das Eigentum durch die öffentliche Gewalt dar (vgl. Handbuch des Staatsrechts, Band VI, Isensee/Kirchhof, § 157 RN 58). Die Anreizregulierungsverordnung selbst oder der hier vertretene Maßstab zur Beurteilung der Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen kann jedenfalls keinen enteignungsgleichen Eingriff darstellen.
- (70) Zu betrachten ist jedoch, ob eine zukünftige Rechtsverordnung, durch die Altinvestitionen der Netzbetreiber den beeinflussbaren Kostenanteilen zugerechnet werden, mit Art. 14 GG vereinbar ist. Werden die Altinvestitionen durch eine Rechtsverordnung den beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet, stellt dies jedoch keinen Fall der Administrativenteignung dar, denn der Schutzbereich des Art. 14 GG ist nicht eröffnet. Das Unternehmen wird durch die Neuregelung lediglich dazu angehalten, kalkulatorische Kosten für bestehendes Anlagevermögen neu zu bewerten. Das jedoch ist keine finale Entziehung von Eigentumspositionen zu Allgemeinwohlzwecken.
- (71) Im Gegensatz zur Enteignung als finale Entziehung von geschützten Eigentumspositionen beschreibt die Inhalts- und Schrankenbestimmung die

Reichweite des Eigentums. Sie besteht in der generellen und abstrakten Festlegung von Rechten und Pflichten durch den Gesetzgeber hinsichtlich der Rechtsgüter die als Eigentum zu verstehen sind, also auch hinsichtlich des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs. (vgl. Grundgesetzkommentar, Jarass/Pieroth, 5. Auflage, Art. 14 RN 31). Durch die Zurechnung von Altinvestitionen zu den beeinflussbaren Kostenanteilen im Sinne des § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG werden jedoch keine generellen und abstrakten Rechte und Pflichten hinsichtlich des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs festgelegt. Die Reichweite dieser geschützten Rechtsposition wird nicht tangiert, da lediglich eine Wertberichtigung vorzunehmen ist, so dass fraglich ist, ob eine Inhalts- und Schrankenbestimmung im Sinne des Art. 14 Abs. S. 2 GG vorliegt.

- (72) Selbst unter der Annahme, es handele sich um eine Inhalts- und Schrankenbestimmung, weil eine Eigentumsposition betroffen sei, wäre diese mit dem Grundgesetz vereinbar. Eine Inhalts- und Schrankenbestimmung kann in Form einer Rechtsverordnung erlassen werden. Die gesetzgeberische Grenze für Inhalts- und Schrankenbestimmungen ist die Verhältnismäßigkeit derselben. Die betreffende Regelung muss daher geeignet, erforderlich und angemessen sein. Die grundsätzliche Geeignetheit einer Verordnung unter Einbeziehung des o.g. Begriffs der „beeinflussbaren Kosten“ zur Erreichung des Effizienzziels ist unzweifelhaft. Die entsprechende Regelung ist auch erforderlich, da das Ziel eines effizienten Betriebs von Energieversorgungsnetzen nicht zu erreichen ist, wenn unbestritten bestehende Ineffizienzen nicht in die Effizienzvorgaben einbezogen werden. Dabei ist zu beachten, dass es keine relative Effizienz gibt, sondern dass das Wort „Effizienz“ immer ein Maximum beschreibt. Eine mildere Regelung, welche nicht alle Ineffizienzen berücksichtigt, kann daher dem gesetzlichen Effizienzziel nicht gerecht werden. Letztlich ist die angestrebte Regelung auch angemessen, da sie die Interessen der Netzbetreiber und die Interessen der Allgemeinheit in ein ausgewogenes Verhältnis bringt. In die vorzunehmende Interessenabwägung des Verordnungsgebers fließen neben den betriebswirtschaftlichen Bedürfnissen der Netzbetreiber einerseits a) die Interessen der Netzkunden und Energieabnehmer auf der einen sowie b) die Interessen der Allgemeinheit an einer kostengünstigen und sicheren Energieversorgung auf der anderen Seite mit ein. In dieser Interessenabwägung ist jedenfalls nicht auf der Ebene der gesetzlichen Regelung die Neubewertung von Anlagevermögen grundsätzlich unverhältnismäßig. Insbesondere sind überhöhte Kosten den Netzkunden nicht zumutbar. Das Anlagevermögen ist, wenn es sich unter Wettbewerbsbedingungen nicht durchsetzen ließe, unter Regulierungsbedingungen ggf. in der hergebrachten Form gar nicht wiederzubeschaffen. Individuelle Betroffenheiten sind verfahrensmäßig abzusichern.
- (73) Der Ansicht, es habe vor der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes eine umfängliche Investitionskontrolle stattgefunden, kann nicht zugestimmt werden. § 4 EnWG 1935 begründete lediglich eine Anzeigepflicht der Energieversorgungsunternehmen für Investitionsvorhaben. Diese Vorhaben konnten daraufhin beanstandet werden. Ein Genehmigungsverfahren war gerade nicht vorgesehen. Selbst wenn eine Investition nicht beanstandet oder ein Freigabebescheid erteilt wurde, steht der verfassungsrechtlich gebotene Vertrauensschutz einer Neuregelung nicht entgegen. Denn der Maßstab für das Betreiben von Energieversorgungsunternehmen, nämlich einer rationellen und effizienten Betriebsführung zu entsprechen, hat sich nicht geändert (vgl. auch § 12 Abs. 2 S. 1 BTOElt). Insofern konnte bezüglich ineffizienter Kosten auch kein schutzwürdiges Vertrauen entstehen.
- (74) Der Vertrauensschutz findet seine Grenzen im Übrigen in der Verhältnismäßigkeitsgrundsätze beachtenden Neuordnung eines Rechtsgebietes. Dem Gesetzgeber kommt bei der Neuordnung eines Rechtsgebietes dabei ein besonders weiter Spielraum zu. Wiederum unterstellt, diese Neuregelung sei eine

Inhalts- und Schrankenbestimmung, stünde der Vertrauensschutz dem nicht entgegen. Soweit die Neuregelung selbst verfassungsgemäß ist und die Verhältnismäßigkeit wahrt, ist sogar der Entzug von Eigentumspositionen möglich (BVerfGE 83, 201, 212). Die Umformung von Rechten ist demnach erst recht zulässig. Zu berücksichtigen ist dabei, dass der Gesetzgeber mit der Neuordnung des Energierechts eine vollständige Umstellung des Systems gewollt hat. Mit Inkrafttreten des neuen EnWG haben sich zwar die Kontrollmöglichkeiten der Aufsichtsbehörden und die rechtlichen Rahmenbedingungen geändert, das Prinzip der effizienten Betriebsführung jedoch, als Maßstab für die Kostenanalyse ist unverändert geblieben. Soweit sich die rechtlichen Rahmenbedingungen im Sinne eines wettbewerbsanalogen Regulierungsregimes geändert haben und nicht mit der vorherigen Rechtslage zu vergleichen sind, kommt dem Gestaltungsspielraum des Verordnungsgebers besonderes Gewicht zu. Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die Einbeziehung von Investitionen aus der Vergangenheit in den beeinflussbaren Kostenanteil gemäß § 21a Abs. 4 S. 1 EnWG bestehen demnach nicht. Selbst wenn man von einer vollständigen Umstellung des Systems ausgehen würde, wäre diese Umformung von Rechten im Rahmen der Neuordnung des Rechtsgebiets noch verhältnismäßig.

- (75) Die teleologische Auslegung der Norm führt zu keiner abweichenden Beurteilung. Sinn und Zweck der Anreizregulierung ist es, die Netzbetreiber zum Abbau von Ineffizienzen zu veranlassen. Unbestritten ist, dass effizienzsteigernde Maßnahmen dem Netzbetreiber möglich sein müssen, da ein unmögliches Verhalten nicht gefordert werden kann. Daraus ergibt sich entgegen der Ansicht des VKU jedoch nicht, dass nur gegenwärtige oder zukünftige Kosten als beeinflussbare Kostenanteile zu gelten haben. Durch eine erneute Bewertung der Anlagen aus Altinvestitionen kann auf die Kostenanteile aus der Vergangenheit Einfluss ausgeübt werden. Ob und wie weit dies gegenüber einem Netzbetreiber wirtschaftlich zu vertreten ist, kann nur im Rahmen der Zumutbarkeit geprüft werden. Sinn und Zweck der Anreizregulierung ist es, auf alle beeinflussbaren Kostenanteile Effizienzvorgaben zu machen, um alle möglichen Rationalisierungspotenziale aufzudecken. Dem widerspräche es, wenn ein großer Teil grundsätzlich beeinflussbarer Kosten zu den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gezählt würde. Dadurch würden die Ineffizienzen der Netzbetreiber zu Lasten der Netznutzer für die Zukunft festgeschrieben. Maßstab für die Beurteilung der Beeinflussbarkeit der Kostenanteile kann wiederum nur das im Wettbewerb stehende Unternehmen sein. Ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen aber müsste ineffiziente Altinvestitionen ebenfalls neu bewerten und diese Kostenanteile über das zukünftige strategische Verhalten beeinflussen. Nichts anderes kann für die Netzbetreiber in einem „als ob Wettbewerb“ gelten.
- (76) Im Rahmen der teleologischen Auslegung ist auch der Wille des Gesetzgebers heranzuziehen. Der Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit des Deutschen Bundestages stellt bei dem Kriterium der nicht beeinflussbaren Kosten nicht auf die Zumutbarkeit ab, sondern es soll vorab jener Kostenanteil von den Effizienzvorgaben ausgeschlossen werden, bei denen es dem Netzbetreiber objektiv nicht möglich ist, Effizienzvorgaben zu erfüllen, da der Kostenanteil von ihm nicht durch eigene Anstrengungen beeinflusst werden kann (BT Drs. 15/5268 zu § 21a -neu-). Bezüglich der Thematik der Altinvestitionen ist festzuhalten, dass es dem Netzbetreiber natürlich möglich ist, Anlagen anders abzuschreiben und dadurch seine Kapitalkosten zu beeinflussen. Teleologisch betrachtet sind getätigte Investitionen und deren zukünftige Behandlung im Rahmen der zumutbaren Maßnahmen zur Erreichung der Effizienzvorgaben zu berücksichtigen, jedoch nicht von vornherein den Effizienzvorgaben zu entziehen.
- (77) Die Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten stimmt mit der in der in der Vergangenheit ergangenen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs überein. Der Bundesgerichtshof hat in seiner Leitentscheidung vom 31. Mai 1972 zu den Stromtarifen zwischen nicht

beeinflussbaren marktstrukturellen Einflussgrößen auf den Energiepreis und beeinflussbaren unternehmensstrukturellen Kostenelementen unterschieden. Kosten, die bei wirksamem Wettbewerb nicht oder nicht in der bestehenden Höhe anfallen würden, dürfen bei der Entgeltbildung nach § 19 GWB nicht berücksichtigt werden (ebenso nunmehr § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG für die Höhe der Netznutzungsentgelte).

- (78) Der BGH hat in seinem Urteil vom 31. Mai 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.
- (79) Der BGH zieht für die Prüfung einen Unternehmensvergleich heran und unterscheidet hinsichtlich der Vergleichbarkeit zwischen solchen Faktoren, 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, ...“
- (80) Der BGH leitet daraus folgende Schlussfolgerungen 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.“
- (81) Diese Rechtsprechung hat der BGH in seinem Beschluss vom 28. Juni 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.
- (82) 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, 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“.
- (83) 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 EntschlieÙung zurückgehende Umstände auÙer 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 GröÙe samt der mit ihr einhergehenden Finanzkraft und der Ressourcen, ferner der Umsatz des Vergleichsunternehmens.“

- (84) 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 EntschlieÙung zurückgehende Umstände“) werden ausdrücklich als nicht berücksichtigungsfähig erklärt; beispielhaft werden insoweit Finanzkraft, Ressourcen sowie Umsatz des Vergleichsunternehmens genannt.
- (85) 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 auÙerhalb 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.“).
- (86) Diese Zielvorgaben, die der BGH formuliert, stimmen mit 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 auÙerhalb 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 auch vor Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes kein Rechtsanspruch des Netzbetreibers auf Erstattung ineffizienter Kosten.
- (87) Aus Vorstehendem lässt sich mithin eine Definition ableiten, die berücksichtigt, dass nur Kosten, die ausschließlich von Dritten bestimmt werden und Strukturmerkmale, mit denen jeder Anbieter in einem Versorgungsgebiet konfrontiert wäre, zu nicht beeinflussbaren Kostenanteilen führen können:
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind solche, die auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Entgeltzahlungen an vorgelagerte Netzbetreiber oder wirksamer Verfahrensregulierung beruhen. Vorübergehend nicht

beeinflussbare Kostenanteile sind die auf exogenen, gebietsstrukturellen, unvermeidbaren Gegebenheiten beruhenden Kostenanteile, die jeden anderen Netzbetreiber im gleichen Netzgebiet in gleicher Weise betreffen würden.

1.2.5 Maßnahmen i.S.d. § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG

- (88) In § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG ist festgelegt, dass „die Effizienzvorgaben [...] so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein [müssen], dass der betroffene Netzbetreiber oder die betroffene Gruppe von Netzbetreibern die Vorgaben unter Nutzung der ihm oder ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann.“
- (89) Bei der Auslegung des § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG ist die grundsätzliche Wertung des § 21 Abs. 2 EnWG zu berücksichtigen, der es den Netzbetreibern nicht erlaubt, ineffiziente Kosten an die Netzkunden weiterzugeben. So ist der Anspruch der Netzkunden auf und die grundsätzliche Verpflichtung der Netzbetreiber zu effizientem Netzbetrieb und entsprechende Preise keine grundlegende Neuerung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes. Die Netzbetreiber waren auch in der Vergangenheit grundsätzlich zu einer effizienten Betriebsführung verpflichtet.
- (90) Bereits seit 1958 war Energieversorgungsunternehmen durch das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) ein Missbrauch ihrer marktbeherrschenden Stellung verboten. Auch durch das EnWG a. F. waren die Energieversorgungsunternehmen zu einer preisgünstigen Versorgung verpflichtet. Elektrizitätsversorgungsunternehmen unterlagen nach der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) der Pflicht zu elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung.
- (91) So weit eine Fokussierung auf Aus- und Aufbau der leitungsgebundenen Energieversorgung, eingeschränkte Prüfungsinstrumentarien und unzureichende Personalausstattung der Aufsichtsbehörden in der Vergangenheit dazu geführt haben, dass die Kontrollintensität auf Einhaltung der bestehenden Kriterien zu gering war und Energieversorgungsunternehmen Rationalisierungspotenziale nicht ausgeschöpft haben, kann hieraus kein Bestandsschutz für ineffiziente Kosten zugunsten der Netzbetreiber und zu Lasten der Netznutzer abgeleitet werden.
- (92) Was diesen Punkt betrifft, so hat kein Systembruch stattgefunden. Die Mittel zur Prüfung sind jedoch wesentlich verbessert worden. Dies berücksichtigend können die Regulierungsbehörden nach § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG gleichwohl davon absehen, direkt 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 ist zwar eine Kürzung der Kosten noch vor Beginn der Anreizregulierung oder im Startjahr der Anreizregulierung möglich. Es ist aber auch vertretbar, die Kürzung der Kosten über ein bis zwei Regulierungsperioden zu strecken.
- (93) Auch in der Vergangenheit bestand die Orientierung an einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen und effizienten Betriebsführung. Insoweit hat kein Systemwechsel stattgefunden, was im Übrigen in der Wissenschaft Zustimmung findet. Die Verpflichtung, als marktbeherrschendes Unternehmen keine missbräuchlich überhöhten Preise zu verlangen, bestand seit Inkrafttreten des GWB. Der Maßstab der rationellen und effizienten Betriebsführung in der Elektrizitätswirtschaft musste noch länger berücksichtigt werden. Rechtlich gab es somit keine Grundlage, überhöhte Kosten wegen mangelnden Wettbewerbs auf Energieabnehmer zu übertragen. (vgl. Prof. Säcker, Vortrag zur wissenschaftlichen Konferenz der Bundesnetzagentur am 25. und 26. April 2006).

1.2.5.1 Mögliche Maßnahmen

- (94) Die Effizienzvorgaben sind so zu gestalten, dass sie der Netzbetreiber mit ihm möglichen Maßnahmen erreichen kann. Die Möglichkeit einer Maßnahme beschreibt den Rahmen für das tatsächlich oder rechtlich zulässige Agieren des

Unternehmens. Möglich sind demnach umgekehrt grundsätzlich alle Maßnahmen die weder rechtlich noch tatsächlich unmöglich sind. Insoweit bringt das Gesetz zum Ausdruck, dass einem Netzbetreiber keine Effizienzvorgaben gemacht werden dürfen, die dieser entweder gar nicht - tatsächliche Unmöglichkeit - oder nur unter Verletzung von Rechtsvorschriften - rechtliche Unmöglichkeit - erreichen kann. Der Begriff „ihm mögliche Maßnahmen“ im § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG ist mithin Ausdruck eines allgemeinen Rechtsgedankens, wonach ein objektiv unmögliches oder rechtlich nicht erlaubtes Handeln nicht verlangt werden kann. Die Grenze einer zulässigen Effizienzvorgabe ist dort gegeben, wo es bei sachlicher Betrachtung dem Unternehmen objektiv unmöglich ist, diese Vorgabe zu erfüllen.

- (95) Diese Wertung entspricht neben Sinn und Zweck auch dem Wortlaut der Norm, wonach von einem Netzbetreiber nur ihm mögliche Maßnahmen gefordert werden dürfen. Alle objektiv oder rechtlich unmöglichen Maßnahmen dürfen bei der Bildung der Effizienzvorgaben nicht berücksichtigt werden.
- (96) Dem entspricht auch die Wortwahl des § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG, soweit „ihm“ - also dem Netzbetreiber - die einzelne Maßnahme möglich sein muss. Darüber hinaus ist sie Ausdruck dessen, dass die einzelne Maßnahme dem betroffenen Netzbetreiber selbst möglich sein muss und nicht einem Dritten. Nicht gefordert werden kann daher, dass Dritte Maßnahmen treffen müssen, um die Effizienzvorgaben des Netzbetreibers zu realisieren.
- (97) Als Beispiel für eine rechtlich und tatsächlich mögliche Maßnahme ist die Neubewertung von Anlagegütern zu nennen. Die kalkulatorischen Kosten für das bestehende Anlagevermögen sind grundsätzlich einer Wertberichtigung zugänglich, können also von dem Netzbetreiber beeinflusst werden. Jedem einzelnen Netzbetreiber ist es also grundsätzlich möglich, in der Handelsbilanz entsprechende Korrekturen an den Gegenständen seines Anlagevermögens vorzunehmen. Inwieweit eine solche Maßnahme dem einzelnen Netzbetreiber auch zugemutet werden kann, ist – wie nachfolgend dargestellt – für den konkreten Einzelfall unter Berücksichtigung der unternehmensindividuellen Gegebenheiten gesondert zu prüfen.

1.2.5.2 Zumutbare Maßnahmen

- (98) Die Effizienzvorgaben sind so zu gestalten, dass sie die Netzbetreiber mit ihnen zumutbaren Maßnahmen erreichen können. Die Zumutbarkeit beschreibt die Grenze der möglichen Maßnahmen die von den Netzbetreibern gefordert werden können, um die ihnen gesetzten Effizienzvorgaben zu erreichen. Anders ausgedrückt beschreibt die Zumutbarkeit das Verhältnis zwischen der Grenze der wirtschaftlichen Belastung der Netzbetreiber, die ihnen mittels Effizienzvorgaben gemacht werden können, und der durch die Anreizregulierung angestrebten Ziele.
- (99) Die Festlegung von zumutbaren Effizienzvorgaben macht eine Abwägung verschiedener Interessen unter Berücksichtigung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erforderlich. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei einer Preisregulierung die Grundrechte der betroffenen Unternehmen berührt sind. Dem stehen die 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 über das Ziel hinaus schießen und dem Sinn und Zweck einer Anreizregulierung zuwider laufen.
- (100) Diese Abwägung kann nicht im Rahmen einer Rechtsverordnung vorgenommen werden, da in der abstrakt generellen Rechtsverordnung konkrete, individuelle Einzelheiten der Netzbetreiber nicht berücksichtigt werden können. Dies widerspräche dem Sinngehalt einer Rechtsverordnung. Ziel ist vielmehr, die Grenze der Zumutbarkeit in der Verordnung abstrakt und generell vorzugeben. So wäre eine Überschreitung der wirtschaftlichen Belastung der Netzbetreiber jedenfalls dann anzunehmen, wenn die Mehrheit der betroffenen Unternehmen in

ihrer wirtschaftlichen Existenz gefährdet würde. Die Berücksichtigung der individuellen Belange des einzelnen Netzbetreibers kann allerdings nur innerhalb des rechtlichen Gehörs im Rahmen der Festsetzung der Erlösobergrenze stattfinden. Den Unternehmen wird dadurch Gelegenheit gegeben, im Einzelfall darzulegen, aus welchen Gründen in ihrem konkreten Fall die Schwelle der Zumutbarkeit durch die Anwendung der abstrakt generellen Vorgaben der Rechtsverordnung zur Festlegung der Erlösobergrenze überschritten wurde.

- (101) Die Überprüfung der im Einzelfall vorgetragenen Unzumutbarkeit wird bei der Bundesnetzagentur im Rahmen eines Beschlusskammerverfahrens, bei den Landesregulierungsbehörden im Verwaltungsverfahren stattfinden. Der Netzbetreiber kann im Rahmen dieses Verfahrens vortragen, warum die Maßnahmen, die er zur Erreichung bestimmter Effizienzvorgaben einsetzen müsste, nicht zumutbar sind. Dadurch wird gewährleistet, dass über eine generelle Prüfung hinaus dem Einzelfall Rechnung getragen wird. Dem Netzbetreiber werden somit keine Effizienzvorgaben gemacht, die ihn über die Maße belasten und die Obergrenze überschreiten.
- (102) Maßstab für die Beurteilung der Zumutbarkeit ist die o.g. Abwägung zwischen den Belastungen für den Netzbetreiber und den Zielen des EnWG und der Anreizregulierungsverordnung. Das Kriterium der Zumutbarkeit der Maßnahmen stellt damit sicher, dass im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung mögliche Einwände des Netzbetreibers ausreichend Berücksichtigung finden. Dagegen ist – entgegen der Auffassung in einigen Stellungnahmen – nicht ersichtlich, dass die Zumutbarkeit als zusätzliche, über eine Verhältnismäßigkeitsprüfung hinausgehende Anforderung zu verstehen ist. Dies widerspricht zum einen der Verwendung des Begriffes „Zumutbarkeit“ im juristischen Sprachgebrauch, da dieser lediglich eine andere Bezeichnung für die dritte Stufe einer Verhältnismäßigkeitsprüfung (Angemessenheit, Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne) darstellt. Zum anderen besteht auch kein Bedürfnis für eine neben die Verhältnismäßigkeitsprüfung tretende zusätzliche Zumutbarkeitsprüfung. Denn im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sollen auf der dritten Stufe (Angemessenheit, Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne, Zumutbarkeit) gerade auch die individuellen Belastungen in einer umfassenden Interessenabwägung entsprechend gewürdigt werden. Der Gesetzeswortlaut stellt insofern sicher, dass dem Netzbetreiber keine Effizienzvorgaben gemacht werden, die außer Verhältnis zu den Zielen der Anreizregulierung stehen und von den Netzbetreibern nicht mit zumutbaren Maßnahmen erreicht werden können.
- (103) Die Grenze für die zumutbaren Effizienzvorgaben muss dabei so gesetzt werden, dass ein Unternehmen **unter Ausschöpfung aller Rationalisierungsreserven** Erlöse erzielen kann, die auf oder über den Selbstkosten liegen. Eine solchermaßen gesetzte Grenze der Effizienzvorgaben bewegt sich im Rahmen der vom BGH im Beschluss zur Flugpreisspaltung aufgestellten Grundsätze (Beschl. v. 22.07.1999, KVR 12/98). Dort heißt es u. a.:
- (104) „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.“

- (105) Im Umkehrschluss heißt dies, dass die Unternehmen zuerst alle Rationalisierungsreserven ausschöpfen müssen, bevor sie sich auf Unzumutbarkeit berufen, d.h. geltend machen könnten, dass die gesetzten Effizienzvorgaben deshalb unzumutbar seien, weil die erlaubten Erlöse nicht die aktuellen Selbstkosten des Unternehmen decken würden.

1.2.5.3 Erreichbarkeit

- (106) Die von der Regulierungsbehörde festgelegten Effizienzvorgaben müssen erreichbar sein. Mit anderen Worten: Trifft ein Unternehmen alle ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen, muss durch die angewendeten Methoden zur Berechnung der Effizienzvorgaben sichergestellt sein, dass es diese Vorgaben erreichen kann. An dieser Stelle spielt die mittels eines Unternehmensvergleichs (Effizienzvergleich) ermittelte Effizienzgrenze eine wesentliche Rolle. Die Effizienz eines Produktionsprozesses wird durch das Verhältnis von eingesetzten Kosten (Aufwand, 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. Der Effizienzvergleich erlaubt also eine Aussage über die spezifische Ineffizienz eines Unternehmens im Vergleich mit anderen Unternehmen. Anders gewendet: Ein Unternehmen, das eine bestimmte Leistung zu spezifisch höheren Kosten als ein effizientes Unternehmen erbringt, erscheint in einem solchen Vergleich als ineffizient. Von diesem Unternehmen 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 Kosten/Leistungs-Verhältnis realisieren. Mit der Ausrichtung der Effizienzvorgaben an einer durch Unternehmensvergleich gebildeten Effizienzgrenze, wird also sichergestellt, dass von den Unternehmen nichts Unmögliches verlangt wird.
- (107) Dies setzt natürlich voraus, dass der Effizienzvergleich sachgerecht durchgeführt wird. Strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete beeinflussen die Kosten der Leistungserbringung. Dies gilt es bei der Durchführung des Effizienzvergleichs zu berücksichtigen. Andernfalls würde man lediglich einen Vergleich über die Höhe der Gesamtkosten der Netzbetreiber durchführen und nicht berücksichtigen, dass eine andere Versorgungsaufgabe und andere gebietsstrukturelle Gegebenheiten Einfluss auf die Höhe der Kosten haben. Damit würde man dem Netzbetreiber nicht gerecht, der ein aus Kostensicht nachteiliges Gebiet zu versorgen hat. Dies könnte dazu führen, dass von dem einzelnen Netzbetreiber tatsächlich eine Effizienz verlangt würde, die dieser nicht erreichen kann. Durch die Aufnahme entsprechender Strukturparameter im Effizienzvergleich wird dies vermieden und sichergestellt, dass das Ergebnis des Vergleichs tatsächlich die Ineffizienz des Netzbetreibers darstellt und nicht auf strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete zurückzuführen ist.
- (108) Neben eine generelle Betrachtungsweise und Beantwortung der Frage nach der Erreichbarkeit gilt es besondere individuelle Aspekte zu beachten. Es ist zu prüfen, ob bestimmte Umstände die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben in einem bestimmten Versorgungsgebiet unmöglich machen. Dies erfolgt, indem der Effizienzvergleich die strukturellen Gegebenheiten in ihrer individuellen Ausprägung für den einzelnen Netzbetreiber in seinem Versorgungsgebiet berücksichtigt. Hierdurch wird sichergestellt, dass strukturell vergleichbare Unternehmen zum Vergleich herangezogen werden, die unter ähnlichen gebietsstrukturellen Gegebenheiten, mithin in einer ähnlich ausgeprägten individuellen Situation, eine ähnliche netzwirtschaftliche Leistung erbringen. Damit

ist dem Wort- und Sinngehalt der Erreichbarkeit Rechnung getragen, die darauf abzielt, ob der Netzbetreiber die Vorgabe erreichen kann, nicht jedoch sicherstellen muss, dass er sie tatsächlich erreichen wird. Dies muss der unternehmerischen Tätigkeit des Netzbetreibers überlassen bleiben.

- (109) Es kann damit also 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 Effizienzziele 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 Effizienzvergleichsverfahren 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 beachten, 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.
- (110) Auch die zeitliche Komponente - also die Frage in welchem Zeitraum bestimmte Effizienzvorgaben zu erfüllen sind -, die u. a. vom VKU gefordert wird, erfordert eine Einzelfallbeurteilung, die sinnvoll im Rahmen der Zumutbarkeitsprüfung von den Beschlusskammern der Bundesnetzagentur bzw. den Landesregulierungsbehörden vorgenommen wird. Denn der zeitliche Aspekt kann nur unter Berücksichtigung der Unternehmenssituation im Einzelfall sachgerecht beurteilt werden. Hierbei ist eine Abwägung verschiedenster Interessen erforderlich, die bei der Bewertung der individuellen Zumutbarkeit vorzunehmen ist. Im Rahmen des Beschlusskammerverfahrens bzw. dem Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden zur Festsetzung der Erlösobergrenzen kann der Netzbetreiber deshalb seine besondere Unternehmenssituation darlegen, die bei der Festlegung der Effizienzvorgaben angemessen zu berücksichtigen ist.

1.2.5.4 Übertreffbarkeit

- (111) Die Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben kann auf unterschiedliche Weise erreicht werden. Ist die 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 Effizienzvergleichsmethoden herzustellen. Zu denken ist hier z.B. an die Einbeziehung einer sog. Supereffizienz oder von Hüllen-Analysen, die nicht die besten strukturell vergleichbaren Unternehmen, sondern die zweit- oder drittbesten für den Vergleich heranziehen (siehe Kapitel 10.1.2.2). Aber auch bei der Umsetzung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben lässt sich die Übertreffbarkeit sicherstellen. Indem das vorliegende Konzept nicht nur auf eine einzelne Methode zur Bewertung der Effizienz aufbaut und auch die Möglichkeit einer Bestabrechnung mit einbezieht, werden Effizienzergebnisse errechnet, die mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit von den Netzbetreibern übertroffen werden können.
- (112) Schließlich bewirkt auch die zeitliche Streckung der Effizienzvorgaben, dass diese nicht nur erreichbar, sondern auch übertreffbar werden, indem der Netzbetreiber

die erforderlichen möglichen und zumutbaren Maßnahmen schneller ergreift. Auch hierfür sieht das Konzept der Bundesnetzagentur eine Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten vor, indem Ineffizienzen bei hoher Kapitalkostenkostenintensität langsamer abgebaut werden müssen als bei hoher Betriebskostenintensität.

1.2.5.5 Effizienzmaßstab

- (113) Generell lassen sich Methoden zum Effizienzvergleich (Benchmarking) danach unterscheiden, ob sie sich (i) am Durchschnitt oder (ii) an der Effizienzgrenze (Frontier¹, Best Practice²) orientieren. Aus ökonomischer Sicht ist der Verwendung des effizienten Unternehmens (Frontier-Unternehmen) als Referenzpunkt der Vorzug zu geben. Eine Orientierung am Durchschnitt – wie von VDEW/VDN/VRE gefordert und von bne/VEA/VIK abgelehnt – würde bedeuten, dass rund die Hälfte der Unternehmen keinerlei oder negative effizienzbedingte Vorgaben erhielten. Dabei ist mit Sicherheit davon auszugehen, dass auch Unternehmen, die lediglich den Durchschnitt geschlagen haben, noch erhebliche Potentiale haben, ihre Effizienz zu steigern. Dies ist bereits dadurch gegeben, dass auch die Unternehmen mit der größten Ineffizienz den Vergleichsmaßstab mitbestimmen würden. Eine Orientierung am Durchschnitt kann somit im Widerspruch zur produktiven Effizienz stehen.
- (114) Der VDEW/VDN/VRE vertritt die Auffassung, dass der Gesetzgeber in § 21 Abs. 2 EnWG gerade nicht auf einen „best-practice-Ansatz“ abstelle, „wie dies beim Modell der Kosten effizienter Leistungsbereitstellung im Telekommunikationsrecht der Fall ist“. Dieser Ansatz sei zwar im Gesetzgebungsverfahren diskutiert, im Ergebnis jedoch verworfen worden. Dabei wird übersehen, dass mit den Kosten der effizienten Leistungserbringung eine Als-ob-Betrachtung vorgeschrieben ist, bei der der Wettbewerbspreis simuliert wird. Dieser Wettbewerbsmaßstab findet sich jedoch auch in § 21a Abs. 2 S. 2 EnWG, wonach „Kosten und Kostenanteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, bei den Entgelten nicht berücksichtigt werden“. Schließlich lässt die Stellungnahme des VDEW/VDN/VRE außer Acht, dass der für die Anreizregulierung maßgebliche § 21a Abs. 1 EnWG ausdrücklich von einer „effizienten Leistungserbringung“ spricht und somit den Begriff aus dem Telekommunikationsrecht eigens aufgreift.
- (115) Die Literatur zum TKG verdeutlicht dies.³ Die Bezugnahme auf das Effizienzkriterium, nach dem nur die zur Leistungsbereitstellung notwendigen Kosten anerkennungsfähig sind, ist ökonomisch geboten, da dies sicherstellt, dass das Entgelt nach demselben Maßstab genehmigt wird, der in einem Wettbewerbsmarkt herrscht. In ihm (also unter Wettbewerbsbedingungen) muss von den die Zugangsleistung Nachfragenden nur dieses Entgelt gezahlt werden, weil sich im Wettbewerb langfristig nur der effiziente Anbieter durchsetzt. Mit der Spiegelung an den Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung wird genau dieser Preis, der sich bei funktionierendem Wettbewerb einstellen würde, durch die Regulierung in den Markt gegeben.
- (116) Mit der effizienten Leistungserbringung wird eine Als-ob-Betrachtung vorgeschrieben, bei der der Wettbewerbspreis simuliert wird und die Behörde mit den so regulierten Entgelten die Marktkräfte stimuliert. Deshalb wird auch vom Konzept der Anreizregulierung gesprochen. Der Wettbewerbspreis, der im langfristigen Marktgleichgewicht mit den Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung gleich ist, soll mit dem regulierten Entgelt vorweggenommen werden, um den Prozess zur Einstellung des Gleichgewichts

1 Von Frontier-Unternehmen wird deshalb gesprochen, weil Vergleichsmaßstab diejenigen strukturell vergleichbaren Unternehmen sind, die die Effizienzgrenze – also die 'Frontier' – bilden.

2 'Best Practice' bezeichnet die effizienten und strukturell vergleichbaren Unternehmen innerhalb der real existierenden und anhand vorliegender Daten beobachtbaren Unternehmen. Mögliche Ineffizienzen auch bei den relativ besten Vergleichsunternehmen werden nicht berücksichtigt.

3 Berliner Kommentar zum TKG / Groebel §31 Rn 10ff

- (in Wettbewerbsrichtung) hin anzustoßen. Der Regulierer antizipiert also den zukünftigen Wettbewerbspreis.
- (117) Mit der behördlichen Festsetzung effizienter Preis- oder Erlösobergrenzen werden die ökonomisch richtigen Signale gesetzt, die für eine kostenminimale Produktion, d.h. eine Produktion mit optimalem Faktoreinsatz, und eine Bewegung hin zum Gleichgewicht des Wettbewerbsmarktes sorgen. Damit hat die Genehmigung kosteneffizienter Entgelte eine Doppelfunktion: markttheoretisch dienen diese Entgelte der Förderung nachhaltig wettbewerbsorientierter Märkte, was produktionstheoretisch mit der Realisierung wirtschaftlicher Effizienz zusammenfällt.
- (118) Die Orientierung am effizienten Unternehmen (Frontier-Unternehmen) ist auch aus gesetzlichen Gründen geboten. Zunächst ist Zielsetzung des § 21a EnWG ausweislich seiner Überschrift, dass Anreize für eine effiziente Leistungserbringung gesetzt werden. Schon aus dem Wortlaut der Norm ergibt sich damit, dass der Maßstab zur Beurteilung eines Netzbetreibers der effiziente Netzbetreiber ist. Bei einem Bezug auf den Durchschnitt ergäben sich jedoch für etwa die Hälfte der Unternehmen Anreize, die Effizienz nicht zu steigern, sondern sich einer „durchschnittlichen Effizienz“ (die gleichbedeutend wäre mit einer durchschnittlichen Ineffizienz) anzupassen. Sie würden damit in ihren Anstrengungen nachlassen oder gar zu einer ineffizienteren Leistungserbringung kommen können.
- (119) § 21 Abs. 2 EnWG sieht weiterhin vor, dass die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung gebildet werden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen⁴. § 21a Abs. 4 EnWG verweist hierauf zur Ermittlung der nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kosten, auf die sich die Effizienzvorgaben beziehen müssen. Das Gesetz sieht somit als Referenzpunkt nicht die Kosten eines durchschnittlichen, sondern die des effizienten Unternehmens vor. Dieses bildet als Best-Practice-Unternehmen die Effizienzgrenze (Frontier).
- (120) Dem steht auch nicht § 21 Abs. 4 EnWG entgegen. Die Bezugnahme auf die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Netzbetreiber stellt nicht einen Referenzwert für die Effizienz dar, sondern ist ein Kriterium für die Umkehr der Beweislast, bei dessen Überschreitung die Ineffizienzvermutung gilt. Es handelt sich somit um einen formalen Referenzwert zur Verfahrensvereinfachung, der ein Unwerturteil der Ineffizienz impliziert. Daraus auf einen materiellen Referenzwert für die Effizienz im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG zu schließen – wie dies VDEW/VDN/VRE versuchen –, ist verfehlt. Der Durchschnitt ist in §§ 21 und 21a EnWG als Maßstab für eine so ausgeprägte Ineffizienz angelegt, dass diese eine Vereinfachung des Vergleichsverfahrens und der Prüfung erlaubt. Der Durchschnitt ist mithin kein Referenzwert für den Effizienzvergleich.
- (121) In § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG wird geregelt, dass die "bestehende Effizienz" eines Unternehmens bei der Festsetzung von Effizienzvorgaben berücksichtigt werden muss. Demnach kann es eine Effizienzbewertung für jeden Netzbetreiber geben. Hieraus ist nicht zu folgern, dass alle Unternehmen auch effizient wären. Die Effizienzbewertung i. S. d. Feststellung der bestehenden Effizienz kann zu dem Ergebnis führen, dass ein Unternehmen effizient ist (also ein optimales Kosten/Nutzen- oder Preis/Leistungs-Verhältnis aufweist), oder in einem bestimmten Ausmaß ineffizient ist (also ein sub-optimales Kosten/Nutzen- oder Preis/Leistungs-Verhältnis aufweist). Dies entspricht auch der Effizienzbewertung in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG. Ein anderes Ergebnis kann auch nicht erwartet werden, da es bedeuten würde, dass der Gesetzgeber in zwei unmittelbar aufeinander folgenden Paragraphen eines Gesetzes den einen Begriff "Effizienz" mit

4 Dieser Maßstab wird auch in § 4 Abs. 1 der geltenden Netzentgeltverordnungen als Grundsatz der Netzkostenermittlung festgelegt.

unterschiedlicher Bedeutung hätte belegen wollen. Der Wortlaut "Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen" zeigt, dass es nicht um einen Vergleich mit einem Durchschnitt gehen kann. Selbst wenn die Bezugnahme auf das effiziente Unternehmen (Frontier oder Best Practice) weniger eindeutig wäre, bliebe die Durchführbarkeit eines Vergleichs mit dem Best-Practice-Unternehmen auf jeden Fall zulässig, wenn nicht gar geboten, da § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG von Kosten spricht, "die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen." Der Vergleichs- und Bewertungsmaßstab ist damit eindeutig nicht auf einen Durchschnittswert beschränkt. Zum Vergleich kann jedes strukturell vergleichbare Unternehmen herangezogen werden; dies kann zweifellos auch dasjenige strukturell vergleichbare Unternehmen auf der Effizienzgrenze (Frontier) sein.

- (122) Dies gilt auch vor dem Hintergrund der in § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG ebenfalls geforderten "Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung". Seitens VDEW/VDN/VRE wird argumentiert, hiermit sei klargestellt, dass eine Absenkung auf ein effizientes Kostenniveau mit § 21 Abs. 2 EnWG nicht vereinbar sei, da es ansonsten weder erforderlich noch möglich sei, Anreize zur effizienten Leistungserbringung zu setzen. Diese Auffassung verkennt zunächst, dass Effizienz nicht statisch ist und Anreize dynamisch wirken. Die Effizienzgrenze verändert sich mit der Zeit und wird im Zeitablauf auch von unterschiedlichen Unternehmen ausgebildet. Die Anreize richten sich daher auf eine auch künftige Annäherung an die Effizienzgrenze. Vor allem aber würde das Gegenteil des gesetzlich Geforderten erreicht, wenn den Vorschlägen von VDEW/VDN/VRE gefolgt würde: Die dauerhafte Anerkennung von Kosten oberhalb der Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers durch die Verwendung eines Durchschnittswertes als Referenz würde gerade den Abbau dieser Kosten aus dem Effizienzziel herausnehmen. Die "Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung" beschränkt sich daher auf die – hier bereits angelegte und in § 21a EnWG weiter ausgeführte – Aufteilung der Effizienzvorgaben über die Zeit, also die Jahre einer Regulierungsperiode. Den Maßstab der Effizienz in Form des effizienten und strukturell vergleichbaren Unternehmens auf der Effizienzgrenze (Frontier) verändert sie nicht.
- (123) Ziel des Effizienzvergleichs nach § 21a Abs. 5 EnWG unter Berücksichtigung des Effizienzbegriffs in § 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 effizienten und strukturell vergleichbaren Unternehmens stehen⁵. Dabei sind die Besonderheiten der einzelnen Unternehmen zu erfassen und nach den Aspekten der Auswirkungen auf die Kosten zu berücksichtigen. Maßstab für den Effizienzvergleich kann folglich nur das effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen (Frontier oder Best Practice) sein.

5 Auch in der internationalen Regulierungspraxis, in der Effizienzvergleiche einen integralen und wesentlichen Bestandteil der Regulierung bilden, finden weit überwiegend Frontier-Ansätze Anwendung. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Großbritannien, Niederlande, Norwegen und Österreich. In der praktischen Anwendung wird ggf. auf eine Mehrzahl von Vergleichsunternehmen abgestellt, anstatt nur auf das Best-Practice Unternehmen Bezug zu nehmen. So kann eine zahlenmäßig (z. B. zehn Unternehmen) oder prozentual (z. B. die besten 10 %) bestimmte Gruppe von Unternehmen (Peers, führende Vergleichsunternehmen) zur Effizienzbewertung herangezogen werden. Dies verändert jedoch nicht den Effizienzmaßstab, sondern trägt praktischen Problemen der Durchführung von Effizienzvergleichen und möglichen Unsicherheiten in der Datenbasis für seine quantitative Ermittlung Rechnung. Ein solches Vorgehen in Kombination mit zusätzlichen Analysen (z. B. Hüllen-Analyse, Order-m-Statistiken), ist systematisch präziser als die von BGW, VDEW/VDN/VRE und VKU geforderten pauschalen Sicherheitsmargen im Effizienzvergleich, deren Quantifizierung die Gefahr regulatorischer Willkür bergen würde.

- (124) Neben diesem Maßstab des effizienten und strukturell vergleichbaren Frontier- oder Best-Practice-Unternehmens führen die Verweise und inhaltlichen Bezüge aus § 21a Abs. 4 S. 2 und 4 und Abs. 5 EnWG zum Prüfkriterium der Wettbewerbsanalogie in § 21 Abs. 2 S. 2. EnWG. Hiernach "dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden". Ein konkreter Maßstab hierfür wären die Netzkosten eines Wettbewerbers, der neu auf den Markt treten würde und unter Duplizierung der Netzinfrastruktur ein Versorgungsnetz errichten würde. Ein solches Netz würde nach heutigen Maßstäben optimal errichtet werden und würde keine Ineffizienzen enthalten, die im Vergleich heute existierender Netze noch enthalten sein können.
- (125) Ein solches Wettbewerbsnetz könnte als Prüfungsmaßstab darauf verwendet werden, ob sich die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers auch bei bestehendem Wettbewerb einstellen würden. Da ein solches Wettbewerbsnetz jedoch real nicht existiert und sein tatsächlicher Aufbau volkswirtschaftlich unsinnig wäre, könnten seine Strukturen, Elemente und Kosten durch Simulations- und Optimierungsrechnungen ermittelt werden (Analytische Kostenmodelle, vgl. Kapitel 10.2).
- (126) In Anbetracht der für Energienetze fehlenden absoluten Genauigkeit solcher Modellnetze und der anderen verfügbaren und anwendbaren Vergleichsmethoden sieht die Bundesnetzagentur die Anwendung Analytischer Kostenmodelle ("Grüne-Wiese"- oder "Reißbrett"-Modelle) als allgemeinen und absoluten Effizienzprüfungsmaßstab weder als erforderlich noch als sachgerecht an.
- (127) Auch die Verwendung des Törnquist-Index bei der Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts spricht nicht gegen die Verwendung der Effizienzgrenze als Maßstab für die Anreizregulierung, wie dies von VDEW/VDN/VRE und VKU angenommen wird. Würden die Argumente der Netzbetreiberverbände zutreffen, dann würde dies eher gegen die Verwendung des Törnquist-Index, nicht jedoch gegen den Effizienzmaßstab an sich sprechen. Aber die vorgebrachten Argumente gehen auch der Sache nach fehl. Die Feststellung, dass der Törnquist-Index nicht zwischen Effizienzsteigerung (Catch-Up) und Produktivitätsfortschritt (Frontier Shift) unterscheidet, ist richtig. Dies ist jedoch unschädlich, solange es bei dem betrachteten Zeitraum keine systematischen Aufholeffekte gibt. Von systematischen Aufholeffekten kann gesprochen werden, wenn die ineffizienten Unternehmen systematische Anstrengungen vornehmen, um zu den effizienten Unternehmen aufzuschließen. Dies kann z.B. zu Beginn einer Anreizregulierung angenommen werden. Mit Einschränkung können solche Aufholeffekte auch zu Beginn einer Liberalisierung beobachtet werden. Allerdings beziehen sich die von der Bundesnetzagentur bei der Berechnung des Törnquist-Index verwendeten Datenreihen auf einen Zeitraum, zu dem weder Anreizregulierung noch Liberalisierung zur Begründung systematischer Aufholeffekte dienen können. Die Datenreihen beziehen sich ausschließlich auf den Zeitraum bis 1998. Anhaltspunkte für systematische Aufholeffekte sind für diesen Zeitraum weder ersichtlich noch nachgewiesen.
- (128) Schließlich ist die Wortwahl des Gesetzgebers zu berücksichtigen. In den §§ 21 und 21a EnWG wird von einer „effizienten“ Leistungserbringung gesprochen. Als effizient wird eine Produktion bei gegebener Technologie dann bezeichnet, wenn die Faktoren in der kostenminimalen Kombination eingesetzt, d.h. die vorhandenen Ressourcen optimal genutzt werden (effiziente Produktionsgrenze). Für jede Technologie lässt sich dann eine Kostenfunktion in Abhängigkeit von der Ausbringungsmenge ableiten. Alle effizient produzierenden Anbieter mit derselben Technologie bewegen sich auf dieser Kostenfunktion. Für jeden lässt sich je nach seiner Größe (d.h. seiner Ausbringungsmenge) ein Punkt auf dieser Kostenfunktion bestimmen. Mit anderen Worten: Effizient ist derjenige, der das optimale Verhältnis zwischen Aufwand und Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt aufweisen kann, wobei der Begriff „optimal“ als Absolutadjektiv nicht

steigerungsfähig ist und keine Abstufung erlaubt. Dies gilt, der oben stehenden betriebswirtschaftlichen Definition folgend für den Begriff „effizient“ entsprechend; es gibt eben keinen „effizienteren“ Netzbetreiber als den, der „effizient“ ist.

- (129) Auch die Gesetzesbegründung zum Energiewirtschaftsgesetz bestätigt, dass die Effizienzgrenze nicht durch den Durchschnitt der Unternehmen, sondern durch das Frontier-Unternehmen bestimmt wird. In der Regierungsbegründung zum Gesetzentwurf wird ausdrücklich auf das Vergleichsmaßprinzip Bezug genommen (BT Drs. 15/3917 zu § 21 Abs. 2, S. 60). Im Gegensatz zum Vergleichsverfahren des § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG, bei dem über die Vermutung des § 21 Abs. 4 S. 2 EnWG auf die durchschnittlichen Kosten und Erlöse als Vergleichsmaßstab abgestellt wird, ist der Maßstab nach den Grundsätzen des Vergleichsmaßprinzips das effiziente Unternehmen. Das wird in der Gesetzesbegründung dadurch zum Ausdruck gebracht, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen.
- (130) Die Kartellrechtsprechung zur Preismissbrauchsaufsicht ist bezogen auf den Effizienzmaßstab vorliegend nicht einschlägig. Im Rahmen der Preismissbrauchsaufsicht wird zu Gunsten des betroffenen Unternehmens als Vergleichsmaßstab das Unternehmen des Vergleichsmaßstabes mit den höchsten Preisen herangezogen (Kommentar zum GWB, Bechthold, 3. Auflage, § 19 RN 74). Hier unterscheiden sich die Zielsetzungen und daher auch die Maßstäbe des EnWG und des GWB. Während das Ziel des EnWG darin besteht, eine effiziente Leistungserbringung zu erreichen, wird durch das GWB missbräuchliches Verhalten sanktioniert. Gerade weil es im Rahmen des GWB aber um den Vorwurf eines missbräuchlichen Verhaltens geht, wird zugunsten des betroffenen Unternehmens auf das Unternehmen des Vergleichsmaßstabes mit den höchsten am Markt durchsetzbaren Preisen abgestellt. Dieser Maßstab ist auf den Effizienzvergleich nicht übertragbar, da es in diesem Zusammenhang nicht um den Vorwurf eines missbräuchlichen Verhaltens geht. Mangels besonderer Schutzwürdigkeit müssen den Unternehmen also weder Sicherheitszuschläge gewährt werden noch muss zugunsten der Unternehmen auf einen Durchschnittswert abgestellt werden. Nicht zuletzt kann die o.g. Kartellrechtsprechung auch deshalb nicht herangezogen werden, weil Vergleichsmaßstab im Rahmen der Preismissbrauchsaufsicht tatsächlich bestehende und somit vergleichbare Wettbewerbsmärkte sind, während eine vergleichbare Wettbewerbssituation bei den Netzbetreibern nicht besteht.

1.2.5.6 Verteilung von Effizienzvorgaben

- (131) Das Konzept der Bundesnetzagentur sieht vor, die Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden (6 bis 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.
- (132) Die Bundesnetzagentur verzichtet auf eine initiale Absenkung der Kosten im Rahmen der Anreizregulierung und folgt damit der an dem Berichtsentwurf geäußerten Kritik von Seiten der Netzbetreiber. Durch diese wurde in Stellungnahmen und Fachaufsätzen vorgebracht, dass die in dem Berichtsentwurf der Bundesnetzagentur aufgeführte Kartellrechtssprechung des Bundesgerichtshofs keine Begründung für eine initiale Absenkung der Kosten darstelle, da der Bundesgerichtshof in seinen Entscheidungen nicht überhöhte Kosten, sondern überhöhte Preise kontrolliert habe. Hierbei wird jedoch nicht berücksichtigt, dass der Bundesgerichtshof bei der Preisprüfung stets von den der Preisbildung zugrunde liegenden Kosten ausgegangen ist und auch die Netzentgeltgenehmigung und die Anreizregulierung die Kosten und die Preise in einen unmittelbaren Zusammenhang stellen (siehe § 21a Abs. 2 EnWG). Die Auffassung der Netzbetreiberverbände, die kartellrechtlichen Maßstäbe könnten daher im Rahmen des EnWG nur für Preise (also Entgelte i.S.d. EnWG), nicht

aber für Erlöse oder Kosten, denen die Entgelte entsprechen müssen, übertragen werden, überzeugt nicht. Vielmehr ist aufgrund der durch die Netzentgeltverordnungen vorgegebenen grundsätzlichen Identität von Entgelten, die aufsummiert die Erlöse ergeben, und Kosten, denen diese entsprechen müssen, eine Übertragbarkeit auf Kostenvergleiche gegeben.

- (133) Sofern von der Seite der Netzbetreiber geltend gemacht wird, dass die Maßgabe des § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG, wonach die Effizienzvorgaben mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar sein müssen, eine initiale Absenkung der Kosten ausschließe, so kann auch dem nicht gefolgt werden. Die initiale Absenkung der Kosten wäre zwar im Rahmen der Zumutbarkeitsprüfung zu berücksichtigen, jedoch durch das Erfordernis nicht per se ausgeschlossen. Darüber hinaus weisen die Verbände der Netznutzer darauf hin, dass § 21a Abs. 2 S. 3 EnWG die Festlegung einer Obergrenze explizit für den Beginn der Regulierungsperiode vorsehe. Auch wenn die Argumente der Netzbetreiber nicht überzeugen, so können die bestehenden Bedenken allerdings auch nicht völlig verworfen werden. Die Bundesnetzagentur verfolgt das Ziel einer zeitnahen und erfolgreichen Einführung der Anreizregulierung. Damit dieses Ziel erreicht werden kann erscheint es sinnvoll, auf die im Berichtsentwurf vorgesehene pauschale initiale Absenkung der Kosten zu verzichten.
- (134) Das Problem nicht nachvollziehbarer extremer Kostenunterschiede besteht jedoch dessen ungeachtet. Überdies besteht die gesetzliche Anforderung, das Ausgangsniveau für die Anreizregulierung nach § 21a Abs. 4 S. 2 und 4 EnWG zu Beginn der Regulierungsperiode (siehe auch Stellungnahmen VKU und GEODE) zu bestimmen. Hierbei müssen Effizienz und Wettbewerbsanalogie berücksichtigt werden. Ferner muss nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG die bestehende Effizienz berücksichtigt werden. Im Abgleich zu den Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG und der gesetzlich gebotenen sofortigen Absenkung auf ein effizientes Kostenniveau nach § 21 Abs. 2 EnWG ist daher eine Korrektur zumindest um extrem überhöhte Kosten zu Beginn der Anreizregulierung zwingend geboten.
- (135) Dies soll anstelle der pauschalen initialen Absenkung eine **regulatorische Kostenprüfung** gewährleisten. Diese ersetzt die zunächst vorgeschlagene konzeptionell eindeutigen Trennung in regulatorische Kostenrechnungsprüfung (allein auf formale und inhaltliche Vorgaben der NEV ohne Effizienzprüfung) und separaten Effizienzvergleich, auf dessen Ergebnissen dann die Bereinigung um extreme Ineffizienzen durch die initiale Absenkung erfolgen sollte. Dabei ist zutreffend, dass die zunächst vorgeschlagene Absenkung auf den Durchschnitt ein hohes Maß für die Bereinigung von Extremwerten darstellt.
- (136) Die Bundesnetzagentur trägt damit vor allem der inhaltlichen und rechtlichen Kritik Rechnung, dass eine initiale Absenkung auf den Durchschnitt zu pauschal erscheine, wengleich der seitens der Netzbetreiber vorgebrachten Argumentation – wie bereits ausgeführt – nicht vollständig gefolgt werden muss. Ein Rechtsgutachten im Auftrag des VIK kommt zu dem Ergebnis, die initiale Absenkung sei vertretbar und in Orientierung am Durchschnittsmaßstab des § 21 Abs. 4 EnWG eine maßvolle Umsetzung der Vorgabe aus § 21a Abs. 2 S. 3 EnWG, dass auch für den Beginn einer Regulierungsperiode Obergrenzen vorzusehen sind.
- (137) Indem die initiale Absenkung im Konzept der Bundesnetzagentur jedoch nicht ersatzlos entfallen soll, sondern durch eine individualisierte regulatorische Kostenprüfung ersetzt wird, kann auch den Interessen der Netznutzer, nicht dauerhaft ineffizient überhöhte Netzentgelte zu zahlen, angemessen Rechnung getragen werden.
- (138) Die regulatorische Kostenprüfung trägt der Betonung der zeitlichen Verteilung über die Regulierungsperioden im Lichte der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen durch den betroffenen Netzbetreibers (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) besser Rechnung; Extremwerte sollen daher im Rahmen dieser Kostenprüfung, die sich nicht auf eine reine

Kostenrechnungsprüfung beschränkt, sondern auch die **Angemessenheit einzelner Kostenpositionen** überprüft, mit erfasst und ggf. korrigiert werden. Dieses Vorgehen bietet zwei Vorteile: Es gibt keine unveränderte Weitergabe extremer Ineffizienzen an die Kunden (Vorgabe § 21a Abs. 4 S. 2 und 4 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG) und es erfolgt eine Bereinigung der Datenbasis für den eigentlichen Effizienzvergleich. Damit wird die **Robustheit und Belastbarkeit des Effizienzvergleichs weiter erhöht**. Die ursprünglich vorgeschlagene regulatorische Kostenrechnungsprüfung wird mit der Erweiterung um eine Korrektur extremer Überhöhungen im Einzelfall auch die in § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG festgelegte Berücksichtigung der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs noch individueller gewährleisten können.

- (139) Dieses Vorgehen ist in der konzeptionellen Trennung nicht so stringent wie der ursprüngliche Vorschlag einer Trennung in kostenrechnerische Prüfung und Effizienzvergleich, der auch die Zustimmung eines Gutachtens von Plaut im Auftrag des BGW fand. Die um Effizienzprüfung erweiterte regulatorische Kostenprüfung ist auch kein zwingender Bestandteil der Anreizregulierung nach internationaler Praxis, aber nach den Vorgaben des EnWG, konkret § 21a Abs. 4 S. 2 und 4 i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG und § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG, geboten. Die seitens Plaut/BGW geäußerte Befürchtung, es könne bei einer Effizienzprüfung im Rahmen der regulatorischen Kostenprüfung zu Doppelverrechnungen kommen, ist allerdings nicht gerechtfertigt. In der Kostenprüfung aberkannte Kostenpositionen können im Effizienzvergleich naturgemäß gar nicht mehr zu höheren Effizienzvorgaben für den betroffenen Netzbetreiber führen.
- (140) Die praktische **Durchführung der Kostenprüfung** für das Ausgangsniveau der Anreizregulierung soll sich an der **aktuellen Genehmigungspraxis nach § 23a EnWG** orientieren. Dies schließt den verwaltungsrechtlichen Verfahrensablauf und die Gelegenheit zur Stellungnahme ein. Damit besteht bereits in diesem Schritt die von Seiten der Netzbetreiber geforderte Möglichkeit, **individuelle Besonderheiten zu berücksichtigen**.
- (141) Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur kann die regulatorische Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Anreizregulierung **bereits 2007 anstelle eines erneuten Genehmigungsverfahrens** für alle Netzbetreiber durchgeführt werden. Sollte sich das Inkrafttreten der AnreizVO verschieben, müssen die Regulierungsbehörden ihrem gesetzlichen Auftrag folgend eine solche Prüfung, die der Kombination von regulatorischer Kostenrechnungsprüfung mit Effizienzprüfung entspricht, ohnehin alljährlich durchführen. Dabei ist absehbar, dass mit zunehmender Prüfungserfahrung die Prüfungsschwerpunkte stetig erweitert und die Effizienzprüfung zunehmend vertieft wird. Dabei ist auf Basis des § 23a EnWG i.V.m. § 21 EnWG aus Sicht der Bundesnetzagentur kein Raum dafür, entdeckte Ineffizienzen und Kostenüberhöhungen gegenüber denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers oder Kostenbestandteile, die sich ihren Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, erst mit zeitlicher Verzögerung abzubauen. Diese müssten vielmehr nach den klaren gesetzlichen Vorgaben in den §§ 21 und 23a EnWG sofort gekürzt werden.
- (142) Eine weitere Möglichkeit, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben 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 einen Effizienzvergleich unter Zugrundelegung der Gesamtkosten (Total Expenditures, TOTEX) die gesamten Ineffizienzen bzw. Effizienzsteigerungspotenziale der Unternehmen ermittelt. Zusätzlich werden separate Effizienzvergleichs-Berechnungen für Betriebskosten (Operational

Expenditures, OPEX) und für Kapitalkosten (Capital Expenditures, CAPEX) durchgeführt.

- (143) 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.

1.2.5.7 Kostenorientierung und Vergleichswettbewerb

- (144) Das Gebot der kostenorientierten Entgeltbildung stellt nach § 21 Abs. 2 EnWG die Ausgangsbasis für die Entgeltregulierung im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes dar. Dieser Grundsatz gilt gemäß § 21a Abs. 1 EnWG auch für die Anreizregulierung. Im Zusammenhang mit der Einführung des für die zweite Phase der Anreizregulierung vorgesehenen Vergleichswettbewerbs (Yardstick Competition) stellt sich die rechtliche Frage, inwieweit sich diese Form der Anreizregulierung mit dem gesetzlichen Gebot deckt. In der Literatur wird zum Teil vertreten, dass der Vergleichswettbewerb nicht mehr mit der Kostenorientierung vereinbar sei, weil hier die Kosten des jeweiligen Unternehmens nicht mehr die Basis der Entgeltbildung darstellen⁶.
- (145) Das Konzept des Vergleichswettbewerbs sieht eine dauerhafte Entkopplung der zukünftigen Preis- oder Erlösentwicklung von der individuellen Kostensituation des Unternehmens vor. Dieses Konzept gibt den regulierten Unternehmen eine Preis- oder Erlösentwicklung vor, die sich an der Produktivitätsentwicklung der übrigen Unternehmen der Branche orientiert. Damit wird die Preis- oder Erlösentwicklung von den eigenen Kosten des Unternehmens gelöst. Auf diese Weise werden in der Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung verbleibende Anreize für die Unternehmen beseitigt, jeweils zum Ende einer Regulierungsperiode bzw. zum Beginn der Folgeperiode ihre Kosten zu überhöhen. Diese Anreize bestehen, da die zulässigen Preise bzw. Erlöse bei dem Übergang von einer Regulierungsperiode auf die folgende regelmäßig wieder in Bezug zu den individuellen Kosten des Unternehmens gesetzt werden. Voraussetzung für die Einführung des Vergleichswettbewerbs ist allerdings, dass die beteiligten Unternehmen ein ähnliches Effizienzniveau aufweisen, damit eine einheitliche Startbasis für den Vergleichswettbewerb gegeben ist. Dieses einheitliche Effizienzniveau kann mittels einer einmaligen Maßnahme oder mittels einer Heranführung über einen bestimmten Zeitraum hergestellt werden.
- (146) Bei der Beurteilung der rechtlichen Zulässigkeit eines solchen Konzeptes ist zunächst zu berücksichtigen, dass der Gesetzgeber an mehrere Stellen von einer reinen Renditeregulierung abgewichen ist. So sind im Rahmen des § 21 Abs. 2 EnWG nur effiziente Kosten anzusetzen. Bei Kosten, die über dem Durchschnitt vergleichbarer Netzbetreiber liegen, wird gem. § 21 Abs. 4 EnWG vermutet, dass diese ineffizient sind und deshalb nicht berücksichtigt werden können. Diese Regelung verdeutlicht, dass die Kostenorientierung zwar ein grundlegendes Prinzip darstellt, was jedoch nicht bedeutet, dass stets die unternehmensindividuellen Kosten als Maßstab zu Grunde zu legen sind. Vielmehr wird aufgrund des Vergleichsverfahrens im Ergebnis durch die gesetzliche Vermutung des § 21 Abs. 4 S. 2 EnWG auf die Kosten eines (anderen) Netzbetreibers, aber nicht zwingend auf die Kosten des betroffenen Netzbetreibers abgestellt. Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind bei der Entgeltbildung zu

6 Vgl. Jürgen F. Baur / Kai Uwe Pritzsche / Marco Garbers – Anreizregulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz 2005

berücksichtigen, § 21 Abs. 4 S. 1 EnWG. Dies hat zur Folge, dass einzelne Netzbetreiber, soweit die Vermutungswirkung greift, auch derzeit schon ihre Netzentgelte losgelöst von ihrer eigenen Kostensituation zu bilden haben.

- (147) Im Rahmen der Anreizregulierung ist zudem nach § 21a Abs. 4 EnWG ein Effizienzvergleich durchzuführen. Auf Basis dieses Effizienzvergleichs werden den Netzbetreibern Effizienzvorgaben gesetzt, die im Wesentlichen durch einen Vergleich der Kosten mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern bestimmt werden. Dabei ist der Maßstab wiederum nicht die individuelle Kostensituation des Netzbetreibers, sondern maßgeblich sind die Kosten der strukturell vergleichbaren Netzbetreiber. Dies verdeutlicht, dass im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben des § 21a EnWG unternehmensindividuelle Kosten teilweise unberücksichtigt bleiben müssen.
- (148) Der Vergleichswettbewerb greift diesen Ansatz lediglich auf und bezieht die zugestandenen Preise bzw. Erlöse nicht mehr auf die unternehmensindividuelle Kostensituation. Dies wäre problematisch, wenn eine Loslösung von den tatsächlichen Kosten eines Netzbetriebs erfolgen und stattdessen eine mehr oder weniger willkürliche Preisfestlegung erfolgen würde. Dies ist jedoch bei der Durchführung des Vergleichswettbewerbs nicht der Fall. Maßstab für die zukünftige Preis- bzw. Erlösentwicklung ist die **tatsächliche Kostenentwicklung der Branche**. Diese wird rechnerisch auf Basis der tatsächlichen Kosten sämtlicher Unternehmen berechnet. Auf diese Weise bilden die tatsächlichen Kosten immer noch die Basis des Regulierungssystems und tragen dem Gebot der kostenorientierten Entgeltbildung Rechnung. Allerdings wird dem Wettbewerb ein stärkeres Gewicht zugestanden, indem nicht mehr die eigenen Kosten des Unternehmens die Erlösobergrenze bestimmen, sondern die Kostensituation der „Konkurrenz“ den Maßstab für die erreichbaren Preise oder Erlöse vorgibt. Das Regulierungssystem nähert sich hierdurch einem echten Wettbewerbsmarkt an.
- (149) Auf diese Weise wird auch den europarechtlichen Vorgaben Rechnung getragen. In den Verordnungen (EG) Nr. 1228/2003 (Art. 4 Abs. 1) und (EG) Nr. 1775/2005 (Art. 3 Abs. 1) ist festgelegt, dass die Entgelte die Ist-Kosten insofern widerspiegeln, soweit sie "denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen". Hiermit wird der Grundsatz eines Vergleichswettbewerbs bereits vorgezeichnet. Nach Artikel 3 Abs. 1 der Beschleunigungsrichtlinien Strom (Richtlinie 2003/54/EG) und Gas (2003/55/EG) wird die Errichtung eines wettbewerbsorientierten Strom- bzw. Erdgasmarkt angestrebt. Das Vergleichsmarktkonzept stellt in dieser Hinsicht das nach derzeitigem Stand fortschrittlichste Regulierungssystem dar, dass aufgrund der fehlenden Voraussetzungen (einheitliches Effizienzniveau) in Deutschland nicht sofort eingeführt werden soll.

1.2.6 Verordnungsermächtigung gem. § 21a Abs. 6 EnWG

- (150) § 21a Abs. 6 S. 1 EnWG ermächtigt die Bundesregierung zum Erlass einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrats, in der Einzelheiten zur Einführung und Durchführung der Anreizregulierung geregelt werden können, insbesondere
- 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).

- (151) 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).
- (152) § 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 [...]“).

1.3 Durchführung der Anreizregulierung

- (153) Grundlage für einen funktionsfähigen Anreizregulierungsmechanismus ist eine bundeseinheitliche Datenerhebung. Nur so kann sichergestellt werden, dass im Rahmen der nachgelagerten Verfahrensschritte auf eine gemeinsame Datenbasis zurückgegriffen werden kann. Darüber hinaus verlangt die Funktionsfähigkeit des Anreizregulierungssystems, dass der Effizienzvergleich einen bundesweit einheitlichen Regulierungsmaßstab vorgibt. Diese Grundbedingungen sind für die Durchführung einer wirksamen Anreizregulierung unverzichtbar und daher entsprechend im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung zu beachten.
- (154) Die Durchführung der Anreizregulierung obliegt der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden. Letztere sind gem. § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG zuständig für die Genehmigung oder Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Energieversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind und deren Versorgungsnetz nicht über das Gebiet eines Landes hinausgeht.
- (155) Der Ablauf der Anreizregulierung sieht folgende Arbeitsschritte vor:
- (156) Zur Vorbereitung und zur Durchführung der Anreizregulierung, insbesondere zur Durchführung des Effizienzvergleichs, erfolgt zunächst eine bundeseinheitliche Datenerhebung durch die Bundesnetzagentur. Dazu kann die Bundesnetzagentur Datendefinitionen, Formate und Übermittlungswege vorgeben. Die übermittelten Daten werden von der Bundesnetzagentur auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft. Die Landesregulierungsbehörden sind über den Länderausschuss in den Prozess der Datenerhebung einzubinden.
- (157) Vor Beginn der Regulierungsperiode findet eine regulatorische Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur oder die jeweilige Landesregulierungsbehörde statt. Grundlage der Kostenprüfung sind die Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Maßstab der Kostenprüfung sind die Kostenrechnungsregelungen der Netzentgeltverordnungen (StromNEV, GasNEV). Um eine einheitliche Vergleichsbasis für den Effizienzvergleich und einheitliche Prüfungsmaßstäbe sicherstellen zu können, ist eine enge Abstimmung der Regulierungsbehörden im Länderausschuss erforderlich.
- (158) Im Anschluss an die Kostenprüfung führt die Bundesnetzagentur für alle Netzbetreiber einen bundeseinheitlichen Effizienzvergleich auf der Grundlage wissenschaftlich anerkannter Methoden durch. Im Rahmen des Effizienzvergleichs erfolgt eine rechnerische Ermittlung der Ineffizienzen, der generellen und unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben und der Entwicklungspfade der Netzbetreiber. Ein einheitlicher bundesweiter Effizienzvergleich ist Grundlage für ein funktionsfähiges Anreizregulierungssystem. Daher werden die Ergebnisse des Effizienzvergleichs aus Transparenzgründen veröffentlicht.
- (159) Auf Basis der im Rahmen des Effizienzvergleichs ermittelten Ineffizienzen trifft die zuständige Regulierungsbehörde gegenüber dem einzelnen Netzbetreiber Festlegungen zu den Erlösobergrenzen einschließlich der

unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben. Diese Entscheidungen werden bei der Bundesnetzagentur im Rahmen eines Beschlusskammerverfahrens gem. § 59 Abs. 1 EnWG, bei den Landesregulierungsbehörden in einem Verwaltungsverfahren nach den landesrechtlichen Vorschriften getroffen. Den Entscheidungen der Regulierungsbehörden werden neben den Ergebnissen des bundeseinheitlichen Effizienzvergleichs auch die unternehmensindividuellen Gegebenheiten zu Grunde gelegt. So fließen in diese Einzelfallprüfung z.B. auch die im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht berücksichtigten strukturellen Unterschiede der Versorgungsgebiete ein. Die Rahmenbedingungen des einzelnen Netzbetreibers sind insbesondere im Hinblick auf die Zumutbarkeit einzelner Maßnahmen zur Erreichung der Effizienzvorgaben von Bedeutung. Den Netzbetreibern wird nach allgemeinen verwaltungsrechtlichen Grundsätzen rechtliches Gehör gewährt.

- (160) Während der laufenden Regulierungsperiode kann auf Antrag des Netzbetreibers bei der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde ein Verfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze eingeleitet werden. Im Rahmen des Verfahrens hat der Netzbetreiber darzulegen, dass eine nicht zumutbare Härte eine Anpassung der Erlösobergrenze erforderlich macht.
- (161) Die Netzbetreiber nehmen die Umsetzung der unternehmensindividuell festgelegten Erlösobergrenzen in die Preisbestimmung vor und dokumentieren dies in einem Bericht nach § 28 der NetzentgeltverordnungenNEV. 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.

2 Regulierungskonzept unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen und der Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise

2.1 Grundansatz der Anreizregulierung

2.1.1 Grundlagen der Regulierungstheorie

- (162) 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. Während die Produktionsstufen Erzeugung und Vertrieb dem Wettbewerb zugänglich sind, stellen in der Regel die Transport- und Verteilernetze natürliche Monopole dar, die nicht durch Wettbewerb kontrolliert werden.
- (163) Im Gegensatz zu wettbewerblich organisierten Märkten besteht im Bereich der Energienetze also kein Eigeninteresse der Unternehmen, ihre Kosten zu senken und diese Kostensenkungen an die Konsumenten weiterzugeben, um so gegenüber anderen Unternehmen Vorteile in Form von Gewinnsteigerungen und Marktanteilerhöhungen zu realisieren. Die Unternehmen agieren stattdessen als Preissetzer und sind in der Lage, Monopolgewinne zu realisieren. Daher ergibt sich die Notwendigkeit der Regulierung, um hierdurch eine gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtssteigerung zu erreichen.
- (164) Die Setzung eines geeigneten Preises stellt den Regulierer jedoch vor das Problem der Informationsasymmetrie. Regulierte Unternehmen werden immer über bessere Informationen über ihre Kosten und Erlöse verfügen als der Regulierer. Sie werden per se kein Interesse daran haben, diese dem Regulierer zu offenbaren.
- (165) In der ökonomischen Diskussion von Systemen zur Entgelt- oder Erlöskontrolle werden die herkömmlichen Regulierungsansätze, die sich ausschließlich an den Kosten orientieren, gegenüber neueren Ansätzen abgegrenzt. Diese versuchen, den regulierten Unternehmen effizienzsteigernde Anreize zu geben: Durch eine dauerhafte oder zeitlich begrenzte Entkopplung (innerhalb der Regulierungsperiode) von Kosten und Erlösen wird den Unternehmen die Möglichkeit eröffnet, höhere Gewinne zu erwirtschaften, wenn sie die Kosten senken. Vorgegeben werden also nur Obergrenzen für Preise oder Erlöse. Reduziert ein Unternehmen seine Kosten, können die daraus resultierenden Gewinne vom Unternehmen einbehalten werden. Damit offenbart das Unternehmen auch Kostensenkungspotentiale, über die der Regulierer keine Kenntnis haben könnte und das Problem der Informationsasymmetrie wird somit reduziert. „Anreizregulierung“ wird demgemäß als Regulierungsinstrument gesehen, das einem regulierten Unternehmen Anreize gibt, aus Eigeninteresse Anstrengungen zu unternehmen, seine Effizienz zu steigern.
- (166) Hierbei besteht ein Zielkonflikt hinsichtlich der Aufteilung der Effizienzgewinne auf die Netzbetreiber und die Kunden. Eine Effizienzsteigerung und die damit verbundene Möglichkeit für die Unternehmen, die erzielten Gewinne einzubehalten, kann dabei nicht ausschließlicher Zweck der Anreizregulierung sein. Ziel des staatlichen Eingriffs muss es auch sein, Gewinne aus natürlichen Monopolen zu begrenzen und Effizienzgewinne an die Kunden weiterzugeben. Neben ökonomischen Aspekten spielen auch 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. Beispielsweise haben beträchtliche Mehrgewinne für die Netzbetreiber am Anfang der Anreizregulierung in Großbritannien dazu geführt, dass die britische Regierung diese mit entsprechenden steuerlichen Instrumenten

wieder abgeschöpft hat. Stabilität und Verlässlichkeit einer Regulierung sind für die betroffenen Unternehmen jedoch essentiell, um ausreichende Planungssicherheit zu erhalten. Nur so kann die Funktionsfähigkeit des Systems sichergestellt werden.

- (167) Zusammenfassend muss es also das Ziel sein, ein langfristig stabiles Regulierungssystem zu schaffen, in dem einerseits die Kunden frühzeitig von Kostensenkungen profitieren und in dem andererseits für die Unternehmen Anreize zur Kostensenkung und zur innovativen Weiterentwicklung von Prozessen bestehen bleiben.

2.1.2 Regulierungssysteme

2.1.2.1 Rendite-Regulierung

- (168) Regulierungsansätze der Rendite Regulierung (Rate-of-Return-Regulierung) setzen an den Kosten an, die ein reguliertes Unternehmen aufwenden muss, um die Nachfrage nach den angebotenen Leistungen decken zu können. Die Regulierung durch die Vorgabe einer maximalen Rendite (Rendite- oder Kosten-Plus-Regulierung) ist die traditionelle Form der Regulierung von Netzentgelten.
- (169) Die Renditergulierung 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 ihre Kosten zu senken. Die zugestandene Rendite wird auf Basis des investierten Kapitals berechnet. Das bedeutet, dass die Erlöse umso höher sind, je höher die eingesetzte Kapitalbasis ist. Dadurch werden Anreize zu **überhöhten Investitionen** gesetzt, die einerseits ein sehr hohes Qualitätsniveau bewirken können. Andererseits werden aber Investitionen über das effiziente Maß hinaus angereizt. Dieser so genannte Averch-Johnson-Effekt führt zu einem überhöhten, gesamtwirtschaftlich ineffizienten und wohlfahrtsmindernden Kapitaleinsatz. Die damit verbundenen Kosten werden von den Netzbetreibern an die Verbraucher weitergegeben.

2.1.2.2 Anreizregulierung

- (170) 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.

2.1.2.2.1 Setzung von Obergrenzen (Cap-Regulierung)

2.1.2.2.1.1 Preisobergrenze

- (171) Eine Preisobergrenzenregulierung (Price-Cap) kann in einer Festlegung von Einzelpreisen oder in gewichteten Durchschnittswerten aller Produktpreise erfolgen. Die Produkte können in einem Korb zusammengefasst werden, dessen gewichteter Durchschnittspreis als Obergrenze für die Dauer einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung dient. Bei schwankenden Produktmengen variieren die Erlöse proportional mit der Veränderung der Produktmengen.

2.1.2.2.1.2 Erlösobergrenze

- (172) Im Unterschied hierzu 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 Produktmengen und Tarife. Bei veränderlichen Mengen schwanken in der

Reinform der Erlösobergrenzenregulierung die Preise umgekehrt proportional zu den Mengenänderungen.

2.1.2.2.2 Hybride Methoden

(173) Die zuvor dargestellten Anreizregulierungsmethoden finden in ihrer Reinform in der Praxis kaum Anwendung. Bei der Umsetzung treten in der Regel Probleme z. B. aufgrund von Mengenänderungen auf, die von der Regulierungsinstanz zumeist durch die Implementierung weiterer Parameter in der Anreizformel berücksichtigt werden (*hybride Elemente, im Vorschlag der Bundesnetzagentur Erweiterungsfaktoren*). Zu nennen sind Parameter zur Erfassung von Mengen- oder Kostenänderungen während der Regulierungsperiode oder zur Begrenzung der Rendite. Die meisten Systeme der Anreizregulierung, die international angewandt werden, stellen derartige Mischformen von Preis- und Erlösobergrenzen dar oder enthalten zusätzlich Elemente der Renditeregulierung. Sie werden als *hybride Methoden* bezeichnet.

2.1.2.2.3 Vergleichswettbewerb (Yardstick Competition)

(174) Die dauerhafte Entkopplung der zukünftigen Preis- oder Erlösentwicklung von den individuellen Kosten des Unternehmens liegt dem Konzept des Vergleichswettbewerbs (*Yardstick-Competition*) zugrunde. Dieses Konzept basiert darauf, den regulierten Unternehmen eine Preis-/Erlösentwicklung vorzugeben, die sich an der Produktivitätsentwicklung der restlichen Unternehmen der Branche orientiert, wodurch eine vollständige Exogenisierung des Erlösniveaus erfolgt. Damit werden die in der Obergrenzenregulierung verbleibenden Anreize für die Unternehmen beseitigt, zum Ende einer Regulierungsperiode bzw. zu Beginn der Folgeperiode ihre Kosten zu überhöhen, wenn die zulässigen Preise/Erlöse wieder in Bezug zur individuellen Kostensituation gesetzt werden.

(175) In der Ausgestaltung als reiner Vergleichswettbewerb (Frontier-Yardstick⁷) orientieren sich die zulässigen Erlöse eines Netzbetreibers an den auf Basis eines Effizienzvergleichs mit anderen Unternehmen ermittelten effizienten Kosten. Diese Form des Vergleichswettbewerbs kommt tatsächlichem Wettbewerb am nächsten. Dabei wird der grundsätzliche Kostenbezug erhalten, soweit es sich um die Kosten effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber handelt.

2.1.2.2.4 Ermittlung von Effizienzzielen

(176) In den meisten Anreizsystemen für Energienetze spielen Vergleichsanalysen eine wichtige Rolle, um effiziente Kosten bzw. Ineffizienzen zu Beginn der Regulierungsperiode zu bestimmen. In der überwiegenden Zahl der Fälle werden ökonomische und statistische Vergleichsanalysen (Benchmarking) verwendet, daneben kommen ingenieurwissenschaftliche Modelle und produktivitätsbasierte Ansätze zum Einsatz.

2.1.2.2.4.1 Ökonometrische Vergleichsanalysen (Benchmarking)

(177) Hierbei werden Effizienzunterschiede zwischen den Netzbetreibern ermittelt und individuelle Vorgaben für die Netzbetreiber abgeleitet. Unterschieden werden v. a. parametrische und nicht-parametrische Verfahren. Zu den parametrischen Verfahren zählen die Methode der kleinsten Fehlerquadrate (Ordinary Least Square, OLS), die korrigierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (Corrected Ordinary Least Square, COLS), die modifizierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (Modified Ordinary Least Square, MOLS) und die Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA). Sie basieren auf statistischen Regressionsanalysen und quantifizieren über Koeffizienten die Relevanz der berücksichtigten Parameter. Das maßgebliche nicht-parametrische Verfahren ist die Dateneinhüllungsanalyse (DEA, Data Envelopment Analysis), die die berücksichtigten Parameter nicht fixiert, sondern bestmöglich an das jeweils betrachtete Unternehmen anpasst.

7 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.

2.1.2.2.4.2 Ingenieurwissenschaftliche Analysen (Analytische Kostenmodelle, AKM)

(178) Die Vorgaben für die Netzbetreiber können sich auch an Ergebnissen von ingenieurwissenschaftlichen Modelluntersuchungen orientieren. Hierbei wird auf der Grundlage eines technisch-wirtschaftlichen Planungs- oder Optimierungsmodells ein Anlagen-Mengen-Gerüst ermittelt. In die Modellierung können verschiedene Optimierungsschritte und Rahmenbedingungen, beispielsweise auch gebietsstrukturelle Merkmale und historisch vorgegebene Strukturen, integriert werden. Je nach Detaillierungsgrad können die Modellnetzanalyse (MNA, geringer Detaillierungsgrad und Abbildung homogener Teilgebiete) und die Referenznetzanalyse (RNA, hoher Detaillierungsgrad und Abbildung georeferenzierter Einzelpunkte) angewandt werden.

2.1.2.2.4.3 Produktivitätsbasierte Vorgaben (Performance/Productivity Based Regulation, PBR)

(179) Bei diesem Ansatz werden die Produktivitätsvorgaben auf der Basis historischer Werte für die Preise und des Trends der totalen Faktorproduktivität (TFP, Total Factor Productivity) gesetzt.

2.2 Internationale Erfahrungen

(180) Die Einführung der Anreizregulierung war in den meisten europäischen Ländern auch mit der Entwicklung und Implementierung von Instrumenten der Qualitätsregulierung verbunden. Dabei wurden mit oder nach Beginn der Anreizregulierung Systeme zur **Verbesserung oder Sicherung der Versorgungsqualität** eingeführt, die sukzessive weiterentwickelt wurden. Teile der Verbände der Netzbetreiber stellen in ihren Stellungnahmen die Behauptung auf, funktionierende und erprobte Systeme der Qualitätsregulierung seien nicht bekannt. Sie verkennen dabei, dass die **praktischen Erfahrungen** insbesondere aus Großbritannien, Italien, den Niederlanden und Norwegen das Gegenteil belegen. In Italien konnte nach Einführung der Anreizregulierung und einer darauf abgestimmten Qualitätsregulierung das **Qualitätsniveau deutlich erhöht** werden. In den Niederlanden, in denen schon 2001 die Anreizregulierung eingeführt wurde, ist die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem Niveau, das zu den besten in Europa gehört.⁸

(181) Die Darstellung in einigen Stellungnahmen der Netzbetreiber, die Einführung der Anreizregulierung habe regelmäßig zu Qualitätsverschlechterung geführt, ist unzutreffend. Vielmehr wurde in der Regel die **Gefahr einer drohenden Qualitätsverschlechterung rechtzeitig erkannt und durch Einführung einer Qualitätsregulierung wirksam bekämpft**. Eine Ausnahme hiervon ist Großbritannien, wo deutliche Qualitätsverschlechterungen eintraten. Die Darstellung von VDEW/VDN/VRE, diese Erfahrung habe den britischen Regulierer zur Einführung von Investitionsbudgets geführt, ist falsch. Der britische Regulierungsansatz sah bereits zuvor Investitionsbudgets vor, die allerdings die Qualitätsverschlechterung nicht verhinderten. Er kann daher gerade nicht als Lehrbeispiel für Deutschland gelten.

(182) Vor allem Norwegen kann als Beispiel einer funktionierenden Qualitätsregulierung herangezogen werden. Auch seitens des VDEW/VDN/VRE wird am Beispiel Norwegens dargelegt, wie man vorgehen sollte, um das Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen zu sichern. Es wird von Seiten der Verbände auf den Anpassungsfaktor für Erweiterungsinvestitionen hingewiesen, der aufgrund der Zeitverzögerung zwischen dem Jahr, das die Datengrundlage für die Erlösvorgabe bildet, und dem Beginn der Regulierungsperiode zur Anwendung kommt. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass es sich dabei nicht um eine Vorabgenehmigung von Investitionsbudgets handelt, und dass die tatsächlich

8 Vgl. anstelle vieler CEER, Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, S.23

angefallenen Kosten vollständig in dem darauf folgenden, im Rahmen des zukünftigen Vergleichswettbewerbs (Yardstick-Competition) jährlich stattfindenden, Effizienzvergleich überprüft werden. In den vorherigen Regulierungsperioden mit klassischer Erlösobergrenzenregulierung erfolgte die Anpassung über einen Justierungsparameter ähnlich dem im Konzept der Bundesnetzagentur vorgesehenen Erweiterungsfaktor (vgl. Kapitel 5.4).

- (183) Deutschland weist gegenüber praktisch allen anderen Ländern eine **weitaus größere Anzahl und Heterogenität der Netze und Netzbetreiber** auf. Daneben steht Deutschland mit der Einführung der Anreizregulierung vor einer grundlegenden regulatorischen Reform, die die Gesamtheit der Netzbetreiber und nicht nur einzelne Unternehmen betrifft. Die große Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland eröffnet weit reichende Möglichkeiten der **Anwendung wissenschaftlicher Methoden**, die in anderen Ländern meist nur begrenzt zum Einsatz kommen konnten. Durch eine derartige **Methodenregulierung** kann dem Ziel der Wettbewerbsanalogie, der **Vermeidung zu hoher regulatorischer Eingriffstiefe** und der Minimierung der Regulierungskosten am besten Rechnung getragen werden.
- (184) Einer solchen Methodenregulierung steht der einzelfallorientierte und **verhandlungsbasierte Ansatz nach britischem Vorbild** (Building Blocks, Unterteilung der zulässigen Erlöse in verschiedene Blöcke) gegenüber, bei dem zur Festlegung der zulässigen Erlöse eine detaillierte Analyse der operativen Geschäftsprozesse und Pläne durchgeführt wird. Die Regulierung der Kapitalkosten (CAPEX, Capital Expenditures) und Betriebskosten (OPEX, Operational Expenditures) wird in getrennten Blöcken durchgeführt. Nachteilig ist hieran, dass eine unternehmerische Optimierung zwischen Kapital- und Betriebskosten nicht angereizt wird und stattdessen **Fehlanreize** gesetzt werden, da die **Substitutionsbeziehung zwischen CAPEX und OPEX nicht berücksichtigt** wird. Das britische System enthält für die Kapitalkosten starke Kosten-Plus-Elemente und intensive Einzelfallprüfungen der Investitionen von Netzbetreibern und somit zum Teil die Übernahme von Managementfunktionen durch den Regulierer (regulatorisches Mikromanagement). Eine solche Vorgehensweise ist als Regelfall aus Gründen mangelnder Praktikabilität bei der hohen Anzahl von Netzbetreibern auf Deutschland nicht übertragbar.
- (185) Auch ein Ansatz nach **nordamerikanischem Beispiel** ist nur eingeschränkt übertragbar, da dieser sich sehr stark auf die Errechnung historischer TFP-Maße stützt. Angesichts der mangelnden Verfügbarkeit langer Zeitreihen für den deutschen Energienetzbereich sind hierzu die grundsätzlichen Voraussetzungen nicht gegeben. Abgesehen davon ist die dahinter liegende Regulierungsphilosophie der Ausrichtung der Regulierung auf die durchschnittliche Entwicklung der Unternehmen mit dem **EnWG nicht kompatibel**, das auf die effizienten Kosten bei der Entgeltbestimmung abstellt. Des Weiteren ist die breite Anwendung ökonomischer Effizienzvergleiche wie der DEA (Dateneinhüllungsanalyse) oder der SFA (Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse) in der nordamerikanischen Regulierung deutlich erschwert, da die Anzahl von Netzbetreibern in den Bundesstaaten sehr gering ist und die Regulierung **rechtlich als Einzelfall-Verfahren** (Rate Case) ausgestaltet ist.
- (186) Daher sind die Erfahrungen aus kontinentaleuropäischen und skandinavischen Nachbar- und Vergleichsländern am besten auf Deutschland zu übertragen. Hierzu sind insbesondere **Österreich, die Niederlande und Norwegen** zu nennen, die hinsichtlich Anzahl und Struktur der Netzbetreiber, Versorgungsqualität und Ausrichtung der Regulierung geringere Unterschiede zu Deutschland aufweisen. Dieser **kontinentaleuropäischen und skandinavischen Tradition der Anreizregulierung** entspricht eine **Orientierung an den Gesamtkosten, großer Spielraum für die Unternehmen, geringe Eingriffstiefe und hohe Stabilität der regulatorischen Vorgaben** (Makromanagement). Dabei werden Methoden wie die ökonomischen Effizienzvergleiche als wesentliches

Instrument zur Reduktion der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und regulierten Unternehmen eingesetzt. Dies ist von besonderer Bedeutung für Deutschland, da die hohe Anzahl an Netzen und Netzbetreiber einen zentralen Beitrag zur Steigerung der Robustheit der Methoden leisten kann.

- (187) Die Robustheit der Methode kann ferner durch die **komplementäre Nutzung verschiedener Verfahren** für den Effizienzvergleich gesteigert werden. Auch hierzu kann auf Beispiele aus dem Ausland zurückgegriffen werden. In Österreich wurde z.B. der gewichtete Durchschnitt der Effizienzwerte unterschiedlicher Modelle für den Effizienzvergleich verwendet. Ferner gelangen in vielen Ländern neben der verwendeten Hauptmethode auch andere Verfahren als Kontrollmethoden zum Einsatz. Darüber hinaus zeigt die internationale Analyse, dass Voraussetzung für die Robustheit der Methoden das Vorliegen einer adäquaten und plausiblen Datenbasis ist – ein Thema, das in jedem Land, das sich mit Anreizregulierung beschäftigt, von großer Bedeutung ist.
- (188) In Anbetracht der Tatsache, dass **in Deutschland keine individuelle Aushandlung von Effizienzvorgaben** erfolgen kann, muss eine transparente und verlässliche Methode für die Umsetzung der Ergebnisse der Effizienzanalysen in Effizienzsteigerungsvorgaben definiert werden. Auch hierfür können Anhaltspunkte im Ausland gefunden werden. Die **Niederlande** orientierten sich bei der Umsetzung der Vorgaben an einem Zeitraum von **sechs Jahren**, **Österreich** geht diesbezüglich von **acht** und **Norwegen** von **10-15 Jahren** aus. Die festgestellten Ineffizienzen müssen also in diesem Zeitraum abgebaut werden, woraus sich eine Effizienzsteigerungsvorgabe für eine Regulierungsperiode und die einzelnen Jahre errechnet.
- (189) Von 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.
- (190) Ersteres findet sich bei der Regulierung der Wasserwirtschaft in England/Wales und bei der Bestimmung der *efficiency thresholds* (effiziente Schwellenwerte) für die neuseeländischen Stromverteilnetzbetreiber. Der Vorteil der Einteilung in Effizienzklassen besteht darin, dass die individuellen Effizienzvorgaben von einer Bandbreite von Effizienzwerten und nicht von 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 Effizienzklassen, so kann eine Erhöhung oder Verringerung der Effizienzwerte von wenigen Prozentpunkten zu einer sprunghaften Verringerung oder Erhöhung der Effizienzvorgaben führen. Ein **Nachteil von Effizienzklassen** ist auch, dass die Erreichung effizienter Kosten nach einem bestimmten Zeitraum nicht sichergestellt werden kann.
- (191) 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 wurde diesem Nachteil schon bei der Durchführung der Effizienzvergleichs-Analyse Rechnung getragen, indem die Effizienzwerte aus unterschiedlichen Modellspezifikationen (Norwegen: Bestabrechnung; Österreich: Gewichtung von Effizienzergebnissen) abgeleitet wurden.

- (192) Ein zentraler Nachteil der Obergrenzen-Regulierung ergibt sich beim Übergang von der einen auf die andere Periode, wenn die Ausgangsbasis für die Erlöse in der folgenden Regulierungsperiode an den unternehmensindividuellen Kosten orientiert wird. Durch die erneute Bindung des Ausgangsniveaus an die unternehmenseigenen Kosten hat das Unternehmen einen Anreiz, ihm gegebene Spielräume dazu zu nutzen, seine Kosten zum Ende der Regulierungsperiode zu erhöhen. Um einem solchen strategischen Verhalten vorzubeugen, haben Länder wie Norwegen oder die Niederlande den Weg zu einem **Vergleichswettbewerb** (Yardstick Competition) eingeschlagen, bei dem sich die zulässigen Kosten bzw. Erlöse, wenn nicht ausschließlich, so doch überwiegend an den Kosten bzw. Erlösen effizienter Unternehmen orientieren. Diese Entwicklung hin zu einem Vergleichswettbewerb ist daher auch Bestandteil des Konzepts der Bundesnetzagentur für die deutsche Anreizregulierung.
- (193) 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.

2.3 Sicherstellung der Versorgungsqualität

- (194) Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gibt als Ziel eine sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas vor. Einem langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen kommt daher auch bei der Konzeptionierung einer Anreizregulierung besondere Bedeutung zu. Eine ausschließlich auf Kosteneffizienz abzielende Anreizregulierung könnte zu Kostensenkungen führen, die die Versorgungsqualität beeinträchtigen. Aus diesem Grund findet die Versorgungsqualität im Konzept der Bundesnetzagentur von Beginn an eine besondere Berücksichtigung.
- (195) Für eine solche Qualitätsregulierung finden sich international einige Beispiele einer erfolgreichen Integration in das System der Anreizregulierung (siehe Kapitel 6.1). Zu berücksichtigen sind vier verschiedene Dimensionen der Versorgungsqualität: Die Aufrechterhaltung der **technischen Sicherheit** und der **Produktqualität** muss gewährleistet sein. Das heißt, dass es in Bereichen wie z. B. der Spannungshaltung oder der Einhaltung von Druckniveaus und Gasqualitäten nicht zu Abweichung von den technischen Regeln und Standards kommen darf. Die Sicherstellung der **Netzzuverlässigkeit** und der **Servicequalität** muss gewährleistet werden. Hierzu sieht die Bundesnetzagentur ab der ersten Regulierungsperiode ein System der Qualitätsregulierung vor, mit dem der Erhalt eines durchschnittlichen Qualitätsniveaus, der Schutz besonders gefährdeter Kundengruppen sowie die Verbesserung der Servicequalität sichergestellt werden kann.
- (196) Darüber hinaus sorgen weitere Elemente des gesamten Regulierungskonzeptes für eine Sicherstellung der Versorgungsqualität. Dies sind die Betrachtung der **Gesamtkosten** (um regulatorische Fehlsteuerungen z. B. im Verhältnis Betriebs- zu Kapitalkosten zu Lasten einer optimalen Sicherstellung der Versorgungsqualität zu vermeiden), eine annuitätische **Vergleichbarkeitsrechnung** für den Effizienzvergleich (damit Netzbetreiber mit jungem Anlagevermögen nicht benachteiligt werden), die Erstellung und Führung eines **technisch-wirtschaftlichen Anlageregisters** mit Standardkosten (damit Netzbetreibern, die Investitionen aufschieben, keine Vorteile erwachsen und eine Zuwiderhandlung gegen die Verpflichtung zu zuverlässigem Betrieb und bedarfsgerechtem Ausbau der Netze gem. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG frühzeitig erkannt und ggf. sanktioniert werden kann), die Sicherstellung der Berücksichtigung von **Erweiterungsinvestitionen** (durch einen Erweiterungsfaktor – hybrides Element – in der Regulierungsformel), die Sicherstellung der Berücksichtigung von

Ersatzinvestitionen während einer Regulierungsperiode, den Einbezug der **Qualitätsregulierung** in die Regulierungsformel und die Vorgabe von **Qualitäts-Management-Systemen** (um der zeitverzögerten Reaktion der Netzzuverlässigkeit – Hystereseeffekt – Rechnung zu tragen).

2.3.1 Gesamtkostenbetrachtung

- (197) In der Art und Weise, wie die Unternehmen die Zuverlässigkeit ihrer Netze in der Vergangenheit gesichert haben, können erhebliche Unterschiede festgestellt werden. So wurde der Schwerpunkt der Aktivitäten bei unterschiedlichen Netzbetreibern – auch bedingt durch unterschiedliche Netzstrukturen – teilweise auf Neuinvestitionen, teilweise auf den Ersatz alter Anlagen, aber auch auf einen betriebskostenintensiveren Betrieb durch Reparatur und Wartung gelegt.
- (198) Auch im Bereich der Sicherung der Qualität hält die Bundesnetzagentur an ihrem Grundverständnis von Regulierung fest, nach dem die regulatorische Eingriffstiefe auf das erforderliche Maß zu beschränken ist. Die Bundesnetzagentur hält es deshalb für notwendig, **Betriebs- und Kapitalkosten integriert zu betrachten**. Das Unternehmen bleibt so in seiner Entscheidung, ob es seinen Betrieb eher kapitalkosten- oder betriebskostenintensiv betreibt und bewertet selbst, in welchem Bereich es am günstigsten Effizienzen steigern und Versorgungsqualität sicherstellen kann, frei.

2.3.2 Erweiterungsinvestitionen

- (199) Erweiterungsinvestitionen müssen von Ersatzinvestitionen abgrenzt werden. Wenn sich die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers wie beim Anschluss neuer Wohngebiete an das Gasnetz oder beim pflichtgemäßen Anschluss eines Gewerbegebietes an das Stromnetz ändert und sich dadurch Kosten für Erweiterungsinvestitionen ergeben, muss dies berücksichtigt werden. Diese Kosteneffekte werden im vorgeschlagenen System der Anreizregulierung durch **Erweiterungsfaktoren** berücksichtigt, mit denen sich die Erlösobergrenze jährlich mit der Zunahme von Anschlusspunkten, der versorgten Fläche und der Höchstlast erhöht. Die Erweiterungsfaktoren werden vielfach auch als Mengenfaktoren oder – wie im Berichtsentwurf – als hybride Elemente bezeichnet.
- (200) Hierbei ist auch zu beachten, dass bei der Neuerschließung häufig nicht alle Kunden im erschlossenen Gebiet gleichzeitig angeschlossen werden, sondern sich ein **sukzessiver Anschluss** ergibt. Im Gasbereich ist dieses Phänomen struktureller Natur und wird im Kapitel 7.1.2 ausführlich behandelt. Die Bundesnetzagentur sieht hier vor, nicht von den tatsächlichen, sondern von den potentiell realisierten Anschlusspunkten, Flächen und Lasten auszugehen, die sich durch eine Erweiterung der Gasversorgung ergeben. Dieses Vorgehen wird vom VKU in seiner Stellungnahme begrüßt.
- (201) Im Bereich der Transportnetzbetreiber kann eine Änderung der Versorgungsaufgabe nicht durch einfache Kennzahlen wie Anschlusspunkte, Lasthöhe und versorgte oder geographische Fläche abgebildet werden. Auch dieser Umstand spricht für eine individualisierte Betrachtung der Transportnetzbetreiber, wie sie von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen wird.

2.3.3 Vergleichbarkeitsrechnung für den Effizienzvergleich

- (202) Von Seiten VDEW/VDN/VRE, VKU, BGW, GEODE wurde im Konsultationsprozess der Vorwurf erhoben, verzerrende Effekte in den buchhalterischen Kapitalkosten würden bei der Durchführung eines Effizienzvergleichs nicht berücksichtigt. Unternehmen mit einer jungen Anlagenstruktur würden im Effizienzvergleich benachteiligt, Unternehmen die vor Investitionen stünden so von diesen abgehalten. Richtig ist, dass Unterschiede in den kalkulatorischen Kosten aufgrund von verschiedenen **Investitionszeitpunkten, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken** bei der

Durchführung eines Effizienzvergleichs berücksichtigt werden müssen. Die Bundesnetzagentur hat dies bereits in ihrem Berichtsentwurf vom 02.05.2006 ausführlich beschrieben. Daneben hat die Bundesnetzagentur in Kapitel 12 des Berichtsentwurfs konkrete **Korrekturrechnungen** vorgeschlagen und diese auf Basis verfügbarer Daten bereits auf ihre Anwendbarkeit hin überprüft. Mit diesen Korrekturrechnungen kann sichergestellt werden, dass unterschiedliche Situationen der Netzbetreiber im Hinblick auf die Höhe ihrer kalkulatorischen Kapitalkosten beachtet werden. Durch eine **Standardisierung von Kapitalkosten** hinsichtlich der Abschreibungsdauern im Rahmen des Effizienzvergleichs wurden in einer ersten und exemplarischen Berechnung bereits verzerrende Effekte, die durch eine unterschiedliche Abschreibungspraxis auftreten, bereinigt.

- (203) Die Problematisierung der oben genannten Verzerrungseffekte steht weiterhin im Fokus der Stellungnahmen der Netzbetreiber. Lediglich VKU geht auch auf die konkreten Lösungsvorschläge zu Korrekturrechnungen ein und befürwortet diese. Die Bundesnetzagentur sieht daher weiterhin vor, die bereits im Berichtsentwurf dargestellte Korrekturrechnung in Form einer parallelen **annuitätischen Kostenrechnung** umzusetzen. Durch ein **technisch-wirtschaftliches Anlagenregister** unter Verwendung von **Standardkosten als Ersatzwerte** soll darüber hinaus auch die Nutzung von Anlagegütern nach vollständiger Abschreibung oder bei nicht erfolgter Aktivierung berücksichtigt werden.
- (204) Hierfür soll eine vollständige **Vergleichbarkeitsrechnung** durchgeführt werden, die neben die kalkulatorische Kostenrechnung tritt. Die kalkulatorische Kostenrechnung bleibt Grundlage für die Bestimmung der grundsätzlich anerkennungsfähigen Kosten. Die **annuitätische Kostenrechnung** bildet hingegen die Grundlage für den Effizienzvergleich zur Bestimmung von Effizienzvorgaben. Für die Zwecke der Vergleichbarkeitsrechnung soll die annuitätische Kostenrechnung auf Basis eines **technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters**⁹ erfolgen. Dieses soll von den Netzbetreibern erstellt und geführt werden. Das technisch-wirtschaftliche Anlagenregister soll den in Betrieb befindlichen Anlagenbestand umfassen. Darin sind zunächst die aktivierten Anlagegüter erfasst. Ebenso sollen jedoch auch die Anlagegüter erfasst werden, die nicht aktiviert wurden.
- (205) Grundlagen hierfür liegen bereits in Form der Anlagenbuchhaltung der Netzbetreiber, der Dokumentation nach § 32 Abs. 3 EnWG und den Berichten nach § 28 der Netzentgeltverordnungen vor, so dass nur vertretbarer Aufwand für die notwendige Ermittlung nicht aktiverter Anlagegüter entsteht.
- (206) Die Annuitäten sollen hierbei ausgehend von den Tagesneuwerten basierend auf den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berechnet werden. Mit diesem ersten Schritt der Vergleichbarkeitsrechnung auf Basis von Annuitäten können die **verzerrenden Effekte der Investitionszyklen** und unterschiedlicher **Abschreibungspraktiken systematisch und umfassend eliminiert** werden.
- (207) Wenn ein Unternehmen wegen einer unterschiedlichen Abschreibungs- und Aktivierungspraxis bestimmte Anlagen bereits vollständig abgeschrieben oder überhaupt nicht aktiviert hat, sollen für diese technisch vorhandenen Anlagen **annuitätische Standardkosten** angesetzt und für die Effizienzvergleichsrechnungen zu Grunde gelegt werden. Eine Veränderung der kalkulatorischen Kostenbasis erfolgt hierdurch nicht, die kalkulatorischen Kosten bleiben vielmehr unverändert.¹⁰ Die Verwendung von **Standardkosten als**

9 Inhalte des technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters sind die physischen Anlagen nach Anlagengruppen und Errichtungsjahr gruppiert mit Angabe der technisch-physikalischen Einheiten (km, MVA, Stück, ...) und Anschaffungs- und Herstellungskosten.

10 Diese Vergleichbarkeitsrechnung für den Effizienzvergleich ist von den erforderlichen Korrekturrechnungen für die kalkulatorischen Kosten nach § 32 Abs. 3 NEV strikt zu trennen. Die Vergleichbarkeitsrechnung führt zu einer Vereinheitlichung der Bewertung des Anlagevermögens, damit eine einheitliche Basis für den Effizienzvergleich zu Verfügung steht – als ob es in der Vergangenheit keine Unterschiede in Investitionszyklus, Abschreibung und Aktivierung gegeben

Ersatzwerte erfolgt nur in den Fällen, in denen ein technisch vorhandenes und in Betrieb befindliches Anlagegut keine Bewertung mit kalkulatorischen Kosten aufweist.

- (208) Mit dieser Kombination aus annuitätischer Vergleichbarkeitsrechnung und ergänzender Bewertung von Anlagegütern im technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister über Standardkosten als Ersatzwerte lassen sich die verzerrenden Effekte unterschiedlichen Anlagenalters, unterschiedlicher Abschreibungspraxis und auch **unterschiedlicher Aktivierungspraxis vollständig korrigieren** und damit robuste Ergebnisse des Effizienzvergleichs gewährleisten. VDEW/VDN/VRE stimmen diesem Lösungsansatz grundsätzlich zu, fordern aber weitere Präzisierungen, die in Zukunft erfolgen sollen.

2.3.4 Sicherstellung von Ersatzinvestitionen

- (209) Die beschriebene Vergleichbarkeitsrechnung unter Verwendung eines technisch-wirtschaftlichen Anlageregister trägt auch Gewähr dafür, dass ein Netzbetreiber, der Ersatzinvestitionen tätigt, im Effizienzvergleich nicht systematisch schlechter gestellt wird als ein Netzbetreiber, der Investitionen aufschiebt. Damit kann für die Realität die Prognose von RWE und anderen Netzbetreibern, dass derjenige, der im System der Anreizregulierung investiert, Nachteile hätte ("**Wer investiert, verliert**") **ausgeschlossen** werden: Werden Investitionen nach Ende der Abschreibungsdauer aufgeschoben, so werden die Annuitäten der jeweiligen nicht ersetzten Anlage nicht mit null bewertet, was eine Verbesserung der Position im Effizienzvergleich bringen würde, sondern auf die Standardannuitäten gesetzt, was nur eine marginale, positive oder negative Veränderung des Ergebnisses des Effizienzvergleichs nach sich zieht, aber keine systematische und investitionshemmende Besserstellung. Die kalkulatorische Kostenbasis bleibt unverändert, d. h. ohne Investition bleiben die kalkulatorischen Kosten für das betrachtete Anlagegut bei null und das Ausgangsniveau für die Ermittlung der zulässigen Erlöse entsprechend niedrig. Damit ist gewährleistet, dass das **Aufschieben von Investitionen keine Besserstellung im Effizienzvergleich** bringt.
- (210) **Reinvestiert der Netzbetreiber** hingegen, treten die annuitätischen Kosten auf Basis der neuen Investition an die Stelle der alten Werte. Liegen sie höher, verschlechtert sich seine Vergleichsposition, liegen sie niedriger, verbessert sie sich. Dies entspricht dem Sinn und Zweck des Effizienzvergleichs und setzt damit die **richtigen Anreize**. Im Falle der **Ersatzinvestition** tritt aber der **entscheidende Unterschied auf der kalkulatorischen Kostenseite** auf; denn der Netzbetreiber erhöht mit seiner Investition das Ausgangsniveau für die Bemessung der zulässigen Erlöse, die dementsprechend ansteigen können¹¹. Damit werden **Investitionshemmnisse für Ersatzinvestitionen systematisch verhindert**.
- (211) VDEW/VDN/VRE begrüßen zwar den „Versuch der Bundesnetzagentur mit Hilfe einer Vergleichbarkeitsrechnung sowohl Investitionshemmnisse (für Ersatzinvestitionen) zu beseitigen als auch Vergleichbarkeit im Effizienzvergleich zu erlangen“, werfen jedoch ein, dass dadurch nicht auszuschließen sei, dass ineffiziente, frühzeitige Ersatzinvestitionen unmittelbar nach Ablauf der regulierten Nutzungsdauer gefördert würden. Des Weiteren geben sie zu bedenken, dass die Erstellung eines technisch-wirtschaftlichen Anlageregisters eine hoch komplexe Aufgabe sei und die Herausforderung vor allem darin liege, kaufmännische und technische Anlagendokumentationssysteme zu synchronisieren.

hätte. Die Korrekturen nach § 32 Abs. 3 dienen umgekehrt dazu, gerade diese Unterschiede in den zeitlichen Zahlungsverläufen abzubilden. Daher muss sowohl die annuitätische Vergleichbarkeitsrechnung als auch die kalkulatorische Korrekturrechnung nach § 32 Abs. 3 NEV durchgeführt werden.

¹¹ Damit ist auch die seitens VDEW/VDN/VRE als unklar bezeichnete Frage geklärt, welche Auswirkungen das technisch-wirtschaftliche Anlageregister auf die Erlösseite hat.

- (212) Andererseits wird jedoch von denselben Verbänden die Genehmigung von Investitionsbudgets gefordert, in der die einzige Möglichkeit gesehen wird, die Versorgungsqualität sicherzustellen. Dies steht im Gegensatz zur obigen Argumentation, denn die genannten **Fehlanreize** und auch die **Komplexität der Aufgabe und der Aufwand** sind im Falle von **Investitionsbudgets um ein Vielfaches größer**.
- (213) Darüber hinaus würde eine derartige, auch vom BGW und von einigen Unternehmen geforderte Freizeichnung der Kosten (CAPEX) für Reinvestitionen durch die Regulierungsbehörde für die jeweilige Abschreibungsdauer, dazu führen, dass diese Kosten **vollständig von der Anreizregulierung ausgenommen** würden. In dem Maße, wie bestehende Anlagen durch neue ersetzt würden, würde das vorhandene Anlagevermögen stetig zunehmen und schließlich vollständig in Investitionsbudgets geführt werden – also einer neuen Art von Kosten-Plus-Regulierung mit Investitionsplanung unterliegen. Die Bundesnetzagentur hält diesen Ansatz aus mehreren Gründen nicht für zielführend.
- (214) Zunächst konnten seitens der Bundesnetzagentur vielfach geäußerte Fragen, wie eine Praktikabilität von Investitionsbudgets bei 1.500 Netzen in Deutschland zumindest ansatzweise dargestellt werden könnte, nicht beantwortet und die bestehenden Zweifel in keiner Weise ausgeräumt werden. Weiterhin erschien ein Konzept zur Einführung der Anreizregulierung, das über Investitionsbudgets und – nach Vorschlag VDEW/VDN/VRE und insbesondere RWE – zusätzlich OPEX-Budgets für Sanierung und Instandhaltung bereits den zügigen Ausstieg aus der Anreizregulierung vorsehen würde, nicht mit dem gesetzlichen Auftrag an die Bundesnetzagentur vereinbar. Die Substitutionsmöglichkeiten von OPEX und CAPEX und damit das Optimierungspotenzial der Netzbetreiber würden beschnitten. Investitionsbudgets wären ein Einstieg **in detaillierte Vorgaben und Mikromanagement** durch den Regulierer, z. B. durch die seitens VDEW/VDN/VRE und RWE geforderte standardisierte Parametrierung der Budgetaufteilung auf Instandhaltung, Sanierung und Reinvestitionen – anstatt dies den Netzbetreibern zu überlassen, die über weitaus tiefere Einblicke in ihre Anlagenstruktur verfügen und daher die Verantwortung für die Maßnahmenauswahl übernehmen müssen.
- (215) Für Ersatzinvestitionen sind deshalb grundsätzlich weder für die Übertragungsnetzbetreiber noch für die Verteilnetzbetreiber Investitionsbudgets vorgesehen. Diese Investitionen gehören zum laufenden Geschäftsbetrieb und sollen von den Netzbetreibern nach eigenem Ermessen durchgeführt werden.
- (216) Das Konzept der Bundesnetzagentur sieht demgegenüber eine **Integration der Qualitätsregulierung schon zu Beginn der Anreizregulierung** und nicht, wie von weiten Teilen der Netzbetreiber gefordert, erst ab dem Jahr 2011 (VDEW/VDN/VRE, RWE) vor und zeigt darüber hinaus methodische Ansätze auf, wie Investitionshemmnisse systematisch zu verhindern sind (Annuitätische Vergleichbarkeitsrechnung und technisch-wirtschaftliches Anlagenregister mit Standardannuitäten als Ersatzwerten).
- (217) Die Ablehnung der Investitionsbudgets wird von mehreren Verbänden und Unternehmen geteilt, auf Netzbetreiberseite insbesondere vom VKU, der sich ebenfalls sowohl gegen einen Ansatz nach britischem Vorbild (Building Block) wie gegen Investitionsbudgets ausspricht. Er sieht neben der mangelnden Praktikabilität und der Beschneidung der Substitutionsmöglichkeiten zwischen OPEX und CAPEX auch die Gefahr, dass „die Ergebnisse der individuellen Überprüfung von der Verhandlungsmacht und der Einflussstärke der beteiligten Unternehmen abhängen“.
- (218) Um am Beginn der Anreizregulierung Investitionshemmnisse für Ersatzinvestitionen auszuschließen, erwägt die Bundesnetzagentur, bei Ersatzinvestitionen im Laufe der ersten Regulierungsperiode die **kalkulatorischen Kosten** für die Zeit dieser Periode zusätzlich zur Erlösbergrenze anzuerkennen.

Die Kosten dieser Ersatzinvestitionen müssen aber spätestens in der regulatorischen Kostenprüfung für die nachfolgende Periode einer Kontrolle durch die Regulierungsbehörden unterliegen und in den Effizienzvergleich einbezogen werden, wie dies z.B. auch in Norwegen geschieht.

- (219) Insgesamt können mit den vorgeschlagenen Maßnahmen **Fehlanreize, notwendige Investitionen aufzuschieben, sicher ausgeschlossen** werden. Eine vollständige und dauerhafte Kapitalrückflussgarantie – wie im Zusammenhang mit den vorgeschlagenen Investitionsbudgets von einigen Netzbetreiberverbänden gefordert – soll damit allerdings nicht gegeben werden. Diese würde zwangsläufig zur Kosten-Plus-Regulierung zurückführen und die damit einhergehende ineffiziente Überkapitalisierung auch in der Zukunft bewirken – entgegen dem klaren Auftrag des EnWG.

2.3.5 System der Qualitätsregulierung

- (220) Nach §1 Abs. 1 und 2 EnWG sind neben Wettbewerb die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs zentrale Ziele der Regulierung. Wie im vierten Referenzbericht ausführlich dargelegt, betrifft dies die **vier Qualitätsdimensionen** technische Sicherheit, Produktqualität, Servicequalität und Netzzuverlässigkeit. Neben anderen Maßnahmen soll daher ein Qualitätselement von Anfang an in die Erlösformel der Anreizregulierung (Anreizformel) aufgenommen werden.
- (221) Zur Sicherstellung der **technischen Netzsicherheit** und **Produktqualität** 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 in Gasnetzen von vorrangiger Bedeutung, betrifft aber auch Stromnetze. Die in § 49 EnWG enthaltenen Verweise auf die anerkannten Regeln der Technik sind trotz ihrer Bewährung in der Vergangenheit (auf die DVGW richtig hinweist) möglicher Weise für die zukünftige Entwicklung nicht ausreichend und müssen überprüft werden. Entgegen der Auffassung von DVGW trägt dies zur Sicherstellung (und nicht Gefährdung) der technischen Sicherheit der Gasversorgungsnetze bei.
- (222) **Die Servicequalität** (Kommerzielle Qualität) soll sichergestellt werden, indem bei Nichterfüllung von Mindeststandards, z. B. für Terminhaltung und rasche Information und Reaktion der Netzbetreiber, direkte Zahlungen an die betroffenen Kunden erfolgen.
- (223) Zur Bestimmung der **Netzzuverlässigkeit** sollen die folgenden **Zuverlässigkeitskenngrößen** entsprechend internationaler Praxis definiert und bei allen Netzbetreibern einheitlich durch die Bundesnetzagentur erfasst werden: **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).
- (224) Für **Gasnetze** soll die **Netzzuverlässigkeit** in einer ersten Phase nur beobachtet und mit einer soliden Datengrundlage versehen werden, die Schlussfolgerungen für die weitere Entwicklung erlaubt. Dies entspricht internationaler Praxis und ist aus Sicht der Bundesnetzagentur bis auf weiteres angemessen, da in den Netzen der Gasversorgung der Frage der technischen Sicherheit die überragende Bedeutung beizumessen ist. Mit der Einhaltung der technischen Sicherheit werden die Netzzuverlässigkeitsaspekte überwiegend mit abgedeckt. Daten, die neben den oben genannten Kenngrößen besondere Bedeutung als Frühwarnungs-Indikatoren haben könnten, sind in weiteren Konsultationen präzise zu definieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind Störungsfälle, Leckagen und Betriebsunfälle mögliche Indikatoren.

2.3.5.1 Das Qualitäts-Anreizsystem

- (225) Für **Stromnetze** ist die Bundesnetzagentur weiterhin der Auffassung, dass auch zu Beginn der Anreizregulierung nicht auf Qualitätsregulierung verzichtet und

daher ein **Bonus/Malus-System** angewandt werden sollte. DIHK stimmt dem nachdrücklich zu.

- (226) Hierbei sollen Unternehmen mit überdurchschnittlicher Qualität einen Bonus erhalten, Unternehmen mit unterdurchschnittlicher Qualität mit einem Malusabschlag auf ihre Erlösobergrenze belegt werden. Die Durchschnittswerte beziehen sich dabei auf die Kenngrößen Unterbrechungsdauer, Unterbrechungshäufigkeit, nicht gelieferte Energie und nicht gedeckte Last und sollen anhand der bis zum Beginn der Anreizregulierung ermittelten Daten durch die Bundesnetzagentur bestimmt werden. Die Frage der Höhe der Zu- und Abschläge für über- und unterdurchschnittliche Qualität soll sich an der Bewertung der Qualität durch Kunden orientieren.
- (227) Die Einschätzung von VDEW/VDN/VRE zur grundsätzlichen Ungeeignetheit der Qualitätsregulierung zur Sicherstellung einer nachhaltigen Netzentwicklung wird von der Bundesnetzagentur angesichts der **erfolgreichen Praxiserfahrung** in Italien, Norwegen oder den Niederlanden nicht geteilt. Die auch von VKU und GEODE geltend gemachten Probleme hinsichtlich der Verfügbarkeit einer **belastbaren Datenbasis** müssen und können berücksichtigt werden: Wo eine Belastbarkeit der Daten eindeutig nicht gegeben ist, sollten die Bonus/Malus-Zahlungen entsprechend moderat ausfallen. Die gemeinsamen Anstrengungen der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder sollten aber vorrangig darauf gerichtet werden, das wichtige Thema Versorgungsqualität **auch vor Inkrafttreten einer AnreizVO** mit einer **besseren Datenbasis** auszustatten als bislang verfügbar.
- (228) Die bereits im 4. Referenzbericht, im Berichtsentwurf vom 02.05.2006 und in den Stellungnahmen von VDEW/VDN/VRE und VKU angesprochene **Stochastik der Versorgungsunterbrechungen** (nicht nur, aber vor allem bei kleinen Netzbetreibern) wirkt sich auf die festzulegenden **Referenzwerte nicht maßgeblich** aus. Sie hat aber für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit eines **einzelnen Netzbetreibers maßgebliche Bedeutung**: Zufallsbedingte, unsystematische Versorgungsunterbrechungen dürfen einen Netzbetreiber in seiner Erlössituation nicht unsachgemäß beeinträchtigen. Dies wäre bei **asymmetrischen Erlösauswirkungen** der Fall. Die Bundesnetzagentur zieht hieraus die Konsequenz und verwirft ihren Vorschlag, Mindeststandards für die Netzzuverlässigkeit festzulegen, unterhalb derer deutlichere höhere Pönalen gelten sollen. Stattdessen sollen **vollständig symmetrische Qualitäts-Erlös-Relationen** mit einer ebenfalls symmetrischen Begrenzung der maximalen Boni und Mali zur Anwendung kommen. Damit wirken sich stochastische Qualitätsschwankungen in proportionalen Boni oder Mali aus, die keine Benachteiligung eines Netzbetreibers nach sich ziehen. Die Stochastik des Störungsgeschehens wird erlösseitig ausgeglichen: Zufällig schlechten Jahren mit Mindererlösen steht der symmetrische Ausgleich durch zufällig gute Jahre mit Mehrererlösen gegenüber.

2.3.5.2 Datenbasis

- (229) Eine Verbesserung der Datenbasis zur Versorgungsqualität ist in zweierlei Hinsicht erforderlich: Zum einen für die Erfassung und Auswertung der oben genannten **Zuverlässigkeitskenngrößen** für Gruppen von Unternehmen und die Gesamtheit aller Einzelunternehmen – auch zur Erfassung **gebietsstruktureller Einflussfaktoren**. Zum anderen zur **ökonomischen Bewertung** der Versorgungsqualität über repräsentative Kundenumfragen.
- (230) Die Datenlage bei den Zuverlässigkeitskenngrößen kann nach Einschätzung der Bundesnetzagentur bis zum Wirksamwerden der Qualitätsregulierung erheblich verbessert werden. Zunächst liegen Grundlagendaten für das Jahr 2004 mit einer Netzabdeckung von 60 % bereits aus der VDN-Störungsstatistik vor, wie auch von VDEW/VDN/VRE bestätigt; diese sollten der Bundesnetzagentur unverzüglich detailliert zugänglich gemacht und auf einen Erfassungsgrad von 100 % ergänzt werden. Für die Jahre 2005, 2006 und zum großen Teil auch für das Jahr 2007

werden auf der Grundlage von § 52 EnWG Daten rechtzeitig bei der Bundesnetzagentur eingehen. Damit werden rechtzeitig **Qualitätsdaten für drei bis vier Jahre** vorliegen, anhand derer die Bundesnetzagentur eine **Festlegung der Parameter der Qualitätsformel** vornehmen kann. Dies betrifft zum einen die Referenzkennwerte unter Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Einflussgrößen, zum anderen die weiter unten erläuterten **Kompensationszahlungen** gegenüber einzelnen Kunde

2.3.5.3 Bewertung der Qualität durch die Kunden

- (231) 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.
- (232) Die **monetäre Bewertung** der Netzzuverlässigkeitskenngrößen soll deshalb an der Bewertung **durch die Kunden** orientiert werden. Hierzu wird die Bundesnetzagentur die **Zahlungs- und Akzeptanzbereitschaften** (Willingness to Pay, WTP; Willingness to Accept, WTA) in **repräsentativen Untersuchungen** ermitteln.
- (233) 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 Kundenumfrage mit dem Ziel durchgeführt, die Zahlungsbereitschaft von Netzkunden für eine Änderung der Versorgungsqualität zu quantifizieren. Auch in Italien wurden in gleicher Art und Weise belastbare Ergebnisse erzielt. Die Resultate dieser Umfragen fließen heute direkt in die Festlegung der qualitätsbedingten Anpassung der Preisobergrenzen ein.
- (234) Kundenumfragen 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 für die Festlegung der Mindeststandards und den dazugehörigen Pönalen.
- (235) Dagegen sind Kundenumfragen zur Netzzuverlässigkeit komplexer und erfordern eine höhere Aufmerksamkeit der Bundesnetzagentur. Dem soll durch das Heranziehen von Gutachtern und Beratern Rechnung getragen werden, so dass die praktische Durchführung der Umfragen und die analytische Auswertung der Ergebnisse gewährleistet werden kann. Dabei wird die Bundesnetzagentur sicherstellen, dass die Kundenumfragen **repräsentativ** bezüglich der Kundensegmentierung sind und somit ein breites Spektrum **verschiedener Kundensegmente** abdecken.
- (236) Die Bundesnetzagentur schlägt vor, sowohl die Ergebnisse von Kundenumfragen als auch die anderer Datenabfragen zu veröffentlichen, da sich die Veröffentlichung von Ergebnissen von Kundenumfragen als eine sehr effektive Maßnahme in Bezug auf die Bereitschaft der Unternehmen erwiesen hat, Kundenwünsche zu antizipieren und auf diese zu reagieren.
- (237) Die Unterschiede und Volatilität der Ergebnisse von Kundenbefragungen sind der Bundesnetzagentur bekannt und wurden bereits im 4. Referenzbericht thematisiert. Richtig ist deshalb – wie von RWE vorgebracht –, dass in Anbetracht dieser Umstände die Kundenbefragungen sorgfältig, systematisch und repräsentativ vorbereitet, durchgeführt und ausgewertet werden müssen. Bei der Erstellung und Entwicklung der ersten Kundenumfrage in Deutschland sollen die Erfahrungen, die andere Länder bereits bei der Durchführung von Kundenumfragen gemacht haben, berücksichtigt werden, um sicherzustellen, dass die gewonnenen Ergebnisse praxisrelevant und aussagekräftig sind. Die Bundesnetzagentur sieht neben dem konsultativen Einbezug der energiewirtschaftlichen Fachkenntnis der betroffenen Wirtschaftskreise

soziologische und demoskopische Expertise für maßgebliche und entsprechende Expertenunterstützung als unabdingbar an. Aufgrund der angesprochenen Volatilität der Zahlungsbereitschaften ist eine regelmäßige Durchführung der Befragungen – möglichst im Jahresrhythmus – vorgesehen.

- (238) Die von VDEW/VDN/VRE und VKU vorgebrachten grundsätzlichen Zweifel an diesem Vorgehen entspringen nach Einschätzung der Bundesnetzagentur einer einseitig energiewirtschaftlich geprägten Bewertung und Erwartungshaltung an die Einheitlichkeit und Stabilität der Ergebnisse solcher Untersuchungen. Dass bei den Kunden keine Detailkenntnis der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge vorliegt, ändert nichts daran, dass die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit primär an den Kundenbedürfnissen auszurichten ist. Dass die Zahlungs- und Akzeptanzbereitschaften international und zeitabhängig unterschiedlich ausfallen, ist kein Hinweis auf die mangelnde Belastbarkeit der Methoden und ihrer Ergebnisse, sondern kann ein völlig zutreffendes Untersuchungsergebnis sein. Geringere Zahlungsbereitschaft bei höherer Qualität und deutliche Anstiege der Zahlungsbereitschaft bei kurzfristig zurückliegenden Versorgungsunterbrechungen entsprechen der ökonomischen Theorie des abnehmenden Grenznutzens.

2.3.5.4 Integration in den Effizienzvergleich

- (239) Die **Integration von Qualitätsmerkmalen in den Effizienzvergleich** (Benchmarking) ist aus Sicht der Bundesnetzagentur weiterhin der **systematisch richtige Ansatz**, um die externen Kosten der Versorgungsunterbrechungen bestmöglich in eine Anreizregulierung einzubeziehen. Die konkrete Ausgestaltung der Integration soll zur Vermeidung von Fehlanreizen zur Spezialisierung derart erfolgen, dass die Qualitätsmerkmale im Effizienzvergleich nicht als Leistungserbringung (Output), sondern monetär bewertet als Aufwand (Input) verwendet werden. Dies stellt eine Internalisierung externer Kosten der Qualitätsmängel dar. Hierdurch werden dem Netzbetreiber die richtigen Anreize gegeben, damit das gesamtwirtschaftliche Optimum von Versorgungsqualität und Kosteneffizienz angenähert werden kann. Es ist aber anzuerkennen – wie von VKU ausgeführt –, dass sich mit dieser Integration stochastische Einflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit auch auf Effizienzvergleiche und Effizienzziele auswirken können. Ein jährlicher Ausgleich durch symmetrische Bonus- und Maluszahlungen wäre nicht mehr möglich. Voraussetzung für die Integration der Qualität in den Effizienzvergleich ist daher das Vorliegen langjähriger Mittelwerte. Dementsprechend soll die **Integration erst nach dem Ende der zweiten Regulierungsperiode** erfolgen.

2.3.5.5 Schutz einzelner Kunden

- (240) Neben einer Berücksichtigung der durchschnittlichen Versorgungsqualität in einem Netz sollen über garantierte Kundenstandards Vorkehrungen getroffen werden, um auch besonders schwerwiegenden Versorgungsunterbrechungen bei **einzelnen Netzkunden** entgegenzuwirken. Hierfür sollen – außer in Fällen höherer Gewalt – bei langen oder häufigen Versorgungsunterbrechungen **direkte Zahlungen** an betroffene Kunden erfolgen. Die im 4. Referenzbericht vorgeschlagenen Werte wurden überwiegend als zu wenig anspruchsvoll bewertet und sollten daher verschärft werden. bne und vzbv schlagen bei einmalig zwölf Stunden, zweimalig drei Stunden und dreimalig zwei Stunden Versorgungsunterbrechung einheitlich 100 € vor. Die Bundesnetzagentur erachtet diese Werte im Lichte der gesamten Stellungnahmen als sachgerecht. Die Festlegung der Werte sowie die von VDEW/VDN/VRE und VKU eingeforderte präzise Definition der Voraussetzungen für Kompensationszahlungen sollte durch die Bundesnetzagentur erfolgen, die hierzu weitere Daten auswerten wird.

2.3.5.6 Qualitäts-Management-Systeme

- (241) 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 dass darüber hinaus auch die Belastbarkeit der an die Bundesnetzagentur gelieferten Daten sichergestellt wird. Die Anforderungen an Qualitätsmanagement und Berichte (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 angeschlossenen 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 Bericht an die Bundesnetzagentur übermitteln.

- (242) Eine unterschiedliche Behandlung verschieden großer Netzbetreiber, die an der Kundenzahl anknüpft, hält die Bundesnetzagentur deshalb für sachgerecht, weil auch bei kleineren Netzbetreibern mit wenigen Kunden der **administrative Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen** stehen sollte. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Kunden kleinerer Netzbetreiber einen Nachteil in der Versorgungsqualität erleiden müssten. Die Anforderungen an eine nachhaltige Sicherung der Versorgungsqualität bestehen bei kleinen und großen Netzbetreibern in der gleichen Weise.
- (243) VDEW/VDN/VRE erkennen die **grundsätzliche Eignung von Qualitäts-Management-Systemen** zur Qualitätsregulierung an, mit denen ein hilfreiches Instrument bereitgestellt wird, die langfristigen Strategien der Unternehmen transparent zu machen. Sie empfehlen den Einsatz von Qualitäts-Management-Systemen bzw. insbesondere von Simulationsmodellen für Anlagegüter (Asset Management Systeme) als Grundlage für die Bestimmung von Investitionsbudgets. Einen möglichen Missbrauch sehen VDEW/VDN/VRE in Pönalen, allerdings im Widerspruch zu § 21a Abs. 5 S. 3 EnWG, der bei Unterschreitung von Qualitätsvorgaben ausdrücklich Erlösabsenkungen versieht. Die Bundesnetzagentur hält die Erweiterung von Qualitäts-Management-Systemen und ihre **Verknüpfung mit dem technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister** für einen sinnvollen Ansatz, um die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber zu beobachten und zu bewerten. Hierzu sollten jährliche Berichte der Netzbetreiber über ihre Investitionstätigkeit an die zuständige Regulierungsbehörde übermittelt werden. Die Prüfung durch die Regulierungsbehörde erfolgt auf Basis des technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters und den aus diesem abgeleiteten üblichen Restlebensdauern und Reinvestitionsvolumina. Bei deutlicher und nachhaltiger Unterschreitung der üblichen Reinvestitionsvolumina können in einem ersten Schritt zusätzliche Erklärungen des Netzbetreibers angefordert werden. Bei erheblichen und langfristigen Unterschreitungen der üblichen Reinvestitionsvolumina ohne entsprechende Rechtfertigung durch den Netzbetreiber können Pönalen möglich sein. In Extremfällen ist zu prüfen, ob nach § 65 i. V. m. § 11 Abs. 1 EnWG Aufsichtsmaßnahmen zu ergreifen sind oder nach § 4 Abs. 2 EnWG die Genehmigung des Netzbetriebs zu entziehen ist.

2.4 Erlös-Obergrenze mit Mengenanpassung

- (244) Die Bundesnetzagentur spricht sich für die Einführung einer Erlösobergrenzen – Regulierung aus. Die Begründung liegt zum ersten in den praktischen Vorteilen des geringeren Informationsbedarfs, denn die Vorgabe einer Erlösobergrenze verlangt weniger tiefe Einblicke in die Preisstruktur eines Unternehmens als ein System, das auf der Setzung von Preisobergrenzen beruht; 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.

- (245) Es wird dabei nur eine **Gesamtsumme der Erlöse als Obergrenze** 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.
- (246) 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 der vorgegebenen Erlösobergrenze 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.
- (247) Mit Hilfe einer entsprechenden Erweiterung der Formel und einem Regulierungskonto für ggf. auftretende Abweichung zwischen prognostizierten und tatsächlichen Absatzmengen sollen Mengenschwankungen auch im System der Erlösobergrenze abgebildet werden.
- (248) Die Berücksichtigung der Mengenentwicklung während der Regulierungsperiode ist auch deshalb ein bedeutender Bestandteil der Bundesnetzagentur bei der Ausgestaltung einer Erlösobergrenzen-Regulierung. Im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Mengenänderungen sollen jedoch zwei Effekte klar **voneinander getrennt** werden:
- Kurzfristige Mengenentwicklungen und ihre Auswirkungen auf die Erlöse.
 - Nachhaltige Mengenentwicklungen und ihre Auswirkungen auf die Kosten.
- (249) Der erste Fall bezieht sich auf die Entgeltbildung und die zulässigen Erlöse bei **kurzfristigen Mengenschwankungen**, denen im Rahmen einer Erlösobergrenzen-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 dürfen. 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. Schon jetzt sehen die Netzentgeltverordnungen das Instrument der periodenübergreifenden Saldierung (§ 10 GasNEV und § 11 StromNEV) vor. In der Anreizregulierung soll eine Saldierung in ähnlicher Weise durch ein sog. Regulierungskonto weitergeführt werden (Ausführungen dazu in Kapitel 7).
- (250) Der zweite Fall behandelt **signifikante Auswirkungen von Mengenänderungen auf die Kosten** und damit die Bestimmung von wesentlichen Einflussgrößen der Unternehmen. Diese Auswirkungen können durch Erweiterungsfaktoren in der Regulierungsformel berücksichtigt werden. Beispiele hierfür finden sich in den Regulierungsformeln in Großbritannien, Norwegen und Österreich, auf die in der Folge näher eingegangen wird. Auch für Deutschland wird von der Bundesnetzagentur die Implementierung von Erweiterungsfaktoren (vgl. Kapitel 7) in die Regulierungsformel vorgeschlagen.
- (251) Internationale Beispiele für Korrekturfaktoren oder ein Regulierungskonto finden sich in Großbritannien sowie Victoria (Australien) und New South Wales (Australien).

- (252) In ihren Stellungnahmen zum Referenzbericht haben sich die Marktakteure größtenteils positiv über diese Positionierung der Bundesnetzagentur zugunsten einer Erlösobergrenzenregulierung geäußert. Allein der VIK, der für eine Vorgabe einer Preisobergrenze plädiert, zeigte sich nicht gänzlich überzeugt, räumte jedoch ein, dass durch eine adäquate Ausgestaltung des Regulierungskontos die mit der Setzung einer reinen Erlösobergrenze verbundenen Probleme einer Lösung zugeführt werden können.

2.5 Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt

- (253) 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.
- (254) 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.
- (255) Es spricht vieles dafür, dass die gesamte Netzbranche in den nächsten Jahren im Vergleich zur Situation eines nicht regulierten und monopolistischen Bereiches erhebliche Produktivitätssteigerungen realisieren kann
- (256) Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb vor, einen generellen X-Faktor in die Anreizregulierungsformel zu integrieren. Dieser berücksichtigt, um welchen Anteil die Produktivität im gesamten Energienetzbereich stärker als in der Gesamtwirtschaft wird steigen können. Würde man diesen Effekt nicht berücksichtigen, würden zu schwache Effizienzsteigerungsvorgaben gesetzt und die Kunden würden 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.
- (257) Der VIK fordert über den von der Bundesnetzagentur berechneten Wert hinaus einen "Ehrgeizfaktor" vorzusehen, der zusätzlich zum historisch ermittelten Wert der gesamten Branche Produktivitätssteigerungen vorgibt.
- (258) Für die Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung soll der durch das Statistische Bundesamt veröffentlichte Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) verwendet werden.
- (259) Die Unterschiede in Preisentwicklung und Produktivitätsentwicklung zwischen Gesamtwirtschaft und Energienetzwirtschaft sollen durch die **Integration des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts** (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.
- (260) Der so genannte Malmquist-Index macht eine Aufteilung der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung in Aufholprozesse ineffizienter Unternehmen zu effizienten (Catch-Up) und in Produktivitätssteigerungen effizienter Unternehmen (Frontier-Shift) möglich und soll daher für die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts Anwendung finden, sobald eine entsprechende

Datengrundlage zur Verfügung steht (voraussichtlich in zwei bis drei Jahren). Dabei soll zwischen Stromnetzen und Gasnetzen unterschieden werden.

- (261) Da in der Konzeptionsphase noch keine adäquate Datengrundlage verfügbar war, hat die Bundesnetzagentur eine Berechnung mit Hilfe des Törnquist-Indexes und auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten der Jahre 1977 bis 1997¹² durchgeführt. Hierbei wurde im 2. Referenzbericht ein genereller X-Faktor von 2,54 % ermittelt.
- (262) 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 % ist in den Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise nur für einzelne der aufgeführten Kritikpunkte enthalten. Zusätzliches oder detaillierteres Datenmaterial hierfür war der Bundesnetzagentur ebenfalls nicht zugänglich. Für Punkte, in denen die Kritik der Netzbetreiber als berechtigt angesehen werden kann und deren Auswirkungen berechnet werden können, hat die Bundesnetzagentur ihre Berechnungen überprüft. Mit den jedoch weiterhin bestehenden Unsicherheiten 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. In Österreich wurde der Faktor beispielsweise auf 1,95% festgesetzt, in Norwegen betrug der generelle X-Faktor von 1997 bis 1998 2% und wurde ab 1998 auf 1,5% festgesetzt, in den Niederlanden galt für die Jahre 2001-2003 ein Wert von 2%, danach wurde er auf 1,5% gesenkt.
- (263) 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 Problemen 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 angepasst werden kann. Nach zwei bis drei Jahren besteht durch jährliche Datenerhebungen der Bundesnetzagentur die Grundlage für eine Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts entsprechend Malmquist-Index durch die Bundesnetzagentur.
- (264) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Bestimmung des generellen X-Faktors finden sich in Kapitel 9.

2.6 Bestimmung der Effizienzwerte durch Effizienzvergleich

- (265) Grundlage für die Effizienzvorgaben bildet die Effizienz eines jeden Netzbetreibers relativ zu anderen Netzbetreibern. Diese relative Effizienz kann im Vergleich mit anderen strukturell vergleichbaren Unternehmen ermittelt werden.
- (266) Schließlich stehen die Regulierungsbehörden vor der Aufgabe, Wettbewerb zu simulieren, und auch hier müssen die Unternehmen ihre Preise entsprechend der Preise der Konkurrenten anpassen, wenn sie unter den gleichen Bedingungen arbeiten wie diese.
- (267) Im Rahmen des Vergleichsverfahrens nach § 21 Abs. 3 EnWG müssen – wird ein solches durchgeführt – strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe durch die Bildung von Strukturklassen berücksichtigt werden. Eine andere

¹² Hierbei wurde der Wert des Jahres 1992 aus der Berechnung herausgenommen, da hier durch Zusammenlegung der Statistiken nach der Wiedervereinigung ein statistischer Bruch entstanden ist.

Berücksichtigung struktureller Unterschiede der Versorgungsaufgabe sieht der Gesetzgeber für das Vergleichsverfahren – im Gegensatz zur Anreizregulierung – nicht explizit vor.

- (268) 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 S. 3 EnWG an die Voraussetzung der objektiven strukturellen Vergleichbarkeit geknüpft.
- (269) 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.
- (270) Der Regulierer muss bei der Setzung von Strukturklassen wie beispielsweise der Absatzdichte 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.
- (271) Wenn dieser Zusammenhang jedoch mit Hilfe beispielsweise regressionsanalytischer Methoden abgebildet werden kann, so ist es auch möglich, einen funktionalen und kontinuierlichen Zusammenhang abzubilden und den bis jetzt nur unterstellten Kostenzusammenhang auf einer breiten Datenbasis zu ermitteln.
- (272) Funktionale Zusammenhänge dieser Art also zwischen bestimmten Faktoren und den Kosten können im Rahmen des Effizienzvergleichs mit Hilfe wissenschaftlich anerkannter Methoden für den Effizienzvergleich (Benchmarking-Verfahren) in einer großen Zahl und Detaillierung berücksichtigt werden.
- (273) Eine Einteilung der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber in **Strukturklassen**, wie sie im Rahmen des Vergleichsverfahrens vorgesehen ist, erscheint daher bei der Durchführung eines sachgerechten Effizienzvergleichs **nicht notwendig** und ist folglich nicht Bestandteil des Konzepts der Bundesnetzagentur.

2.6.1 Ermittlung kostentreibender Faktoren

- (274) Zur Ermittlung der Faktoren, die zu Kostenänderungen führen (Kostentreiber) wie auch zur Durchführung des Effizienzvergleichs kann auf eine große Zahl wissenschaftlich fundierter und erprobter Methoden zurückgegriffen werden. Für die Anwendung in der Anreizregulierung in Deutschland sollen parametrische (z.B. die Stochastic Frontier Analysis, Stochastische Effizienz-Analyse, SFA) wie nicht-parametrische Verfahren (z.B. Dateneinhüllungsanalyse, DEA) angewandt werden und es soll ergänzend auf analytische Kostenmodelle zurückgegriffen werden (Einzelheiten der Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben finden sich in Kapitel 13).
- (275) Die folgende Graphik verdeutlicht die Zusammenhänge der verschiedenen Schritte von der Datenabfrage bei den Netzbetreibern bis zur Ermittlung der Effizienzziele, die im Rahmen der Durchführung der Anreizregulierung auf Basis der Erkenntnisse der konzeptionellen Vorarbeiten durchgeführt werden sollen. Das beabsichtigte Vorgehen und Testrechnungen werden in Kapitel 13 detailliert erläutert.

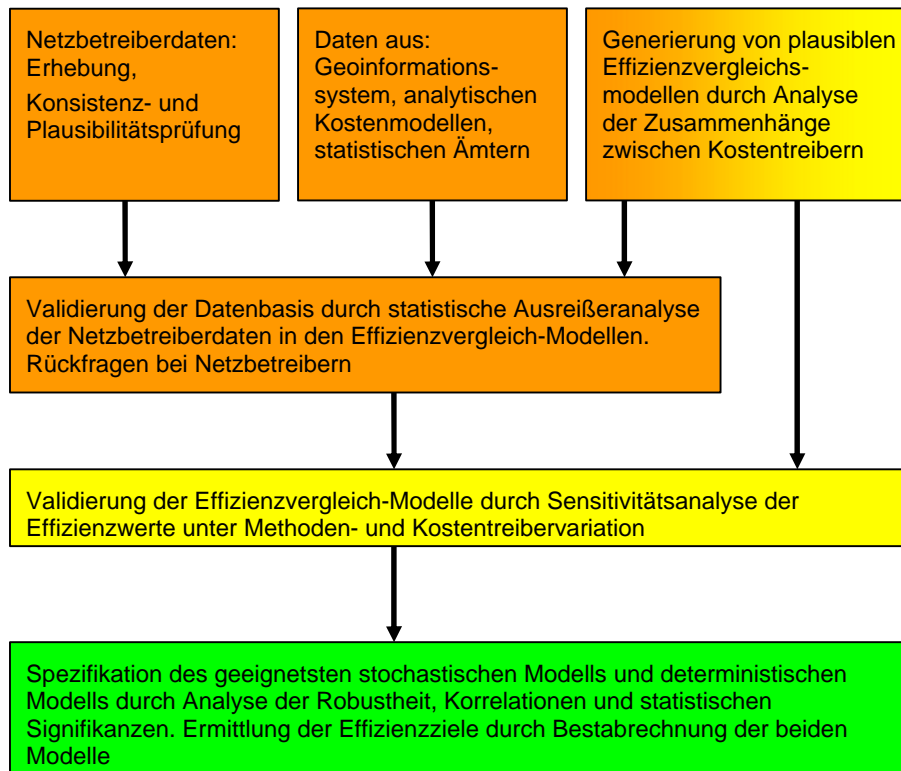


Abbildung 1: Prozess der Durchführung des Effizienzvergleichs

2.6.2 Strukturparameter

- (276) Auf die Analyse der Kostentreiber baut die Auswahl der Strukturparameter auf. Hier sollen drei methodische Ansätze verwandt werden, deren Kombination sich im Rahmen der Konzeption bewährt hat: Mit der Modellnetzanalyse (MNA) wurden die analytischen und funktionalen Zusammenhänge zwischen 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 Informationssystem (GIS) wurden Parameter ermittelt, die hinsichtlich Geographie, Geologie und Topographie/Topologie die objektiven gebietsstrukturellen Eigenschaften eines Netzgebietes beschreiben. Durch Verwendung ökonomischer Analysen, insbesondere der Regressionsanalyse, wurden potenzielle Kostentreiber auf Relevanz und Signifikanz untersucht (die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden in Kapitel 12.9 erläutert).
- (277) Die Ergebnisse der von der Bundesnetzagentur bis zur Einführung der Anreizregulierung durchzuführenden Untersuchungen und die daraus resultierende Parameterauswahl sollen Gegenstand weiterer Konsultationen sein.

2.6.3 Ermittlung der Effizienzwerte

- (278) Die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte soll durch eine Kombination verschiedener Vergleichsmethoden erfolgen. Für den Einsatz sind die Dateneinhüllungsanalyse (DEA, Data Envelopment Analysis), die Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (SFA, Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse) und für einzelne Elemente Analytische Kostenmodelle (AKM) vorgesehen.
- (279) Die konkrete Ausgestaltung und Spezifikation der 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 Effizienzvergleichs-Parameter. Die Analytischen Kostenmodelle sollen weiter entwickelt werden und insbesondere in den Varianten Teilnetz-MNA und Referenznetzanalyse (RNA) auch zur Bestimmung von relativen Effizienzvorgaben mit herangezogen werden.

- (280) Die Anwendbarkeit der wesentlichen Methoden (Daten-Einhüllungs-Analyse, Stochastische Effizienz-Analyse, und Analytische Kostenmodelle) sollten durch die Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG (AnreizVO) sichergestellt werden. Die Robustheit der Gesamtmethode wird durch die Bundesnetzagentur in Form eines komplementären Effizienzvergleiches unter Nutzung verschiedener Verfahren sichergestellt werden.
- (281) Die ermittelten Effizienzwerte Ineffizienzen des Netzbetreibers sind im System der Erlösobergrenzenregulierung Zielvorgaben für die individuelle Entwicklung des Erlöspfades. Dabei kann entweder das Ergebnis desjenigen Effizienzvergleichs-Verfahrens als Effizienzziel zugrunde gelegt werden, das den betreffenden Netzbetreiber am wenigsten stark belastet oder ein Durchschnittswert der Ergebnisse der verschiedenen Verfahren angesetzt werden.
- (282) Die Durchführung des Effizienzvergleichs muss bundeseinheitlich erfolgen. Dies umfasst die Festlegung der Datengrundlagen, Durchführung der Datenabfragen, Plausibilitätsprüfung, Auswahl der Methoden und Parameter, Durchführung der Vergleichs-Berechnungen und Berechnung der Effizienzziele sowie die Ableitung der Entwicklungspfade der Erlösobergrenzen für alle Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur.

2.7 Ermittlung von Effizienzzielen für die Regulierungsperioden

- (283) Die Verteilung der abzubauenen Ineffizienzen (Differenz zwischen Effizienzwert und 100%) auf die einzelnen Jahre der Regulierungsperioden ergibt die Effizienzziele. Hierzu ist in Anbetracht der Tatsache, dass es in Deutschland nicht zu einer individuellen Aushandlung von X-Faktoren kommen kann, eine transparente und verlässliche Methode für die Transformation der Effizienzwerte (Ergebnisse des Effizienzvergleichs) in Effizienzziele zu definieren.
- (284) Die Bundesnetzagentur schlägt vor, die ermittelten Ineffizienzen innerhalb von 2 Regulierungsperioden (6 – 8 Jahre) abzubauen. Die sich so ergebenden Effizienzziele 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.
- (285) In Anbetracht der späten Liberalisierung der deutschen Strom- und Gasmärkte sieht der VIK die Streckung des Abbaus von Ineffizienzen bis frühestens 2014 als gerade noch akzeptables Entgegenkommen an die Netzbetreiber, während VDEW/VDN/VRE drei Regulierungsperioden von je fünf Jahren fordern, also einen Abbau der Ineffizienzen bis frühestens 2022 als realisierbar ansehen.
- (286) Die Effizienzergebnisse sollen direkt in Effizienzvorgaben überführt werden und es soll keine Bildung von Effizienzklassen erfolgen. Diese Vorgehensweise entspricht dem Grundsatz des EnWG, nachdem Grundlage der Netzentgelte *effiziente* Kosten sein sollen.
- (287) Bei der Heranführung an das effiziente Niveau sollen die individuellen Effizienzvorgaben auf die Dauer der beiden ersten Regulierungsperioden aufgeteilt werden. Der Abbau betriebskostenorientierter Ineffizienzanteile soll auf die erste Regulierungsperiode, der Abbau der kapitalkostenorientierten Ineffizienzanteile bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode nach sechs bis acht Jahren erstreckt werden.
- (288) Die festgestellten Ineffizienzen der Gesamtkosten sollen danach aufgeteilt werden, ob sie stärker durch Betriebskosten (Operational Expenditures, OPEX) oder Kapitalkosten (Capital Expenditures, CAPEX) getrieben sind und entsprechend auf

die Regulierungsperioden geschlüsselt werden. Je höher dabei der Anteil der OPEX-getriebenen Ineffizienzen ist, desto höher sind die Effizienzziele für die ersten Jahre. Geht dabei ein Unternehmen mit 15% Ineffizienzen aus einem Effizienzvergleich hervor und sind dabei ein Drittel durch OPEX getrieben, muss es 5% der Ineffizienzen in den ersten Jahren abbauen, den Rest bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode. Welche betriebswirtschaftlichen Maßnahmen ein Netzbetreiber ergreift und welche Kosten er senkt, um die entsprechenden Vorgaben zu erreichen, bleibt dabei ihm überlassen.

- (289) Dadurch können auf Grundlage 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 Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) berücksichtigen.

2.8 Auswahl und Auswertung von Daten

- (290) Voraussetzung für die Robustheit der angewandten Methoden ist stets das Vorliegen einer geeigneten und plausiblen Datenbasis. Die aus den bisherigen Datenabfragen gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen sollen deshalb für die Optimierung und Ausgestaltung des zukünftigen Datenabfrageprozesses genutzt werden. Ziel muss es sein, ein **transparentes Verfahren für die Erhebung der Unternehmensdaten** einzuführen. Hierbei gilt es, die Arbeitsbelastung auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Regulierungsbehörden zu senken und auf diesem Weg den gesamten Erhebungs- und Auswertungsprozess zu verkürzen. Die zukünftigen Datenabfragen werden sich auf die im Rahmen der Kostentreiberanalyse identifizierten Parameter stützen. Sowohl zu den Parametern wie zu den Dateninhalten und Definitionen wird die Bundesnetzagentur einen weiteren Konsultationsprozess durchführen und so die Grundlage für ein einheitliches Datenverständnis schaffen. Die Dateninhalte sind dann den Netzbetreibern im vorab bekannt und können im Voraus ermittelt werden. So kann die Dateneingabe erleichtert und Missverständnissen vorgebeugt werden. Die zukünftigen Datenerhebungen sollen durch ein benutzerfreundlicheres Erhebungswerkzeug erfolgen, welches dem Netzbetreiber bereits erste Konsistenzprüfungen ermöglicht.
- (291) Die Bundesnetzagentur spricht sich für weitgehende Transparenz dieser Daten aus. Grund hierfür 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.

2.9 Ausgangsbasis der Erlösobergrenze

- (292) Zur Bestimmung der Ausgangsniveaus, auf dem der Erlöspfad aufsetzt, sollen die bestehenden kostenrechnerischen Vorschriften der Entgeltverordnungen dienen, die auch in einem System der Anreizregulierung weitgehend beibehalten werden sollen. Diese Vorschriften sind etabliert, weshalb die Notwendigkeit einer grundlegenden Änderung derzeit nicht gesehen wird.
- (293) Die Bestimmung der Ausgangsbasis für die Anreizregulierung vollzieht sich in den folgenden Schritten und wird in unten stehender Abbildung dargestellt.
- Ermittlung der unternehmensindividuellen Kostendaten der Netzbetreiber entsprechend den Regelungen der Netzentgeltverordnungen (NEV) (siehe Kapitel 8.2) auf Basis des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, das als Basisjahr gilt.

- Regulatorische Kostenprüfung (Regulatory Review) auf Einhaltung der Vorgaben der Netzentgeltverordnungen (siehe Kapitel 8.3)
- Daraus ergeben sich die Kostendaten auf Basis der Netzentgeltverordnungen (siehe Kapitel 8.4)
- Bereinigung um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (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)(siehe Kapitel 8.5)
- Bestimmung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile unter Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete (§ 21a Abs. 4 S. 2 EnWG, vgl. Ausführungen in Kapitel 11). Die strukturellen Unterschiede werden im Rahmen des Effizienzvergleichs durch exogene Strukturmerkmale (Strukturparameter) berücksichtigt (siehe Kapitel 8.6)
- Nach Abzug der dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile ergeben sich die beeinflussbaren Kostenanteile.
- Die so insgesamt bestimmten Kostenanteile bilden die Ausgangsbasis für die Anwendung der Anreizformel (vgl. Kapitel 2.12.1)

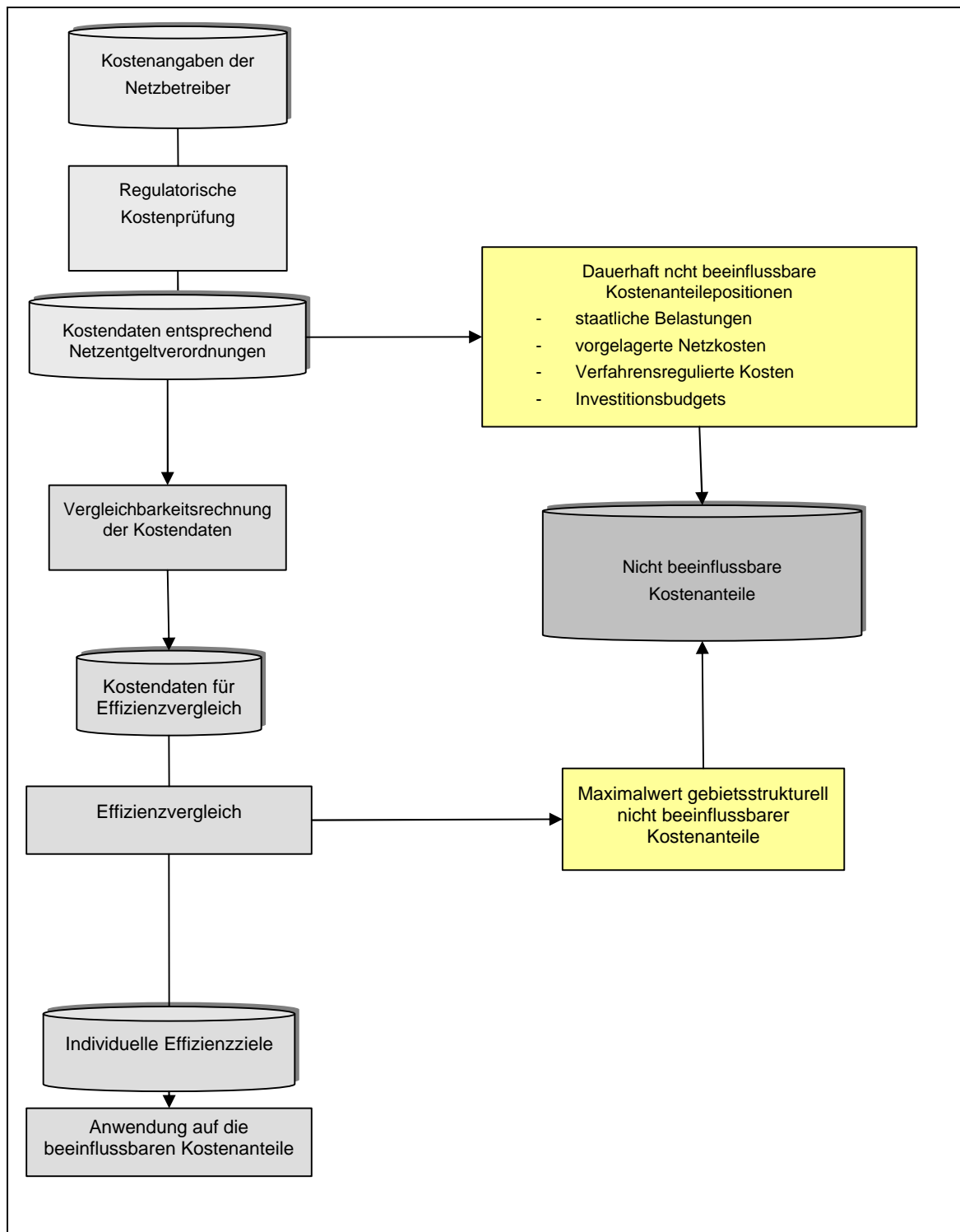


Abbildung 2: Prozess der Bestimmung der Ausgangsbasis

(294) Nach § 21a Abs. 4 S. 2 und 4 EnWG besteht die gesetzliche Anforderung, das Ausgangsniveau für die Anreizregulierung zu Beginn der Regulierungsperiode (siehe VKU, GEODE) zu bestimmen. Hierbei müssen Effizienz und Wettbewerbsanalogie berücksichtigt werden. Ferner muss nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG die bestehende Effizienz berücksichtigt werden. Im Abgleich zu den Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG und der gesetzlich gebotenen sofortigen Absenkung auf ein effizientes Kostenniveau nach § 21 Abs. 2 EnWG ist daher eine **Korrektur um extrem überhöhte Kosten zu Beginn der Anreizregulierung** zwingend geboten. Anstelle der zunächst vorgeschlagenen regulatorischen Kostenrechnungsprüfung, die sich allein auf formale und

inhaltliche Vorgaben der Nentzergeltverordnungen ohne Effizienzprüfung und separaten Effizienzvergleich beziehen sollte, schlägt die Bundesnetzagentur nun vor, im Rahmen einer regulatorischen Kostenprüfung **Extremwerte mit zu erfassen und ggf. zu korrigieren** (siehe 8.4). Die Regulatorische Kostenprüfung beschränkt sich damit nicht auf eine rein formale und inhaltliche Überprüfung der NEV.

- (295) Eine solche formale und inhaltliche Prüfung auf Einhaltung der kostenrechnerischen Vorgaben der Netzentgeltverordnungen soll insbesondere 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.
- (296) 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. 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.
- (297) 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. Es erscheint sinnvoll, dass die Festlegung für die Länge der Regulierungsperiode getroffen wird.
- (298) Die regulatorische Kostenprüfung ist unter Beteiligung der zuständigen Regulierungsbehörden durchzuführen. Da die Ergebnisse der regulatorischen Kostenprüfung die Ausgangsbasis für den bundeseinheitlichen Effizienzvergleich darstellen, ist ein einheitlicher Prüfungsmaßstab von besonderer Bedeutung.
- (299) Einzelheiten der Ausgestaltung und Umsetzung der Bestimmung des Ausgangsniveaus finden sich in Kapitel 8.

2.10 Besondere Vorgaben für Transportnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber)

2.10.1 Sonderrolle der Transportnetzbetreiber

- (300) 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.
- (301) Auch auf Fernleitungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 19 i. V. m. Nr. 2 EnWG) kommen neue Aufgaben, wie der Ausbau von Flüssiggas-Anlagen, der, Neuanschluss von gasbefeuerten Kraftwerken oder die Verlagerung der Aufkommensquellen und Transportflüsse zu.
- (302) Ferner nehmen auch die EU-Elektrizitäts- und die EU-Erdgasrichtlinie eine Unterscheidung in den Betrieb eines Übertragungsnetzbetreibers (Art. 8 ff.) und eines Verteilnetzbetreibers (Art. 13 ff.) bzw. eines Fernleitungsnetzbetreibers (Art. 7 ff.) und eines Verteilnetzbetreibers (Art. 11 ff.) vor. Die Beschreibung der Aufgaben dieser beiden Netzbetreibertypen weist den Transportnetzbetreibern weiterreichendere Aufgaben als den Verteilnetzbetreibern zu, wie die Sicherung

der Stabilität des Gesamtsystems und die Einbindung in das europäische Verbundnetz.

- (303) All diese neuen Aufgaben stehen in engem Zusammenhang mit der Gewährleistung oder 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 Transportnetzbetreiber.
- (304) Daher 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.
- (305) Erhebliche Anteile künftiger Investitionen der Transportnetzbetreiber können also vom europäischen und deutschen Gesetz- und Verordnungsgeber vorgegebenen Veränderungen des Aufgabenprofils zugeordnet werden. Dies ist ein deutlicher Unterschied zu anderen Netzbereichen, in denen der Fokus eindeutiger auf Ersatzinvestitionen liegt.
- (306) Aus diesem Grunde sollen die notwendigen Erweiterungsinvestitionen und Umstrukturierungsinvestitionen der Transportnetzbetreiber einer gesonderten Behandlung in Form einer Genehmigung von Investitionsbudgets unterliegen.
- (307) Erweiterungsinvestitionen liegen im Strombereich bei Veränderungen der Versorgungs- und Transportaufgabe mit nicht nur lokalen systemtechnischen Auswirkungen vor.
- (308) Da auch die Anzahl der von Einzelfallprüfungen betroffenen Unternehmen den Rahmen des Möglichen nicht von vorneherein übersteigt, erscheint die Betrachtung einzelner Budgets in diesem Fall sachgerecht.
- (309) In vergleichbaren Ausnahmefällen mit erheblichen Umstrukturierungs- und Erweiterungsnotwendigkeiten können diese Aussagen auch für Verteilernetzbetreiber gelten.

2.10.2 Erlösobergrenzenregulierung des bestehenden Netzbetriebs

- (310) Im Grundsatz unterliegen die Transportnetzbetreiber, sofern es sich nicht um in bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb befindliche Gasfernleitungsnetzbetreiber handelt (vgl. § 24 S. 2 Nr. 5 EnWG i. V. m. § 3 GasNEV), der Erlösobergrenzenregulierung, wie sie auch für die Verteilnetzbetreiber vorgesehen ist. Da die Erneuerungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in Form von Investitionsbudgets behandelt werden entfällt hier allerdings der in der Anreizformel die Nachfrageentwicklung automatisch berücksichtigende Erweiterungsfaktor.
- (311) Ein im Falle der Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls separat zu behandelnder Kostenblock sind die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie und andere Bestandteile der Systemdienstleistungen, durch die wesentliche Teile ihres Kostenaufkommens bestimmt werden.
- (312) Soweit 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 können, sind die daraus resultierenden Kosten nicht mehr im direkten Einflussbereich der Übertragungsnetzbetreiber und aus der Summe der beeinflussbaren Kosten auszunehmen.

2.10.3 Effizienzvergleich der Transportnetzbetreiber

- (313) Ein Effizienzvergleich der Transportnetzbetreiber wird herangezogen, um den individuellen X-Faktor im Rahmen der Erlösobergrenzenregulierung zu

bestimmen, wobei hinsichtlich der Effizienzvorgaben die gleichen Überlegungen gelten wie für die Verteilnetzbetreiber.

- (314) Da die Anzahl von vier Übertragungsnetzbetreibern keinen breit angelegten Effizienzvergleich unter Verwendung verschiedener methodischer Ansätze erlaubt, wie dies in den anderen Netzbereichen möglich ist, soll hier zum einen die Referenznetzanalyse verwandt werden (vgl. Kapitel 10.2), die einen nationalen Vergleich der Übertragungsnetzbetreiber zulässt. Dieses soll nicht als absoluter Vergleichsmaßstab herangezogen werden, wohl aber soll die Relation der tatsächlichen Netze zum jeweiligen Referenznetz untereinander verglichen werden (relative Anwendung der Referenznetzanalyse).
- (315) Zum anderen soll eine Erweiterung der Vergleichsbasis durch die Einbeziehung weiterer Übertragungsnetzbetreiber in einem internationalen Effizienzvergleich vorgenommen werden, der auch die Anwendung parametrischer bzw. nicht-parametrischer Verfahren ermöglichen wird.
- (316) Auch ein Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber soll zum einen auf der Referenznetzanalyse und zum anderen auf parametrischen bzw. nicht-parametrischen Vergleichsmethoden basieren. Im Unterschied zu den Übertragungsnetzbetreibern kann die der Fernleitungsnetzbetreiber die Anwendung der ökonometrischen Verfahren auch auf nationaler Ebene ermöglichen. Die Bundesnetzagentur hat hierfür eine entsprechende Kostentreiberanalyse durchgeführt und verschiedene Modelle getestet (vgl. Kapitel 13.3.3). Ergänzend soll jedoch auch hier ein internationaler Effizienzvergleich vorgenommen werden.
- (317) Ein internationaler Effizienzvergleich als gemeinsames Projekt der europäischen Regulierungsbehörden wird derzeit im Rahmen der Arbeitsgruppe Efficiency Benchmarking des CEER diskutiert. Studien des internationalen Effizienzvergleichs wurden bereits durchgeführt und auch für die Anreizregulierung der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang z.B. das ECOM+ -Projekt¹³, an dem sich Dänemark, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal und Schweden beteiligten.

2.10.4 Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen

- (318) Investitionsbudgets sollen im Konzept der Bundesnetzagentur nicht als Gesamtbudget genehmigt, sondern als Einzelbudgets Maßnahmenpaketen zur Behebung von Schwachstellen und zum Erreichen von Netzentwicklungszielen zugeordnet werden. Dies ist notwendig, um eine Umsetzungsüberprüfung durchführen zu können. Die Budgets für umgesetzte Maßnahmen sollen dann nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des §21 Abs. 4 EnWG darstellen.
- (319) Bei der Festsetzung von Investitionsbudgets ist ein standardisierter Ablauf vorgesehen. In Anlehnung an das Vorgehen des britischen Regulierers Ofgem (vgl. Kapitel 5.1), an dem sich auch der Vorschlag von EON¹⁴ orientiert, soll die Genehmigung von Investitionsbudgets folgende Elemente enthalten:
- Erstellung planungsrelevanter Szenarien
 - Definition erforderlicher Investitionsprojekte auf Basis von Szenariorechnungen
 - Vorlage von Investitionsplänen seitens der Netzbetreiber
 - Überprüfung dieser Investitionspläne durch die Bundesnetzagentur unter Heranziehung Analytischer Kostenmodelle, der Befragung von Marktteilnehmern sowie eines internationalen (bzw. im Falle der Fernleitungsnetzbetreiber auch nationalen) Effizienzvergleichs der Kapitalkosten einzelner Anlagegüter

13 Agrell, Per; Bogetoft, Peter (2006): ECOM+ Results 2005, Final Report.

14 EON: Themenpapier zur Anreizregulierung: Das „Pro+“-Modell. Die Regulierung der Kapitalkosten, 24.11.2005.

- Anwendung eines Menu-Ansatzes und einer gestaffelten Verzinsung, um die Unternehmen dazu anzureizen, den tatsächlichen Investitionsbedarf anzugeben und diesen durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen anschließend noch zu unterbieten.
- (320) Als erster Schritt sind die planungsrelevanten Szenarien von den Transportnetzbetreibern vorzuschlagen und mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Dabei führen die Transportnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, die in diesem Zusammenhang auch andere Marktteilnehmer befragt¹⁵, Szenariorechnungen und Sensitivitätsanalysen durch¹⁶, in denen variiert wird, welche Umstrukturierungen absehbar sind – im Falle der Übertragungsnetzbetreiber z.B. bedingt durch die Abschaltung eines Kernkraftwerkes bzw. die Zuschaltung von Steinkohle- oder Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken, die Windenergie, im Falle der Fernleitungsnetzbetreiber durch den Ausbau von Flüssiggas-Anlagen, die Verlagerung der Aufkommensquellen und Transportflüsse, den Ausbau von Gas und Dampfturbinen-Kraftwerken oder das generelle Wachstum der Gasversorgung und für beide bedingt durch internationale Transite oder EU-Vorgaben.
- (321) Im zweiten Schritt führen die Transportnetzbetreiber mit eigenen Netzberechnungs- und Planungsverfahren Schwachstellen- und Bedarfsanalysen durch. Basis für eine Beurteilung notwendiger Maßnahmen sollen dann die Angaben der Transportnetzbetreiber analog zu den Inhalten der Berichte zum Netzzustand und zur Netzausbauplanung, die nach § 12 Abs. 3a für Übertragungsnetzbetreiber bereits verpflichtend sind, sowie die von den Transportnetzbetreibern nach § 13 Abs. 7 bzw. § 16 Abs. 5 zu erstellenden Schwachstellenanalysen sein.
- (322) Anschließend legen sie der Bundesnetzagentur ihre Investitionspläne vor, wobei es sich nicht um detaillierte Einzelprojekte, sondern um Maßnahmenpakete handeln sollte. Diese Pläne legen den Investitionsbedarf in aggregierter, aber doch so detaillierter Weise dar, dass eine Überprüfung anhand nachvollziehbarer Unterlagen möglich ist.
- (323) Für die Überprüfung der beantragten Investitionsprojekte wird die Bundesnetzagentur vor allem die Referenznetzanalyse heranziehen. Diese bietet bei entsprechend präziser Abbildung der räumlichen und energiewirtschaftlichen Gegebenheiten die Möglichkeit, belastbare Aussagen über die erforderlichen Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen für mehrere Szenarien zu liefern. Die Anforderungen an eine solch präzise Modellierung sind für vier Übertragungsnetze bzw. für derzeit 24 identifizierte Fernleitungsnetze eher zu erfüllen als für die Vielzahl von Verteilungsnetzen, da weit weniger geografisch referenzierte Grundlagendaten erfasst und verarbeitet werden müssen. Da die Angemessenheit zukünftiger Investitionsprojekte nur auf der Basis der bestehenden Netzstruktur beurteilt werden kann, wird bei der Anwendung der Referenznetzanalyse zum Zwecke der Überprüfung von Investitionsbudgets das bestehende Netz als fest vorgegebener Ausgangszustand berücksichtigt. Ergebnis der Referenznetzanalyse ist somit ein für die vorgegebenen Randbedingungen und Freiheitsgrade und unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstruktur optimales Netz, das für die zuvor zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten auslegungsrelevanten Szenarien technisch zulässig ist.

15 vgl. Enzmann, Johannes: „Principles of Capacity Allocation Mechanisms under Regulation 1775/2005“, Präsentation im Rahmen der Joint Working Group des Madrid Forums am 04.04.2006. Auch Ofgem nutzt die „Befragung Dritter“ zu diesem Zwecke.

16 Deutsche Energie-Agentur: „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie) 2005; vgl. Dokumentationen zu Trans-European Energy Networks (TEN-E), http://ec.europa.eu/ten/energy/index_en.htm.

- (324) Darüber hinaus erlaubt die Referenzanalyse die Bestimmung spezifischer Investitionskosten und damit die Überprüfung beantragter Investitionsbudgets. Die Belegung des modellierten Mengengerüsts mit Kosten kann auf Basis von Expertenbefragungen oder unter Verwendung von Standardkosten (die schwedische Regulierungsbehörde nutzt hier einen bestimmten Katalog) erfolgen. Zusätzlich soll hierzu ein internationaler (bzw. im Falle der Fernleitungsnetzbetreiber auch nationaler) Effizienzvergleich der Kosten spezifischer Anlagegüter herangezogen werden. Hervorzuheben ist, dass die Ergebnisse der Referenznetzanalyse lediglich der Abstimmung von Budgets und zugehörigen Maßnahmenkomplexen dienen, sie bedeuten keine Vorgabe einzelner umzusetzender Maßnahmen. Die Verantwortung für deren Festlegung und Durchführung verbleibt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Die Grundlagendaten, Modellspezifikationen und Ergebnisse der durchgeführten Referenznetzanalysen sollen den betroffenen Wirtschaftskreisen transparent gemacht werden
- (325) Die Kosten für die Umsetzung dieses Netzes werden mit den Kostenschätzungen der Transportnetzbetreiber verglichen und bilden die Basis für die Diskussion und Festsetzung der Investitionsbudgets. Ähnlich dem britischen Beispiel soll dem Transportnetzbetreiber sodann die Möglichkeit gegeben werden, im Rahmen eines Menüs ein Investitionsbudget zu wählen. Je weiter dieses von dem modellierten Budget entfernt liegt, desto geringer soll bei Einhaltung des genehmigten Investitionsbudgets die zu erwartende Rendite sein. Bei Unterschreitung des genehmigten Budgets soll der Netzbetreiber eine zusätzliche Rendite erwirtschaften können. Die Skalierungen im Rahmen dieses Mechanismus werden dabei so gesetzt, dass für den Netzbetreiber kein Anreiz besteht, höhere als die tatsächlich geplanten Investitionsbudgets anzugeben. Darüber hinaus erhält er einen Anreiz, dieses Budget durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen zu unterbieten und dadurch eine zusätzliche Rendite zu erwirtschaften.

2.11 Umsetzung der Effizienzziele in Effizienzvorgaben

- (326) Grundlage für einen funktionsfähigen Anreizregulierungsmechanismus ist eine bundeseinheitliche Datenerhebung. Nur so kann sichergestellt werden, dass im Rahmen der nachgelagerten Verfahrensschritte auf eine gemeinsame Datenbasis zurückgegriffen werden kann. Darüber hinaus verlangt die Funktionsfähigkeit des Anreizregulierungssystems, dass der Effizienzvergleich einen bundesweit einheitlichen Regulierungsmaßstab vorgibt, der eine einheitliche Berechnung der **Effizienzwerte** und **Effizienzziele** durch die Bundesnetzagentur umfasst. Diese Grundbedingungen sind für die Durchführung einer wirksamen Anreizregulierung unverzichtbar und daher entsprechend im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung zu beachten. Die Durchführung der Anreizregulierung – und damit die Festlegung von **Effizienzvorgaben** – obliegt der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden. Letztere sind gem. § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG zuständig für die Genehmigung oder Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege einer Anreizregulierung nach § 21a, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Energieversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind und deren Versorgungsnetz nicht über das Gebiet eines Landes hinausgeht.
- (327) Daher soll zu Beginn eine gemeinsame Konsultation der zuständigen Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder mit den betroffenen Wirtschaftskreisen über die zu erhebenden Daten stattfinden. Dabei sollen die aus den bisherigen Datenabfragen gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen für die Optimierung und Ausgestaltung des zukünftigen Datenabfrageprozesses genutzt werden. Die Datenauswahl und -definition werden sich auch auf die im Rahmen der Kostentreiberanalyse bereits identifizierten Parameter stützen. Anschließend werden die zu erhebenden Daten von der Bundesnetzagentur näher definiert. Alle zu erhebenden Daten werden durch die Bundesnetzagentur von allen

Unternehmen abgefragt. Die von den Unternehmen übermittelten Daten werden hierbei einheitlich von der Bundesnetzagentur hinsichtlich ihrer Plausibilität und Konsistenz geprüft. Unstimmigkeiten werden in Rücksprache mit den einzelnen Unternehmen von der Bundesnetzagentur geklärt.

- (328) Als Ergebnis der Datenabfrage soll bei der Bundesnetzagentur eine Datenbank aufgebaut werden, in der die plausiblen und konsistenten Unternehmensdaten als Plattform für die zuständigen Regulierungsbehörden (Bundesnetzagentur bzw. Landesregulierungsbehörden) zur weiteren Verwendung zur Verfügung gestellt werden. Daran werden sich weitere Prüfungen durch die zuständigen Regulierungsbehörden (Bundesnetzagentur bzw. Landesregulierungsbehörden) bezüglich der Einhaltung der Vorgaben der Netzentgeltverordnungen sowie der Kostenpositionen anschließen. Im Rahmen dieser regulatorischen Kostenprüfung, die sich nicht auf eine reine Kostenrechnungsprüfung beschränkt, sondern auch die Angemessenheit einzelner Kostenpositionen überprüft, sollen daher Extremwerte mit erfasst und ggf. korrigiert werden. Die praktische Durchführung der Kostenprüfung für das Ausgangsniveau der Anreizregulierung soll sich an der aktuellen Genehmigungspraxis nach § 23a EnWG orientieren. Dies schließt den verwaltungsrechtlichen Verfahrensablauf und die Gelegenheit zur Stellungnahme ein. Um eine einheitliche Vergleichsbasis für den Effizienzvergleich und einheitliche Prüfmaßstäbe sicherzustellen, ist eine enge Abstimmung der Regulierungsbehörden im Länderausschuss erforderlich.
- (329) Als Ergebnis dieser weiteren Prüfungen wird dann die konsolidierte Datenbasis für die Durchführung des Effizienzvergleichs zur Verfügung stehen. Auf der so gewonnenen Datenbasis soll dann im Anschluss durch die Bundesnetzagentur das eigentliche Benchmarking für den Effizienzvergleich aller Unternehmen durchgeführt werden. Hierbei findet im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse verschiedener Effizienzvergleichsmethoden eine Datenvalidierung durch die Bundesnetzagentur mit erneuten Rückfragen bei und Korrekturen durch die Netzbetreiber statt. Die Bundesnetzagentur führt für alle Netzbetreiber den bundeseinheitlichen Effizienzvergleich auf der Grundlage wissenschaftlich anerkannter Methoden durch. Im Rahmen des Effizienzvergleichs erfolgt eine rechnerische Ermittlung der Ineffizienzen und **Effizienzwerte**, der generellen Produktivitätsfortschrittsrate und der unternehmensindividuellen **Effizienzziele** mit den Entwicklungspfaden für alle Netzbetreiber. Ein einheitlicher bundesweiter Effizienzvergleich ist Grundlage für ein funktionsfähiges Anreizregulierungssystem. Daher werden alle Ergebnisse des Effizienzvergleichs aus Transparenzgründen veröffentlicht.
- (330) Die Ergebnisse des Effizienzvergleiches bilden die Grundlage für die zuständigen Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder in der weiteren Durchführung der Anreizregulierung. Auf Basis der Ergebnisse des bundeseinheitlichen Effizienzvergleichs trifft die zuständige Regulierungsbehörde gegenüber dem einzelnen Netzbetreiber Festlegungen zu den Erlösobergrenzen einschließlich der unternehmensindividuellen **Effizienzvorgaben**. Diese Entscheidungen werden bei der Bundesnetzagentur im Rahmen eines Beschlusskammerverfahrens gem. § 59 Abs. 1 EnWG, bei den Landesregulierungsbehörden in einem Verwaltungsverfahren nach den landesrechtlichen Vorschriften getroffen. Den Entscheidungen der Regulierungsbehörden werden neben den Ergebnissen des bundeseinheitlichen Effizienzvergleichs auch die unternehmensindividuellen Gegebenheiten zugrunde gelegt.
- (331) So fließen in diese Einzelfallprüfung z.B. auch die im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht berücksichtigten höchst individuellen Besonderheiten der Versorgungsgebiete ein. Die Rahmenbedingungen des einzelnen Netzbetreibers sind insbesondere im Hinblick auf die Zumutbarkeit einzelner Maßnahmen zur Erreichung der Effizienzvorgaben von Bedeutung. Den Netzbetreibern wird nach allgemeinen verwaltungsrechtlichen Grundsätzen rechtliches Gehör gewährt. 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 Effizienzvergleichs 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 Effizienzvergleich nicht berücksichtigt werden, aber im Einzelfall erhebliche Auswirkungen haben. Andererseits kommen historische Verwerfungen mit erheblichen Auswirkungen auf die Effizienzvergleichs-Ergebnisse in Betracht. Grundlage ist § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 3 EnWG.

- (332) Solcherart begründete erhebliche Abweichungen von Effizienzvergleichs-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 erhebliche Erlösminderung 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 Effizienzvergleichs-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.
- (333) Während der laufenden Regulierungsperiode kann auf Antrag des Netzbetreibers bei der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde ein Verfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze eingeleitet werden. Im Rahmen des Verfahrens hat der Netzbetreiber darzulegen, dass eine nicht zumutbare Härte eine Anpassung der Erlösobergrenze erforderlich macht.
- (334) Die Netzbetreiber nehmen schließlich die Umsetzung der unternehmensindividuell festgelegten Erlösobergrenzen in die Preisbestimmungen vor und dokumentieren dies in einem Bericht nach § 28 Netzentgeltverordnung. 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 Überprüfung obliegt der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde.

2.12 Langfristiges Konzept

- (335) Die Bundesnetzagentur will mit ihrem Konzept der langfristigen Planungsperspektive der Strom- und Gasnetzwirtschaft durch eine integrierte Konzeption über mehrere Regulierungsperioden Rechnung tragen und versucht auch dadurch ihr Handeln so transparent und vorhersehbar zu machen. Die grundsätzliche Ausgestaltung über zumindest drei Regulierungsperioden sollte deshalb in der Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG (AnreizVO) verankert werden.

2.12.1 Erste und zweite Regulierungsperiode

- (336) Die Erlösobergrenze soll nach der folgenden **Anreizformel** auf Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (**Basisjahr**) errechnet werden. Damit liegen die Vorgaben fest und bleiben für eine Regulierungsperiode unverändert, sofern nicht Änderungen aufgrund vom Netzbetreiber nicht zu vertretender Umstände eintreten (§ 21a Abs. 3 S. 3). Einzelne Formelelemente berücksichtigen diese Änderungen auch während der Regulierungsperiode. Ihre **zahlenmäßige Erfassung** kann erst im Nachgang erfolgen und macht bei Vorlage

der aktuellen Zahlenwerte eine **nachträgliche rechnerische Berichtigung** durch den Netzbetreiber und die zuständigen Regulierungsbehörden erforderlich.

(337) Die Regulierungsformel lautet:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - EV_{ind,t}) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t \geq \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot M_{i,t} + E_{sonst,t} + \Delta RK_t$$

dabei ist:

EO_t Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t der Regulierungsperiode

$KA_{dnb,t}$ Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t

$KA_{vnb,0}$ Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$KA_{vnb,max,0}$ Obere Schranke für den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil im Basisjahr, mit

$$KA_{vnb,max,0} = EW_0 \cdot (GK_0 - KA_{dnb,0})$$

$EV_{ind,t}$ Unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe für das Jahr t (entspricht X_{ind}), siehe unten

$KA_{b,0}$ Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$KA_{b,min,0}$ Untere Schranke für den beeinflussbaren Kostenanteil im Basisjahr, mit

$$KA_{b,min,0} = IE_0 \cdot (GK_0 - KA_{dnb,0})$$

VPI_t Durch Statistisches Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t

PF_t Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt für das Jahr t (entspricht X_{gen})

EF_t Erweiterungsfaktor für das Jahr t (entspricht hybridem Element), siehe unten

Q_t Mehr-/Mindererlöse für Versorgungsqualität im Jahr t, siehe unten

$P_{i,t}$ Netzentgelt für Produktelement i im Jahr t

$M_{i,t}$ Menge von Produktelement i im Jahr t

$E_{sonst,t}$ Kostenmindernde Erlöse im Jahr t

ΔRK_t Buchung auf Regulierungskonto am Ende von Jahr t

und ferner

EW_0 Effizienzwert des Netzbetreibers im Basisjahr:

$$EW_0 = e_{max} EW_{max} + e_{mittel} EW_{mittel},$$

wobei

$$e_{max} + e_{mittel} = 1 \text{ und}$$

$$EW_{max} = \text{Maximum}(EW_{DEA}; EW_{SFA}; EW_{AKM})$$

$$EW_{mittel} = \text{Mittelwert}(EW_{DEA}; EW_{SFA}; EW_{AKM})$$

IE_0 Ineffizienzwert des Netzbetreibers im Basisjahr: $IE_0 = 1 - EW_0$, es gilt

$$IE_0 = IE_{kurz} + IE_{lang} = BI \cdot IE_0 + KI \cdot IE_0,$$

wobei $BI + KI = 1$, mit

$$BI \quad \text{Betriebskostenintensität der Ineffizienz, } BI = \frac{IE_{OPEX}}{IE_{OPEX} + IE_{CAPEX}}$$

$$KI \quad \text{Kapitalkostenintensität der Ineffizienz, } KI = \frac{IE_{CAPEX}}{IE_{OPEX} + IE_{CAPEX}}$$

IE_{OPEX} Ineffizienzwert für Betriebskosten

IE_{CAPEX} Ineffizienzwert für Kapitalkosten.

GK_0 Gesamtkosten des Netzbetreibers im Basisjahr, insbesondere ist:

$$GK_0 = KA_{dnb,0} + KA_{vnb,max,0} + KA_{b,min,0}.$$

Im Einzelnen ist:

$EV_{ind,t}$ Unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben für das Jahr t der Regulierungsperiode

$EV_{ind,t,rech}$ Rechnerische unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben für das Jahr t (Effizienzziel)

$$EV_{ind,t,rech} = BI \cdot \min\left(\frac{t}{3}; 1\right) + KI \cdot \frac{t}{RP},$$

wobei

RP Länge der Regulierungsperiode (6 bis 8 Jahre).

Q_t Mehr-/Mindererlöse für Versorgungsqualität im Jahr t:

$$Q_t = j_{UD} \cdot q_{UD} \cdot (UD_{Ref} - UD_{Netz,t}) + j_{UH} \cdot q_{UH} \cdot (UH_{Ref} - UH_{Netz,t}) \\ + j_{NGE} \cdot q_{NGE} \cdot (NGE_{Ref} - NGE_{Netz,t}) + j_{NGL} \cdot q_{NGL} \cdot (NGL_{Ref} - NGL_{Netz,t})$$

wobei

j Gewichtungsfaktoren, mit $j_{UD} + j_{UH} + j_{NGE} + j_{NGL} = 1$

q Monetarisierung der Qualitätskenngrößen UD, UH, NGE, NGL

Ref Referenzwert der Qualitätskenngrößen UD, UH, NGE, NGL unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften des Versorgungsgebietes

Netz,t Im Netz des Netzbetreibers gemessener Wert der Qualitätskenngrößen im Jahr t

Qualitätskenngrößen:

UD Unterbrechungsdauer (kumuliert)
(entspricht: Anzahl Kunden multipliziert mit SAIDI – System Average Interruption Duration Index)

UH Unterbrechungshäufigkeit (kumuliert)
(entspricht: Anzahl Kunden multipliziert mit SAIFI – System Average Interruption Frequency Index)

NGE Nicht gelieferte Energie
(entspricht: ENS – Energy Not Supplied)

NGL Nicht gedeckte Last
(entspricht: VOLL – Volume of Lost Load)

EF_t Erweiterungsfaktor:

Für die Spannungsebenen HS, MS und NS (Strom) bzw. die Ebene der Gesamtheit aller Leitungsnetze unabhängig von Druckstufen (Gas) ist:

$$EF_{t, Ebene i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right) + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{AP_{t,i} - AP_{0,i}}{AP_{0,i}}; 0\right)$$

Für die Umspannebenen HS/MS und MS/NS (Strom) bzw. die Ebene der Gesamtheit aller Regelanlagen unabhängig von Druckstufe (Gas) ist

$$EF_{t, Ebene i} = 1 + \max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right)$$

$F_{t,i}$ Fläche des versorgten Gebiets der Ebene i im Jahr t

$AP_{t,i}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Jahr t

$L_{t,i}$ Höhe der Last in der Ebene i im Jahr t.

Der Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz ist der gewichtete Mittelwert über alle Netzebenen:

$$EF_t = \sum_{\text{Ebenen } i} \left(EF_{t, Ebene i} \cdot \frac{GK_{0, Ebene i}}{GK_0} \right)$$

(338) Eine rekursive Definition – wie international üblich – ist in Deutschland aufgrund von zwei rechtlichen Vorgaben nicht möglich: Die Effizienzvorgaben dürfen sich in Deutschland nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil beziehen, und sie sollten zur Wahrung der Zumutbarkeit und Erreichbarkeit die Betriebs- und Kapitalkostenintensität berücksichtigen. Bei einer rekursiven Definition bezieht sich die jährliche Effizienzvorgabe jedoch ohne Differenzierung auf die Gesamtkosten des Vorjahres.

(339) Eine Umstellung der Formelelemente für eine bessere internationale Vergleichbarkeit ist aber möglich. Dabei wird der Bezug der Effizienzvorgaben auf die beeinflussbaren Kostenanteile in die Ermittlung der X-Faktoren integriert.

$$EO_t = K_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + KA_{b,0}) \cdot (1 - X_{ind,t}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - X_{gen,t} \right) \cdot EF_t + Q_t, \text{ mit}$$

$$X_{ind,t,rech} = IE_0 \cdot \left(BI \cdot \min\left(\frac{t}{3}; 1\right) + KI \cdot \frac{t}{RP} \right)$$

(340) Die **Effizienzwerte** werden durch den einheitlichen bundesweiten Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur bestimmt. Die **Effizienzziele** (rechnerisch ermittelte Effizienzvorgaben für die einzelnen Jahre) werden ebenfalls zunächst von der Bundesnetzagentur bestimmt und unter Berücksichtigung der in Verwaltungs- oder Beschlusskammerverfahren vorgebrachten höchst individuellen wesentlichen Besonderheiten und ihrer Überprüfung durch die zuständige Regulierungsbehörde als **Effizienzvorgabe** festgelegt. Mit diesem Schritt treten die tatsächlichen Effizienzvorgaben $EV_{ind,t}$ an die Stelle der zunächst durch die Bundesnetzagentur rechnerisch ermittelten Effizienzziele ($EV_{ind,t,rech}$).

2.12.2 Weitere Regulierungsperioden

(341) Ab der dritten Regulierungsperiode strebt die Bundesnetzagentur eine Regulierung nach dem System des reinen Vergleichswettbewerbs an. Diese Form stellt das anreizstärkste Regulierungsregime dar, da es Wettbewerb in adäquater Weise simuliert. Bei dem reinen Vergleichswettbewerb werden die Netzerlöse des Unternehmens von den eigenen Kosten gänzlich entkoppelt.

(342) Ähnlich dem norwegischen Ansatz sieht dieser Vergleichswettbewerb 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 soll sichergestellt werden, dass das effizienteste Unternehmen eine Belohnung in Form einer Zusatzrente erhält (Supereffizienz).

(343) Zum Teil wird die Ansicht vertreten, dass der Vergleichswettbewerb nicht mehr mit der Kostenorientierung vereinbar sei, weil hier die Kosten des jeweiligen

Unternehmens nicht mehr die Basis der Entgeltbildung darstellen¹⁷. Das Konzept des Vergleichswettbewerbs (Yardstick Competition) sieht jedoch eine dauerhafte Entkopplung der zukünftigen Preis- oder Erlösentwicklung nur von den individuellen Kosten, nicht jedoch den Kosten der effizienten Leistungserbringung vor. Dieses Konzept gibt den regulierten Unternehmen eine Preis- oder Erlösentwicklung vor, die sich an der Produktivitätsentwicklung der übrigen Unternehmen der Branche orientiert. Damit wird die Preis- oder Erlösentwicklung nicht mehr direkt von den eigenen Kosten des Unternehmens abgeleitet. Maßstab für die zukünftige Preis- bzw. Erlösentwicklung ist die **tatsächliche Kostenentwicklung der Branche**. Diese wird rechnerisch auf Basis der Grundlage der tatsächlichen Kosten sämtlicher Unternehmen berechnet. Auf diese Weise bilden die tatsächlichen Kosten immer noch die Basis des Regulierungssystems und tragen dem Gebot der kostenorientierten Entgeltbildung Rechnung. Allerdings wird dem Wettbewerb ein stärkeres Gewicht zugestanden, indem nicht mehr die eigenen Kosten des Unternehmens die Erlösobergrenze bestimmen, sondern die Kostensituation der „Konkurrenz“ den Maßstab für die erreichbaren Preise oder Erlöse vorgibt. Das Regulierungssystem nähert sich hierdurch einem echten Wettbewerbsmarkt an.

17 Vgl. Jürgen F. Baur / Kai Uwe Pritzsche / Marco Garbers – Anreizregulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz 2005

3 Empfehlungen für die Umsetzung im Rahmen einer Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG

3.1 Umsetzungsempfehlungen

- (344) Im Folgenden werden Empfehlungen der Bundesnetzagentur für den Erlass einer Rechtsverordnung zur Durchführung der Anreizregulierung ausgesprochen. Für diese Rechtsverordnung wird folgende Bezeichnung vorgeschlagen: Rechtsverordnung zur Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetzentgelte (Anreizregulierungsverordnung – AnreizVO).
- (345) Die Verordnung sollte in fünf Teile gegliedert werden:
- Allgemeine Vorschriften;
 - Allgemeine Bestimmungen zur Anreizregulierung;
 - Besondere Bestimmungen zur Anreizregulierung;
 - Befugnisse, Verfahren und Zuständigkeiten;
 - Schlussvorschriften.

3.2 Allgemeine Vorschriften

- (346) In den allgemeinen Vorschriften sollte zunächst der Anwendungsbereich der Verordnung bestimmt werden. Geregelt werden soll die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 16 des Energiewirtschaftsgesetzes (Netzentgelte) mittels Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung (Anreizregulierung). Die Anreizregulierung soll auf alle Netzbetreiber Anwendung finden, die der kostenorientierten Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes unterliegen.
- (347) Der allgemeine Teil sollte des Weiteren eine Darstellung der Grundsätze der Anreizregulierung enthalten. Dazu zählen neben dem Ziel der Verordnung auch das grundsätzliche Konzept der Anreizregulierung:
- Das Ziel der Anreizregulierung ist die Bildung eines langfristigen, stabilen und wettbewerbsähnlichen Regulierungssystems, das sich an den Zielen des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ausrichtet. Hierbei setzt die Anreizregulierung Anreize zur sachgerechten Kostensenkung unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität und beteiligt die Verbraucher frühzeitig an den Erträgen aus Effizienz- und Produktivitätssteigerungen.
 - Zum Konzept ist grundsätzlich festzuhalten, dass die Anreizregulierung aus zwei Phasen bestehen soll. Die erste Phase der Anreizregulierung erstreckt sich über zwei Regulierungsperioden, in denen mittels Erlösobergrenzen als Ziel die Angleichung der regulierten Netzbetreiber an ein einheitliches Effizienzniveau verfolgt wird. Die zweite Phase der Anreizregulierung soll aus zweijährigen Regulierungsperioden bestehen. Hierfür soll ein Übergang zum Konzept des Vergleichswettbewerbs erfolgen.
- (348) Zum besseren Verständnis und im Hinblick auf die Bestimmbarkeit der Vorgaben der Verordnung werden insbesondere folgende Begriffsbestimmungen vorgeschlagen:
- Analytische Kostenmodelle: Technisch-wirtschaftliche Planungs- oder Optimierungsmodelle für die Ermittlung eines Anlagen-Mengen-Gerüsts für ein Energieversorgungsnetz;
 - Beeinflussbare Kostenanteile: alle Kostenanteile, die nicht zu den dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zählen;
 - Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile: Kostenanteile, die auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben,

- Betriebssteuern, Entgeltzahlungen an vorgelagerte Netzbetreiber oder wirksamer Verfahrensregulierung beruhen;
- Erlösobergrenze: Obergrenze der für das jeweilige Kalenderjahr zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten;
 - Effizient: das optimale Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand;
 - Effizienzwert: das Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung eines Netzbetreibers und Aufwand;
 - Effizienzvergleich: die Ermittlung des Effizienzwertes auf Basis anerkannter ökonomischer oder ingenieurwissenschaftlicher Vergleichsmethoden; hierzu zählen insbesondere die Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA), die Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA) und die Analytischen Kostenmodelle (AKM);
 - Effizienzvorgabe: Anpassung der Erlösobergrenze eines oder mehrerer Netzbetreiber;
 - Effizienzziel: Eine aus dem bestehenden Effizienzwert des Netzbetreibers und dem Abstand zu einem effizienten Netzbetreiber rechnerisch ermittelte Effizienzvorgabe;
 - Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt: Die Summe der Differenzen zwischen gesamtwirtschaftlicher und netzwirtschaftlicher Produktivitätsfortschrittsrate und Einstandspreisentwicklung;
 - Kostentreiber: die Merkmale einer Situation oder auch deren zeitlicher Entwicklung, die für die Kosten für Errichtung und Betrieb eines Netzes von Bedeutung sind, nicht jedoch die einzelnen Vorgänge, die im Rahmen der Tätigkeit eines Netzbetreibers auftreten (Kostenauslöser);
 - Modellnetzanalyse: Analytisches Kostenmodell, das auf der Annahme homogener Netzteilgebiete basiert;
 - Netzwirtschaftliche Leistungserbringung: Die Gesamtheit der Dienstleistungen und Produkte eines Netzbetreibers in Betrieb, Wartung und bedarfsgerechtem Ausbau eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes;
 - Nicht beeinflussbare Kostenanteile: Die Summe aus vorübergehend und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen;
 - Produktqualität: Die technische Qualität der netzwirtschaftlichen Leistungserbringung hinsichtlich der technischen Eigenschaften des Produktes Strom bzw. Gas insbesondere in Bezug auf den zeitlichen Verlauf der elektrischen Spannung, die chemische Zusammensetzung von Gas und die Einhaltung eines bestimmten Gasdruckniveaus;
 - Referenznetzanalyse: Analytisches Kostenmodell, das die geographische Lage einzelner Netzbetriebsmittel berücksichtigt;
 - Servicequalität: Die kundenorientierte Güte der netzwirtschaftlichen Leistungserbringung, insbesondere im Hinblick auf die Einhaltung von Terminen, die Qualität der Rechnungslegung und die Reaktion auf und die Beantwortung von Anfragen;
 - Strukturparameter: Die von außen auf den Netzbetrieb wirkenden (exogen) und durch die gebietsstrukturellen Gegebenheiten eines Netzgebietes bedingten Kostentreiber; hierzu gehören geographische, geologische und topographische Merkmale;
 - Technische Sicherheit: Die Gewährleistung des Netzbetriebs unter Vermeidung von Schäden für Personen und Sachen;
 - Leistungsparameter: Die von außen auf den Netzbetrieb wirkenden (exogen) und durch die netzwirtschaftliche Leistungserbringung bedingten Kostentreiber; hierzu gehören die versorgte Fläche, die Jahreshöchstlast und die Anzahl der Anschlusspunkte;
 - Verfahrensregulierte Kosten: Kosten, deren Entstehung, Umfang und Höhe durch staatliche oder gemeinschaftsrechtliche Vorgaben wirksam reguliert sind;

- Vergleichsparameter: Strukturparameter und Leistungsparameter
- Versorgungszuverlässigkeit: Die Fähigkeit eines Energieversorgungsnetzes, Kunden jederzeit unterbrechungsfrei die Entnahme von elektrischer Energie bzw. Gas unter Einhaltung der Produktqualität zu ermöglichen;
- Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile: Auf exogenen, gebietsstrukturellen und unvermeidbaren Gegebenheiten beruhende Kostenanteile, die jeden anderen Netzbetreiber im gleichen Netzgebiet in gleicher Weise betreffenden würden.

3.3 Allgemeine Bestimmungen zur Anreizregulierung

(349) Die allgemeinen Bestimmungen zur Anreizregulierung sollen den Kern der Verordnung darstellen und alle allgemeinen inhaltlichen Regelungen umfassen, die im Hinblick auf die Ausgestaltung eines Anreizregulierungskonzepts notwendig sind.

3.3.1 Regulierungsperiode

(350) Die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung soll auf einen Zeitraum von drei Jahren, beginnend mit dem 01.01.2008, festgelegt werden. Die Dauer der weiteren Regulierungsperioden soll nach Maßgabe des § 21a Abs. 3 S. 1 EnWG durch die Bundesnetzagentur bestimmt werden.

3.3.2 Erlösobergrenzen und Anreizformel

(351) Die Erlösobergrenzen sind durch die Regulierungsbehörde rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode für jedes Jahr der Regulierungsperiode festzusetzen. Das Ausgangsniveau der Regulierungsperiode wird jeweils in entsprechender Anwendung der Stromnetzentgeltverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung basierend auf den Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (Basisjahr) ermittelt. Die Erlösobergrenzen für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode werden jeweils unter Berücksichtigung von allgemeiner Geldentwertung, generellem sektoralen Produktivitätsfortschritt, individuellen Effizienzvorgaben und Qualitätskennzahlen bestimmt.

(352) Es wird eine Bestimmung der Erlösobergrenze nach der folgenden Anreizformel empfohlen:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - EV_{ind,t}) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t \geq \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot M_{i,t} + E_{sonst,t} + \Delta RK_t$$

dabei ist:

EO_t Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t der Regulierungsperiode

$KA_{dnb,t}$ Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t

$KA_{vnb,0}$ Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$KA_{vnb,max,0}$ Obere Schranke für den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil im Basisjahr, mit

$$KA_{vnb,max,0} = EW_0 \cdot (GK_0 - KA_{dnb,0})$$

$EV_{ind,t}$ Unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe für das Jahr t (entspricht X_{ind}),

$KA_{b,0}$ Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$KA_{b,min,0}$ Untere Schranke für den beeinflussbaren Kostenanteil im Basisjahr, mit

$$KA_{b,min,0} = IE_0 \cdot (GK_0 - KA_{dnb,0})$$

VPI_t Durch Statistisches Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t

PF_t Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt für das Jahr t (entspricht X_{gen})

EF_t Erweiterungsfaktor für das Jahr t (entspricht hybridem Element)

Q_t Mehr-/Mindererlöse für Versorgungsqualität im Jahr t

$P_{i,t}$ Netzentgelt für Produktelement i im Jahr t

$M_{i,t}$ Menge von Produktelement i im Jahr t

$E_{\text{sonst},t}$ Kostenmindernde Erlöse im Jahr t

ΔRK_t Buchung auf das Regulierungskonto am Ende von Jahr t

(353) So weit Zahlenwerte für die Anwendung der Formel vor Beginn der Regulierungsperiode noch nicht vorliegen, sind die Erlöse auf der Grundlage von Daten für das letzte verfügbare Jahr zu berechnen. Bei Vorliegen aller erforderlichen Daten ist eine nachträgliche rechnerische Berichtigung durchzuführen.

(354) Da die Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs sowie der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke ein hinreichend flexibles Anreizregulierungssystem erfordert, das sich künftig veränderten Gegebenheiten anpassen lässt, sollte die Bundesnetzagentur ab der zweiten Regulierungsperiode die Möglichkeit haben, eine von der dargestellten Formel abweichende Formel zur Festlegung der Erlösobergrenze zu bestimmen.

(355) Es wird empfohlen, eine Bestimmung zur Unterscheidung zwischen dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen aufzunehmen. Als vorübergehend nicht beeinflussbar gelten Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhen. Als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten Kostenanteile, die auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern und Kosten für die vorgelagerte Netzebene beruhen, sowie verfahrensregulierte Kostenanteile.

(356) Bei der Bestimmung der Erlösobergrenze sollte eine Änderung der Versorgungsaufgabe, die auf einer Änderung der Leistungsparameter Fläche des versorgten Gebiets, Anzahl der Anschlusspunkte oder Jahreshöchstlast beruht, durch entsprechende Anpassung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden (Erweiterungsfaktor). Der Erweiterungsfaktor lässt sich wie folgt bestimmen:

Für die Spannungsebenen HS, MS und NS (Strom) bzw. die Ebene der Gesamtheit aller Leitungsnetze unabhängig von Druckstufen (Gas) ist:

$$EF_{t, \text{Ebene } i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right) + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{AP_{t,i} - AP_{0,i}}{AP_{0,i}}; 0\right)$$

Für die Umspannebenen HS/MS und MS/NS (Strom) bzw. die Ebene der Gesamtheit aller Regelanlagen unabhängig von Druckstufe (Gas) ist:

$$EF_{t, \text{Ebene } i} = 1 + \max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right)$$

$F_{t,i}$ Fläche des versorgten Gebiets der Ebene i im Jahr t

$AP_{t,i}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Jahr t

$L_{t,i}$ Höhe der Last in der Ebene i im Jahr t .

Der Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz ist der gewichtete Mittelwert über alle Netzebenen:

$$EF_t = \sum_{\text{Ebenen } i} \left(EF_{t, \text{Ebene } i} \cdot \frac{GK_{0, \text{Ebene } i}}{GK_0} \right)$$

(357) Des Weiteren soll die Bundesnetzagentur die Möglichkeit haben, zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke weitere Strukturparameter zu bestimmen, die eine Änderung der Versorgungsaufgabe begründen.

- (358) Es wird ferner die Einführung eines von der Regulierungsbehörde zu führenden Regulierungskontos empfohlen: Differenzen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen sind auf diesem Regulierungskonto zu verbuchen. Der Netzbetreiber hat sein Regulierungskonto zeitnah auszugleichen; spätestens hat der Ausgleich für die abgelaufene Regulierungsperiode im Jahr nach deren Ablauf zu erfolgen. Damit ein solches Regulierungskonto von der Regulierungsbehörde geführt werden kann, ist es notwendig, dass der Regulierungsbehörde bis zum 31. März eines Jahres die Angaben über die zulässigen und die tatsächlichen Erlöse des abgelaufenen Kalenderjahres sowie zumindest über die prognostizierten und die tatsächlichen Absatzmengen des abgelaufenen Kalenderjahres übermittelt werden. Im Hinblick auf die Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke erscheint außerdem eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur hinsichtlich der weiteren Vorgaben zum Regulierungskonto sinnvoll. Ferner sollte geregelt werden, dass auf dem Regulierungskonto verbuchte Erlöse, die die Erlösobergrenze übersteigen, mit Ende des Jahres, in dem sie erzielt wurden, zu verzinsen sind. Dabei sollten unterschiedliche Zinssätze vorgesehen werden, die sich nach der Höhe des auf dem Regulierungskonto verbuchten Betrags richten. Eine Anpassungsmöglichkeit für die genannten Beträge und Zinsen durch die Bundesnetzagentur erscheint zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke notwendig.

3.3.3 Kostenprüfung

- (359) Vor Beginn der Regulierungsperiode soll das Ausgangsniveau in einer regulatorischen Kostenprüfung auf Basis der Daten des letzten abgelaufenen Geschäftsjahres und entsprechend den Kostenrechnungsvorschriften der geltenden Netzentgeltverordnungen bestimmt werden. Es erscheint sachgerecht, die notwendigen Kostendaten entsprechend den Regelungen der jeweiligen Abschnitte 1 bis 3 Teil 2 der Netzentgeltverordnungen Strom und Gas zu ermitteln.

3.3.4 Festlegung der Netzentgelte

- (360) Es wird empfohlen, dass die Preisbildung durch die Netzbetreiber entsprechend den Regelungen erfolgt, die in den Abschnitten 2 und 3 des Teils 2 der Netzentgeltverordnungen Strom und Gas bestimmt sind oder nach § 30 dieser Verordnungen festgelegt werden können. Die Einhaltung dieser Regeln ist im Bericht nach § 28 dieser Verordnungen zu dokumentieren.

3.3.5 Vorgaben für Erlösobergrenzen

- (361) Für die Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung wird angeraten, den durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) zu verwenden. Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke sollte des Weiteren eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur vorgesehen werden, wonach diese eine abweichende Berücksichtigung der allgemeinen Geldentwertung bestimmen kann.
- (362) Es wird empfohlen, den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt auf 1,5 bis 2 Prozent pro Jahr festzulegen. Nach Ablauf der ersten Regulierungsperiode soll die Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke anpassen können. Dabei hat die Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt durch eine Berechnung anhand wissenschaftlich anerkannter Methoden oder durch einen internationalen Vergleich zu bestimmen. Als wissenschaftlich anerkannt gelten insbesondere der Törnquist-Index und der Malmquist-Index. Die Bundesnetzagentur soll hierbei zwischen Stromversorgungsnetzen und Gasversorgungsnetzen unterscheiden.

3.3.6 Effizienzvorgaben

- (363) Durch einen Effizienzvergleich sollen die Effizienzwerte und die bestehenden Ineffizienzen der Netzbetreiber ermittelt werden. Dieser Effizienzvergleich ist von der Bundesnetzagentur auf der Grundlage wissenschaftlich anerkannter Methoden durchzuführen. Als wissenschaftlich anerkannt gelten insbesondere ökonomische und statistische Vergleichsanalysen sowie ein relativer Vergleich auf Basis einer Modellnetz- oder Referenznetzanalyse. Eine Kombination verschiedener Methoden ist zur Gewinnung robuster Daten und Ergebnisse sachgerecht und sollte daher zulässig sein.
- (364) Als geeignete Aufwandparameter (Input-Parameter) sollen zumindest die Gesamtkosten (Total Expenditures, TOTEX), die Kapitalkosten (Capital Expenditures, CAPEX) und die Betriebskosten (Operational Expenditures, OPEX) zulässig sein. Eine Erweiterung um monetär bewertete Kenngrößen der Versorgungsqualität ist möglich.
- (365) Als geeignete Leistungsparameter (Output-Parameter) für den Effizienzvergleich sollen zumindest die versorgte Fläche, die Anzahl der Anschlusspunkte und die Jahreshöchstlast zulässig sein.
- (366) Als geeignete Strukturparameter sollen zumindest geographische, geologische und topographische Merkmale berücksichtigt werden.
- (367) Die Bundesnetzagentur soll zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke zusätzliche Aufwandparameter, Leistungsparameter und Strukturparameter bestimmen können.
- (368) Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind vor der Durchführung des Effizienzvergleichs von den Kosten, die dem Effizienzvergleich zugrunde gelegt werden, abzuziehen. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile soll ermittelt werden, indem durch geeignete Strukturparameter die wesentlichen nicht zurechenbaren strukturellen Gegebenheiten der Netzgebiete im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.
- (369) Als Höchstwert der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile sollen die mit dem Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten des Netzbetriebs im Basisjahr nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gelten. Als Mindestwert für die beeinflussbaren Kostenanteile sollen die mit dem Ineffizienzwert multiplizierten Gesamtkosten des Netzbetriebs im Basisjahr nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gelten.
- (370) Um mögliche Verzerrungen aufgrund der kalkulatorischen Kostenrechnung zu vermeiden, sollte der Effizienzvergleich auf Basis einer annuitätischen Kostenrechnung durchgeführt werden (Vergleichbarkeitsrechnung). Daher sollten die Netzbetreiber verpflichtet werden, ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister aufzubauen und zu führen. Dieses soll alle in Betrieb befindlichen Anlagen eines Netzbetreibers mit Angabe des Errichtungsjahres und der Anschaffungs- und Herstellungskosten enthalten. Gleiche Anlagegüter mit gleichem Errichtungsjahr können zusammengefasst werden.
- (371) Die Bundesnetzagentur soll befugt werden, als Ersatzwerte für Annuitäten Standardkosten und als Ersatz für technisch-physikalische Anlagengrößen Ergebnisse analytischer Kostenmodelle zur Anwendung zu bringen. Die Bundesnetzagentur sollte durch Festlegung näherer Einzelheiten zur Durchführung des Verfahrens sowie zu Umfang, Format und Übermittlungsweg der vorzulegenden Daten bestimmen können.
- (372) Die Effizienzwerte werden durch den einheitlichen bundesweiten Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur bestimmt. Die Effizienzziele werden ebenfalls von der Bundesnetzagentur bestimmt. Sie kann hierbei zwischen kapitalorientierten und betriebskostenorientierten Ineffizienzen unterscheiden.

- (373) Die Bundesnetzagentur soll den zuständigen Regulierungsbehörden die ermittelten Effizienzwerte und Effizienzziele rechtzeitig vor Beginn der Regulierungsperiode übermitteln. Sofern für einzelne Unternehmen keine Effizienzwerte oder Effizienzziele ermittelt werden können, soll die Bundesnetzagentur dies den zuständigen Regulierungsbehörden mitteilen. Die Bundesnetzagentur sollte verpflichtet werden, die Basisdaten und Ergebnisse des Effizienzvergleichs, insbesondere die für die einzelnen Netzbetreiber ermittelten Effizienzwerte und Effizienzziele, zu veröffentlichen.
- (374) Die Regulierungsbehörden haben für jeden Netzbetreiber individuelle Effizienzvorgaben auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur ermittelten Effizienzziele festzulegen. Effizienzvorgaben sollten grundsätzlich so festzulegen sein, dass die ermittelten Ineffizienzen am Ende der zweiten Regulierungsperiode vollständig abgebaut sind.

3.3.7 Sicherstellung der Versorgungsqualität

- (375) Es wird empfohlen, dass die Regulierungsbehörde zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke durch Festlegung von garantierten Kundenstandards für die Versorgungszuverlässigkeit hinsichtlich der einzelnen Kunden, für die Servicequalität und für die Produktqualität Vorgaben machen kann. Die Nichteinhaltung der gesetzten Mindeststandards sollte durch die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Zahlung eines Geldbetrags an die betroffenen Kunden sanktioniert werden, wobei die Zahlung ohne Anzeigepflicht des betroffenen Kunden durch den ihn versorgenden Netzbetreiber vorzunehmen sein soll. Die Bundesnetzagentur sollte die Möglichkeit erhalten, bei erheblichen Schwierigkeiten allgemein oder im Einzelfall Ausnahmen von der anzeigelosen Zahlungsverpflichtung zu genehmigen.
- (376) Die Höhe des zu zahlenden Geldbetrags sollte von der Regulierungsbehörde im Voraus bestimmt und im Internet veröffentlicht werden. Die Netzbetreiber sollten untereinander zu einem Ausgleich der gezahlten Beträge verpflichtet sein, wobei sich die Höhe des Ausgleichs nach der jeweiligen Verantwortung richten soll. Für den Fall, dass sich die Netzbetreiber nicht auf einen Ausgleich einigen, sollte ein Rückzahlungsanspruch gegen den Netzkunden ausgeschlossen werden.
- (377) Im Hinblick auf die Versorgungszuverlässigkeit erscheint es zielführend, dass die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern Kennzahlvorgaben (Durchschnitts-, Referenz- und/ oder Mittelwert) unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede setzen kann. Eine Gruppenbildung sowie eine Kombination verschiedener Kennzahlen und unterschiedlicher Vorgaben sind zu ermöglichen. Als zulässige Kriterien für die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit sollen insbesondere die Unterbrechungsdauer, die Unterbrechungshäufigkeit, die nicht gelieferte Energie und die nicht gedeckte Last vorgesehen werden. Bei einer Abweichung von den gesetzten Vorgaben sind Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenze zu bestimmen, wobei für die Bewertung der Zu- und Abschläge insbesondere die Zahlungs- und Akzeptanzbereitschaft der Kunden als Maßstab zugrunde gelegt werden kann. Für Gasnetze sollten abweichend hiervon in der ersten Regulierungsperiode keine Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze zulässig sein.
- (378) Die Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit soll sich nach folgender Qualitätsformel richten:

Q_t Mehr-/Mindererlöse für Versorgungsqualität im Jahr t:

$$Q_t = j_{UD} \cdot q_{UD} \cdot (UD_{Ref} - UD_{Netz,t}) + j_{UH} \cdot q_{UH} \cdot (UH_{Ref} - UH_{Netz,t}) \\ + j_{NGE} \cdot q_{NGE} \cdot (NGE_{Ref} - NGE_{Netz,t}) + j_{NGL} \cdot q_{NGL} \cdot (NGL_{Ref} - NGL_{Netz,t})$$

wobei

- j Gewichtungsfaktoren, mit $j_{UD} + j_{UH} + j_{NGE} + j_{NGL} = 1$
- q Monetarisierung der Qualitätskenngrößen UD, UH, NGE, NGL
- Ref Referenzwert der Qualitätskenngrößen UD, UH, NGE, NGL unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften des Versorgungsgebietes
- Netz,t Im Netz des Netzbetreibers gemessener Wert der Qualitätskenngrößen im Jahr t

Qualitätskenngrößen:

- UD Unterbrechungsdauer (kumuliert)
(entspricht: Anzahl Kunden multipliziert mit SAIDI – System Average Interruption Duration Index)
- UH Unterbrechungshäufigkeit (kumuliert)
(entspricht: Anzahl Kunden multipliziert mit SAIFI – System Average Interruption Frequency Index)
- NGE Nicht gelieferte Energie
(entspricht: ENS – Energy Not Supplied)
- NGL Nicht gedeckte Last
(entspricht: VOLL – Volume of Lost Load)

- (379) Der Bundesnetzagentur soll im Hinblick auf die Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke die Kompetenz zukommen, die Gewichtungsfaktoren, Qualitätswerte und Referenzwerte in der Qualitätsformel festzulegen. Ab der zweiten Regulierungsperiode soll dies auch für eine Änderung der Formel gelten.
- (380) Daneben ist vorzusehen, dass die Bundesnetzagentur jährliche Mitteilungen der Netzbetreiber zu den festgelegten Qualitätskenngrößen erhält, auswertet und alle Ergebnisse der Auswertung mit einer angemessenen Erläuterung veröffentlicht.
- (381) Des Weiteren sollte der Bundesnetzagentur ermöglicht werden, eine von den dargestellten Grundsätzen abweichende Einbeziehung von Kennzahlen für die Versorgungsqualität als Strukturparameter in das Effizienzvergleichsverfahren vorzunehmen.
- (382) Zur Sicherstellung der Berücksichtigung der Versorgungsqualität in den Planungs- und Betriebsprozessen und der Belastbarkeit der an die Bundesnetzagentur gelieferten Daten sind die Netzbetreiber zu verpflichten, ein Qualitätsmanagement zu unterhalten, über das an die Regulierungsbehörde bis zum 30. Juni eines Jahres über das letzte Kalenderjahr zu berichten ist. Der Umfang und Inhalt des zu übermittelnden Berichts sollte sich an der Zahl der angeschlossenen Kunden orientieren. Diesbezüglich wird folgendes empfohlen: Netzbetreiber mit bis zu 10.000 angeschlossenen Kunden haben jährlich einen Kurzbericht an die Regulierungsbehörde zu übermitteln, der sich auf wesentliche Ereignisse und Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt. Netzbetreiber mit mehr als 10.000 und bis zu 100.000 angeschlossenen Kunden haben jährlich einen detaillierten Bericht an die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden haben ein zertifiziertes Qualitätsmanagement einzurichten und hierauf basierend jährlich einen detaillierten Bericht an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Regulierungsbehörde sollte die Möglichkeit haben, Vorgaben zur formellen Gestaltung, zum Inhalt und zur Struktur des Berichts zu bestimmen sowie Ergänzungen und Erläuterungen des Berichts zu verlangen.
- (383) Des Weiteren sollten die Netzbetreiber verpflichtet werden, auf der Grundlage des technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters aller in Betrieb befindlichen Anlagen und der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 zu den

Netzentgeltverordnungen Strom und Gas einen Bericht zu ihrem Investitionsverhalten zu erstellen und den Nachweis zu führen, dass ihre jährlichen Investitionen in einem angemessenen Verhältnis zu Alter und Zustand ihrer Anlagen, ihren jährlichen Abschreibungen und ihrer Versorgungsqualität stehen. Die Regulierungsbehörde sollte die Kompetenz haben, Vorgaben zur formellen Gestaltung, zum Inhalt und zur Struktur des technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters und des Berichts zum Investitionsverhalten zu bestimmen und weitergehende Erläuterungen der Berichtsinhalte sowie sonstige Auskünfte zu verlangen, die zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke erforderlich sind. Bei erheblichen Zweifeln an der Angemessenheit der Investitionen und bei nicht erbrachtem Nachweis des Netzbetreibers sollten die Regulierungsbehörden über Sanktionsmöglichkeiten verfügen.

3.4 Besondere Bestimmungen zur Anreizregulierung

(384) An dieser Stelle sollten die über die allgemeinen Bestimmungen zur Anreizregulierung hinausgehenden Regelungen getroffen werden.

(385) Aus Sicht der Bundesnetzagentur erscheint es sinnvoll, sowohl für Übertragungs- als auch für Fernleitungsnetzbetreiber Sondervorschriften aufzunehmen:

- Sondervorschriften für den Effizienzvergleich: Bei der Ermittlung der bestehenden Ineffizienzen für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber soll der Bundesnetzagentur die Durchführung internationaler Effizienzvergleiche und relativer Referenznetzanalysen ermöglicht werden. Dabei ist die strukturelle Vergleichbarkeit der internationalen Unternehmen sicherzustellen.
Soweit eine entsprechende Verfahrensregulierung eingeführt ist und die Bemessung der zu beschaffenden Menge an Leistung bzw. Energie angemessen erfolgt und die Beschaffungsmärkte als funktionierende Wettbewerbsmärkte einzustufen sind, gelten die daraus resultierenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Hierzu können zählen: Kosten aus der Beschaffung von Regelleistung, Regelleistung sowie andere Bestandteile der Systemdienstleistungen und weitere Ausgleichsleistungen.
- Sondervorschriften für Investitionsbudgets:

Die Bundesnetzagentur sollte Betreibern von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen auf Antrag Investitionsbudgets genehmigen können, sofern damit neue Leitungsverbindungen oder sonstige netztechnisch erforderliche Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen mit erheblichen Kosten finanziert werden sollen, die im Rahmen der vorgegebenen Erlösobergrenzen nicht berücksichtigt worden sind. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens sollten zur Definition erforderlicher Investitionsprojekte von den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern planungsrelevante Szenarien vorgeschlagen und mit der Bundesnetzagentur abgestimmt werden. Die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen sollten anhand eigener Netzberechnungs- und Planungsverfahren Schwachstellen- und Bedarfsanalysen durchführen. Diese können auf den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber in den Netzzustands- und Netzausbauberichten gemäß § 12 Abs. 3a EnWG und den Schwachstellenanalysen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber gemäß §§ 13 Abs. 6, 16 Abs. 5 EnWG basieren. Die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber legen der Bundesnetzagentur detaillierte Investitionspläne und Kostenschätzungen für spezielle Maßnahmenpakete vor.

Die Notwendigkeit der Investition und die Höhe der angesetzten Kosten sollten mittels einer Referenznetzanalyse sowie internationaler Effizienzvergleiche überprüft werden können. Über- oder Unterschreitungen des genehmigten Investitionsbudgets sollten zu entsprechend niedrigeren oder höheren

Renditen führen. Weitere Einzelheiten sollte die Bundesnetzagentur im Rahmen der Genehmigung oder durch Festlegung bestimmen können.

In Ausnahmefällen sollen diese Regelungen auch für Verteilnetzbetreiber anwendbar sein, soweit vergleichbare erhebliche Umstrukturierungs- und Erweiterungsnotwendigkeiten bestehen.

Die Anwendung von Erweiterungsfaktoren ist auszuschließen.

- (386) Eine weitere Ausnahmeregelung wird für den Fall einer nicht zumutbaren Härte empfohlen. Diesbezüglich sollte die Regulierungsbehörde die Möglichkeit haben, auf Antrag des Netzbetreibers während der Regulierungsperiode eine Anpassung der Erlösobergrenze zu bestimmen.
- (387) Um ein möglichst wettbewerbsnahes Regulierungssystem anzuwenden, sollte die Verordnung das Konzept des Vergleichswettbewerbs enthalten. Ziel eines Vergleichswettbewerbs ist es, die zukünftige Anpassung der Erlösobergrenze und der Effizienzvorgaben durch die Regulierungsbehörde von den individuellen Kosten des einzelnen Unternehmens zu lösen und die Kosten der effizienten, gebietsstrukturell vergleichbaren Netzbetreiber zugrunde zu legen. Hinsichtlich der Konzeptionierung und Einführung eines Vergleichswettbewerbs sollte der Bundesnetzagentur, ähnlich wie in § 112a EnWG, ein Prüfauftrag zur Erstellung eines diesbezüglichen Berichts erteilt werden. Zur Erstellung dieses Berichts sollten der Bundesnetzagentur entsprechend der Regelung des § 112a Abs. 1 S. 3 EnWG die Ermittlungsbefugnisse nach dem Energiewirtschaftsgesetz zustehen. Der Bericht soll unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise erstellt werden sowie die internationalen Erfahrungen mit Vergleichswettbewerbssystemen berücksichtigen; die Bundesnetzagentur soll den betroffenen Wirtschaftskreisen nach Erstellung eines Berichtsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme geben und die erhaltenen Stellungnahmen im Internet veröffentlichen. Auf Basis des Berichts soll die Umsetzung des Vergleichswettbewerbs durch Festlegung der Bundesnetzagentur erfolgen können.

3.5 Befugnisse, Verfahren und Zuständigkeiten

- (388) Dieser Teil sollte die notwendigen Regelungen im Hinblick auf Befugnisse, Verfahren und Zuständigkeiten enthalten:
- Datenerhebung: Im Hinblick auf die Vorbereitung und Durchführung der Anreizregulierung (insbesondere zur Durchführung eines Effizienzvergleichs) ist es empfehlenswert, dass der Bundesnetzagentur die Ermittlungsbefugnisse nach dem Energiewirtschaftsgesetz zustehen. Hierbei sollte klargestellt werden, dass auch Daten von Netzbetreibern erhoben werden können, die nicht der kostenbasierten Entgeltbildung unterliegen. Ferner sind Sanktionsmöglichkeiten für die nicht fristgerechte Datenübermittlung aufzunehmen.
 - Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke sollten der Bundesnetzagentur Festlegungskompetenzen zukommen. Hierzu gehören u.a.: die Anpassung der Anreiz-, Erweiterungs- und Qualitätsformel, die Anpassung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts, die Ausgestaltung des Regulierungskontos, die Vorgaben zum technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister und die Bestimmung von garantierten Kundenstandards.
 - Hinsichtlich der Vorschriften für das Verwaltungsverfahren sollte auf die Regelungen der §§ 65 ff des Energiewirtschaftsgesetzes Bezug genommen werden.
 - Die Zuständigkeiten sollten entsprechend der Regelung in § 54 des Energiewirtschaftsgesetzes geregelt werden. Das bedeutet, die Aufgaben der in der Verordnung adressierten Regulierungsbehörde nehmen die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und - nach Maßgabe eines Aufgabenkatalogs - die Landesregulierungsbehörden wahr, soweit die Aufgaben nach § 54 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden fallen. Aus Gründen der Klarstellung erscheint es sinnvoll, eine § 54 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechende Regelung aufzunehmen.

3.6 Schlussvorschriften

- (389) Es wird empfohlen, in die Schlussvorschriften neben der Regelung des Inkrafttretens der Verordnung und neben Übergangsvorschriften Bestimmungen aufzunehmen, die eine vorsätzliche oder fahrlässige Zuwiderhandlung einer nach dem Energiewirtschaftsgesetz oder der Verordnung vollziehbaren Handlung als Ordnungswidrigkeit sanktionieren.

Teil 2 – Ausgestaltung und Details für Umsetzung und Durchführung der Anreizregulierung

4 Vorgehen Bundesnetzagentur

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

4.1.1 Allgemeines Vorgehen

- (390) 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, kurz AK, und, Konsultationskreis Anreizregulierung, kurz KK) wurden in mehreren intensiven Arbeitssitzungen die Themen des zu erstellenden Berichtes der Bundesnetzagentur zur Konzeptionierung der Anreizregulierung mit den Vertretern der Landesregulierungsbehörden und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (AK) sowie mit den Verbänden (KK) diskutiert.
- (391) In beiden Arbeitsgruppen fanden Sitzungen zu den Themen
- Grundlagen, Price-/Revenue-Cap
 - Produktivitätsfortschritt
 - Effizienzvergleichs-Methoden
 - Datenplausibilitätsprüfung
 - Kostentreiberanalyse
 - Effizienzvergleichs-Parameter
 - Qualitätsregulierung statt.
- (392) 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 Internet¹⁸. In diesen Referenzberichten wurden die Themen "Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze" und "Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung" behandelt. Zu diesen Referenzberichten bestand in den folgenden Sitzungen Gelegenheit zur Stellungnahme.
- (393) Zu den Themen "Kostentreiberanalyse/Benchmarking-Parameter" und "Qualitätsregulierung" erfolgte die Veröffentlichung von Referenzdokumenten Anfang April 2006 nach ausführlicher Behandlung der Themen in den Gremien im Januar, Februar und März 2006.
- (394) Eine Veröffentlichung weiterer Referenzberichte, wie insbesondere von Vertretern der Netzbetreiber zum Thema Effizienzvergleich 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 Effizienzvergleich. 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 Effizienzvergleich vorab auf schriftlicher Basis zur Diskussion zu stellen.

18 Vgl.

http://www.bundesnetzagentur.de/enid/5ac1bb122812323ec6bdc85ec3bfa356,d0d2d85f7472636964092d0936333139/Allgemeine_Informationen/Bericht_nach__ssss2a_EnWG_-_Anreizregulierung_2au.html

- (395) Transparenz wurde jedoch gewährleistet, indem zentrale Themen wie die Kostentreiberanalyse oder Effizienzvergleichs-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.

4.1.2 Behandlung der Themen in Arbeitskreis (AK) und Konsultationskreis (KK)

4.1.2.1 Struktur der Sitzungen

- (396) 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.
- (397) Die Diskussionen fanden auf der Grundlage von Präsentationen der Bundesnetzagentur und ihrer Gutachter und Berater statt, die den Beteiligten regelmäßig im Vorfeld übermittelt wurden, sofern dies auf Grund der zeitlichen Vorgaben möglich war. 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. Die Bundesnetzagentur war stets interessiert an konstruktiver Kritik und gemeinsamer Konsensfindung in strittigen Punkten. Die Transparenz des gesamten Prozesses wurde u. a. durch die Veröffentlichungen der Referenzberichte unterstrichen, aber auch durch die Informationsweitergabe in Bezug auf den jeweiligen Arbeitsstand in den einzelnen Gutachten und zum Stand der Arbeiten zum Berichtsentwurf sowie zum endgültigen Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung.
- (398) Für den weiteren Konsultationsprozess nach Veröffentlichung des Berichtes zur Einführung der Anreizregulierung werden zu fixen Terminen die betroffenen Wirtschaftskreise weiterhin aufgerufen, aktiv am Entwicklungsprozess zu partizipieren und dadurch noch nicht geklärte Fragen u. a. zur späteren Implementierung der Anreizregulierung in Deutschland voranzutreiben.
- (399) Abschließend kann die Bundesnetzagentur allein auf neun Konsultationen mit den betroffenen Wirtschaftskreisen zurückblicken, die bereits einen Monat nach Inkrafttreten des zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts stattfanden. Daneben gab es unzählige Einzeltermine mit Verbänden und Unternehmensvertretern, die zur Erreichung des gesetzlichen Auftrages der Bundesnetzagentur beitrugen. Angesichts des Stichtages zum 01.07.2006 für die Erstellung des Berichtes zur Einführung der Anreizregulierung und der damit verbundenen gutachterlichen und wissenschaftlichen Konzeption, wurde der Bundesnetzagentur ein enger Zeitrahmen vorgegeben, indem die Interessen der Wirtschaftskreise, neben der eigentlichen Konzeptionierung, jederzeit gehört und berücksichtigt wurden.

4.1.2.2 Themenübersicht

- (400) 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
- (401) 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
- (402) 3. Sitzung am 25.10.2005 (AK) und am 02.11.2005 (KK)
 - Benchmarkingmethoden
- (403) 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
- (404) 5. Sitzung am 17.01.2006 (AK) und am 26.01.2006 (KK)
 - Referenzbericht Anreizregulierung zur Produktivitätsentwicklung
 - Qualitative Kostentreiberanalyse/ Bericht von wik Consult
 - Kostentreiberanalyse mit Hilfe von Modellnetzen/ Bericht von Consentec
 - Bewertung durch die Bundesnetzagentur
- (405) 6. Sitzung am 28.02.2006 (KK)
 - Beschaffung der in der Anreizregulierung zur Analyse von gebietsstrukturell geprägten Kostentreibern notwendigen Datenbasis sowie Konsolidierung im Rahmen eines GIS/ Bericht von Beak Consultants
 - Beeinflussbarkeit von Kostentreibern/ Bericht von Consentec
 - Zusammenfassung Kostentreiberanalyse
 - Relevanz und Signifikanz von Benchmarking-Parametern/ Bericht von Sumicsid
 - Beeinflussbarkeit von Kostenanteilen
- (406) 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 Kostentreibern/ Bericht von Sumicsid
 - Gesamtübersicht zu den behandelten Themen und Gelegenheit zu Rückfragen
- (407) 8. Sitzung am 04.04.2006 (AK) und 11.04.2006 (KK)
 - Gesamtkonzept der Bundesnetzagentur
 - Berichte aus den Projekten durch Gutachter und Berater
- (408) 9. Sitzung am 01.06.2006 (AK und KK)
 - Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise

4.1.2.3 Beteiligte Verbände/Unternehmensgruppen

- (409) 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.
- (410) 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.

4.1.3 Vorlage Referenzberichte

- (411) 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.
- (412) 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.
- (413) Alle Referenzberichte finden sich im Internet auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter: Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Allgemeine Informationen > Bericht nach §112a EnWG – Anreizregulierung.¹⁹ Hier werden auch die Stellungnahmen der Branche zum Berichtsentwurf gemäß § 112a EnWG veröffentlicht.

4.1.4 Schriftliche Stellungnahmen

- (414) Bis zur Veröffentlichung des Berichtes der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung wurden von folgenden Verbänden und Unternehmen Stellungnahmen abgegeben:

¹⁹ (Direkter Link:
http://www.bundesnetzagentur.de/enid/1d41d169e922962afc5e97f08bcd87f6.0/Allgemeine_Informationen/Bericht_nach__ssss2a_EnWG_-_Anreizregulierung_2au.html)

(415) Stellungnahmen zu den Referenzberichten

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 ²⁰ 11.05.2006 ²¹		
RWE	10.02.2006			07.04.2006
Vattenfall Europe	21.02.2006			
VDEW / VDN	28.02.2006			02.06.2006 ²²
VDEW/VDN/VRE		13.06.2006		
VKU	03.03.2006	03.04.2006		

Tabelle 1: Stellungnahmen zu den Referenzberichten

(416) Weitere Stellungnahmen zu spezifischen Thematiken

Verband / Unternehmen / Unternehmensgruppe	Datum	Eingang
BDI / VIK	24.03.2006	24.03.2006 per Mail
BGW	24.03.2006	27.03.2006 per Mail
EnBW	28.03.2006	28.03.2006 per Mail

Tabelle 2: Stellungnahmen zu spezifischen Themen

(417) Stellungnahmen zum Berichtsentwurf zur Einführung einer Anreizregulierung von den beteiligten Wirtschaftskreisen

Verband / Unternehmen / Unternehmensgruppe	Datum	Eingang
BdE	30.05.2006	30.05.2006 per Mail
bne	30.05.2006	31.05.2006 per Mail ²³
bne, VEA, VIK	31.05.2006	31.05.2006 per Mail
BDI	30.05.2006	01.06.2006 per Mail
BGW	06.06.2006 23.06.2006 ²⁴	06.06.2006 per Mail 27.06.2006 per Mail
DIHK	28.06.2006	28.06.2006 per Mail
DVGW	16.06.2006	20.06.2006 postalisch

20 Gutachten von NERA Economic Consulting

21 Gutachten von PriceWaterHouseCoopers

22 Eingang per Mail am 13.06.2006

23 Ergänzung am 28.06.2006 per Mail.

24 Gutachten von Plaut Economics

EnBW	31.06.2006	31.06.2006 per Mail
EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall	12.06.2006	20.06.2006 per Mail
E.ON	02.06.2006	02.06.2006 per Mail
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	26.06.2006	28.06.2006 postalisch
GEODE	02.05.2006 31.05.2006	08.05.2006 postalisch 31.05.2006 per Mail
MVV Energie AG	20.06.2006	21.06.2006 per Mail
RWE	31.05.2006 19.06.2006 20.06.2006 ²⁵ 23.06.2006	31.05.2006 per Mail 20.06.2006 per Mail 20.06.2006 per Mail 23.06.2006 per Mail
Vattenfall	06.06.2006	08.06.2006 per Mail
VDEW / VDN	15.05.2006 26.06.2006	16.05.2006 per Mail 27.06.2006 per Mail
VDN	03.11.2005 ²⁶	11.05.2006 per Mail
VDEW/VDN/VRE	01.06.2006 16.06.2006	01.06.2006 per Mail 16.06.2006 per Mail
Ver.di	17.05.2006	18.05.2006 per Mail
VIK	01.06.2006 20.06.2006 ²⁷	01.06.2006 per Mail 22.06.2006
VKU	31.05.2006	01.06.2006 per Mail
vzbv	29.05.2006	30.05.2006 per Mail ²⁸
8KU	20.06.2006	21.06.2006 per Mail

Tabelle 3: Stellungnahmen zum Berichtsentwurf

4.1.5 Länderausschuss

(418) 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 als auch 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. Zum Termin am 31.05.2006 wurden die Thematiken Versorgungsqualität und Investitionsbudgets in einem Tagesordnungspunkt zur

²⁵ Gutachten von Frontier Economics

²⁶ Präsentation VDN / EWE

²⁷ Gutachten von Prof. Dr. Oligmüller

²⁸ Ergänzungen per Fax am 28.06.2006

Anreizregulierung behandelt. Am 21.06.2006 gaben die Länder gegenüber der Bundesnetzagentur eine Stellungnahme und entsprechende Empfehlungen zum Berichtsentwurf ab, die im Bericht Berücksichtigung fanden. Das Benehmen mit den Ländern zum Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung gem. §60 Abs. 4 EnWG wurde somit hergestellt.

4.1.6 Beirat

- (419) 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.
- (420) 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 darauf folgenden Sitzung vom 15.05.2006 hat die Bundesnetzagentur umfassend das im Berichtsentwurf dargelegte Konzept vorgestellt. In der Sitzung des Beirates am 26.06.2006 wurde der Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung wiederum behandelt.

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

4.2.1 Grundlagenprogramm des WIK

- (421) Die Bundesnetzagentur konnte in ihrer Arbeit auch auf die Arbeiten des WIK zurückgreifen, die dieses im Rahmen des Grundlagenforschungsprogramms durchgeführt hat.
- (422) 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.
- (423) 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.

4.2.2 Wissenschaftlicher Arbeitskreis Regulierungsfragen (WAR)

- (424) 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 wurden 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 und korrekt durchgeführt werden.
- (425) 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. Zum

Termin am 06. April 2006 wurde ein Sachstandsbericht bezüglich der Arbeiten am Berichtsentwurf vorgestellt, um dann in der darauf folgenden Sitzung am 17. Mai 2006 das Gesamtkonzept im Entwurf präsentieren zu können. Am 22. Juni 2006 wurden die Schwerpunktthemen Sicherstellung der Versorgungsqualität und die rechtliche Bewertung der Konzepte Beeinflussbarkeit / Zumutbarkeit / Erreichbarkeit / Übertreffbarkeit erörtert.

4.2.3 Wissenschaftskonferenz Anreizregulierung (WK)

- (426) 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 Bundesnetzagentur wissenschaftlich gestützt zu informieren, so dass die Konferenz einen wesentlichen Baustein für die Transparenz und das öffentliche Verständnis der Arbeit der Bundesnetzagentur bildet.
- (427) 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 ausdrückte, 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. Präzisionsbedarf 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.
- (428) 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.
- (429) 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 Kosten-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.

- (430) Sodann wandte sich die Konferenz mit einem Vortrag von Prof. Dr. Sergio Perelman (Université de Liège) dem für das Konzept der Bundesnetzagentur zentralen Thema der Effizienzvergleichs-Techniken zu. Die im Konzept favorisierten Methoden Dateneinhüllungsanalyse (DEA) und Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse (SFA) – auch in ihrem kombinierten Einsatz – fanden die einhellige Unterstützung der Wissenschaftler. Deutlich gemacht wurde allerdings auch, dass vor allem die Messung des Kapitaleinsatzes bzw. dessen Bewertung (Wiederbeschaffungs- vs. Herstellungskosten) kritisch für einen erfolgreichen Effizienzvergleich ist. Daneben wurden die Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Qualität des Netzbetriebs im Effizienzvergleich angesprochen. Zusätzlich wurde die Frage diskutiert, welche Rolle unterschiedliche Eigentümerstrukturen für das effiziente Verhalten der Unternehmen spielen könnten.
- (431) 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.
- (432) Herr Prof. Dr. Per Agrell (Université catholique de Louvain) befasste sich sodann mit der Frage der in einem Effizienzvergleich 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.
- (433) 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 Bundesnetzagentur, dies ähnlich wie in Norwegen künftig durch ein Anrechnen der externen Kosten aufgrund von Versorgungsunterbrechungen im Effizienzvergleich zu erreichen, stieß auf Zustimmung. Einigkeit bestand zudem in der Frage, dass

ein 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.

- (434) 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 Effizienzvergleichs-Ergebnisse – 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.
- (435) Beide Themenkomplexe sind eng verbunden mit der Frage des künftigen Investitionsverhaltens der Netzbetreiber. Hierzu kann festgestellt werden, dass mit den Investitionsbudgets im Rahmen der Übertragungsnetze 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 blieben allerdings zwei Probleme 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 Planungsprozesse oder Einschaltung von Gutachtern auf einer oder beiden Seiten). Zu prüfen bleibt, ob Lösungsansätze hierfür durch Mechanismen der gestaffelten Verzinsung (Sliding-Scale-Mechanismen), Anlagen-Management-Systeme (Asset-Management-Systeme), andere Variationen von Analytischen Kostenmodellen oder Analysewerkzeuge für die Struktur des Kapitalstocks erarbeitet werden können.
- (436) Die Bundesnetzagentur hat die zu dieser Thematik eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und im Kapitel 6.3 hierzu Ausführungen gemacht.

4.2.4 Arbeitsgruppe Efficiency Benchmarking CEER

- (437) Im Rahmen der Arbeitsgruppe 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.
- (438) Es haben bereits fünf Arbeitsreffen mit reger Beteiligung der europäischen Regulierer stattgefunden (12.09.2005, 17.11.2005, 31.01.2006, 16.03.2006, 24.05.2006). Vertreter von Dte (Niederlande), Ofgem (Großbritannien), E-Control (Österreich), Stem (Schweden), CNE (Spanien), Emvi (Finland), URE (Polen), ILR

(Luxemburg) und AEEG (Italien) berichteten ausführlich über ihre Systeme und Erfahrungen und auch die Bundesnetzagentur teilte den Sachstand hinsichtlich der Konzeptentwicklung in Deutschland vor.

4.2.5 Gutachten und Beratungsprojekte

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

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

(440) **Auftrag/Ziel:** Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anwendung der Anreizregulierung für mögliche Erkenntnisse und Lehren bei Einführung in Deutschland

(441) **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

(442) **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 Massachussets, Victoria, New South Wales, New Zealand, Mexico, Ontario, und Großbritannien vertieft untersucht. Erkenntnisse über europäische Länder wurden durch den direkten Austausch mit europäischen Regulierern eingebracht.

(443) 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.

(444) 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 der Effizienzvergleich generell einen Ansatz zur Überwindung der asymmetrischen Informationsverteilung zwischen Unternehmen und Regulierungsbehörden. Soweit Effizienzvergleichs-Methoden nicht umfassend zur Ermittlung von Effizienzvorgaben eingesetzt wurden, beruhte dies auf einer nicht ausreichenden Datengrundlage oder einer traditionell fallweisen Regulierungspraxis.

(445) **Zeitraumen:** Start 21.11.2005 – Abschluss 20.03.2006

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

(446) **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 einen Effizienzvergleich zu verwenden.

(447) **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.

(448) **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.

- (449) 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.
- (450) 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.
- (451) Der Rücklauf der Expertenbefragung lag bei einer Antwortquote von ca. 35 %.
- (452) Zeitrahmen:
- 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
- 4.2.5.3 AS3 (Gutachten): Analytische Kostenmodelle in der Energiewirtschaft, Untersuchung der Voraussetzungen möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft
- (453) **Ziel/ Auftrag:** Untersuchung der Voraussetzungen möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft
- (454) **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.
- (455) **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.
- (456) 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 Effizienzvergleich 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 den Effizienzvergleich zu diskutieren, sowie das Wissen über die Anwendung von Analytischen Kostenmodellen im internationalen Vergleich zu vertiefen.
- (457) 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.
- (458) Nach Übergabe der Computerprogramme wird die Bundesnetzagentur die Möglichkeit haben, auch in Zukunft ähnlich geartete Untersuchungen durchführen zu können.
- (459) Zeitrahmen:
- Start 11.11.2006, Abschluss: Ende Juli 2006
 - Präsentationen im KK am 26.01.2006 sowie am 28.02.2006

- Mehrmalige Präsentationen im AK
- Übergabe der Computerprogramme und Schulung der Mitarbeiter der Bundesnetzagentur Mitte Ende Juli 2006.

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

- (460) **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.
- (461) **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).
- (462) **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.
- (463) 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.
- (464) 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.
- (465) Zeitrahmen:
- Start: 23.11.2005: Kick Off – Ende Juni 2006
 - 14.03.2006: Präsentation im AK
 - 21.03.2006: Präsentation im KK
 - 07.04.2006: Veröffentlichung Referenzbericht

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

- (466) **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.

- (467) **Auftragnehmer:** Konsortium unter Führung der LBD Beratungsgesellschaft mbH und unter Beteiligung des Systemhauses Neofonie. LBD ist für die konzeptionelle und energiewirtschaftliche Beratung und Neofonie für die EDV-gestützte Programmierungsdienstleistung zuständig.
- (468) **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.
- (469) Zeitrahmen:
- 21.10.2005: Kick Off – Besprechung der Projektstruktur
 - 24.11.2005: Präsentation im AK
 - 08.12.2005: Präsentation im KK
 - Mai 2006: Abschlusspräsentation

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

- (470) **Auftrag/ Ziel:** Schulung und Beratung der Bundesnetzagentur bei der praktischen Durchführung des Effizienzvergleichs. Darüber hinaus ist Bestandteil dieses Projekts, die Ergebnisse aus den anderen Projekten zusammenzuführen und die Bundesnetzagentur dabei zu unterstützen, diese in Regulierungsvorgaben umzusetzen.
- (471) **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.
- (472) **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) Effizienzvergleichs-Methoden, zum anderen um die Durchführung konkreter Rechnungen mit Hilfe ausgewählter Effizienzvergleichs-Programme ging. Da das Rechnen mit deutschen Daten erst nach deren Eingang erfolgen konnte, wurden für die Berechnungen zu Schulungszwecken zunächst veröffentlichte schwedische Daten verwendet.
- (473) Es fand eine Vielzahl von Projektgesprächen mit der Bundesnetzagentur, aber auch mit den anderen Projekten statt, bei denen es zum einen um das Thema Effizienzvergleich, zum anderen um zentrale konzeptionelle Fragen ging.
- (474) 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.
- (475) **Zeitrahmen:** Von Anfang November 2005 bis zur Berichtserstellung Ende Juni 2006.

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

- (476) **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 den Effizienzvergleich zu integrieren. Hierfür müssen die notwendigen Daten bundeseinheitlich beschafft sowie aufbereitet und in ein Geografisches Informationssystem (GIS) eingespeist werden.

- (477) **Auftragnehmer:** Das Beratungsprojekt wurde von der in Freiberg ansässigen Beak Consultants GmbH durchgeführt.
- (478) **Schwerpunkt der Untersuchung:** Das Projekt lässt sich in zwei Teilbereiche differenzieren, die zum Teil zeitlich parallel zueinander abgewickelt werden.
- (479) 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.
- (480) 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 dem entsprechenden Computerprogramm.
- (481) Zeitrahmen:
- 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 den Effizienzvergleich

5 Berücksichtigung der internationalen Erfahrungen und der spezifischen Gegebenheiten in Deutschland

- (482) 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.
- (483) 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).
- (484) 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.
- (485) 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 wieder finden.
- (486) Exemplarisch werden im Folgenden Großbritannien, New South Wales, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Schweden und die USA einer näheren Betrachtung unterzogen.

5.1 Großbritannien

- (487) Der Prozess der Liberalisierung und Privatisierung in Großbritannien (England und Wales) begann bereits 1990 (Electricity Act von 1989). Die zuständige Regulierungsbehörde ist Ofgem.
- (488) Seit 1990 findet eine modifizierte Erlösobergrenzenregulierung 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 Effizienzvergleich durchgeführt und ein unternehmensindividueller X-Faktor in die Formel eingebaut. Dieser Effizienzvergleich erfolgte zunächst auf der Basis von Regressionsanalysen, die zu einem späteren Zeitpunkt durch die Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)²⁹ ergänzt wurden, um die Robustheit der Methode zu steigern. Auch die Formel wurde entsprechend den gemachten Erfahrungen ständig weiterentwickelt. Im April 2005 begann die nunmehr vierte Regulierungsperiode
- (489) Die Vorgaben setzen sich zusammen aus einem P_0 -Cut, also einer sofortigen Absenkung der Erlöse, und einem danach folgenden Erlöspfad (RPI-X). Es wird eine separate Regulierung für Betriebs- (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) vorgenommen.
- (490) Die individuellen OPEX-Vorgaben basieren auf einer korrigierten Methode der kleinsten Fehlerquadrate (COLS) - Regression, die 14 Verteilnetzbetreiber umfasst. Zusätzlich wurde im Preissetzungsverfahren 2005-2010 eine DEA als Kontrollmethode und ein Effizienzvergleich der Gesamtkosten als Hintergrundinformation verwendet.

29 Zu den einzelnen Methoden des Effizienzvergleichs siehe Kapitel 10

Aufwandsvariablen:	Betriebskosten (Kapitalkosten)
Leistungsvariablen:	Zusammengesetzte SkalenvARIABLEN (Composite Scale Variable) (= (Länge des Stromnetzes) ^{0,5} * (Energiermenge) ^{0,25} * (Anzahl der Kunden) ^{0,25}) ³⁰

Tabelle 4: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich

- (491) Im Allgemeinen basieren die Effizienzvorgaben in Großbritannien auf einer Verhandlungslösung zwischen Netzbetreiber und Regulierer und werden in so genannten regulatory contracts (im Umfang von 200-300 Seiten) fixiert.
- (492) Für die CAPEX-Vorgaben findet eine unternehmensspezifische Genehmigung von Investitionsbudgets durch Ofgem statt. Dabei stützt sich der Regulierer auf folgende Informationsquellen:
- Investitionsplan der Unternehmen
 - Ein von PB Power entwickeltes einfaches analytisches Kostenmodell
 - Effizienzvergleich einzelner Anlagegüter auf Basis einer COLS-Regression
 - sowie einer Befragung Dritter.
- (493) Für die Überprüfung der von den Netzbetreibern vorgelegten Investitionspläne wird von Ofgem ein analytisches Kostenmodell herangezogen. Dabei ermittelt ein unabhängiger Prüfer auf Basis eines einfachen - jedoch firmenspezifischen - Modells („PB Power Model“) die optimalen zukünftigen Kapitalkosten. Ergänzend wird dazu ein Effizienzvergleich einzelner Anlagegüter vorgenommen sowie Dritte befragt.
- (494) Nach erfolgter Modellierung wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben, im Rahmen eines Menus ein Investitionsbudget zu wählen. Je weiter dieses von dem modellierten Budget entfernt liegt, desto geringer ist bei Einhaltung des genehmigten Investitionsbudgets die zu erwartende Rendite. Bei Unterschreitung des genehmigten Budgets wird eine zusätzlich zu erwirtschaftende Rendite vorgegeben. Die Skalierungen im Rahmen dieses Mechanismus werden dabei so gesetzt, dass für den Netzbetreiber kein Anreiz besteht, höhere als die tatsächlich geplanten Investitionsbudgets anzugeben. Darüber hinaus erhält er einen Anreiz, dieses Budget durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen zu unterbieten und dadurch eine zusätzliche Rendite zu erwirtschaften.
- (495) Die folgende Abbildung zeigt die diesem Mechanismus der gestaffelten Verzinsung (Sliding-Scale) zugrunde liegende Matrix:

30 In den Preissetzungsverfahren vor 2005-2010 wurde eine andere Gewichtung für die Composite Scale Variable ((Länge des Stromnetzes)^{0,3} * (Energiermenge)^{0,25} * (Anzahl der Kunden)^{0,45}) verwendet.

DNO:PB Power Ratio	100	105	110	115	120	125	130	135	140
Efficiency Incentive	40%	38%	35%	33%	30%	28%	25%	23%	20%
Additional income	2.5	2.1	1.6	1.1	0.6	-0.1	-0.8	-1.6	-2.4
as pre-tax rate of return	0.200%	0.168%	0.130%	0.090%	0.046%	-0.004%	-0.062%	-0.124%	-0.192%
Rewards & Penalties									
Allowed expenditure	105	106.25	107.5	108.75	110	111.25	112.5	113.75	115
Actual Exp									
70	16.5	15.7	14.8	13.7	12.6	11.3	9.9	8.3	6.6
80	12.5	11.9	11.3	10.5	9.6	8.5	7.4	6.0	4.6
90	8.5	8.2	7.8	7.2	6.6	5.8	4.9	3.8	2.8
100	4.5	4.4	4.3	4.0	3.6	3.0	2.4	1.5	0.8
105	2.5	2.6	2.5	2.3	2.1	1.7	1.1	0.4	-0.4
110	0.5	0.7	0.8	0.7	0.6	0.3	-0.1	-0.7	-1.4
115	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.1	-1.4	-1.8	-2.4
120	-3.5	-3.1	-2.7	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-3.0	-3.4
125	-5.5	-4.9	-4.5	-4.2	-3.9	-3.8	-3.9	-4.1	-4.4
130	-7.5	-6.8	-6.2	-5.8	-5.4	-5.2	-5.1	-5.2	-5.4
135	-9.5	-8.7	-8.0	-7.4	-6.9	-6.6	-6.4	-6.3	-6.4
140	-11.5	-10.6	-9.7	-9.0	-8.4	-8.0	-7.6	-7.5	-7.4

Tabelle 5: Mechanismus der gestaffelten Verzinsung (Sliding-Scale); Quelle: Ofgem 2004

- (496) Ofgem nahm in der zweiten Regulierungsperiode (1995) für die Stromverteilnetzbetreiber eine Ergänzung der Regulierungsformel um einen Erweiterungsfaktor vor. 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:

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

mit

$d_{i,t}$ Abgabe an Basisleistungen

I_i Basispreis

C_t Anzahl der Kunden

- (497) Die Mengensteigerungen werden für vier Verteilungsleistungen gewichtet: LV 1, LV 2, LV 3 und HV.³¹ 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

31 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.

relevant ist, sondern nur das die Kostendifferenzen widerspiegelnde relative Verhältnis zwischen den Basispreisen.

- (498) Bei der Entwicklung der Kundenanzahl wird auf eine Gewichtung nach Netzebenen verzichtet, somit gilt die Annahme, dass ein Hochspannungskunde die gleichen Kosten verursacht wie ein Niederspannungskunde. Dies erscheint vor dem Hintergrund der Differenzierung bei der Mengenentwicklung doch problematisch.
- (499) Explizite Analysen, wie die beiden Kostentreiber (Mengen und Anzahl der Kunden) und ihre Gewichtung (50%:50%) durch Ofgem ermittelt wurden, liegen nicht vor. Die Tatsache, dass die verteilte Energie und die Anzahl der Kunden auch für den Effizienzvergleich herangezogen werden, weist allerdings darauf hin, dass Ofgem hierbei auf plausible Kostenzusammenhänge zurückgegriffen hat. Der Faktor wurde im Preissetzungsverfahren 2005-2010 zur Diskussion gestellt und von allen Netzbetreibern gut geheißen.
- (500) Der Erweiterungsfaktor in der Regulierungsformel (2002-2007) für die Gasverteilnetzverteiler ist so ausgestaltet, dass 65% der Erlöse fix sind 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:

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

- (501) Neben diesen Erweiterungsfaktoren sieht die britische Erlösoberggrenzenregulierung 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, insbesondere hinsichtlich der Mengen zu niedrige Prognosen abzugeben, 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 zu möglichst genauen Prognosen veranlasst, 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} tatsächliche Umsätze im Jahr $t-1$

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

I_t allgemeiner Zinssatz

PR_t saldoabhängiger Zinssatz

- (502) 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.
- (503) 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 Erlösbergrenzensystems berücksichtigt. Die Erlösbergrenze 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.

5.2 New South Wales (Australien)

- (504) Der Regulierer von New South Wales, IPART, reguliert die 6 Stromverteilnetzbetreiber seit 1999 mit einer Erlösbergrenze. Zur Festlegung der zulässigen Erlöse für die Regulierungsperioden (1999-2004 und 2004-2009) 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.
- (505) Die seit 1999 angewandte Erlösbergrenze beinhaltet ein Konto zur Erfassung von Erlösüberschussaldos, ein sog. „unders and overs“-Konto. Abweichungen der von 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.
- (506) 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.
- (507) Auch in der Regulierungsperiode 2004/05-2008/09 ist ein „unders and overs“-Konto enthalten. Die folgende Abbildung gibt ein Beispiel für ein derartiges 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 ²	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
OVERS AND UNDERS ACCOUNT						
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 6: „Unders and overs“-Konto, Quelle: IPART

(508) Zusätzlich unterliegen die Stromverteilnetzbetreiber bei den mit dem Saldoabbau verbundenen Preisanpassungen den von IPART festgesetzten Obergrenzen.

5.3 Niederlande

(509) 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.

(510) Für die Regulierungsperiode 2001-2003 wurde eine Preisobergrenzenregulierung verwendet. Die Inflationsrate in der Formel wird durch den Verbraucherpreisindex abgebildet. Für die allgemeine Produktivitätsentwicklung für 2001-2003 wurde ursprünglich ein Wert von 2% festgelegt (X_{gen}). Letzendlich wurde ein einheitlicher X-Faktor jeweils für Strom (3,2%) und Gas (3,8%) verwendet. Diese Werte basieren 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.

(511) Ursprünglich plante die DTe 2001 eine DEA mit folgenden Parametern:

Aufwandsvariablen:	Gesamtkosten
Leistungsvariablen:	Anzahl der Kunden (groß/klein) Anzahl der Transformatoren Leitungslängen Netzhöchstlasten Menge

Tabelle 7: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (I)

(512) Als Verfahren für den Effizienzvergleich 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 Aufwand (Input) und Leistung (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 Leistung 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 im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht erfasst, sondern in einem separaten Projekt untersucht.³²

Aufwandsvariablen:	Gesamtkosten
Leistungsvariablen:	Gewichtete Menge und Anschlüsse

Tabelle 8: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (II)

- (513) Die Umsetzung der Ergebnisse aus dem Effizienzvergleich 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 Netzentgelte herangezogen wird.
- (514) Für die Regulierungsperiode 2004-2006 wird eine Erlösobergrenzenregulierung verwendet. Auch in der zweiten Regulierungsperiode beinhaltet die 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 dem Effizienzvergleich (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 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 %.
- (515) 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.

5.4 Norwegen

- (516) 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 Rendite Regulierung (Rate-of-Return-Regulierung) wurde 1997 ein Anreizregulierungsregime implementiert.
- (517) Für die Regulierungsperiode 1997-2001 wird eine hybride Erlösobergrenzenregulierung 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.

³² 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)

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

Tabelle 9: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (III)

- (518) Bei der Transformation der Ergebnisse aus dem Effizienzvergleich in Regulierungsvorgaben war das Ziel, die ermittelten Ineffizienzen im Rahmen von drei Regulierungsperioden (also 15 Jahren) abzubauen. Entsprechend wurde die jährliche Höhe des individuellen X-Faktors bestimmt.
- (519) 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 wurde. Formal lässt sich der Erweiterungsfaktor wie folgt darstellen:

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

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

- (520) 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. Eine solche wurde jedoch für die nächste Regulierungsperiode angekündigt.³³ Eine Aufteilung der Mengensteigerungen nach Spannungsebenen findet sich nicht. Für den Fall eines Mengenrückganges wird der Faktor auf 1 gesetzt. 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.
- (521) Für die Regulierungsperiode 2002-2006 wird eine hybride Erlösobergrenzenregulierung 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.

³³ Vgl. „Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway – background, principles and directives“ Ketil Gasto, 1997, NVE, Oslo.

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

Tabelle 10: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (IV)

(522) Im Vorfeld der Regulierungsperiode (2002-2006) machten Grönli/Wangensteen/Uthus/Hoff (2000)³⁴ 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.

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

Mit k_{LE}Mengen-Kosten Elastizität

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

k_KKunden-Kosten Elastizität

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

(523) Der obige Vorschlag wurde von NVE nicht gewählt, sondern der alte Mengenfaktor durch einen komplexen Faktor – *Justierungsparameter* – ersetzt. Grundlage für die Änderung war ein Gutachten von ECON (2001)³⁵ 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.

(524) 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 *Justierungsparameters* hinzugenommen wurden. Die Anpassung der Umsätze des Anfangsjahres folgt der Formel:

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

34 „Adjusting for Grid Expansion in Incentive-Based Regulation“, Helle Grönli, Ivar Wangensteen, Bard Olav Uthus, Bernt Anders Hoff, IAEE European Conference 2000.

35 „Justeringsparameter for nyinvesteringer“, ECON, 2001, im Auftrag von NVE.

(525) Der *Justierungsparameter* setzt sich zusammen aus:

$$JUST_t^i = g \cdot NYV^i \cdot Indeks_t^i \left(1 - \frac{AB_{t-1}^i}{INV_{t-1}^i} \right) + DV$$

mit

$$g = 0,195$$

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 $T = 5$

$$Indeks_t^i = a_1 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{1,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + a_2 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{2,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + a_3 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{3,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + a_4 \cdot \frac{\Delta Geb\ddot{a}ude_{4,t-1}^i}{Geb\ddot{a}ude_{t-2}^i} + b \cdot \frac{LE_t^N - \max_{t_0}^{t-1} LE^N}{\max_{t_0}^{t-1} LE^N}$$

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

$$a_1 = 1,193 \quad a_2 = 1,789 \quad a_3 = 0,185 \quad a_4 = 4,9999 \quad b = 0,1$$

- (526) Die vier Kategorieklassen der Geb\ddot{a}ude sind: (1) Haushalt, (2) Kleingewerbe, (3) Freizeithaus und (4) Gro\u00dfgewerbe. Die Werte der a 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 lediglich eine geringe Gewichtung (0,1) zu. Dies wird dadurchverst\u00e4rkt, dass sich das Wachstum nicht auf die unternehmensspezifische, sondern auf die nationale Entwicklung bezieht.
- (527) Im Unterschied zur Anpassung in der ersten Periode erfolgt die Anpassung nicht mehr multiplikativ, sondern additiv. Dies ist auch der Grund f\u00fcr 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.
- (528) Der *Justierungsparameter* wurde von einigen Netzbetreibern als zu komplex kritisiert.
- (529) Des Weiteren erfolgte eine Anpassung an die Versorgungsqualit\u00e4t. Zum einen geschieht dies im Rahmen des Effizienzvergleichs (s. o.), zum anderen im Rahmen des CENS (Costs of Energy Not Supplied)-Arrangement: Jeder Netzbetreiber erh\u00e4lt ein individuelles Qualit\u00e4tsziel, welches auf Basis der individuellen historischen Unterbrechungsh\u00e4ufigkeit und einem Vergleich mit \u00e4hnlichen Netzbetreibern festgelegt wird. Wird das Qualit\u00e4tsziel erreicht, bleibt das Erl\u00f6sobergrenze unver\u00e4ndert. Wird es \u00fcber- bzw. unterschritten, erfolgt eine Anpassung des Erl\u00f6ses.
- (530) Dem Netzbetreiber sollen Anreize gegeben werden, sein Netz in sozio-\u00f6konomisch optimaler Weise zu planen, zu betreiben und instand zu halten. Auf diese Weise sollen die Kosten, die ein Stromausfall f\u00fcr die Kunden bedeutet, internalisiert werden. Es werden die l\u00e4nger als 3 Minuten dauernde Stromausf\u00e4lle gemessen, wobei zwischen geplanten und nicht-geplanten Unterbrechungen unterschieden und auch eine Differenzierung nach Kundengruppen vorgenommen wird.

- (531) 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.
- (532) Die minimale Kapitalrendite wurde mit 2% und die maximale Kapitalrendite mit 20% festgelegt.
- (533) Für die Regulierungsperiode ab 2007 ist eine Vergleichswettbewerbsregulierung mit nur noch einem individuellen X-Faktor vorgesehen. Die zulässigen Erlöse bestimmen sich aus einer Gewichtung der tatsächlichen (zu 1/3) und der effizienten Kosten (zu 2/3) der Unternehmen. Ein Justierungsparameter ist nicht mehr vorgesehen, da er aufgrund der zeitnahen Aktualisierung der Effizienzvergleichsrechnungen im Rahmen eines Vergleichswettbewerb nicht mehr erforderlich ist. Um der Zeitverzögerung von zwei Jahren Rechnung zu tragen, die sich zwischen dem Beginn der Regulierungsperiode und dem Jahr, das dieser als Datenbasis zugrunde liegt, befindet, sieht NVE die folgende Anpassung für Erweiterungsinvestitionen vor: $1,6 * \text{Kapitalzinssatz} * \text{Erweiterungsinvestitionen}$ (die zwei Jahre zuvor getätigt wurden). Die Qualitätsvorgaben sollen dahingehend erweitert werden, dass auch Unterbrechungen < 3 Min Berücksichtigung finden.

5.5 Österreich

- (534) 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.
- (535) Für den Zeitraum Oktober 2001 bis Dezember 2005 gab es eine Kosten-Plus-Regulierung, die Senkungen der Netztarife um durchschnittlich *nominell* 20% durch 3 Tarifanpassungen der Regulierungsbehörde brachten. Mit 1.1.2006 stieg Österreich auf eine Anreizregulierung um.
- (536) Für die Regulierungsperiode 2006 – 2009 wird eine hybride Preisobergrenzenregulierung verwendet. Die exogenen Kostenänderungen der Unternehmen werden in der österreichischen Regulierungsformel nicht durch den Verbraucherpreisindex, sondern durch einen so genannten 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.
- (537) 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.
- (538) 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.
- (539) Zur Bestimmung des individuellen X-Faktors wurde ein Effizienzvergleich mit einer Stichprobe von 20 Unternehmen durchgeführt. Die Regulierungsbehörde verwendet zwei Effizienzvergleichsmethoden (Dateneinhüllungsanalyse, DEA, und modifizierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate, MOLS), wobei für die DEA zwei Modellspezifikationen verwendet wurden. Für die DEA wurden konstante Skalenerträge verwendet. Die Effizienzwerte zur Ermittlung des individuellen X-Faktors ergeben sich aus einer Gewichtung der DEA- und MOLS-Ergebnisse.

(540) Als Aufwandsvariablen verwendet die Regulierungsbehörde die Gesamtkosten der Unternehmen. Zur Bestimmung der Leistungsvariablen 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 HS, MS und NS ermittelt, die als Schätzer für die Anschlussdichte bezogen auf das Versorgungsgebiet verwendet wurden (transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichten).

Aufwandsvariablen:	Gesamtkosten
Leistungsvariablen:	MS Netzhöchstlast NS Netzhöchstlast HS „Modellnetzlänge“ MS „Modellnetzlänge“ NS „Modellnetzlänge“

Tabelle 11: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (V)

(541) Modell: DEA (II)

Aufwandsvariablen:	Gesamtkosten
Leistungsvariablen:	MS Netzhöchstlast NS Netzhöchstlast HS-MS-NS „Modellnetzlänge“

Tabelle 12: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (VI)

(542) Modell: MOLS

Aufwandsvariablen:	Gesamtkosten
Leistungsvariablen:	MS Netzhöchstlast NS Netzhöchstlast HS-MS-NS „Modellnetzlänge“

Tabelle 13: Aufwands- und Leistungsvariablen für Effizienzvergleich (VII)

(543) 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.

(544) In der Regulierungsformel für 2006-2009 werden Mengensteigerungen berücksichtigt, wobei die Kosten aufgrund der Fixkostendegression nicht proportional mit den Mengen wachsen. Durch den *Mengenfaktor* sollen den Netzbetreibern finanzielle Mittel für die durch Mengensteigerungen bedingten notwendigen Investitionen zur Verfügung gestellt werden. Dies geschieht indem die zulässigen Kosten (exkl. Vorgelagerte Netzkosten) jährlich um den *Mengenfaktor* erhöht werden dürfen, der sich formal darstellen lässt durch:

$$(1 + 0,5 \cdot M_t)$$

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 $i = 1, \dots, n$

$Q_{0,i}$ = Mengen des Jahres 2003 für die Tarifkomponenten $i = 1, \dots, n$

- (545) E-Control, verwendet keine geschätzten Daten, weshalb die Mengenentwicklung im Mengenfaktor der tatsächlichen hinterherhinkt. Aus tendenziell steigenden Mengen erwächst den Unternehmen aber kein Nachteil. Die Mengenentwicklung bezieht sich jeweils auf eine Referenzmenge (Q_0), welche den Mengen des Jahres 2003 entsprechen.
- (546) 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.
- (547) 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)³⁶ mit einem Hinweis auf ein Gutachten von Consentec (2003)³⁷, wo mit Hilfe einer Modellnetzanalyse die Auswirkung inkrementeller Mengensteigerungen auf *Modellnetz*kosten 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 HS- und MS-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 NS-Netzebene einen Einfluss auf den Mengen-Kostenfaktor hat.
- (548) Der letzte Effekt – Auswirkung des Anteils neuer Anschlüsse an Mengensteigerung in der NS-Netzebene – ist aus Abbildung 3 ersichtlich. Zur Bestimmung des konkreten Wertes für die Mengen-Kosten-Elastizität wurden weitere Analysen durchgeführt. Der Anteil der Netzanschlüsse an der Abgabensteigerung in der NS-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 NS-Netzebene ausmacht, woraus sich ein Wert von 0,5 für den Mengen-Kosten Faktor ergab. Eine neuerliche Analyse aufgrund

36 E-Control, Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, www.e-control.at, Wien.

37 „Einfluss von Mengensteigerungen auf die Kosten des Netzbetriebs“, Consentec, 2003, Aachen.

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

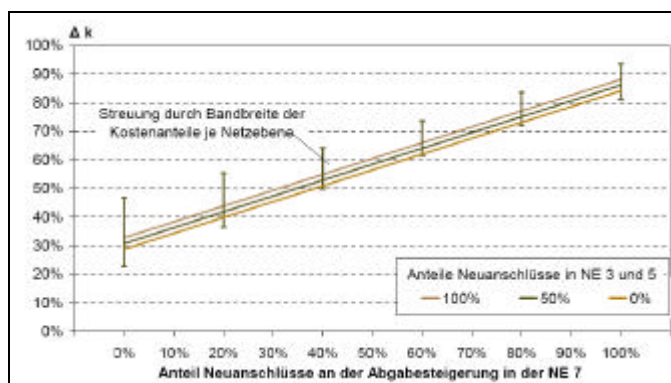


Abbildung 3: Bandbreite des Mengen-Kostenfaktors (Δk) abhängig vom Anteil der Neuanschlüsse und der Mengensteigerung in der NS-Netzebene 7; Quelle: E-Control.

- (549) 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.
- (550) 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.

5.6 Schweden

- (551) In Schweden werden analytische Kostenmodelle sowie als Zusatzinformation die DEA bei der Ermittlung von Aufgreifmaßbeständen 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 Effizienzvergleichs-Ergebnisse in Tarifvorgaben. Die analytisch ermittelten Kosten sind vielmehr eine informationelle Unterstützung im Verfahren.
- (552) Zu diesem Zwecke werden auf Basis eines Referenznetzansatzes für jedes Unternehmen optimale Kosten errechnet, die den individuellen Vergleichsmaßstab 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.

5.7 USA (am Beispiel Massachussetts)

- (553) 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 Kosten-Plus-Methode festgelegt wurden, steht es den Unternehmen frei, alternative Methoden anzuwenden, darunter auch anreizorientierte Regulierungsansätze.

- (554) 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 Ehrgeizfaktoren („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.
- (555) Die Ermittlung der Konsumentendividende basierte auf drei ökonometrischen Effizienzvergleichs-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 Effizienzvergleich unterzogen wird. Um diese Kostenvorhersagen wurden außerdem Konfidenzintervalle konstruiert. Die Ergebnisse des Effizienzvergleichs 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.
- (556) So genehmigte das DTE z.B. für den Boston Gas-Plan von 1997 einen allgemeinen X-Faktor von 0% und eine Konsumentendividende von 1%.
- (557) 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.

6 Sicherstellung der Versorgungsqualität

- (558) Dem Aspekt der Versorgungsqualität kommt bei der Implementierung eines Anreizregulierungssystems eine besondere Bedeutung zu. Da es das Ziel ist, für die Netzbetreiber Anreize zur Reduktion ihrer Kosten zu setzen, besteht ohne eine integrierte Qualitätsregulierung das Risiko, dass die Unternehmen dies durch eine Verringerung der Investitionen in ihre Netzinfrastruktur zu erreichen versuchen. Damit solche Einsparungen bei erforderlichen Investitionen, Instandhaltungsmaßnahmen oder sonstigen **Vernachlässigungen der Versorgungsqualität durch die Netzbetreiber vermieden** werden, wird letztere beobachtet, gemessen, bewertet und entsprechend reguliert. Im Konzept der Bundesnetzagentur hat die Versorgungsqualität somit von Anfang an einen hohen Stellenwert.
- (559) Hierdurch wird den Anforderungen des EnWG Rechnung getragen, mit dem laut § 1 Abs. 1 EnWG unter anderem eine sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas gewährleistet werden soll. Ziel ist neben der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs die **Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen** (§ 1 Abs. 2 EnWG). Die Anforderungen an eine **Qualitätsregulierung**, die zu diesem Ziel beitragen sollen, werden vor allem in § 21a EnWG festgelegt. Insbesondere ist in § 21a Abs. 5 EnWG die Berücksichtigung der Versorgungsqualität, die Regulierung mittels Netzzuverlässigkeitskennzahlen und die mögliche Absenkung von Netznutzungsentgelten vorgesehen.
- (560) Die geplanten regulatorischen Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungsqualität, die in Anlehnung an internationale Erfahrungen mit der erfolgreichen Integration der Versorgungsqualität in das System der Anreizregulierung entwickelt wurden, werden im Folgenden beschrieben.

6.1 Internationale Erfahrungen mit Qualitätsregulierung

- (561) Der Blick auf Länder, in denen bereits ein Anreizregulierungssystem eingeführt wurde, zeigt, dass die **Versorgungsqualität in einer Anreizregulierung sichergestellt** werden kann, entsprechende Qualitätsregulierungssysteme also wirksam und erprobt sind. Es ist generell festzustellen, dass in allen Ländern mit Anreizregulierung der Versorgungsqualität besondere Aufmerksamkeit gewidmet wird. Die – vor allem zeitlich – verschiedenen Zielsetzungen, die mit der Qualitätsregulierung verfolgt werden, können im Wesentlichen durch zwei Punkte zusammengefasst werden: Erstens soll die durchschnittliche Qualität reguliert und eine besonders schlechte Versorgungsqualität für einzelne Kunden vermieden werden. Zweitens wird das Erreichen eines optimalen Kosten-/ Qualitätsniveaus bzw. die Verbesserung des allgemeinen Qualitätsniveaus angestrebt.
- (562) In vielen europäischen Ländern stand bzw. steht, vor dem Hintergrund eines niedrigeren Niveaus der Versorgungsqualität als in Deutschland, die Erhöhung des bisherigen Qualitätsniveaus im Vordergrund. Ein erfolgreiches Beispiel für die **Erhöhung der Versorgungsqualität** im Rahmen einer Anreizregulierung stellt **Italien** dar.³⁸ Aber auch die **Sicherstellung eines hohen Qualitätsniveaus** kann im Rahmen der Anreizregulierung erfolgreich gestaltet werden, wie am Beispiel der **Niederlande** beobachtet werden kann. Die Verfolgung eines optimalen gesamtwirtschaftlichen Verhältnisses zwischen Qualität und Kosten kennzeichnet die **integrierte norwegische Qualitätsregulierung**.
- (563) Die Qualität der Versorgung hat unterschiedliche Facetten, die in der Regel durch vier Dimensionen beschrieben werden. Erstens die **Sicherheit** der Versorgung,

38 Vgl. Ausführliche Darstellung z. B. in LoSchiavo, Luca: „Quality and Consumer Affairs“, Präsentation im Rahmen der CEER-Arbeitsgruppe Efficiency Benchmarking am 24.05.2006.

welche die Vermeidung von Schäden für Menschen und Anlagen umfasst. Zweitens die **Netzzuverlässigkeit**, mit der die Fähigkeit eines Versorgungsnetzes gemeint ist, unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter Energie von einem Ort eines Netzes zu einem anderen zu transportieren. Drittens die **Produktqualität**, mit der 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, beschrieben wird. Viertens die **Servicequalität**, unter der das Verhältnis zwischen Kunden und Netzbetreiber sowie Dienstleistungen, wie z.B. die Einhaltung von Terminen und die Qualität der Rechnungslegung, zusammengefasst werden.

- (564) Besondere Aufmerksamkeit bei der internationalen Qualitätsregulierung in der Elektrizitätswirtschaft wird auf die **Netzzuverlässigkeit** und die **Servicequalität** gelegt. In der Gasversorgung spielen dagegen vor allem die **Sicherheit** und die **Servicequalität** eine Rolle. Die Servicequalität wird international zumeist durch garantierte Kundenstandards reguliert. Hierbei handelt es sich um dem einzelnen Kunden zugesicherte Qualitätsstandards, deren Verletzung individuelle Kompensationszahlungen vom Netzbetreiber an den Kunden zur Folge hat. Standards für die durchschnittliche Versorgungsqualität im Gesamtnetz spielen dagegen eine deutlich geringere Rolle. Die **Netzzuverlässigkeit** wird in der Regel über die Kenngrößen Dauer und Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen (System Average Interruption Duration Index, SAIDI, und System Interruption Frequency Index, SAIFI), über nicht gelieferte Energie (Energy Not Supplied, ENS), nicht gedeckte Last (Volume of Lost Load, VOLL) und zum Teil über abgeleitete Kenngrößen reguliert. Dabei werden Zielvorgaben sowohl für die garantierten Kundenstandards als auch für die Standards für die durchschnittliche Versorgungsqualität im Gesamtnetz der Netzbetreiber vorgegeben.
- (565) Für die Qualitätsregulierung in der **Gasversorgung** liegen im Bereich der **Servicequalität** ähnliche oder gleiche Kenngrößen und Verfahren vor wie in der Stromversorgung. Die Regulierung der **Sicherheit** wird anhand von technischen Regeln vorgenommen. Anreizverfahren, so wie sie in der Stromversorgung für die **Netzzuverlässigkeit** bekannt sind, finden bislang nur sehr bedingt Anwendung. Allerdings ist international eine Tendenz erkennbar, auch Netzzuverlässigkeitskenngrößen für die Gasversorgung einzuführen und damit ähnliche Qualitätsregulierungsmechanismen anzuwenden.
- (566) In allen Qualitätsregulierungssystemen wird der **Datenqualität** besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Eine Zertifizierung des Datenerhebungsprozesses wird nicht in allen Ländern gefordert. Dennoch ist die Tendenz erkennbar, Netzbetreiber zunehmend für die Qualität der gelieferten Daten verantwortlich zu machen. In Großbritannien wird sogar ein Abschlag auf die Qualitätskenngrößen angewandt, wenn die Qualität der Daten nicht ausreichend ist. In Italien erfolgt regelmäßig eine Auditierung der von den Netzbetreibern gelieferten Daten durch die Regulierungsbehörde, wobei die zu kontrollierenden Distrikte gezielt ausgewählt werden. Negative Auditierungsergebnisse haben finanzielle Folgen für die betreffenden Netzbetreiber. Die Zuverlässigkeit der Daten wird ferner durch ein auf Mittel- und Hochspannungsebene obligatorisch einzusetzendes Fernlesesystem der automatischen Registrierung des Beginns von Versorgungsunterbrechungen (SCADA) unterstützt.
- (567) Die Einführung der Anreizregulierung hat in vielen Ländern zur Entwicklung und Einführung von risikobasierten **Qualitätsmanagement-Systemen** beigetragen. Diese Systeme tragen wesentlich zur Sicherstellung der Versorgungsqualität bei, da durch sie bei der Priorisierung von Kosteneinsparpotentialen durch die Unternehmen die Qualität ausreichend berücksichtigt wird. Qualitäts-Management-Systeme können auch sicherstellen, dass die in der Regulierung verwandten Daten korrekt und belastbar erhoben werden.
- (568) Auch ohne quantitative Auswertung für den Erfolg der Qualitätsregulierung in den verschiedenen Ländern kann man feststellen, dass sich die **Versorgungsqualität**

mit Einführung der Anreizregulierung verbessert hat. Als wesentlicher Grund hierfür gilt, dass die Verbesserung der Planungs- und Betriebsabläufe in Hinsicht auf Kosteneinsparungen ebenfalls die Qualitätskenngrößen - und hier allem voran die durchschnittliche Unterbrechungsdauer - verbessert hat.

- (569) In ihren bisherigen Stellungnahmen zur Qualitätsregulierung sprechen sich einige Netzbetreiber dafür aus, die durchschnittliche Netzzuverlässigkeit erst zu einem **späteren Zeitpunkt** mit finanziellen Anreizen zu versehen. In der Stellungnahme von EnBW³⁹ 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 einer Stellungnahme kommt RWE⁴⁰ 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 durchschnittlichen Netzzuverlässigkeit sprechen sich auch VKU und VDEW/VDN/VRE aus. Wesentliche Argumente sind die geltend gemachten, heute bestehenden Datenprobleme und eine erst im Laufe der Zeit verbesserte Datengrundlage sowie das heutige hohe Niveau der Netzzuverlässigkeit. Empfehlung ist, eine erlöswirksame Qualitätsregulierung frühestens 2011 einzuführen. Diese Empfehlung steht allerdings in starkem Widerspruch zu früheren offiziellen Stellungnahmen der Netzbetreiberverbände.
- (570) Die Regelungen in § 21a EnWG sehen jedoch einen solchen zeitlichen Aufschub nicht vor. Wie in Kapitel 6.4 erläutert ist, ist außerdem bis zum Start der Anreizregulierung mit einer deutlich verbesserten Datenbasis zu rechnen. Im Folgenden ist deshalb weiterhin die sofortige Einführung einer mit finanziellen Anreizen versehenen Regulierung der durchschnittlichen Netzzuverlässigkeit vorgesehen.

6.2 Qualität der Versorgung in Deutschland

- (571) Zur Erfassung des aktuellen Stands der Versorgungsqualität in Deutschland sind die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik im Strombereich und die Gasschaden- und Gasunfallstatistik im Gasbereich die wichtigsten Statistiken. 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.
- (572) 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.
- (573) 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 ist. Die Statistik entspricht allerdings nicht den in § 52 EnWG genannten Anforderungen, da wichtige Kenngrößen für

39 Schreiben der EnBW Energie Baden-Württemberg AG an die BNetzA vom 28.03.2006.

40 Stellungnahme der RWE Energy Aktiengesellschaft zum 4. Referenzbericht Anreizregulierung der Bundesnetzagentur „Konzept einer Qualitätsregulierung“.

Versorgungsunterbrechungen nicht erfasst werden. Eine Erfüllung der Anforderungen an den Bericht nach § 52 EnWG erfordert daher die zusätzliche Erfassung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen im Hinblick auf Häufigkeit, Dauer und Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen.

- (574) 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 mit internationalen Standards.
- (575) 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 hat. Dieses Technische Sicherheitsmanagement (TSM) erfüllt die üblichen regulatorischen Anforderungen nur teilweise, bietet aber eine gute Basis für eine entsprechende Weiterentwicklung.
- (576) 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.

6.3 Sicherstellung von Investitionen in die Versorgungsqualität

- (577) Wenn die Möglichkeiten der Integration der Qualitätsregulierung in das Anreizregulierungssystem untersucht werden, ist auch der Aspekt der Investitionen in die Netzinfrastruktur zu beachten. So besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber versuchen könnten, durch das Unterlassen notwendiger Investitionen ihre Kosten zu senken. Ziel einer funktionierenden Qualitätsregulierung ist es auch, angemessene Maßnahmen zu ergreifen, um dies zu verhindern. Im Folgenden werden die Maßnahmen, die die Bundesnetzagentur ergreifen will, erläutert, wobei zwischen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen auf der einen Seite und Ersatzinvestitionen auf der anderen Seite unterschieden wird.

6.3.1 Sicherstellung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen

- (578) Eine Abgrenzung zwischen Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestitionen und Ersatzinvestitionen ist angebracht, weil es für einen Netzbetreiber unter angemessener Berücksichtigung der Umstände kein Nachteil sein sollte, wenn ihm im Rahmen seiner Versorgungsaufgabe, wie beim Anschluss neuer Wohngebiete an das Gasnetz oder beim pflichtgemäßen Anschluss eines Gewerbegebietes an das Stromnetz, Kosten für Erweiterungsinvestitionen entstehen. Diese Kosteneffekte sollen im vorgeschlagenen System der Anreizregulierung im Bereich der **Verteilnetzbetreiber** durch **Erweiterungsfaktoren** in der Regulierungsformel berücksichtigt werden. Mit diesen erhöht sich die dem Verteilnetzbetreiber zugestandene Erlösobergrenze jährlich entsprechend der Zunahme von Anschlusspunkten, der versorgten Fläche und der Höchstlast. Die Erweiterungsfaktoren werden vielfach auch als Mengenfaktoren oder – wie im Berichtsentwurf – als hybride Elemente bezeichnet. Ihre Ausgestaltung wird in Kapitel 7 ausführlich erläutert.

- (579) Im Bereich der **Transportnetzbetreiber** kann eine Änderung der Versorgungsaufgabe nicht durch einfache Kennzahlen, wie Anschlusspunkte, Lasthöhe und versorgte oder geographische Fläche abgebildet werden, was für eine diesbezügliche gesonderte Behandlung der Transportnetzbetreiber spricht. Nicht nur aus diesem Grunde sieht die Bundesnetzagentur in ihrem Konzept für die Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen der Transportnetzbetreiber die Genehmigung von **Investitionsbudgets** vor. Eine derartige individualisierte Betrachtung der Transportnetzbetreiber in diesem Bereich liegt ferner in ihrer Sonderrolle begründet:
- (580) 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 EnWG, 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.
- (581) Auch auf Fernleitungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 19 i. V. m. Nr. 2 EnWG) kommen neue Aufgaben wie der Ausbau von Flüssiggas-Anlagen oder die Verlagerung der Aufkommensquellen und Transportflüsse zu.
- (582) Ferner nehmen auch die EU-Elektrizitäts- und die EU-Erdgasrichtlinie eine Unterscheidung in den Betrieb eines Übertragungsnetzbetreibers (Art. 8 ff.) und eines Verteilnetzbetreibers (Art. 13 ff.) bzw. eines Fernleitungsnetzbetreibers (Art. 7 ff.) und eines Verteilnetzbetreibers (Art. 11 ff.) vor. Die Beschreibung der Aufgaben dieser beiden Netzbetreibertypen weist den Transportnetzbetreibern weiterreichende Aufgaben als den Verteilnetzbetreibern zu, wie die Sicherung der Stabilität des Gesamtsystems und die Einbindung in das europäische Verbundnetz.
- (583) 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 Transportnetzbetreiber.
- (584) Als zusätzliche Vorgabe ist § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 8 EnWG 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.
- (585) Erhebliche Anteile künftiger Investitionen der Transportnetzbetreiber können also den vom europäischen und deutschen Gesetz- und Verordnungsgeber vorgegebenen Veränderungen des Aufgabenprofils zugeordnet werden. Dies ist ein deutlicher Unterschied zu anderen Netzbereichen, in denen der Fokus eindeutiger auf Ersatzinvestitionen liegt.⁴¹
- (586) Aus diesem Grunde sollen die notwendigen Erweiterungsinvestitionen und die im Strombereich beispielsweise durch Windausspeisungen, den Ausstieg aus der Kernenergie und im Gasbereich z.B. durch den erforderlichen Ausbau von Flüssiggas-Anlagen bedingten Umstrukturierungsinvestitionen der Transportnetzbetreiber einer gesonderten Behandlung in Form einer Genehmigung von Investitionsbudgets unterliegen. Da auch die Anzahl der von

41 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 Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen gegenüber den Ersatzinvestitionen überwiegen. In diesen Fällen – die auf Verteilernetzebene allerdings Ausnahmen darstellen – gelten die gleichen Schlussfolgerungen (Vereinbarung von Investitionsbudgets).

- Einzelfallprüfungen betroffenen Unternehmen den Rahmen des Möglichen nicht von vornherein übersteigt, erscheint dies in diesem Fall sachgerecht.
- (587) Investitionsbudgets sollen dabei nicht als Gesamtbudget genehmigt, sondern als Einzelbudgets Maßnahmenkomplexen zur Behebung von Schwachstellen und zum Erreichen von Netzentwicklungszielen zugeordnet werden. Dies ist notwendig, um eine Umsetzungsüberprüfung durchführen zu können. Die Budgets für umgesetzte Maßnahmen sollen dann nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 21 Abs. 4 EnWG darstellen.
- (588) Bei der Festsetzung von Investitionsbudgets ist ein standardisierter Ablauf vorgesehen. In Anlehnung an das Vorgehen des britischen Regulierers Ofgem (vgl. Kapitel 5.1), an dem sich auch der Vorschlag von EON⁴² orientiert, soll die Genehmigung von Investitionsbudgets folgende Elemente enthalten:
- Erstellung planungsrelevanter Szenarien
 - Definition erforderlicher Investitionsprojekte auf Basis von Szenariorechnungen
 - Vorlage von Investitionsplänen seitens der Netzbetreiber
 - Überprüfung dieser Investitionspläne durch die Bundesnetzagentur unter Heranziehung Analytischer Kostenmodelle, der Befragung von Marktteilnehmern sowie eines internationalen (bzw. im Falle der Fernleitungsnetzbetreiber auch nationalen) Effizienzvergleichs der Kapitalkosten einzelner Anlagegüter
 - Anwendung eines Menu-Ansatzes und einer gestaffelten Verzinsung, um die Unternehmen dazu anzureizen, den tatsächlichen Investitionsbedarf anzugeben und diesen durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen anschließend noch zu unterbieten.
- (589) Als erster Schritt sind die planungsrelevanten Szenarien von den Transportnetzbetreibern vorzuschlagen und mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Dabei führen die Transportnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, die in diesem Zusammenhang auch andere Marktteilnehmer befragt⁴³, Szenariorechnungen und Sensitivitätsanalysen durch⁴⁴, in denen variiert wird, welche Umstrukturierungen absehbar sind – im Falle der Übertragungsnetzbetreiber z.B. bedingt durch die Abschaltung eines Kernkraftwerkes bzw. die Zuschaltung von Steinkohle- oder Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken, die Windenergie, im Falle der Fernleitungsnetzbetreiber durch den Ausbau von Flüssiggas-Anlagen, die Verlagerung der Aufkommensquellen und Transportflüsse, den Ausbau von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken oder das generelle Wachstum der Gasversorgung und für beide bedingt durch internationale Transite oder EU-Vorgaben.
- (590) Im zweiten Schritt führen die Transportnetzbetreiber mit eigenen Netzberechnungs- und Planungsverfahren Schwachstellen- und Bedarfsanalysen durch. Basis für eine Beurteilung notwendiger Maßnahmen sollen dann die Angaben der Transportnetzbetreiber analog zu den Inhalten der Berichte zum Netzzustand und zur Netzausbauplanung, die nach § 12 Abs. 3a EnWG für Übertragungsnetzbetreiber bereits verpflichtend sind, sowie die von den Transportnetzbetreibern nach § 13 Abs. 7 bzw. § 16 Abs. 5 EnWG zu erstellenden Schwachstellenanalysen sein.

42 EON: Themenpapier zur Anreizregulierung: Das „Pro+“-Modell. Die Regulierung der Kapitalkosten, 24.11.2005.

43 vgl. Enzmann, Johannes: „Principles of Capacity Allocation Mechanisms under Regulation 1775/2005“, Präsentation im Rahmen der Joint Working Group des Madrid Forums am 04.04.2006; auch Ofgem nutzt die „Befragung Dritter“ zu diesem Zwecke.

44 Deutsche Energie-Agentur: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie) 2005; vgl. Dokumentationen zu Trans-European Energy Networks (TEN-E), http://ec.europa.eu/ten/energy/index_en.htm.

- (591) Anschließend legen sie der Bundesnetzagentur ihre Investitionspläne vor, wobei es sich nicht um detaillierte Einzelprojekte, sondern um Maßnahmenpakete handeln sollte. Diese Pläne legen den Investitionsbedarf in aggregierter, aber doch so detaillierter Weise dar, dass eine Überprüfung anhand nachvollziehbarer Unterlagen möglich ist.
- (592) Für die Überprüfung der beantragten Investitionsprojekte wird die Bundesnetzagentur vor allem die Referenznetzanalyse heranziehen. Diese bietet bei entsprechend präziser Abbildung der räumlichen und energiewirtschaftlichen Gegebenheiten die Möglichkeit, belastbare Aussagen über die erforderlichen Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen für mehrere Szenarien zu liefern. Die Anforderungen an eine solch präzise Modellierung sind für vier Übertragungsnetze bzw. für derzeit 24 identifizierte Fernleitungsnetze eher zu erfüllen als für die Vielzahl von Verteilungsnetzen, da weit weniger geografisch referenzierte Grundlagendaten erfasst und verarbeitet werden müssen. Da die Angemessenheit zukünftiger Investitionsprojekte nur auf der Basis der bestehenden Netzstruktur beurteilt werden kann, wird bei der Anwendung der Referenznetzanalyse zum Zwecke der Überprüfung von Investitionsbudgets das bestehende Netz als fest vorgegebener Ausgangszustand berücksichtigt. Ergebnis der Referenznetzanalyse ist somit ein für die vorgegebenen Randbedingungen und Freiheitsgrade und unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstruktur optimales Netz, das für die zuvor zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten auslegungsrelevanten Szenarien technisch zulässig ist.
- (593) Darüber hinaus erlaubt die Referenznetzanalyse die Bestimmung spezifischer Investitionskosten und damit die Überprüfung beantragter Investitionsbudgets. Die Belegung des modellierten Mengengerüsts mit Kosten kann auf Basis von Expertenbefragungen oder unter Verwendung von Standardkosten (die schwedische Regulierungsbehörde nutzt hier einen bestimmten Katalog) erfolgen. Zusätzlich soll hierzu ein internationaler (bzw. im Falle der Fernleitungsnetzbetreiber auch nationaler) Effizienzvergleich der Kosten spezifischer Anlagegüter herangezogen werden. Hervorzuheben ist, dass die Ergebnisse der Referenznetzanalyse lediglich der Abstimmung von Budgets und zugehörigen Maßnahmenkomplexen dienen, sie bedeuten keine Vorgabe einzelner umzusetzender Maßnahmen. Die Verantwortung für deren Festlegung und Durchführung verbleibt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Auf Wunsch erhalten diese Einsicht in die Ergebnisse der durchgeführten Referenznetzanalysen.
- (594) Die Kosten für die Umsetzung dieses Netzes werden mit den Kostenschätzungen der Transportnetzbetreiber verglichen und bilden die Basis für die Diskussion und Festsetzung der Investitionsbudgets.
- (595) Ähnlich dem britischen Beispiel soll dem Transportnetzbetreiber sodann die Möglichkeit gegeben werden, im Rahmen eines Menüs ein Investitionsbudget zu wählen. Je weiter dieses von dem modellierten Budget entfernt liegt, desto geringer soll bei Einhaltung des genehmigten Investitionsbudgets die zu erwartende Rendite sein. Bei Unterschreitung des genehmigten Budgets soll der Netzbetreiber eine zusätzliche Rendite erwirtschaften können. Die Skalierungen im Rahmen dieses Mechanismus werden dabei so gesetzt, dass für den Netzbetreiber kein Anreiz besteht, höhere als die tatsächlich geplanten Investitionsbudgets anzugeben. Darüber hinaus erhält er einen Anreiz, dieses Budget durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen zu unterbieten und dadurch eine zusätzliche Rendite zu erwirtschaften.

6.3.2 Sicherstellung von Ersatzinvestitionen

6.3.2.1 Keine Investitionsbudgets für Ersatzinvestitionen

- (596) Im Gegensatz zu Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen sind für Ersatzinvestitionen weder für die Transportnetzbetreiber noch für die

- Verteilnetzbetreiber Investitionsbudgets vorgesehen. Diese Investitionen gehören zum laufenden Geschäftsbetrieb und sollen von den Netzbetreibern somit wie bisher nach eigenem Ermessen durchgeführt werden.
- (597) VDEW/VDN/VRE, BGW sowie einige Unternehmen sehen in Investitionsbudgets auch für Verteilnetzbetreiber und für Ersatzinvestitionen jedoch die einzige Möglichkeit, die Versorgungsqualität sicherzustellen. Kosten für Investitionen (CAPEX) sollen demnach durch die Regulierungsbehörde für die Abschreibungsdauer freigezeichnet werden. Diese Kosten wären vollständig von der Anwendung der Anreizregulierung ausgenommen. In dem Maße, wie bestehende Anlagen durch neue ersetzt würden, würde das vorhandene Anlagevermögen stetig zunehmen und schließlich vollständig in Investitionsbudgets geführt werden – also einer neuen Art von Kosten-Plus-Regulierung mit Investitionsplanung unterliegen. Die Bundesnetzagentur hält diesen Ansatz aus mehreren Gründen nicht für zielführend.
- (598) So ist eine Genehmigung von Investitionsbudgets auch für Verteilnetzbetreiber im deutschen Energiesektor schon wegen der Vielzahl der Unternehmen in diesem Bereich nicht zu bewerkstelligen, da hiermit ein nicht zu bewältigender Aufwand einherginge. Von Netzbetreiberseite konnte die seitens der Bundesnetzagentur vielfach geäußerte Frage, wie eine Praktikabilität von Investitionsbudgets bei 1.500 Netzen in Deutschland zumindest ansatzweise dargestellt werden könnte, nicht beantwortet und die bestehenden Zweifel in keiner Weise ausgeräumt werden. Für Verteilnetzbetreiber sind daher grundsätzlich keine Investitionsbudgets vorgesehen. Eine Ausnahme wird lediglich für die Verteilnetzbetreiber gemacht, bei denen ähnliche Kriterien wie bei den Transportnetzbetreibern – beispielsweise der Ausbau des Netzes aufgrund gesteigener Einspeisung von Windenergie – vorliegen, und dies nur für die bereits beschriebenen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen.
- (599) Darüber hinaus wäre ein Konzept zur Einführung der Anreizregulierung, das über Investitionsbudgets und – nach Vorschlag von VDEW/VDN/VRE und insbesondere RWE – zusätzlichen Sanierungs- und Instandhaltungsbudgets bereits den zügigen Ausstieg aus der Anreizregulierung vorsehen würde, nicht mit dem gesetzlichen Auftrag an die Bundesnetzagentur vereinbar. Die Substitutionsmöglichkeiten von OPEX und CAPEX und damit auch das Optimierungspotenzial der Netzbetreiber würden beschnitten. Investitionsbudgets wären ein Einstieg in detaillierte Vorgaben und Mikromanagement durch den Regulierer, was nicht das Ziel einer Anreizregulierung sein kann. Vor allem mit der seitens VDEW/VDN/VRE sowie RWE geforderten standardisierten Parametrierung der Budgetaufteilung auf Instandhaltung, Sanierung und Reinvestitionen wäre ein Mikromanagement durch die Bundesnetzagentur verbunden – anstatt diese grundlegenden Entscheidungen den Netzbetreibern zu überlassen, die über weitaus tiefere Einblicke in ihre Anlagenstruktur verfügen und daher die Verantwortung für die Maßnahmenauswahl übernehmen müssen.
- (600) Letztlich würden Ersatzinvestitionen und weite Teile von OPEX vollständig in das System der Kosten-Plus-Regulierung fallen. Eine Weiterführung dieses Systems unter dem Mantel der Anreizregulierung steht nicht im Einklang mit dem Willen des Gesetzgebers, sich von der Kosten-Plus-Regulierung zu lösen und zu einem Anreizregulierungssystem zu gelangen. Investitionsbudgets für Ersatzinvestitionen werden von der Bundesnetzagentur deshalb aus den genannten Gründen abgelehnt.
- (601) Die Ablehnung der Investitionsbudgets wird von mehreren Verbänden und Unternehmen geteilt, auf Netzbetreiberseite insbesondere vom VKU, der sich ebenfalls sowohl gegen einen Ansatz nach britischem Vorbild (Building Blocks) wie gegen Investitionsbudgets ausspricht. Er sieht neben der mangelnden Praktikabilität und der Beschneidung der Substitutionsmöglichkeiten zwischen OPEX und CAPEX auch die Gefahr, dass „die Ergebnisse der individuellen

Überprüfung von der Verhandlungsmacht und der Einflussstärke der beteiligten Unternehmen abhängen“.

6.3.2.2 Technisch-wirtschaftliches Anlagenregister und Überprüfung der Investitionstätigkeit

- (602) Um allerdings, wie von den Netzbetreibern vielfach gefordert, eine gute Versorgungsqualität auch im Rahmen der Anreizregulierung zu gewährleisten, ist sehr sorgfältig zu überprüfen, wie sich die Investitionstätigkeit tatsächlich entwickelt und ob sich die geäußerten Befürchtungen und Ankündigungen der Netzbetreiber eines starken Investitionsrückgangs oder sogar eines Investitionsstopps bewahrheiten. Hierfür ist sowohl für die Verteilnetzbetreiber als auch für die Transportnetzbetreiber die Verwendung eines **technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters**⁴⁵ geplant.
- (603) Dieses soll von den Netzbetreibern erstellt und geführt werden und den in Betrieb befindlichen Anlagenbestand umfassen. Darin sind zunächst die Anlagegüter wie in der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 der Netzentgeltverordnungen erfasst. Ebenso sollen im technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister die Anlagegüter erfasst werden, die nicht aktiviert oder bereits vollständig abgeschrieben wurden.
- (604) Basierend auf den Angaben im technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister und ausgehend von den üblichen Nutzungsdauern der Anlagegegenstände, kann für jeden Netzbetreiber ein Durchschnittswert ermittelt werden, der angibt, wie hoch der durchschnittlich zu erwartende Bedarf an Ersatzinvestitionen pro Jahr ungefähr sein wird, damit die bestehende Netzinfrastruktur erhalten werden kann. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der im Zuge des Effizienzvergleichs zu definierenden Effizienzziele, kann schließlich ein Referenzwert für den zu erwartenden jährlichen Ersatzinvestitionsbedarf bestimmt werden.
- (605) Im Rahmen eines sorgfältigen Monitorings des Investitionsverhaltens, inklusive Berichtspflichten der Netzbetreiber, wird der Referenzwert für einen Vergleich mit den tatsächlich durchgeführten Investitionen herangezogen. Während Abweichungen zwischen beiden Größen innerhalb einer gewissen Bandbreite toleriert werden, müssen die Netzbetreiber bei einer starken Unterschreitung des Referenzwertes Rechenschaft gegenüber der Bundesnetzagentur ablegen. Dabei müssen sie nachweisen, dass durch ihr Investitionsverhalten keine Beeinträchtigung der Versorgungsqualität stattfindet. Ist letzteres jedoch der Fall oder weicht das tatsächliche Investitionsverhalten dauerhaft und deutlich von dem ermittelten Referenzwert ab, so muss der Netzbetreiber mit Sanktionen sowohl in Form von Verwaltungsmaßnahmen (Rügen) als auch in Form von Pönalen rechnen. Darüber hinaus könnte er sich mit der Frage konfrontiert sehen, ob unter diesen Voraussetzungen die Genehmigung des Netzbetriebs aufrechterhalten werden kann.

6.3.2.3 Beseitigung von Investitionshemmnissen

- (606) Von Seiten VDEW/VDN/VRE, VKU, BGW, GEODE wurde im Konsultationsprozess der Vorwurf erhoben, verzerrende Effekte in den buchhalterischen Kapitalkosten würden bei der Durchführung eines Effizienzvergleichs nicht berücksichtigt. Unternehmen mit einer jungen Anlagenstruktur würden im Effizienzvergleich benachteiligt, Unternehmen, die vor Investitionen stünden, so von Investitionen abgehalten. Richtig ist, dass Unterschiede in den kalkulatorischen Kosten aufgrund von verschiedenen Investitionszeitpunkten, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken bei der Durchführung eines Effizienzvergleichs berücksichtigt werden müssen. Die Bundesnetzagentur hat dies bereits in ihrem Berichtsentwurf vom 02.05.2006

45 Inhalte des technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters sind die physischen Anlagen nach Anlagengruppen und Errichtungsjahr gruppiert mit Angabe der technisch-physikalischen Einheiten (km, MVA, Stück, ...) und Anschaffungs- und Herstellungskosten.

ausführlich beschrieben. In Kapitel 12 des Berichtsentwurfs werden konkrete Korrekturrechnungen vorgeschlagen und auf Basis verfügbarer Daten bereits auf ihre Anwendbarkeit hin überprüft. Mit diesen Korrekturrechnungen kann sichergestellt werden, dass unterschiedliche Situationen der Netzbetreiber im Hinblick auf die Höhe ihrer kalkulatorischen Kapitalkosten beachtet werden. Durch eine Standardisierung von Kapitalkosten hinsichtlich der Abschreibungsdauern im Rahmen des Effizienzvergleichs wurden in einer exemplarischen Berechnung Effekte, die durch eine unterschiedliche Abschreibungspraxis auftreten, bereinigt.

- (607) Die Problematisierung der oben genannten Verzerrungseffekte steht weiterhin im Fokus der Stellungnahmen der Netzbetreiber. Lediglich VKU geht auch auf die konkreten Lösungsvorschläge zu Korrekturrechnungen ein und befürwortet diese. Die Bundesnetzagentur sieht daher weiterhin vor, die bereits im Berichtsentwurf dargestellte Korrekturrechnung in Form einer parallelen annuitätischen Kostenrechnung umzusetzen. Durch ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister unter Verwendung von Standardkosten als Ersatzwerten soll auch die Nutzung von Anlagegütern nach vollständiger Abschreibung oder bei nicht erfolgter Aktivierung berücksichtigt werden.
- (608) Hierfür soll eine vollständige Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt werden, die neben die kalkulatorische Kostenrechnung tritt. Die kalkulatorische Kostenrechnung bleibt Grundlage für die Bestimmung der grundsätzlich anerkennungsfähigen Kosten. Die annuitätische Kostenrechnung bildet hingegen die Grundlage für den Effizienzvergleich zur Bestimmung von Effizienzvorgaben. Für die Zwecke der Vergleichbarkeitsrechnung soll die annuitätische Kostenrechnung auf Basis des bereits oben beschriebenen technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters erfolgen.
- (609) Die Annuitäten sollen hierbei ausgehend von den Tagesneuwerten basierend auf den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berechnet werden. Mit diesem ersten Schritt der Vergleichbarkeitsrechnung auf Basis von Annuitäten können die verzerrenden Effekte der Investitionszyklen und unterschiedlicher Abschreibungspraktiken systematisch und umfassend eliminiert werden.
- (610) Wenn ein Unternehmen wegen einer unterschiedlichen Abschreibungs- und Aktivierungspraxis bestimmte Anlagen bereits vollständig abgeschrieben oder überhaupt nicht aktiviert hat, sollen für diese technisch vorhandenen Anlagen annuitätische Standardkosten angesetzt und für die Effizienzvergleichsrechnungen zu Grunde gelegt werden. Eine Veränderung der kalkulatorischen Kostenbasis erfolgt hierdurch nicht, die kalkulatorischen Kosten bleiben vielmehr unverändert.⁴⁶ Die Verwendung von Standardkosten als Ersatzwerte erfolgt nur in den Fällen, in denen ein technisch vorhandenes und in Betrieb befindliches Anlagegut keine Bewertung mit kalkulatorischen Kosten aufweist.
- (611) Mit dieser Kombination aus annuitätischer Vergleichbarkeitsrechnung und ergänzender Bewertung von Anlagegütern im technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister über Standardkosten als Ersatzwerte lassen sich die verzerrenden Effekte unterschiedlichen Anlagenalters, unterschiedlicher Abschreibungspraxis und auch unterschiedlicher Aktivierungspraxis vollständig korrigieren und damit robuste Ergebnisse des Effizienzvergleichs gewährleisten.
- (612) Die beschriebene Vergleichbarkeitsrechnung unter Verwendung eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters wird auch dafür sorgen, dass ein Netzbetreiber, der Ersatzinvestitionen tätigt, im Effizienzvergleich nicht systematisch schlechter

⁴⁶ Diese Vergleichbarkeitsrechnung für den Effizienzvergleich ist von den erforderlichen Korrekturrechnungen für die kalkulatorischen Kosten nach § 32 Abs. 3 NEV strikt zu trennen. Die Vergleichbarkeitsrechnung führt zu einer Vereinheitlichung der Bewertung des Anlagevermögens, damit eine einheitliche Basis für den Effizienzvergleich zur Verfügung steht – als ob es in der Vergangenheit keine Unterschiede in Investitionszyklus, Abschreibung und Aktivierung gegeben hätte. Die Korrekturen nach § 32 Abs. 3 dienen umgekehrt dazu, gerade diese Unterschiede in den zeitlichen Zahlungsverläufen abzubilden. Daher muss sowohl die annuitätische Vergleichbarkeitsrechnung als auch die kalkulatorische Korrekturrechnung nach § 32 Abs. 3 NEV durchgeführt werden.

gestellt wird als ein Netzbetreiber, der Investitionen aufschiebt: Werden Investitionen nach Ende der Abschreibungsdauer aufgeschoben, so werden die Annuitäten der jeweiligen nicht ersetzten Anlage nicht mit null bewertet (was eine Verbesserung der Position im Effizienzvergleich bringen würde), sondern auf die Standardannuitäten gesetzt, was nur eine marginale Veränderung des Ergebnisses des Effizienzvergleichs nach sich zieht. Die kalkulatorische Kostenbasis bleibt unverändert, d. h. ohne Investition bleiben die kalkulatorischen Kosten für das betrachtete Anlagegut bei null und das Ausgangsniveau für die Ermittlung der zulässigen Erlöse entsprechend niedriger. Damit wird gewährleistet, dass das Aufschieben von Investitionen keine Besserstellung eines Netzbetreibers im Effizienzvergleich ergibt.

- (613) Bei Durchführung einer Ersatzinvestition sollen die annuitätischen Kosten auf Basis der neuen Investition an die Stelle der alten Werte treten. Liegen sie höher, so verschlechtert sich seine Vergleichsposition, liegen sie niedriger, verbessert sie sich. Dies entspricht dem Sinn und Zweck des Effizienzvergleichs und setzt die richtigen Anreize. Im Falle der Ersatzinvestition wird aber der entscheidende Unterschied auf der kalkulatorischen Kostenseite auftreten; denn der Netzbetreiber wird mit seiner Investition das Ausgangsniveau für die Bemessung der zulässigen Erlöse erhöhen, die dementsprechend ansteigen. Damit ist es möglich, Investitionshemmnisse gegen Ersatzinvestitionen systematisch zu verhindern.
- (614) Um zu Beginn der Anreizregulierung Investitionshemmnisse für Ersatzinvestitionen auszuschließen, schlägt die Bundesnetzagentur vor, bei Ersatzinvestitionen im Laufe der ersten Regulierungsperiode die kalkulatorischen Kosten für die Zeit dieser Periode zusätzlich zur Erlösobergrenze anzuerkennen. Die Kosten dieser Ersatzinvestitionen müssen aber in der regulatorischen Kostenprüfung für die nachfolgende Periode einer Kontrolle durch die Regulierungsbehörden unterliegen und in den Effizienzvergleich einbezogen werden.
- (615) Damit werden Anreize, notwendige Investitionen aufzuschieben, sicher ausgeschlossen. Eine vollständige und dauerhafte Investitionssicherheit soll damit allerdings nicht garantiert werden. Diese würde zwangsläufig zur Kosten-Plus-Regulierung zurückführen und die damit einhergehende ineffiziente Überkapitalisierung auch in der Zukunft bewirken – entgegen dem klaren Auftrag des EnWG.

6.4 Implementierung der Qualitätsregulierung in zweistufigem Prozess

- (616) Das gesamte Qualitätsregulierungskonzept plant die Bundesnetzagentur nicht in einem einzigen Schritt einzuführen. Stattdessen soll der Implementierungsprozess in zwei Phasen aufgeteilt sein. Eine Übersicht über die beiden Phasen ist nachfolgend dargestellt.

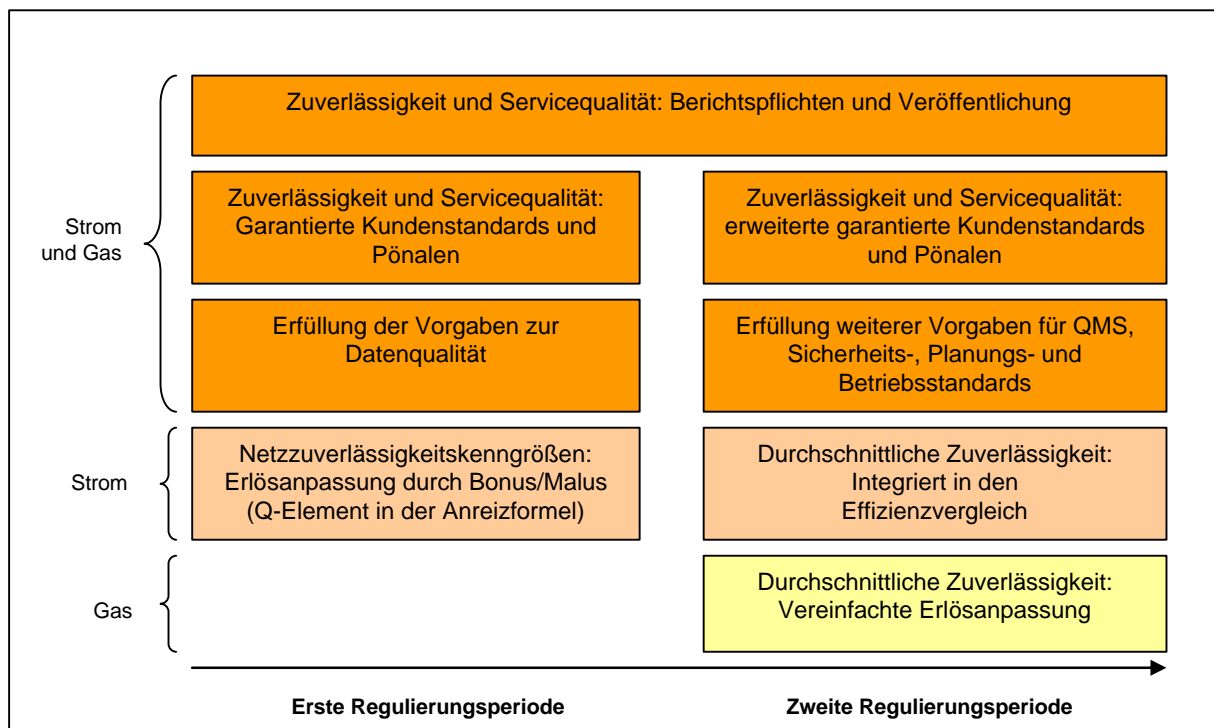


Abbildung 4: Der 2-stufige Implementierungsprozess der Qualitätsregulierung

- (617) Aus oben stehender Abbildung ist ersichtlich, dass sowohl für Strom als auch für Gas für Servicequalität und Netz Zuverlässigkeit bereits in der ersten Regulierungsperiode garantierte Kundenstandards gegenüber dem einzelnen Kunden (Guaranteed Standards) und dazugehörige Pönalen festgelegt werden sollen. Ebenfalls werden in der ersten Regulierungsperiode Vorgaben für die Datenqualität gemacht. Unternehmen müssen ihre Daten entsprechend diesen Vorgaben liefern. Während der zweiten Regulierungsperiode werden diese Vorgaben auch auf das Qualitäts-Management-System ausgedehnt. Ebenfalls sollen in der ersten Regulierungsperiode sowohl für die Strom- als auch die Gasnetze die Auswirkungen der Qualitätskenngrößen unternehmensindividuell veröffentlicht werden.
- (618) Unterschiedlich wird lediglich die Netzzuverlässigkeit reguliert. Im Bereich Strom wird in der ersten Regulierungsphase bereits mit einem Anreizsystem in Form eines Bonus/Malus-Systems begonnen, indem Vorgaben für die Standards für die durchschnittliche Versorgungsqualität im Gesamtnetz gesetzt werden (Overall Standards) und die Qualität in Form des Qualitätselements in die Anreizformel aufgenommen wird. Im Bereich Gas ist dies zunächst nicht möglich, da Daten zur Netzzuverlässigkeit noch nicht zur Verfügung stehen. Ein Verzicht auf eine Regulierung der durchschnittlichen Netzzuverlässigkeit ist allerdings für den Gasmarkt besser möglich als für den Strommarkt, da die Netzzuverlässigkeit zu einem wesentlich geringeren Teil zu den Kosten beiträgt. Stattdessen haben hier die sicherheitsrelevanten Regeln und Standards entscheidende Bedeutung. Um zu prüfen, ob eine Anreizregulierung der Netzzuverlässigkeit im Gasbereich in Zukunft sinnvoll ist, wird in der ersten Regulierungsperiode eine entsprechende Datenerhebung und -auswertung erfolgen.
- (619) Die von VDEW/VDN/VRE behauptete Einschätzung, dass die Qualitätsregulierung grundsätzlich ungeeignet sei, wird von der Bundesnetzagentur angesichts der erfolgreichen Praxiserfahrung in Italien, Norwegen oder den Niederlanden nicht geteilt. Die geltend gemachten Probleme hinsichtlich der Verfügbarkeit einer belastbaren Datenbasis und der Stochastik (nicht nur, aber vor allem bei kleinen Netzbetreibern) müssen und können berücksichtigt werden: Wo eine Belastbarkeit der Daten zum jetzigen Zeitpunkt eindeutig nicht gegeben ist, sollten die Bonus/Malus-Zahlungen entsprechend moderat ausfallen. Die gemeinsamen Anstrengungen der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörden des Bundes und

der Länder sollten aber vorrangig darauf gerichtet werden, das wichtige Thema Versorgungsqualität auch vor Inkrafttreten einer AnreizVO mit einer besseren Datenbasis auszustatten als bislang verfügbar.

- (620) Schon bis zur Einführung der Anreizregulierung wird eine solche deutlich verbesserte Datenbasis für die Zuverlässigkeitskenngrößen im Vergleich zum heutigen Zeitpunkt vorliegen. Zum einen existieren bereits jetzt aus der VDN-Störungsstatistik die Grundlagendaten für das Jahr 2004 mit einer Netzabdeckung von 60%. Diese sollten der Bundesnetzagentur im Detail zur Verfügung gestellt und auf 100% vervollständigt werden. Für die Jahre 2005, 2006 und größtenteils 2007 wird die Bundesnetzagentur auf Basis des § 52 EnWG detaillierte Daten erhalten, so dass damit rechtzeitig eine Qualitäts-Datenbasis für drei bis vier Jahre vorliegen wird, die für die Festlegung der Parameter der Qualitätsformel genutzt werden kann.

6.5 Qualitätskenngrößen

- (621) Bereits in der ersten Regulierungsperiode plant die Bundesnetzagentur mit einer Regulierung anhand von Qualitätskenngrößen zu beginnen. Indem diese direkt gemessen und reguliert werden, verbleibt bei den Netzbetreibern der größtmögliche Freiraum, zu entscheiden, wie sie die vorgegebenen Qualitätsziele erreichen.
- (622) Im Wesentlichen umfasst die Regulierung über Kenngrößen eine Festlegung von garantierten Kundenstandards sowie eine direkte Kompensation zwischen Netzbetreiber und Kunde bei deren Unterschreitung, das Monitoring und die Veröffentlichung der Kenngrößen sowie die Einführung eines Anreizsystems.

6.5.1 Monitoring und Veröffentlichung von Qualitätskenngrößen

- (623) Die in der ersten Regulierungsperiode verwendeten Kenngrößen richten sich zum einen nach deren Verfügbarkeit und zum anderen nach der Verwendung dieser Größen in der Qualitätsregulierung.
- (624) Für die Überwachung der **Sicherheit** und für die Kontrolle der **Produktqualität** existieren bereits heute Vorgaben sowohl in der Strom- als auch in der Gasversorgung. Allerdings sollten nach Ansicht der Bundesnetzagentur 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 in Gasnetzen von vorrangiger Bedeutung, betrifft aber auch Stromnetze. Die in § 49 EnWG enthaltenen Verweise auf die anerkannten Regeln der Technik sind hierfür möglicherweise nicht ausreichend und sollten überprüft werden.
- (625) Dass die Bundesnetzagentur sich in den Prozess zur Erarbeitung allgemein anerkannter technischer Regeln einbringen will, da dies zwingend notwendig ist, wird auch vom DVGW in seiner Stellungnahme begrüßt. Die gleichzeitig geäußerte Befürchtung, dass die angedachte neue Rolle der zuständigen Regulierungsbehörden bei der Änderung von Normen und der Kontrolle ihrer Einhaltung der in § 49 EnWG enthaltenen Eigenverantwortung der Gaswirtschaft für technische Sicherheit widersprechen, ist nicht zuzustimmen. Vielmehr handelt es sich hierbei um eine notwendige Ergänzung im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung. Auch führt eine regulatorische Aufsicht über technische Regeln nicht zu einer Gefährdung des bisher erreichten Sicherheitsniveaus. Im Gegenteil wird hierdurch sichergestellt, dass dieses Niveau auch künftig erhalten bleibt, obwohl für die Netzbetreiber starke Anreize für Kostensenkungen gesetzt werden.
- (626) Die im Bereich der **Netzzuverlässigkeit** verwendeten Kenngrößen messen die Häufigkeit und Dauer der Unterbrechungen. Es hat sich in Kundenbefragungen gezeigt, dass Kunden die Häufigkeit und die Dauer von Versorgungsunterbrechungen 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 ist deshalb nicht ausreichend. Vielmehr wird zunächst eine getrennte Betrachtung von Ausfalldauer und Häufigkeit angestrebt.

- (627) Das Ausmaß einer Versorgungsunterbrechung kann durch die ausgefallene Leistung (oder Durchflussmenge), die ausgefallene Energie oder die Anzahl der vom Ausfall betroffenen Kunden gemessen werden. Der von dem 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. Die Bundesnetzagentur wird zunächst die Anzahl der vom Ausfall betroffenen Kunden betrachten, da hierdurch gewährleistet wird, 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 Netzzuverlässigkeit in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzen, da Störungen in diesen Netzebenen, wenn sie zu Versorgungsunterbrechungen von Letztverbrauchern führen, ebenfalls bei der Qualitätsregulierung berücksichtigt werden.
- (628) Ferner wird die Unterbrechungsart bei der Qualitätsregulierung berücksichtigt. 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.
- (629) 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.
- (630) Alle übrigen Störungen werden ungeachtet ihrer Ursache bei der Qualitätsregulierung berücksichtigt, da sämtliche Unterbrechungen für die betroffenen 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 beeinflussbar anzusehen.
- (631) Die **Veröffentlichung von Qualitätskenngrößen** hat sich international als eine effektive regulatorische Maßnahme erwiesen. Ebenfalls sollen die unter dem Regime der garantierten Kundenstandards gezahlten Pönalen und sonstigen finanziellen Anreize veröffentlicht werden, da dies eines der wesentlichen Instrumente zur Überwachung der Qualität ist.
- (632) 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.“

- (633) 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 klargestellt werden, dass Unternehmen, die sich im nationalen Vergleich im hinteren Feld wiederfinden, 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.

6.5.2 Festlegung von garantierten Kundenstandards

- (634) Im Bereich der **Servicequalität** plant die Bundesnetzagentur, in Anlehnung an Erfahrungen in der internationalen Energieregulierung die in Tabelle 14 angegebenen Kenngrößen anzuwenden. Sie basieren im Wesentlichen auf den zuerst in Großbritannien und dann in weiteren europäischen Ländern gemachten Erfahrungen. Die 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.
- (635) 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.

	Garantierter Kundenstandard	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 €
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 14: Übersicht über garantierte Kundenstandards in der Servicequalität, deren Grenzwerte und Pönalen

- (636) Die Nichteinhaltung der bundeseinheitlichen garantierten Kundenstandards führt zu Strafzahlungen. Diese garantierten Kundenstandards haben die Bedeutung von garantierten Standards zum Schutz einzelner Netzkunden (Guaranteed Standards), welche kaum Anreize setzen, die Servicequalität generell zu verbessern, sondern zur Vermeidung von besonders schlechter Qualität in Einzelfällen dienen. Die Pönalen gelten unabhängig von der Spannungsebene zunächst für alle Letztverbraucher und sind aus Kundensicht automatisch zu zahlen. Die Höhe der zunächst vorgeschlagenen und in der Tabelle enthaltenen Pönalen wurde vor allem von bne und vzbv kritisiert. Sie schlagen vor, die Grenzwerte für Deutschland an die jeweils oberen Werte der zitierten

internationalen Praxis gemäß 3. Benchmarking-Bericht der CEER anzupassen und als Pönale für jede Überschreitung **einheitlich 50 Euro** festzusetzen. Da Deutschland im internationalen Vergleich ein sehr hohes Qualitätsniveau aufzuweisen hat und daher auch die Grenzwerte und Pönalen dementsprechend gestaltet sein sollten, schließt sich die Bundesnetzagentur diesem Vorschlag an.

- (637) Auch im Bereich der **Netzzuverlässigkeit** sollen bereits in der ersten Regulierungsperiode garantierte Kundenstandards eingeführt werden. Ebenso wie bei der Servicequalität beziehen sich diese Standards nicht auf die mittlere Qualitätskenngröße eines Netzbezirks oder eines Netzbetreibers, sondern richten sich auf die Netzzuverlässigkeit, die ein einzelner Kunde erfährt. Sie dienen damit zum Schutz des einzelnen Kunden gegen lang andauernde und häufige Versorgungsunterbrechungen. Sollten diese garantierten Kundenstandards in Einzelfällen nicht eingehalten werden, so müssen Pönalen direkt an die betroffenen Kunden gezahlt werden.
- (638) Eine Übersicht über die zunächst für die erste Regulierungsperiode vorgeschlagenen garantierten Kundenstandards für die Netzzuverlässigkeit ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Garantierter Kundenstandard	Internationale Praxis (Strom) (gemäß 3. Benchmarking-Bericht der CEER)			Empfehlungen		
		Grenzwert	Pönale	autom. Zahlung	Grenzwert	Pönale	autom. Zahlung
Strom u. Gas	Maximale Unterbrechungsdauer *	4 - 24 Stunden	8 - 120 €	ja	18 Stunden	30,00 €	ja
Strom	Häufigkeit langer Unterbrechungen	2 - 24 (alle Unterbrechungen), 3 Unterbrechungen mit 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 15: Übersicht garantierte Kundenstandards für die Netzzuverlässigkeit, deren Grenzwerte und Pönalen

- (639) Da auch diese im 4. Referenzbericht vorgeschlagenen Werte für die Höhe der Pönalen unter anderem von vzbv und bne überwiegend als zu wenig anspruchsvoll bewertet wurden und eine Anpassung nach oben gefordert wurde, hat die Bundesnetzagentur diesem Anliegen Rechnung getragen. Im Lichte der gesamten Stellungnahmen hält die Bundesnetzagentur den Vorschlag von bne und vzbv für angemessen, im Bereich Strom und Gas bei einer einmaligen Unterbrechungsdauer von zwölf Stunden sowie nur im Bereich Strom bei zwei Unterbrechungen von drei Stunden Dauer bzw. bei drei Unterbrechungen von zwei Stunden Dauer **einheitlich 100 Euro** als Strafzahlung festzusetzen.
- (640) Die Kompensationszahlungen bei Überschreitung der maximalen Unterbrechungsdauer sollen aus Kundensicht automatisch (d.h. ohne Beantragung oder Anzeige durch den Kunden) durch den Netzbetreiber erfolgen, wofür allerdings nicht zwangsläufig ein automatisiertes Zahlungssystem beim Netzbetreiber notwendig ist. Diese automatische Zahlung wird von Netzbetreibern kritisiert, die hohe Aufwendungen geltend machen, um eine automatisierte Zahlung ohne händischen Aufwand gewährleisten zu können. Die automatisierten Zahlungen sind 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.

- (641) Bei wiederholten langen Versorgungsunterbrechungen war auch Vorschlag der Bundesnetzagentur, hinsichtlich automatisierter Zahlungen eine Ausnahme zu machen, da diese Kenngröße nur unter erheblichem Aufwand mit den heute implementierten IT-Systemen gemessen werden kann. Pönalen, die bei Überschreitung der maximalen Häufigkeit langer Versorgungsunterbrechungen resultieren, müssen deshalb vom Kunden selbst eingefordert werden. Sollte der Netzbetreiber einer solchen Forderung widersprechen, so scheint es sinnvoll, dass die Beweislast bei ihm liegt.
- (642) Um eine Integration der notwendigen Vorkehrungen und Systemveränderungen in die sonstigen Modernisierungsmaßnahmen der Netzbetreiber zu ermöglichen und um ihnen eine ausreichende Planungsfrist für die Optimierung der hierfür notwendigen Prozesse zu gewähren, erscheint aber eine Übergangsfrist nicht unangemessen, bis eine automatische Zahlung an Kunden für die Netzbetreiber verpflichtend wird.

6.5.3 Das Qualitäts-Anreizsystem

- (643) Ziel des Qualitäts-Anreizsystems ist es, Anreize für die Unternehmen zur Erreichung eines optimalen Qualitätsniveaus zu setzen. Dieses orientiert sich an der Zahlungsbereitschaft der Kunden, wobei die optimale Qualität dann erreicht ist, wenn die marginale Zahlungsbereitschaft der Kunden den marginalen Kosten zur Qualitätsveränderung des Netzbetreibers entspricht. Hierbei ist es 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 strukturellen 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 niedrigen Qualität selbige und ihre Kosten erhöhen müssen.
- (644) Eine direkte Vorgabe des optimalen Qualitätsniveaus ist kurz- und mittelfristig nicht Ziel der Bundesnetzagentur. Stattdessen werden Anreize für die Unternehmen gesetzt, 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 in Richtung des gesamtwirtschaftlichen Optimums 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.

6.5.3.1 Kenngrößen

- (645) Das Qualitäts-Anreizsystem 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 angeschlossenem Kunden. Sie gibt an, wie oft die Versorgung eines Kunden 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 Kunden 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

- (646) SAIDI ist eine Kenngröße für die durchschnittliche kumulierte Unterbrechungsdauer pro Jahr pro angeschlossenem Kunde (DISQUAL-Bezeichnung: Nichtverfügbarkeit). Sie gibt an, wie lange ein durchschnittlicher Kunde im Jahr unterbrochen ist. SAIDI berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$SAIDI = \frac{\text{Kumulierte Dauer der Kundenunterbrechungen}}{\text{Summe aller angeschlossenen Kunden}}$$

- (647) SAIFI, CAIDI und SAIDI sind ineinander überführbar. Das Produkt aus SAIFI und CAIDI ergibt SAIDI.
- (648) Diese Kenngrößen sowie die Kenngrößen **nicht gelieferte Energie** (Energy Not Supplied, ENS) und **nicht gedeckte Last** (Volume of Lost Load, VOLL) werden im Rahmen künftiger Datenabfragen bei den Netzbetreibern erhoben (siehe Kapitel 12.1.4). Sie werden für jede Spannungsebene abgefragt, wobei Unterbrechungen, die nicht im eigenen Netz ihre Ursache finden oder die aufgrund höherer Gewalt zustande gekommen sind, bei der Berechnung der Kenngrößen ausgeschlossen werden.
- (649) 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. Der hierfür angesetzte Faktor muss allerdings im Laufe der Zeit verifiziert werden. Dazu können auch die Erkenntnisse aus Kundenbefragungen hinzugezogen werden.
- (650) 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.

6.5.3.2 Monetäre Bewertung der Qualität: Ermittlung von Belohnung/Pönale (Q)

- (651) Die Ermittlung von Pönalen bzw. Belohnungen zur monetären Bewertung der Qualität in Form des in die Anreizformel integrierten Q-Elementes plant die Bundesnetzagentur anhand folgender Formel vorzunehmen:

$$Q_t = j_{UD} \cdot q_{UD} \cdot (UD_{Ref} - UD_{Netz,t}) + j_{UH} \cdot q_{UH} \cdot (UH_{Ref} - UH_{Netz,t}) \\ + j_{NGE} \cdot q_{NGE} \cdot (NGE_{Ref} - NGE_{Netz,t}) + j_{NGL} \cdot q_{NGL} \cdot (NGL_{Ref} - NGL_{Netz,t})$$

wobei

Q_t Mehr-/Mindererlöse für Versorgungsqualität im Jahr t

- j Gewichtungsfaktoren, mit $j_{UD} + j_{UH} + j_{NGE} + j_{NGL} = 1$
- q Monetarisierung der Qualitätskenngrößen UD, UH, NGE, NGL
- Ref Referenzwert der Qualitätskenngrößen UD, UH, NGE, NGL für das Jahr t unter Berücksichtigung struktureller Eigenschaften des Versorgungsgebietes
- Netz,t Im Netz des Netzbetreibers gemessener Wert der Qualitätskenngrößen im Jahr t

Qualitätskenngrößen:

- UD Unterbrechungsdauer (kumuliert)
(entspricht: Anzahl Kunden multipliziert mit SAIDI – System Average Interruption Duration Index)
- UH Unterbrechungshäufigkeit (kumuliert)
(entspricht: Anzahl Kunden multipliziert mit SAIFI – System Average Interruption Frequency Index)
- NGE Nicht gelieferte Energie
(entspricht: ENS – Energy Not Supplied)
- NGL Nicht gedeckte Last
(entspricht: VOLL – Volume of Lost Load)

- (652) Dies bedeutet, dass Q durch die Summe der mit j und q bewerteten Differenzen zwischen Referenzwert der Kenngrößen und tatsächlich bei dem Netzbetreiber vorliegenden Wert der Kenngrößen ermittelt wird. Je größer die Differenz zwischen Referenzwert und tatsächlichem Wert ist und je größer j bzw. q sind, desto größer wird auch die Pönale bzw. der Bonus ausfallen.
- (653) Graphisch dargestellt sind die Mehr-/Mindererlöse für die Versorgungsqualität am Beispiel der Qualitätskenngröße UD in unten stehender Abbildung. Im Gegensatz zum Berichtsentwurf vom 02.05.2006 wird eine vollständig symmetrische Funktion zugrunde gelegt. Grund hierfür ist die bereits im 4. Referenzbericht, im Berichtsentwurf vom 02.05.2006 und in den Stellungnahmen von VDEW/VDN/VRE und VKU angesprochene **Stochastik der Versorgungsunterbrechungen**. Diese hat für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit eines einzelnen Netzbetreibers eine maßgebliche Bedeutung. So dürfen zufallsbedingte, unsystematische Versorgungsunterbrechungen einen Netzbetreiber in seiner Erlössituation nicht unsachgemäß beeinträchtigen. Dies wäre allerdings bei asymmetrischen Erlösauswirkungen der Fall. Die Bundesnetzagentur zieht hieraus die Konsequenz und verwirft ihren ursprüngliche Vorschlag, eine Grenze für die Netzzuverlässigkeit zu ziehen, unterhalb derer deutlich höhere Pönalen zur Anwendung kommen sollen.
- (654) Stattdessen wird nun eine **vollständig symmetrische Qualitäts-Erlös-Relation** mit ebenfalls symmetrischer Begrenzung der maximalen Mehr- und Mindererlöse zugrunde gelegt. Konsequenz hieraus ist, dass sich stochastische Qualitätsschwankungen in proportionalen Pönalen bzw. Belohnungen auswirken, die keine Benachteiligung eines Netzbetreibers nach sich ziehen. Vielmehr wird die Stochastik des Störungsgeschehens erlösseitig ausgeglichen: Zufällig schlechten Jahren mit Mindererlösen steht der symmetrische Ausgleich durch zufällig gute Jahre mit Mehrerlösen gegenüber. Die durchschnittlichen Mehr- und Mindererlöse entsprechen dem durch den Netzbetreiber beeinflussbaren durchschnittlichen Zuverlässigkeitsniveau, auf dem sich die stochastischen Schwankungen ereignen. Damit lassen sich durch symmetrische Ausgestaltung verzerrende stochastische Einflüsse eliminieren und die nachhaltigen Anreizwirkungen richtig erreichen.

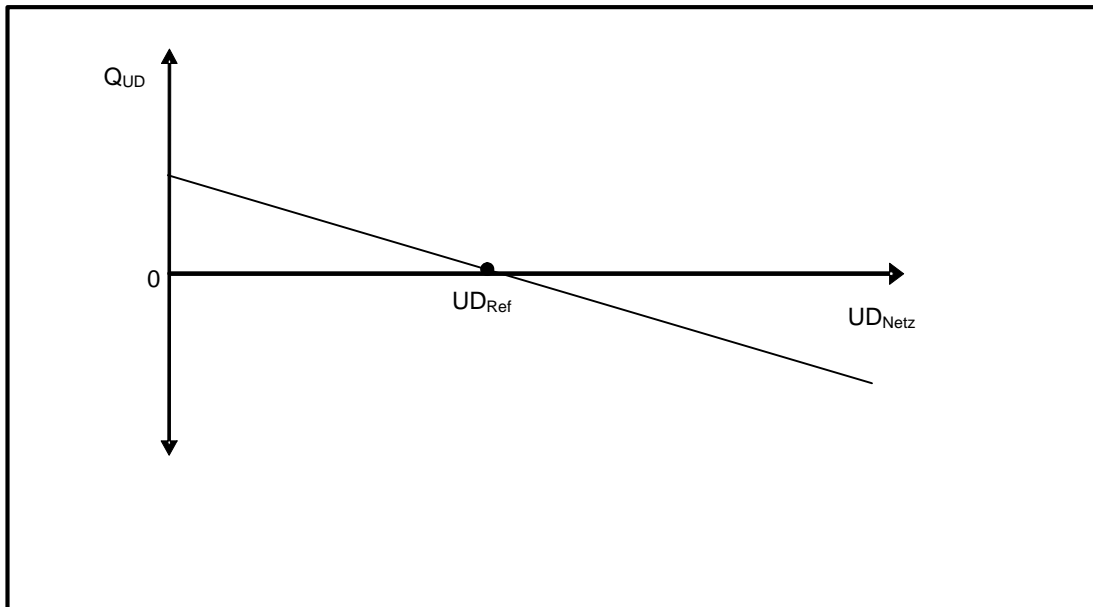


Abbildung 5: Ermittlung von Mehr-/Mindererlösen für die Versorgungsqualität am Beispiel der Qualitätskenngröße UD

- (655) In der oben abgebildeten Graphik werden die Mehr-/Mindererlöse für die Versorgungsqualität beispielhaft anhand der Qualitätskenngröße UD durch eine lineare Funktion abgebildet. Auf der Y-Achse sind als Q_{UD} die Mehr-/Mindererlöse für die Versorgungsqualität basierend auf der Qualitätskenngröße UD abgetragen. Auf der X-Achse ist als UD_{Netz} der beim Netzbetreiber gemessene Wert der Qualitätskenngröße UD abgetragen. UD_{Ref} ist der Referenzwert der Qualitätskenngröße UD, der die strukturellen Eigenschaften des entsprechenden Versorgungsgebietes berücksichtigt. Ist der bei einem Netzbetreiber gemessene Wert der Kenngröße UD genauso groß wie der Referenzwert, befindet sich der Netzbetreiber also im Punkt UD_{Ref} , so ist Q_{UD} gleich Null. Ist der Wert des Netzbetreibers schlechter als der Referenzwert, so muss der Netzbetreiber entsprechend der Funktion ein negatives Q, also eine Absenkung seiner Erlösobergrenze, in Kauf nehmen. Ist der bei einem Netzbetreiber gemessene Wert der Kenngröße UD besser als der Referenzwert, so wird ihm entsprechend der Funktion ein positives Q, also eine Erhöhung seiner Erlösobergrenze, zugestanden.
- (656) Die Steigung der Funktion soll im Wesentlichen die Zahlungsbereitschaft der Kunden für die abgebildete Qualitätskenngröße widerspiegeln. Für die anderen aufgeführten Qualitätskenngrößen (UH, NGE, NGL) erfolgt die graphische Darstellung analog.
- (657) Bei den Referenzwerten handelt es sich um Durchschnittswerte. Bei deren Bildung muss sichergestellt werden, dass die zur Durchschnittsbildung herangezogenen Unternehmen vergleichbar sind. Dies will die Bundesnetzagentur durch eine Einteilung der Unternehmen zumindest nach den Merkmalen Stadt/Land und West/Ost gewährleisten. Eine Kategorisierung Stadt/Land findet sich z. B. auch in Italien wieder, wo zwischen städtischen Regionen mit hoher Einwohnerdichte (über 50.000 Einwohner), sub-urbanen Regionen mit mittlerer Einwohnerdichte (zwischen 5.000 und 50.000 Einwohner) und ländlichen Regionen mit niedriger Einwohnerdichte (weniger als 5.000 Einwohner) unterschieden wird.
- (658) Während einer Regulierungsperiode soll die Erlösgrenze jährlich angepasst werden, wobei Differenzen zwischen den tatsächlichen Erlösen und der Erlösobergrenze im Regulierungskonto gesammelt und am Ende der Regulierungsperiode überprüft werden sollen. Falls erforderlich findet eine

Korrektur in der folgenden Regulierungsperiode statt. Dieses Verfahren führt praktisch zu einer Mittelung der Qualitätswerte über die Dauer der Regulierungsperiode.

- (659) Diese Vorschläge und ihre Wirksamkeit werden von Seiten der Netzbetreiber in Frage gestellt. Zwar wird anerkannt, dass die Qualität eine wichtige Rolle spielt, die Möglichkeit, dieser Tatsache durch eine Qualitätsregulierung ohne Investitionsbudgets für alle Netzbetreiber und sämtliche Investitionen Rechnung zu tragen, wird aber ausgeschlossen. Es wird angezweifelt, dass durch die bloße Existenz eines Qualitäts-Management-Systems Netzbetreiber zu einem vorausschauenden, nachhaltigen Investitionsverhalten veranlasst werden könnten.
- (660) Darüber hinaus wird die Belastbarkeit der heute verfügbaren Daten für die Bewertung massiv angezweifelt. Eine belastbare Datenbasis wird teilweise erst nach 2011 für 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 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.
- (661) Von RWE 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 den 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, nach dem die Qualität zu berücksichtigen ist.
- (662) Trotz der vorgebrachten Kritik soll ein Strukturklassenvergleich zur Versorgungsqualität durchgeführt werden. Hierbei werden zumindest die Strukturmerkmale Stadt/Land und Ost/West sachgerecht berücksichtigt werden.

6.6 Kundenbefragungen

6.6.1 Zweck von Kundenbefragungen

- (663) 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.
- (664) Für Regulierungsbehörden ist es nicht einfach zu antizipieren, welche Anforderungen Netzkunden an die Versorgungsqualität stellen. In einigen Ländern gibt es deutlich artikuliert Unzufriedenheit über eine zu geringe Höhe der Qualität. In Deutschland gibt es zurzeit keine Anzeichen für eine generelle Unzufriedenheit mit der Versorgungsqualität. Ein Mechanismus, die Kundenzufriedenheit zu messen, sind Kundenbefragungen. Diese können Aussagen zu entscheidenden Kenngrößen der Qualitätsregulierung liefern, die direkt oder indirekt in die regulatorische Entscheidungsfindung einfließen.
- (665) Seit Einführung der Regulierung Anfang der neunziger Jahre nutzt zum Beispiel die englische Regulierungsbehörde, Ofgem, Kundenbefragungen 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 qualitätsbedingten Anpassung

der Tarifkorbobergrenzen ein. Auch in Norwegen und Italien werden derartige Kundenumfragen im Rahmen der Qualitätsregulierung eingesetzt.

- (666) Mittels Kundenbefragungen sollen 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, Netzzuverlässigkeit und Sicherheit
 - Höhe der Pönalen
 - Zahlungsbereitschaft sowie Akzeptanzbereitschaft für sich verändernde Qualität.

6.6.2 Inhalte von Kundenbefragungen

- (667) Kundenbefragungen 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 für die Festlegung der garantierten Kundenstandards und den dazugehörigen Pönalen.
- (668) Dagegen sind Kundenbefragungen zur Netzzuverlässigkeit, mit denen die Zahlungs- und Akzeptanzbereitschaft der Kunden (Willingness To Pay, WTP und Willingness To Accept, WTA) ermittelt werden sollen, komplexer.
- (669) Die von VDEW/VDN/VRE, VKU und RWE geäußerten grundsätzlichen Zweifel an der Eignung von Kundenbefragungen sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur auf eine einseitig energiewirtschaftlich ausgerichtete Bewertung und Erwartungshaltung an die Einheitlichkeit und Stabilität der Ergebnisse zurückzuführen. Dass bei den Kunden keine Detailkenntnis der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge vorliegt, ändert nichts daran, dass die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit primär an den Kundenbedürfnissen auszurichten ist. Dass die Zahlungs- und Akzeptanzbereitschaften international und zeitabhängig unterschiedlich ausfallen, ist kein zwingender Hinweis auf die mangelnde Belastbarkeit der Methoden und ihrer Ergebnisse, sondern kann ein völlig zutreffendes Untersuchungsergebnis sein. Geringere Zahlungsbereitschaft bei höherer Qualität und deutliche Anstiege der Zahlungsbereitschaft bei kurzfristig zurückliegenden Versorgungsunterbrechungen entsprechen der ökonomischen Theorie des abnehmenden Grenznutzens.
- (670) Richtig ist, dass in Anbetracht dieser Umstände besonders die Kundenbefragungen zur Netzzuverlässigkeit besonderer Aufmerksamkeit durch die Bundesnetzagentur bedürfen. Es wird dafür Sorge getragen, dass die Umfragen sorgfältig, systematisch und repräsentativ vorbereitet, durchgeführt und ausgewertet werden. Hierfür wird neben dem konsultativen Einbezug der energiewirtschaftlichen Fachkenntnis der betroffenen Wirtschaftskreise auch die soziologische und demoskopische Expertise für maßgebliche und entsprechende Expertenunterstützung als unabdingbar angesehen.
- (671) Insbesondere wird die Bundesnetzagentur sicherstellen, dass die Kundenbefragungen repräsentativ bezüglich der Kundensegmentierung sind 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.
- (672) Bei der Durchführung von Kundenbefragungen muss außerdem entschieden werden, ob es sich um einmalige oder um wiederkehrende Umfragen handeln soll. Nach einer einmaligen, umfassenden Kundenumfrage wird die Bundesnetzagentur anschließend regelmäßig (zum Beispiel jährlich) spezifische Umfragen durchführen.
- (673) Vorgesehen ist, sowohl die Ergebnisse von Kundenbefragungen als auch die anderer Datenabfragen zu veröffentlichen, da sich die Veröffentlichung derartiger Ergebnisse als eine sehr effektive Maßnahme in Bezug auf die Bereitschaft der Unternehmen erwiesen hat, Kundenwünsche zu antizipieren und auf diese zu reagieren. Bei der Erstellung und Entwicklung der ersten Kundenumfrage in Deutschland werden die Erfahrungen, die andere Länder wie bspw. Großbritannien bereits in diesem Bereich gemacht haben, berücksichtigt, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse praxisrelevant und aussagekräftig sind.

6.7 Qualitäts-Management-System

- (674) Neben der Vorgabe von Qualitätsstandards kommt bei der Einführung der Qualitätsregulierung der Qualität der Daten eine besondere Bedeutung zu. Außerdem können belastbare Entscheidungen zu Kosteneinsparungen nur getroffen werden, wenn die Auswirkungen auf die Versorgungsqualität sachgerecht abgeschätzt werden können. Diesen beiden Aspekten will die Bundesnetzagentur durch die Einführung eines Qualitäts-Management-Systems bei den Netzbetreibern Rechnung tragen.
- (675) Dieses soll zum einen dafür genutzt werden, eine gute Datenqualität sicherzustellen. Zum anderen ist es Ziel, dass die Netzbetreiber ihre Investitions- und Instandhaltungsmaßnahmen auf transparente, objektive und nachvollziehbare Art und Weise treffen und dass somit eine sachgerechte Berücksichtigung der Qualität bei Investitions- und Kosteneinsparmaßnahmen stattfindet.

6.7.1 Datenqualität

- (676) Die Datenqualität wird auch durch eine genaue Definition der notwendigen Daten bestimmt. Daher ist festzulegen, welche Daten erforderlich sind und wie sie zu erheben sind. Dies wird im Rahmen der künftigen Datenabfragen stattfinden. Außerdem wird der Prozess der Begriffsbestimmungen und -definitionen künftig weiter ausgebaut, wobei die Datendefinitionen gemeinsam mit den Verbänden weiterentwickelt und vereinheitlicht werden.
- (677) Für die so definierten Daten wird anschließend festgelegt, wie diese zu erheben und an die Bundesnetzagentur zu übermitteln sind. Des Weiteren werden Maßnahmen festgelegt, durch die eine zeitgerechte und korrekte Lieferung der Daten gewährleistet wird. Die hierfür notwendige Kompetenz sollte im Rahmen der Verordnung der Bundesnetzagentur zugewiesen werden.
- (678) Die Anforderungen an diesen Prozess werden gemeinsam mit den Verbänden entwickelt und festgelegt. Die Anforderungen bilden die Basis für ein solides Datenmanagement bei den Unternehmen.
- (679) Im Gegensatz zu kleinen Unternehmen müssen Netzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden die Erfüllung dieser Pflichten grundsätzlich von Dritten testieren lassen. Nur die Daten, deren Qualität testiert wird, werden dann vollständig in die Datenanalyse einfließen. Die Daten, deren Qualität nicht sichergestellt werden kann, können gesondert betrachtet werden und die Unternehmen müssen mit der Möglichkeit einer Absenkung ihrer Erlöse rechnen. Dies kann die große Bedeutung qualitativ hochwertiger Daten für die Bundesnetzagentur untermauern.

6.7.2 Qualitäts-Management-System

- (680) 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 „Netzzuverlässigkeit“.
- (681) 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 DVGW-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 den „anerkannten Regeln der Technik“ führen. Entscheiden sich die Unternehmen, die Anforderungen des TSM nicht zu erfüllen, so sind sie in der Beweisspflicht, „anerkannte Regeln der Technik“ bei ihren Entscheidungen zu berücksichtigen.
- (682) Die Bundesnetzagentur plant, gemeinsam mit den Verbänden die Anforderungen an ein Qualitäts-Management-System zu 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.
- (683) Das Qualitäts-Management-System soll 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 sollen sein:
- Das durch den Netzbetreiber prognostizierte Qualitätsniveau, das Basis für seine eigene Entscheidungsfindung ist. Für die bei der Regulierung verwendeten Kenngrößen sollten Prognosewerte vorgegeben werden, ggf. 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 Typ, Alter und sonstige Charakteristika.
- (684) Bei der Festlegung der Anforderungen an ein Qualitäts-Management-System soll die Größe der Unternehmen sowie die Anzahl der möglicherweise betroffenen Kunden berücksichtigt werden. Netzbetreiber mit weniger als 10.000

angeschlossenen Kunden sollen jährlich einen formlosen Kurzbericht an die Regulierungsbehörde übermitteln, der sich auf wesentliche Ereignisse und Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt. Netzbetreiber mit 10.000 bis 100.000 angeschlossenen 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.

- (685) VDEW/VDN/VRE erkennen die **grundsätzliche Eignung von Qualitäts-Management-Systemen** zur Qualitätsregulierung an, mit denen ein hilfreiches Instrument bereitgestellt wird, die langfristigen Strategien der Unternehmen transparent zu machen. Sie empfehlen den Einsatz von Qualitäts-Management-Systemen bzw. insbesondere von Simulationsmodellen für Anlagegüter (Asset Management Systeme) als Grundlage für die Bestimmung von Investitionsbudgets. Einen möglichen Missbrauch sehen VDEW/VDN/VRE in Pönalen (die allerdings im EnWG bei Unterschreitung von Qualitätsvorgaben ausdrücklich vorgesehen sind). Die Bundesnetzagentur hält die Erweiterung von Qualitäts-Management-Systemen und ihre **Verknüpfung mit dem technisch-wirtschaftlichen Anlagenregister** für einen sinnvollen Ansatz, um die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber zu beobachten und zu bewerten.

6.8 Ausblick auf zukünftige Regulierungsperioden

- (686) Für die in den Kapiteln 6.4 bis 6.7 beschriebene 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 sollen. Diese Überprüfung basiert auf Erkenntnissen, die sich aus der Analyse aktualisierter Daten zu Qualitätskenngrößen in Deutschland und aus neuen Erkenntnissen aus Kundenbefragungen ergeben werden. Das Grundkonzept der Qualitätsregulierung wird aber im Wesentlichen beibehalten. Die heute bereits absehbaren Änderungen und Weiterentwicklungen in den vier Dimensionen der Versorgungsqualität werden im Folgenden diskutiert.

6.8.1 Netzzuverlässigkeit und Servicequalität

- (687) Die bereits in der ersten Regulierungsperiode für die **Netzzuverlässigkeit** eingeführten Systeme zum Schutz einzelner Kunden im Strom- und Gasbereich sowie zur Steuerung der mittleren Versorgungszuverlässigkeit im Strombereich will die Bundesnetzagentur auch in künftigen Regulierungsperioden beibehalten und weiter ausbauen.
- (688) Das System zum **Schutz einzelner Kunden über garantierte Kundenstandards** wird gemäß den Erkenntnissen der tatsächlichen Netzzuverlässigkeit weiter angepasst. Denkbar ist neben einer Veränderung des Niveaus der Mindeststandards und einer Staffelung der Pönalen nach Dauer der Versorgungsunterbrechungen z.B. auch, Sondersituationen wie außergewöhnliche Wetterbedingungen bei der Festlegung der Parameter zu berücksichtigen. Um sicherzustellen, dass die Netzbetreiber nicht unzulässig belastet werden, wird dafür Sorge getragen, dass die den Netzbetreibern entstehenden Kosten bei der Bestimmung der Erlösobergrenze adäquat berücksichtigt werden.
- (689) Darüber hinaus wird die Verwendung kundenbezogener Kenngrößen in Mittel- und Hochspannungsnetzen überprüft. Es ist anzunehmen, dass ein Bezug auf die Höhe der ausgefallenen Leistung oder Energie in diesen Netzebenen ein besseres Maß zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit darstellt. Die Konsistenz der energie- oder der leistungsbezogenen Kenngrößen mit der kundenbezogenen Kenngröße in der Niederspannung muss überprüft und sichergestellt werden. Vor allem ist auch die Wechselwirkung zu heutigen Planungs- und Betriebsrichtlinien zu überprüfen, wenn verbesserte Netzzuverlässigkeitskenngrößen in diesen

Netzen angewandt werden. In diesem Zusammenhang ist zu kontrollieren, ob in diesem Netz auch Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt werden sollten, die kürzer als drei Minuten dauern. Die Bundesnetzagentur teilt die von RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall geäußerte Meinung, dass im Höchstspannungsnetz nicht vom n-1-Kriterium Abstand genommen werden sollte.

- (690) Des Weiteren wird die Möglichkeit überprüft, die Qualität direkt bei der Effizienzbeurteilung zu berücksichtigen, damit Effizienzvorgaben ermittelt werden können, die sowohl die Kosteneffizienz als auch die Qualität beinhalten. Bei der Weiterentwicklung der Preiskontrolle ist es erforderlich, alle Zahlungen der Unternehmen im Rahmen der Haftungsregelung, Pönalen bei garantierten Kundenstandards und Erlösanpassungen durch Qualitätsanreize integral zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass langfristig vorausschauende und effizient geführte Unternehmen auch in einem weiterentwickelten Qualitätsregulierungsregime eine ausreichende Rendite erwirtschaften können.
- (691) Grundsätzlich kann ein ähnliches System zur Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit auch für den Gasbereich eingeführt werden. Besonderer Aufmerksamkeit bedürfen hier die Wechselwirkungen zwischen sicherheitsrelevanten Maßnahmen und den Netzzuverlässigkeitskenngrößen.
- (692) Die **Servicequalität** soll gemäß den Erkenntnissen aus den Kundenbefragungen weiterentwickelt werden. Dies betrifft sowohl die Kenngrößen, als auch die Höhe der garantierten Kundenstandards sowie die Höhe der Pönalen.
- (693) Es ist durchaus zu erwägen, auch für die Servicequalität ein Anreizsystem zu entwickeln, das zusätzlich zu den garantierten Kundenstandards angewandt wird. Dies entspricht grundsätzlich der Charakteristik eines Wettbewerbsmarktes. Eine Anwendung eines getrennten Anreizsystems für Servicequalität bzw. die Erweiterung der für die Netzzuverlässigkeit eingeführten Anreizregulierung auf die Servicequalität erfordert allerdings eine ausreichend belastbare Datenbasis.

6.8.2 Sicherheit und Produktqualität

- (694) Die Bundesnetzagentur wird während der ersten Regulierungsperiode überprüfen, ob die heutigen technischen Regeln zur Sicherheit und zur Produktqualität tatsächlich ausreichen, um eine auch weiterhin hohe Qualität zu gewährleisten und um festzustellen, in welchen Bereichen Anpassungen erforderlich sind. Daraus soll ein Maßnahmenkatalog erarbeitet werden, der als Basis für Konsultationen mit den betroffenen Wirtschaftskreisen und der öffentlichen Hand dient.
- (695) Dies betrifft insbesondere:
- 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 Bestimmung der Erlösobergrenze.
- (696) Bei der Überwachung der Einhaltung der grundsätzlichen Anforderungen muss sichergestellt werden, dass jede Weiterentwicklung des technischen Regelwerks den grundsätzlichen Anforderungen der Bundesnetzagentur genügt. Dazu schlägt die Bundesnetzagentur eine Prüfung und Genehmigung der Weiterentwicklung der technischen Regeln vor. Neben der Klärung der regulatorischen Verantwortung werden in zukünftigen Regulierungsperioden vor allem die Berichtspflichten zu sicherheitsrelevanten Angaben und deren Veröffentlichungen überprüft und gegebenenfalls weiterentwickelt.

6.8.3 Integration der Versorgungsqualität im Effizienzvergleich

- (697) 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.
- (698) Die konkrete Ausgestaltung der vollen Integration bedarf allerdings besonderer Sorgfalt, um Fehlanreize zu vermeiden. Diese könnten insbesondere dann entstehen, wenn Qualitätsmerkmale als Leistungsparameter (Outputs) in einem Effizienzvergleich mittels DEA (Dateneinhüllungsanalyse) verwendet würden. Dann bestünde die Gefahr einer Spezialisierung einzelner Unternehmen, die maximale Qualitätsmerkmale erzielen und unabhängig von den dafür entstehenden Kosten eine hundertprozentige Effizienz zugewiesen bekämen.
- (699) Diesem Problem plant die Bundesnetzagentur dadurch entgegenzutreten, dass die Qualitätsmerkmale nicht outputseitig im Effizienzvergleich 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 den Netzbetreibern neben den direkten Betriebs- und Kapitalkosten im Effizienzvergleich zugerechnet werden, so dass der einzelne Netzbetreiber in seiner individuellen Sicht die gesamtwirtschaftliche Optimierung durchführt und eine Annäherung an das gesamtwirtschaftliche Optimum von Versorgungsqualität und Kosteneffizienz erfolgen kann.

7 Details zu Erweiterungsfaktoren und Regulierungskonto

7.1 Erweiterungsfaktoren in der Formel der Erlösobergrenze

- (700) Die Regulierungsformel definiert einen ex ante bestimmten Kostenpfad, der festlegt, zu welchen Kosten – Aufwand (Inputs) – der Netzbetreiber gegebene energienetzwirtschaftliche Leistungen – Outputs – erbringen soll. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass sich die dem Kostenpfad zugrunde liegenden Outputs (z.B. die Anschlusspunkte, die Jahreshöchstlasten oder die versorgte Fläche) erhöhen und entsprechende Kostensteigerungen berücksichtigt werden müssen. Kosten für Neuinvestitionen sollen daher berücksichtigt werden. Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb vor, in die Regulierungsformel Erweiterungsfaktoren aufzunehmen, die Kostenerhöhungen aufgrund von Änderungen exogener Faktoren erfassen. (Diese Elemente werden auch „hybride Elemente“ genannt.) Dies entspricht der Vorgabe aus § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG, dem Netzbetreiber nicht zurechenbare Veränderungen während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen.
- (701) Die Erweiterungsfaktoren sollen die zugrunde liegende Kostenstruktur von Netzbetreibern möglichst adäquat abbilden, um den Einfluss der Änderung exogener Faktoren auf die Erlössituation des Unternehmens abzubilden. Zur ihrer Festlegung, d.h. zur Bestimmung einerseits der relevanten Strukturvariablen und andererseits deren Parametrierung sollen **analytische Kostenmodelle** angewandt werden und die Erkenntnisse aus der **statistischen Analyse** im Rahmen der Effizienzvergleiche komplementär zur **Plausibilitätsprüfung** der Ergebnisse der analytischen Kostenmodelle herangezogen werden.

7.1.1 Statistische Analysen für die Auswahl der Erweiterungsparameter

- (702) Im Rahmen der statistischen Analyse bei der Auswahl der Effizienzvergleichs-Parameter 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 erhöht wird. Es ist deshalb nahe liegend zur Ermittlung der Erweiterungsfaktoren die als signifikant ermittelten Effizienzvergleichs-Parameter sowie als Gewichtungsfaktoren die zugehörigen Regressionskoeffizienten zu verwenden.
- (703) Dieser Ansatz kann aber aus mehreren Gründen erschwert sein. Manche Effizienzvergleichs-Parameter spezifizieren Eigenschaften der Versorgungsaufgabe, z.B. die Topologie. Eine inkrementelle Änderung der Topologie ist nur beschränkt als Erweiterungsfaktor geeignet. Der Wert der Regressionskoeffizienten könnte beispielsweise durch Ineffizienzen überlagert und somit der Schätzer für Kostenelastizitäten verzerrt sein.

7.1.2 Analytische Kostenmodelle für die Auswahl der Erweiterungsparameter

- (704) Referenznetzanalyse und Modellnetzverfahren verfolgen das Ziel, den für die Versorgung der Strom- bzw. Gaskunden in einem Versorgungsgebiet bei effizienter Netzplanung erforderlichen Mindestbestand an Netzanlagen und –kosten zu ermitteln. Durch die Referenznetzanalyse 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 Erweiterungsfaktor additiv der Regulierungsformel hinzugefügt werden könnten. Der Vorteil dieses Ansatzes ist evident: Der Netzbetreiber darf zwar die Erlöse erhöhen, jedoch nur um die

minimal notwendigen Kosten. Die Referenznetzanalyse stellt jedoch hohe Anforderungen an den Datenbedarf. Die Ermittlung der minimalen Ausbaurkosten 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 für alle Netzbetreiber möglich und muss auf die Transportnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber Strom und Fernleitungsnetzbetreiber Gas) beschränkt werden. In einer späteren Regulierungsperiode könnte die Referenznetzanalyse als ergänzendes Instrument zur Quantifizierung der minimalen Ausbaurkosten insbesondere in Fällen mit erheblicher Änderung der Versorgungsaufgabe auch für Verteilernetze eingesetzt werden.

- (705) Anstatt der Referenznetzanalyse kann die Modellnetzanalyse zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors 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 Analysewerkzeug 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.
- (706) Dabei wird die Versorgungsaufgabe im Wesentlichen definiert durch die Parameter:
- die versorgte Fläche,
 - die Zahl der Netzanschlüsse und
 - die Lasten an den Netzanschlüssen.
- (707) Als Indikator für die Änderung der Versorgungsaufgabe bieten sich diese Parameter für die Berücksichtigung von Mengenentwicklungen an. Eine Mengensteigerung verursacht Netzverstärkungen und/oder -ausbau 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 Erweiterungsfaktors in der Regulierungsformel sinnvoll, solange bei der Bestimmung der *Mengen-Kosten Elastizität* (Änderungsfaktoren) die dahinter liegende Änderung der Versorgungsaufgabe berücksichtigt wird.
- (708) Unter plausiblen Annahmen – der Anlagebestand wird näherungsweise kontinuierlich der Änderung der Versorgungsaufgabe angepasst; konstanter Anteil von Verwaltungskosten; Vernachlässigung von Skaleneffekten – ist die relative Zunahme der Netzkosten proportional zur relativen Zunahme des Anlagenbestandes. Es kann somit ein Mengen-Kosten Faktor (Änderungsfaktor a) 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.
- (709) 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 nachgelagerten Höchstlast sind. Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge kann bei Kenntnis der Änderungen der jeweils dominanten Kostentreiber (Anzahl der Anschlusspunkte, 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.

(710) 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 die Ergänzungsfaktoren (hybride Elemente) der Regulierungsformel relevanten Zeitbereichs von einigen wenigen Jahren innerhalb einer Regulierungsperiode ist es daher angemessen, keine Kostenentlastung und daher **keine Erlösabsenkung bei Mengenrückgängen** bei der Ermittlung des hybriden Elements vorzugeben.
- 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 nachgelagerten Ebenen und die damit verbundene Zunahme der Zahl der Umspannstationen. Diese Kaskadierung von Mengenänderungen ist von der Niederspannungsebene ausgehend für alle vorgelagerten Ebenen zu berücksichtigen.
- Falls Angaben zur Änderung der **Höchstlasten** (in kW) je Netzebene nicht im erforderlichen Zeitraster ermittelt werden können, können – beruhend auf dem Sachverhalt, 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. Die diesbezüglichen Änderungen sollen deshalb ebenfalls in die Berechnung der Ergänzungsfaktoren einfließen.

(711) 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 **Gasverteilernetze**, nicht jedoch auf Netze der Fernleitungsnetzbetreiber anwendbar.
- Da eine systematische Unterteilung in unterschiedliche Verteiler-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** und 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 in dem Teil des Gebiets, das mittels Gasnetzen erschlossen ist, in der Regel (teilweise erheblich) unter 100%. Neuanschlüsse können also sowohl auf bereits erschlossenes Gebiet entfallen („Gebietsverdichtung“) als auch auf neu erschlossenes Gebiet („Gebietserweiterung“). Somit ist es erforderlich, den Anteil der auf neu erschlossenes Gebiet entfallenden Neuanschlüsse explizit zu quantifizieren. Hierzu sind entsprechende Angaben von den Netzbetreibern zu erfassen.
- Die Bundesnetzagentur sieht vor, die Erweiterungsfaktoren nach folgender Formel zu bestimmen:

Für die Spannungsebenen HS, MS und NS (Strom) bzw. die Ebene der Gesamtheit aller Leitungsnetze unabhängig von Druckstufen (Gas) ist:

$$EF_{t, Ebene i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right) + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{AP_{t,i} - AP_{0,i}}{AP_{0,i}}; 0\right)$$

Für die Umspannebenen HS/MS und MS/NS (Strom) bzw. die Ebene der Gesamtheit aller Regelanlagen unabhängig von Druckstufe (Gas) ist

$$EF_{t, Ebene i} = 1 + \max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right)$$

$F_{t,i}$ Fläche des versorgten Gebiets der Ebene i im Jahr t

$AP_{t,i}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Jahr t

$L_{t,i}$ Höhe der Last in der Ebene i im Jahr t.

Der Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz ist der gewichtete Mittelwert über alle Netzebenen:

$$EF_t = \sum_{\text{Ebenen } i} \left(EF_{t, Ebene i} \cdot \frac{GK_{0, Ebene i}}{GK_0} \right)$$

GK_0 Gesamtkosten des Netzbetreibers im Basisjahr, insbesondere ist:

$$GK_0 = KA_{dnb,0} + KA_{vnb,max,0} + KA_{b,min,0}$$

- (712) Für **Leitungsebenen** sind in erster Näherung nur die Änderung der Fläche und die Änderung der Zahl der Anschlusspunkte wirksam und daher zu berücksichtigen, nicht jedoch die Änderung der Last. Für die **Umspannung bzw. Gasregelanlagen** ist hingegen nur die Änderung der Last relevant.
- (713) Bei **Stromnetzen** soll die Formel für **jede Leitungs- und jede Umspannebene einzeln** angewandt werden. Die sich ergebenden Faktoren EF für die einzelnen Ebenen sollen dann entsprechend den direkten Kosten der Ebenen im Ausgangszustand gewichtet gemittelt werden, um einen **Gesamt-Erweiterungsfaktor EF** für den Netzbetreiber zu ermitteln.
- (714) Bei **Gasnetzen** ist es sinnvoll, **alle Leitungsebenen** und **alle Regelanlagen-Ebenen** zusammenzufassen, so dass sich ein EF für Leitungskosten und ein EF für Regelanlagen-Kosten ergibt. Diese können dann wiederum entsprechend den Kostenverhältnissen im Ausgangszustand gewichtet gemittelt werden, um einen **Gesamt-Erweiterungsfaktor EF** zu berechnen.

- (715) Für die Änderungsfaktoren a (Kosten-Mengen-Elastizitäten) können angesichts der Tatsache, dass jeweils nur geringfügige Änderungen von Jahr zu Jahr auftreten, folgende Näherungen als Ergebnis der Modellnetzuntersuchungen angesetzt werden: Wegen des Quadratwurzel-Zusammenhangs betragen die Änderungsfaktoren für **Fläche und Anschlusszahl näherungsweise 0,5**; wegen des Proportional-Zusammenhangs beträgt der **Änderungsfaktor für die Last näherungsweise 1**.
- (716) Bei **Gasnetzen** ist allerdings zu berücksichtigen, dass der **Anschlussgrad** in neu erschlossenen Gebieten oft wesentlich geringer ist als im bestehenden Versorgungsgebiet. Daher kann hier auch ein Alpha-Wert für die Fläche von mehr als 0,5 gerechtfertigt sein, je nach Verhältnis des Anschlussgrades im neu erschlossenen zum Anschlussgrad im bestehenden Gebiet. Dieser Wert kann nur dann genau quantifiziert werden, wenn bekannt ist, welcher Teil der zusätzlichen Anschlusspunkte auf neu erschlossenes Gebiet entfällt. Bei Bezugnahme auf die potenziellen Anschlusspunkte, Flächen und Lasten im Effizienzvergleich der Gasverteilernetze (vgl. Kapitel 12.4.3.3.) wird dieser Sachverhalt bereits abgebildet.
- (717) Die **Bundesnetzagentur sollte die Werte anpassen können**, um u. a. den Erkenntnissen aus der ergänzenden statistischen Analysen Rechnung tragen zu können.

7.2 Regulierungskonto

- (718) Für die jährliche Anpassung der relevanten Parameter und die Entgeltkalkulation müssen von den Netzbetreibern Prognosen für das folgende Jahr erstellt werden. Als Korrekturmechanismus für Abweichungen der tatsächlichen von den prognostizierten Werten schlägt die Bundesnetzagentur die Einrichtung eines Regulierungskonto vor, auf dem die Mehr- und Mindererlöse während der Regulierungsperiode registriert werden. Das Regulierungskonto kann darüber hinaus – möglicherweise als getrenntes Unterkonto bei sonst gleicher Verfahrensweise, wie von VKU gefordert – auch Bonus-/Malus-Zahlungen aus der Qualitätsregulierung aufnehmen. Für mengen- wie für qualitätsbedingte Mehr- oder Mindererlöse können diese über mehrere Jahre geglättet werden, so dass sich **stochastische Schwankungen nicht in Entgeltschwankungen auswirken**. Eine vor allem aus Sicht der Kunden **unerwünschte Volatilität** der Preise kann so mit dem Regulierungskonto **verhindert** werden.
- (719) Die Bundesnetzagentur sieht in der theoretischen Alternative, die Prognosetätigkeit auf die Regulierungsinstanz zu übertragen, keine geeignete Option für den Umgang mit Prognoseabweichungen. Aufgrund der besseren Marktübersicht und eines daraus resultierenden informatorischen Vorteils sollte diese Aufgabe bei den Netzbetreibern verbleiben. Es stellt sich jedoch die Frage inwieweit diese ein strategisches Interesse daran haben, tendenziell verzerrte Prognosen zu erstellen.
- (720) In seiner Stellungnahme merken VIK und BDI diesbezüglich an, dass sie zwar grundsätzlich ein Regulierungskonto als geeignetes Mittel zur Verhinderung von Preisschwankungen sehen und deshalb auch die Vorbehalte gegen die Erlösobergrenzen-Regulierung relativieren. Eine präzise Ausgestaltung wird hierfür aber als unerlässlich angesehen. Von Seiten der Netzbetreiber fordert RWE, dass eine asymmetrische Behandlung bei Über-/Unterschreitung der Prognosen zugunsten der Netzbetreiber erfolgen sollte.
- (721) Auch die internationalen Erfahrungen (Großbritannien, New South Wales und Victoria (Australien)) zeigen, dass bei der Verwendung von Regulierungskonten Instrumente vorgesehen werden müssen, die strategisches Verhalten der Unternehmen verhindern. Die Bundesnetzagentur schlägt deshalb vor, Über- und Untererlöse zu verzinsen. Es besteht jedoch dann weiterhin das Risiko, dass die Unternehmen die Mengenparameter absichtlich unterschätzen, um so höhere

Entgelte zu realisieren. Die so entstehenden positiven Abweichungen auf dem Regulierungskonto wären 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 schlägt die Anwendung eines Toleranzbandes vor, um strategische von unvermeidbaren Prognosefehlern zu trennen.

- (722) Bis zu einer bestimmten Grenze, die beispielsweise bei einer 2%-igen Abweichung der zulässigen von den tatsächlichen Erlösen liegen kann, sollen deshalb *positive* Abweichungen marktüblich verzinst und ab dieser Grenze mit einem moderaten Zu- bzw. Abschlag versehen werden. Dieser Mechanismus soll asymmetrisch zu Ungunsten der Netzbetreiber ausgestaltet werden, damit Anreize für eine hohe Prognosegüte für die Netzbetreiber gesetzt werden. Die Bundesnetzagentur sollte die Grenzen der Toleranzbänder und die Höhe der asymmetrischen Zinsen festlegen können, um Zinsentwicklung und allgemeine Prognosegüte angemessen und flexibel berücksichtigen zu können.
- (723) Die marktübliche Verzinsung soll sich analog zu § 7 StromNEV nach dem auf die letzten 10 abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der deutschen Bank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere richten.
- (724) Für den zeitlichen Ausgleich der Differenzen zwischen zulässigen und tatsächlichen Erlösen stehen grundsätzlich drei Optionen offen:
- Jährlicher Ausgleich
 - Mehrjähriger Ausgleich innerhalb der Regulierungsperiode
 - Mehrjähriger Ausgleich über mehrere Regulierungsperioden
- (725) Der jährliche Ausgleich hat den Vorteil des zeitnahen Ausgleichs der Differenzen. Mehrjährige Korrekturen können jedoch bewirken, dass sich über die Zeit die Schätzfehler ausgleichen bzw. kompensieren, so dass die Zahlungsströme aufgrund nachträglicher Korrekturen minimiert werden – dementsprechend auch die Preisschwankungen. Diese Überlegung liegt auch der periodenübergreifenden Saldierung in § 10 der GasNEV und §11 der StromNEV zugrunde.
- (726) Für eine mehrjährige Korrektur spricht auch die australische Erfahrung in New South Wales mit einem „*over and under*“ Konto. 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. Unterjährige Anpassungen sind dabei nicht vorgesehen, da diese einerseits dem Zweck des Regulierungskontos „Verhinderung von Preisschwankungen“ widersprechen und bei den Netzbetreibern abrechnungstechnischen Mehraufwand verursachen würden.
- (727) Die Bundesnetzagentur gibt deshalb einer mehrjährigen Korrektur den Vorzug. Eine Glättung des Regulierungskontos am Ende der ersten Regulierungsperiode ist dabei nicht gleichzusetzen mit einer Glättung für die gesamte Regulierungsperiode, da hierfür die Daten des letzten Jahres der Regulierungsperiode noch nicht verfügbar sind. Hiefür sind mehrere Lösungsoptionen möglich:
- 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.
- (728) Die Bundesnetzagentur schlägt eine zeitverzögerte Glättung des Regulierungskontos vor. Eine vorübergehende Glättung des Regulierungskontos soll am Ende der 1.Regulierungsperiode mit den vorhandenen Daten erfolgen. Die gänzliche Glättung soll vorgenommen werden, wenn Daten für das letzte Jahr verfügbar sind.
- (729) Die Regulierungskonten sollen 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.

8 Ausgangsbasis für die Bestimmung von Erlösobergrenzen

8.1 Bestimmung der Ausgangsbasis

(730) 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) (siehe Kapitel 8.2)
- Regulatorische Kostenprüfung (Regulatory Review) auf Einhaltung der Vorgaben der NEV (siehe Kapitel 8.3)
- Daraus ergeben sich die Kostendaten auf Basis der Netzentgeltverordnungen (siehe Kapitel 8.4)
- Bereinigung um dauerhaft nicht beeinflussbare, von Dritter Seite vorgegebene 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)(siehe Kapitel 8.5).
- Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile unter Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete (§ 21a Abs. 4 S. 2 EnWG, vgl. Ausführungen in Kapitel 11). Die strukturellen Unterschiede werden im Rahmen des Effizienzvergleichs durch exogene Strukturmerkmale (Effizienzvergleichs-Parameter) berücksichtigt (siehe Kapitel 8.6)
- Auf Basis dieser Daten schließen sich weitere Schritte in Vorbereitung und im Rahmen des Effizienzvergleichs an (siehe Kapitel 8.7.)

(731) Die nachstehende Abbildung stellt die Herleitung graphisch dar:

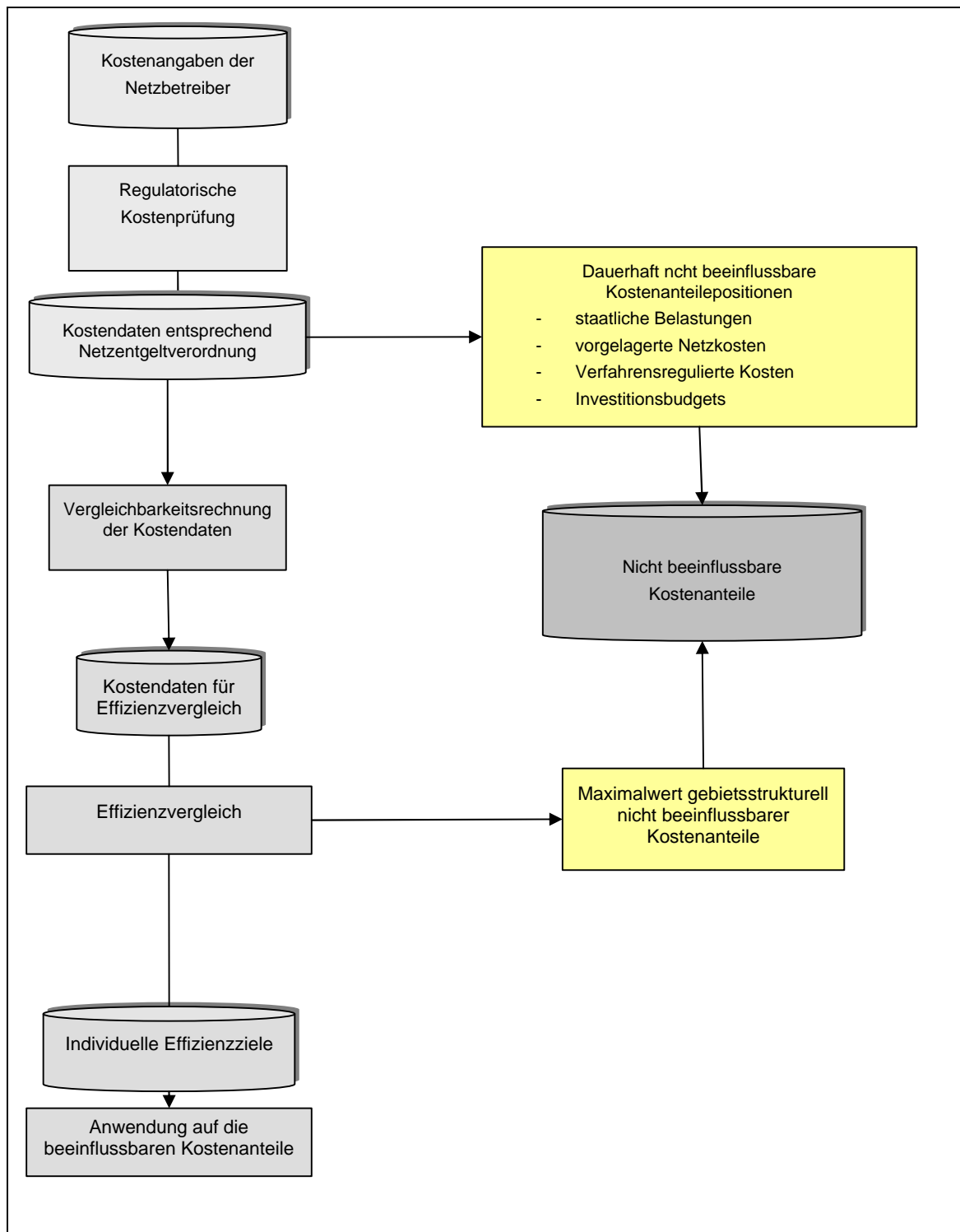


Abbildung 6: Herleitung der Ausgangsbasis

8.2 Kostenangaben der Netzbetreiber

(732) Nach Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung sollen die entsprechenden Daten von der Bundesnetzagentur näher definiert und von allen Unternehmen abgefragt werden. Dazu soll bei der Bundesnetzagentur eine Datenbank aufgebaut werden, die die auf Plausibilität geprüften und konsistenten Daten für die weitere Verwendung bei den zuständigen Regulierungsbehörden zur Verfügung stellt.

8.3 Regulatorische Kostenprüfung

- (733) Nach § 21a Abs. 4 S. 2 und 4 EnWG besteht die gesetzliche Anforderung, das Ausgangsniveau für die Anreizregulierung zu Beginn der Regulierungsperiode (siehe VKU, GEODE) zu bestimmen. Hierbei müssen Effizienz und Wettbewerbsanalogie berücksichtigt werden. Ferner muss nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG die bestehende Effizienz berücksichtigt werden. Im Abgleich zu den Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG und der gesetzlich gebotenen sofortigen Absenkung auf ein effizientes Kostenniveau nach § 21 Abs. 2 EnWG ist daher eine **Korrektur von extrem überhöhten Kosten zu Beginn der Anreizregulierung** zwingend geboten. Anstelle der zunächst vorgeschlagenen regulatorischen Kostenrechnungsprüfung, die sich allein auf formale und inhaltliche Vorgaben der NEV ohne Effizienzprüfung und separaten Effizienzvergleich beziehen sollte, schlägt die Bundesnetzagentur nun vor, im Rahmen einer regulatorischen Kostenprüfung **Extremwerte mit zu erfassen und ggf. zu korrigieren** (siehe 8.4). Die Regulatorische Kostenprüfung beschränkt sich damit nicht auf eine rein formale und inhaltliche Überprüfung der NEV.
- (734) Sollte die letzte Entgeltprüfung vor Beginn der Anreizregulierung sehr zeitnah vor dem Beginn der ersten Regulierungsperiode erfolgt sein, so können für die erste Regulierungsperiode die in dieser Entgeltprüfung genehmigten Entgelte die Ausgangsbasis für die Effizienzvorgaben bilden.

8.4 Kostendaten entsprechend Netzentgeltverordnungen

- (735) 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.
- (736) 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.
- (737) 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.
- (738) 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.
- (739) 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 Verteilernetze 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 Verteilernetzebene 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.
- (740) Die StromNEV 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.

- (741) 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. Die Bundesnetzagentur erachtet eine Festlegung für die Länge der Regulierungsperiode als sachgerecht.
- (742) Die regulatorische Kostenprüfung soll durch die zuständigen Regulierungsbehörden durchgeführt werden. Die praktische Durchführung der Kostenprüfung für das Ausgangsniveau der Anreizregulierung soll sich an der aktuellen Genehmigungspraxis nach § 23a EnWG orientieren. Dies schließt den verwaltungsrechtlichen Verfahrensablauf und die Gelegenheit zur Stellungnahme ein. Damit besteht bereits in diesem Schritt die von Seiten der Netzbetreiber geforderte Möglichkeit, individuelle Besonderheiten zu berücksichtigen.

8.5 Dauerhaft nicht-beeinflussbare Kostenanteile

- (743) 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 Hs. 2 EnWG beispielhaft Umstände, die in exemplarischer Weise das Vorliegen von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen begründen („als nicht beeinflussbar gelten insbesondere ...“).
- (744) Die im Gesetz genannten Beispiele sind systematisch in **zwei Kategorien**, die vorübergehend und die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, zu unterteilen: Hinsichtlich der ersten Kategorie nennt das Gesetz bestimmte Regelbeispiele einzelner nicht beeinflussbarer Kostenpositionen, die durch den Netzbetreiber weder der Art nach noch der Höhe nach beeinflussbar sind.

8.5.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgrund von Vorgaben Dritter

- (745) Dazu zählen gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, z. B. nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), die vom Netzbetreiber ohnehin in getrennten Kostenpositionen geführt werden und damit – anders als die gebietsstrukturellen nicht beeinflussbaren Kostenanteile – einer direkten Korrekturrechnung zugänglich sind. Gleiches gilt für die weiteren Beispiele wie Konzessionsabgaben und die Betriebssteuern, auf deren Entstehung und Höhe der Netzbetreiber keinen Einfluss hat.
- (746) Diese sind im Einzelnen für Gas:
- Aufwendungen für das vorgelagerte Netz
 - Ansetzbare betriebliche Steuern
 - Konzessionsabgaben
 - Gewerbesteuer
- (747) Für Strom:
- Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen
 - Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber
 - Ansetzbare betriebliche Steuern
 - Konzessionsabgaben
 - Gewerbesteuer

(748) 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. Auf diese Weise sind u. a. kostenmindernde Erlöse und Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen nicht in den Netzkosten enthalten. Sie werden erst für die Ermittlung der ansetzbaren Netzkosten für die Entgeltbildung subtrahiert.

Erfassung der Kosten- und Erlösarten Gas	Erfassung der Kosten- und Erlösarten Strom
1. Aufwandsgleiche Kosten	1. Aufwandsgleiche Kosten
1.1. Materialkosten	1.1. Materialkosten
	1.1.1.2. Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen
	1.1.2.1. Aufwendungen an vorgelagerte 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 16: Kostenpositionen der Erhebungsbögen Strom und Gas

8.5.2 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgrund von Verfahrensregulierung

(749) So weit durch Vorgaben des staatlichen und gemeinschaftsrechtlichen Gesetz- und Verordnungsgebers, 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 im Folgenden aufgeführten Bereiche betreffen.

8.5.2.1 Regelenergie

(750) 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.

8.5.2.1.1 Minutenreserve

(751) 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 Sommer 2006, erlassen werden. Nach Implementierung durch die Übertragungsnetzbetreiber wird die gemeinsame Ausschreibung von Minutenreserve voraussichtlich ab Herbst 2006 durchgeführt werden.

8.5.2.1.2 Primär- und Sekundärregelung

(752) 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 Ende 2006 durchgeführt werden wird.

8.5.2.1.3 Ausschreibung innerhalb der Regelzone

(753) 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 auszuscheiden, 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 Gutachtens kann eine Festlegung ggf. unter Vorbehalt erfolgen.

(754) 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.

8.5.2.2 Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern

- (755) 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.
- (756) 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 Übertragungsnetzbetreibern 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.
- (757) 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 Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern hat die EU-Kommission Ende 2004 eine Studie zu diesem Thema in Auftrag gegeben, deren Ergebnisse innerhalb ERGEGs kontrovers diskutiert wurden. ERGEG erarbeitete im Februar 2006 einen Leitlinienentwurf. Die Marktteilnehmer hatten bis zum 22. Mai 2006 Gelegenheit zum veröffentlichten Leitlinien-Entwurf von ERGEG Stellung zu nehmen. Die Auswertung der Stellungnahmen sowie die Konkretisierung des Modells dauern derzeit noch an. Wie auch die Leitlinien zum Engpassmanagement und zur Harmonisierung des Tarifsystems werden die Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern über das so genannte Komitologieverfahren (Artikel 8 Absatz 1 und Artikel 13 Absatz 2 EG-Verordnung 1228/2003) verabschiedet werden. Ob der gegenwärtige Mechanismus zum 01.01. 2007 durch die Leitlinien abgelöst werden kann, ist derzeit noch offen.

8.5.2.3 EEG Ausgleichsprozess

- (758) Nach § 22 Abs. 1, S. 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.
- (759) Der unverzügliche Ausgleich von Energiemengen, der aufgrund § 14 Abs. 3, S. 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.

8.5.2.4 Verlustenergie

- (760) § 10 Abs. 1, S. 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, S. 2 StromNZV).
- (761) 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 Übertragungsnetzbetreiber führen einen separaten Bilanzkreis für die Verlustenergie, zu dessen Ausgleich auch auf Ausgleichsenergie zurückgegriffen wird.
- (762) 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.

8.5.2.5 Stellungnahmen

- (763) VDEW/VDN/VRE sprechen sich in ihrer Stellungnahme dafür aus Engpassmanagement-Erlöse, Aufwendungen für Verlustenergiebeschaffung, Aufwendungen für EEG-Ausgleich sowie Aufwendungen für KWK-G-Kostenwälzung grundsätzlich als nicht-beeinflussbare Kosten zu werten und verweisen dabei auf die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Prüfung. Dem ist im Grundsatz zuzustimmen. Da die Ergebnisse dieser Prüfung jedoch nicht vorweg genommen werden können, kann eine endgültige Einordnung in der geforderten Form zum heutigen Zeitpunkt noch nicht erfolgen.

8.6 Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgrund gebietsstruktureller Unterschiede

- (764) Neben den in Kapitel 8.5 genannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, nennt das Gesetz darüber hinaus "Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren, strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhen". In dieser Weise umschriebene Kostenanteile lassen sich den betriebswirtschaftlichen Kostenarten oder den Kostenpositionen der internen oder externen Kostenrechnung nicht zuordnen. Solche gebietsstrukturell vorgegebenen Kostenanteile sind vielmehr in unterschiedlichsten Kostenarten und Kostenpositionen zu finden. Gleiches gilt umgekehrt auch für beeinflussbare Kostenanteile, die nicht durch gebietsstrukturelle Merkmale vorgegeben sind, sondern durch Entscheidungen des Netzbetreibers oder seine Unternehmensstruktur. Insbesondere wäre damit eine Gleichsetzung der nicht beeinflussbaren Kostenanteile mit bestimmten Kostenarten oder Kostenpositionen nicht vereinbar. Nicht beeinflussbare Kostenanteile entsprechend dem gesetzlichen Regelbeispiel der gebietsstrukturellen Unterschiede sind daher durch § 21a Abs. 4 EnWG nicht der Art, sondern der Höhe nach bestimmt, und können sich grundsätzlich in allen Kostenarten finden. Gleiches gilt im Grundsatz umgekehrt auch für die beeinflussbaren Kostenanteile. Die Höhe dieser nicht beeinflussbaren Kostenanteile kann sich im Laufe der Zeit ändern, insbesondere durch einen technologischen Fortschritt, den die Netzbetreiber vollziehen. Es handelt sich daher um vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG.

- (765) Im Rahmen des Effizienzvergleichs werden vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten durch die Aufnahme entsprechender gebietsstruktureller Parameter berücksichtigt. Durch eine sachgerechte Parametrierung dieser Verfahren wird sichergestellt, dass alle wesentlichen nicht zurechenbaren strukturellen Unterschiede der Versorgungsgebiete bei den Effizienzergebnissen bereits beachtet und damit von vornherein von Effizienzvorgaben ausgenommen sind (vgl. hierzu Kapitel 10 bis 13).

8.7 Weitere Schritte im Rahmen des Effizienzvergleichs

- (766) An die beschriebenen Schritte schließen sich weitere an, um zu einer sachgerechten Anwendung eines Effizienzvergleichs zu kommen. Diese sind in den folgenden Kapiteln ausführlich beschreiben und umfassen:
- Die Durchführung einer **Vergleichbarkeitsrechnung der Kostendaten**, um als Basis die **Kostendaten für den Effizienzvergleich** zu erhalten. (siehe Kapitel 11)
 - Die Durchführung eines **relativen Effizienzvergleichs**, der als Ergebnis die **individuellen Effizienzziele** ergibt (siehe Kapitel 13).
 - Die **Anwendung** dieser Ergebnisse **auf die beeinflussbaren Kostenanteile** als Grundlage für Effizienzvorgaben .

9 Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung und der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung

- (767) Die Notwendigkeit der Berücksichtigung zweier unterschiedlicher X-Faktoren wird deutlich, wenn man die Entwicklung der Unternehmen über einen bestimmten Zeitraum betrachtet.
- (768) 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.
- (769) 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, welches sich im generellen X-Faktor widerspiegelt. Mit der Einbeziehung eines generellen X-Faktors werden für dieses Unternehmen Anreize gesetzt, dieses Effizienzsteigerungspotential auszuschöpfen und an die Kunden weiterzugeben. Wenn dieses Unternehmen sich profitmaximierend verhält und diese Potentiale realisiert, liegt es zu Beginn und am Ende des betrachteten Zeitraums auf der Effizienzgrenze und bildet damit die Veränderung derselben ab (Frontier-Shift).
- (770) Der beschriebene generelle Produktivitätsfortschritt des Sektors sollte nicht nur von dem betrachteten effizienten Unternehmen, sondern auch von jedem anderen Unternehmen erreicht werden. Die Effizienzvorgaben für Unternehmen, die nicht an der Effizienzgrenze liegen, müssen sowohl die Bewegung hin zur Effizienzgrenze als auch die laufende Verschiebung der Effizienzgrenze berücksichtigen.

9.1 Berechnung des generellen X-Faktors

- (771) Neben der Entwicklung der Faktorproduktivität ist die Entwicklung der Inputpreise bei der Berechnung des generellen X-Faktors zu beachten, da die Inputpreisentwicklung und Produktivitätssteigerung die Veränderung des Preisniveaus bestimmt.⁴⁷
- (772) Bei der Festlegung eines Preis- oder Erlöspfades, wird in der Regulierungsformel international oftmals die Preisniveauänderung der Gesamtwirtschaft als Maß für wettbewerbliche Preisentwicklung angesetzt. Dies entspricht auch dem Wortlaut des § 21a Abs. 4 S. 6 EnWG, wo ein Ausgleich für die allgemeine Geldentwertung vorgegeben wird. Aus der oben aufgeführten Definition des Preisniveaus wird ersichtlich, dass, nur wenn sich die Produktivitätsentwicklung in der Energienetzbranche analog zur Gesamtwirtschaft entwickelt und sich die

47 Der oben beschriebene Sachverhalt kann unmittelbar verdeutlicht werden. Angenommen ein Unternehmen verkauft einen Output Q zum Preis p und benötigt zur Herstellung einzig den Input V , den es zum Preis w bezieht. Ist vom Regulierer beabsichtigt, dass die Erlöse (pQ) den Kosten (wV) entsprechen sollen, dann gilt $pQ - wV = 0$. Um diese Bedingung im Zeitverlauf zu erfüllen, muss $\hat{p} + \hat{Q} = \hat{w} + \hat{V}$ oder $\hat{p} = \hat{w} - (\hat{Q} - \hat{V})$ gelten. Das Dach über den Variablen stellt den jeweiligen Wachstumswert dar. Der Klammerausdruck beschreibt die Differenz zwischen dem Wachstum des Outputs und des Inputs und damit den Produktivitätsfortschritt, im Folgenden Δ Faktorproduktivität. Somit ergibt sich der Anstieg des Outputpreises (\hat{p}) aus der Differenz des Inputpreisanstiegs (\hat{w}) und des Wachstums der Produktivität. Der hier dargestellte einfache Fall eines Input- und eines Outputfaktors kann auch auf den Fall multipler In- und Outputfaktoren übertragen werden.

Inputpreise ebenfalls gleich entwickeln, die allgemeine Geldentwertung in Form des Verbraucherpreis-Index (VPI) der Preisniveaumentwicklung der Energienetzbranche entspricht.

- (773) Die Entwicklung der Faktorproduktivität (z.B. Arbeitsproduktivität, Kapitalproduktivität oder Totale Faktorproduktivität) verläuft üblicherweise in einzelnen Sektoren anders als in der gesamten Volkswirtschaft. Weicht die Entwicklung der Gesamtwirtschaft von der Entwicklung der Energienetzbranche ab, so würde eine reine Orientierung der Preis- oder Erlösvorgaben an der Produktivitätsentwicklung der Volkswirtschaft die sektorspezifische Produktivitätsentwicklung nicht berücksichtigen. Dies könnte zur Folge haben, dass bei zu starken Effizienzsteigerungsvorgaben die Netzbetreiber überlastet oder bei zu schwachen Effizienzsteigerungsvorgaben die Kunden übervorteilt werden. 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.
- (774) Ähnlich wie bei der Faktorproduktivität würden ohne die Berücksichtigung der unterschiedlichen Inputpreisentwicklungen von Energienetzbranche und Gesamtwirtschaft und mit einer alleinigen Berücksichtigung des VPI 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.
- (775) Als problematisch erweist sich jedoch die Bestimmung der branchenspezifischen Inputpreisentwicklung. Um diese adäquat abzubilden, ist zu erwägen, einen spezifischen Netzpreisindex für Strom⁴⁸- bzw. Gasnetze zu bilden, wie von BDI/VIK vorgeschlagen, der sich aus den Preissteigerungsraten ausgewählter Inputfaktoren der Branche zusammensetzt. Auch für die Gesamtwirtschaft muss ein Preisindex gewählt werden, der die gesamtwirtschaftliche Inputpreisentwicklung geeignet widerspiegelt.
- (776) Für die Ermittlung des generellen X-Faktors lässt sich nun folgern, dass sich die Preisniveaumentwicklung aus der Differenz der Inputpreisentwicklung und der Produktivitätsänderung bestimmt. Somit ist die Faktorproduktivitätsentwicklung ein Bestandteil der Preisniveaumentwicklung. Wird in der Anreizformel ein Ausgleich für die allgemeine Geldentwertung gewährt, dann reicht es nicht aus die branchenspezifische Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung zu berücksichtigen, sondern es muss jeweils die Differenz zwischen Gesamtwirtschaft und Energienetzbranche betrachtet werden. 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.
- (777) Dieser Zusammenhang zur Berechnung des generellen X-Faktors lässt sich formal wie folgt darstellen:⁴⁹
- (778)
$$X_{gen} = (\Delta \text{Faktorproduktivität}^{EN} - \Delta \text{Faktorproduktivität}^G) + (\Delta \text{Inputpreis}^G - \Delta \text{Inputpreis}^{EN})$$
 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 (?Faktorproduktivität^{EN}) der Produktivität der Gesamtwirtschaft (?Faktorproduktivität^G) gegenübergestellt.

48 Vgl. „Stromnetz-Index“ Energy-Control Kommission 2005

49 Eine detaillierte Herleitung der Formel findet sich in Bernstein /Sappington (1998a): Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans, National Bureau of Economic Research Working Paper No. 6622.

- (779) Im zweiten Teil der Formel wird eine über oder unter die Preissteigerungsrate der Gesamtwirtschaft (Inputpreis^G) hinausgehende Inputpreisänderung (Inputpreis^{EN}) berücksichtigt (im Folgenden Inputpreisdifferential). Als Preissteigerungsrate der zum Vergleich herangezogenen Gesamtwirtschaft wird hier der Erzeugerpreisindex für die gewerbliche Wirtschaft verwandt.
- (780) Der generelle X-Faktor ist Null, wenn der Produktivitätsfortschritt und die Preissteigerungen im regulierten Netzsektor gleich sind denen in der Gesamtwirtschaft.
- (781) 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 in der Gesamtwirtschaft bzw. Inputpreissteigerungen in der Energienetzbranche kleiner als in der Gesamtwirtschaft) resultieren dann zusätzliche Anforderungen, Preise oder Erlöse zu senken. Im umgekehrten Fall negativer Werte für X_{gen} (Produktivität in der Energienetzbranche steigt langsamer als in der Gesamtwirtschaft bzw. Inputpreissteigerungen in der Energienetzbranche größer als in der Gesamtwirtschaft) gelten dementsprechend verringerte Anforderungen zur Preis- oder Erlössenkung.

9.2 Durchführung der Berechnung

- (782) Die Berechnung des Produktivitätsfortschritts kann mittels verschiedener Methoden vorgenommen werden, von denen der Malmquist-Index aus theoretischen Gründen zu bevorzugen ist.
- (783) 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.
- (784) Die Anwendung des Malmquist-Index basiert auf den Abständen der Unternehmen von der Effizienzgrenze, die häufig über eine Dateneinhüllungsanalyse (DEA) ermittelt wird. Die Berechnung des Malmquist-Index und die Differenzierung der beiden Komponenten (Catch-Up und Frontier-Shift) können aber auch auf Basis von individuellen Effizienzwerten aus parametrischen oder modellorientierten Ansätzen erfolgen.
- (785) 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.
- (786) 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.
- (787) 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.
- (788) 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 dies Hinweise darauf, dass mindestens ein solcher Produktivitätsfortschritt erreicht werden kann. Insbesondere in der ersten Phase der Regulierung und dem Übergang vom nichtregulierten in den regulierten 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.

- (789) 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 eine Veränderung der Effizienzgrenze (Frontier-Shift) bzw. ein Aufholeffekt (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.
- (790) Um zu verhindern, dass sich dies in Anwendung der DEA anreizmindernd auf die effizientesten Netzbetreiber auswirkt, die auf der Effizienzhülle liegen und mit ihren individuellen Produktivitätssteigerungen die Veränderung der Effizienzgrenze beeinflussen, kann auf das Konzept der Super-Effizienz zurückgegriffen werden.

9.3 Stellungnahmen der Marktakteure

- (791) In ihren Stellungnahmen zum zweiten Referenzbericht üben die Marktakteure sowohl methodische als auch quantitative Kritik an der Berechnung des generellen X-Faktors durch die Bundesnetzagentur.
- (792) 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. Aufgrund 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.
- (793) 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).
- (794) 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.
- (795) 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.
- (796) 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.
- (797) 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.
- (798) Der VDEW/VDN fordern ihrerseits eine genaue Trennung zwischen X_{gen} und X_{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 $X_{\text{gen}} = 0$.
- (799) Demgegenüber fordert der VIK einen höheren als den von der Bundesnetzagentur errechneten generellen X-Faktor. Seines Erachtens sollte ein über die historischen Werte hinausgehender „Ehrgeizfaktor“ Bestandteil des X_{gen} sein. Kritisiert wird auch seitens des VIK die Nicht-Berücksichtigung des Zeitraums ab 1998 bei der Berechnung.
- (800) 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.
- (801) 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_{gen} im zweiten Referenzbericht beschäftigt. Neben einer Kritik an den verwendeten Daten und der Berechnung des X_{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.

- (802) Nach Ansicht NERAs ist die theoretisch mögliche Unterteilung des Malmquist-Index im Aufholeffekt (Catch-Up) und Veränderung der Effizienzgrenze (Frontier-Shift) verzerrend und ungenau. Begründet wird dies mit Unzulänglichkeiten einer dem Malmquist-Index zugrunde liegenden DEA, die bestimmte Einflussgrößen oder Strukturparameter unberücksichtigt lasse. Eine Unterteilung in zwei X-Faktoren wird generell in Frage gestellt.
- (803) Des Weiteren sei ein objektiver Effizienzvergleich von Unternehmen allgemein nicht durchführbar, da die Parameter in den verwendeten Modellen die Realität nie vollständig abbilden könnten.
- (804) 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 Effizienzvergleichs-Analyse.
- (805) 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 Effizienzvergleich und die internationale Regulierungspraxis zahlreicher Länder.
- (806) Des Weiteren irrt NERA, wenn die Verwendung des Malmquist-Index mit einem DEA-Effizienzvergleich gleichgesetzt wird. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt nicht, ein Effizienzvergleich allein auf die DEA zu stützen. Neben der DEA können auch andere Effizienzvergleichs-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 Effizienzvergleichs-Methode DEA (Dateneinhüllungsanalyse) begründet wird, nicht zutreffend.
- (807) Schließlich ist in § 21a Ab. 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.
- (808) Weitere Gutachten von Plaut Economics (für VDEW/VDN/VRE) und PWC (für EnBW) üben sowohl methodische als auch quantitative Kritik an der Berechnung des allgemeinen X-Faktors durch die Bundesnetzagentur. Einige Kritikpunkte finden sich bereits in den oben aufgeführten Stellungnahmen wieder. Dennoch werden die wesentlichen Argumente nachfolgend wiedergegeben und bewertet.
- (809) Bei der Berechnung der durchschnittlichen Produktivitätsfortschritte sehen Plaut Economics und PWC es als problematisch an, dass die Betrachtungszeiträume 1977 – 1991 und 1993 – 1997 gleich gewichtet werden, obwohl sie von unterschiedlicher Länge sind und dies somit zu einer stärkeren Gewichtung der einzelnen Jahre im zweiten Betrachtungszeitraum führt. Plaut Economics führt als Argument an, dass die mengen- und zeitmäßigen Auswirkungen der Wiedervereinigung nicht ermittelbar sind und daher eine stärkere Gewichtung des Zeitraumes nach der Wiedervereinigung nicht gerechtfertigt sein kann. Auch der Ausschluss des Jahres nach der Wiedervereinigung zur Bereinigung des Wiedervereinigungseffektes ist aus Sicht von Plaut Economics nicht ausreichend um die Verzerrungen, die sich durch die Übergewichtung des Zeitraumes 1993 – 1997 ergeben, zu bereinigen. Als weiteres Argument gegen eine Übergewichtung des zweiten Zeitraumes führt PWC die Ausreißerjahre 1995 und 1996 an, da sie ungewöhnlich hohe und nicht unmittelbar nachvollziehbare Werte für den Produktivitätsfortschritt aufweisen.

- (810) Eine stärkere Gewichtung des zweiten Zeitraumes lässt sich allerdings mit der Erkenntnis aus internationalen Studien begründen, dass die Liberalisierung bzw. die Einführung neuer Regulierungsprinzipien nicht nur zu Produktivitätssteigerungen führt, sondern auch, dass die erhöhte Produktivität über einen längeren Zeitraum anhält.
- (811) Denkbar ist daher, den Anstieg des Produktivitätswachstums zu antizipieren und ex ante mit in die Regulierungsformel aufzunehmen. Der Aufschlag auf den allgemeinen X-Faktor wird in der internationalen Regulierungsliteratur als Ehrgeizfaktor („Stretch-Factor“) bezeichnet. Eine stärkere Gewichtung, der durch erhöhte Produktivitätsfortschritte gekennzeichneten Jahre nach der Wiedervereinigung, könnte daher in etwa der Berücksichtigung eines Ehrgeizfaktors entsprechen. In diesem Zusammenhang sei auf das Kurzgutachten des WIK verwiesen, das eine Bandbreite von Periodengewichtungen beinhaltet.
- (812) Sowohl Plaut Economics als auch PWC schlagen eine jahresanzahlorientierte Gewichtung der Zeiträume 1977 – 1991 und 1993 – 1997 als alternative Berechnungsmethode vor. Die Bundesnetzagentur könnte von einer stärkeren Gewichtung des aktuelleren Zeitraums von 1993 – 1997 absehen und die vorgeschlagene jahresanzahlorientierte Gewichtung heranziehen, bei gleichzeitiger Berücksichtigung eines Ehrgeizfaktors. Die Höhe des Ehrgeizfaktors könnte sich dabei an international vergleichbare Werte richten, wie z.B. die einiger Energieversorger in den USA, für die Ehrgeizfaktoren zwischen 0,25 % und 1,00 % bzw. durchschnittlich bei 0,56 % angesetzt wurden.⁵⁰
- (813) Weiterhin erachtet die Bundesnetzagentur das Ausklammern der auffälligen Jahre 1995 und 1996 im Zusammenhang mit einer stärkeren Gewichtung des zweiten Zeitraumes als nicht sachgerecht, da diese in der langfristigen Betrachtung wieder egalisiert werden.

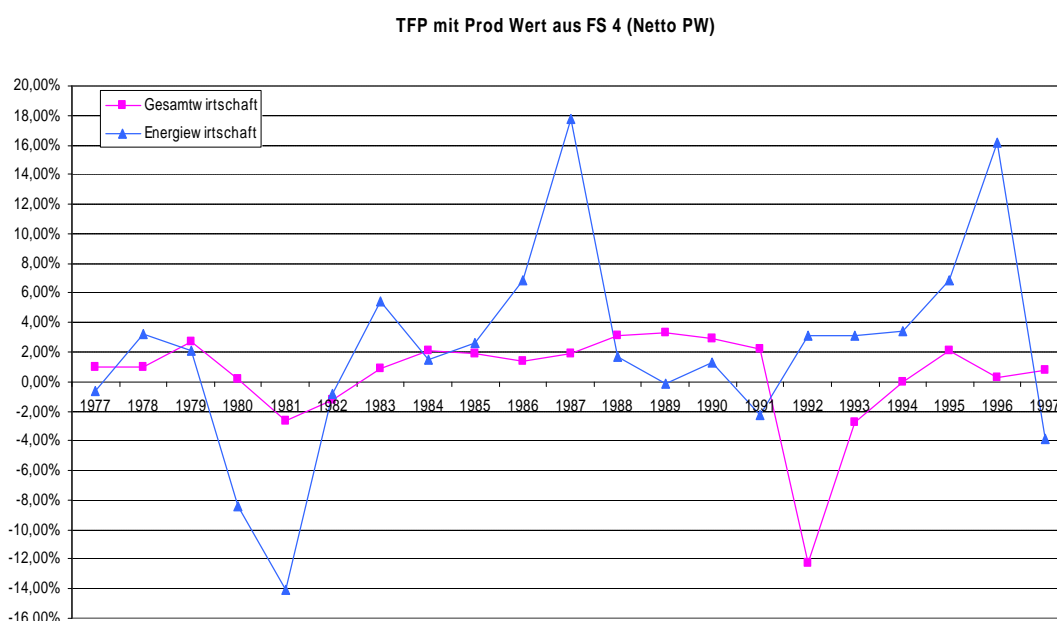


Abbildung 7: Verlauf des Nettoproduktionswertes für die Energie- und Gesamtwirtschaft

- (814) Weiterhin üben Plaut Economics und PWC Kritik an der Berechnung des Inputdifferentials. Hauptargumente sind hierbei die zu geringe Auswahl von Indexreihen, die keine repräsentative Abbildung der Inputpreissteigerung in der Energieversorgung ermöglicht (Plaut und PWC) und die unterschiedlichen Inputfaktoren, die für die Berechnungen der TFP und der Inputpreisentwicklung verwendet werden (Plaut). Die methodische Problematik wird weder näher

⁵⁰ Siehe WIK-Consult (2006): Kurzstudie zur Bestimmung des allgemeinen X-Faktors

ausgeführt noch durch eine Berechnung untermauert. Für die fehlende Repräsentativität wird alternativ die von PWC vorgeschlagenen Inputreihen herangezogen, die aus langjährigen Erfahrungen in der Bewertung von Stromnetzen resultieren.

- (815) Diesem Vorschlag ist jedoch entgegenzubringen, dass die ausgewählten Inputpreisindizes nicht mit dem Vergleichsindex der Gesamtwirtschaft – der Index der Erzeugerpreise - vergleichbar ist. Insbesondere die Berücksichtigung von Personalleistungen (Verlegung) bei den PWC-Indexreihen führt zu einem schnelleren Anstieg der Inputpreise des Energiesektors, da diese in einem nicht unwesentlichen Umfang durch explizit ausgewiesene Arbeitsentgelte getrieben werden. Im Inputpreisindex der Gesamtwirtschaft wird der Produktionsfaktor Arbeit und somit die Lohnentwicklungen nicht berücksichtigt.⁵¹ Die von Plaut Economics geforderte Konsistenz zwischen den Berechnungen der TFP und der Inputpreisentwicklungen wäre durch die Berücksichtigung der PWC-Reihen auch nur in Teilen gewährleistet.
- (816) WIK-Consult hat mit Daten des Statistischen Bundesamtes eine alternative Berechnung des Inputpreisdifferentials durchgeführt, in der die Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital sowohl für die Energiebranche als auch für die Gesamtwirtschaft einbezogen wurden. Weiterhin wurde eine jahresanzahlorientierte Gewichtung der Zeiträume 1977 – 1991 und 1993 – 1997 vorgenommen.
- (817) Die Daten des Statistischen Bundesamtes lassen zumindest eine klare Aussage zu Gunsten eines positiven Lohnpreisdifferentials zu. Insgesamt rechnet WIK-Consult bei einer 3:1-Gewichtung der Betrachtungszeiträume mit einem Gesamtinputpreisdifferential von 0,55 %.⁵²
- (818) Ferner wird in beiden Gutachten das Heranziehen des Produktionswertes als Outputgröße bemängelt. Bei Verwendung des Produktionswertes können beispielsweise Änderungen der TFP ceteris paribus durch eine Veränderung der Vorleistungsquoten hervorgerufen werden, ohne dass eine entsprechende Produktivitätsveränderung stattgefunden hat. Werden allerdings Dienstleistungen an Dritte ausgelagert und von diesen wieder eingekauft, führt dies zu einer Veränderung der Bruttowertschöpfung. Um dieses Problem zu umgehen, schlägt PWC alternativ vor, den Nettoproduktionswert für die TFP-Kalkulation in Ansatz zu bringen, der von Wiederverkäufen unberührt bleibt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur erscheint dieser Einwand gerechtfertigt. Als Datengrundlage für den Nettoproduktionswert sollte allerdings die Fachserie 4 des Statistischen Bundesamtes herangezogen werden, da der Sektorzuschnitt und die Berechnungsmethodik adäquater erscheinen als bei der FS 18.
- (819) Nach Ansicht von Plaut Economics müsste das Jahr 1996 aus der Betrachtung ausgeschlossen werden, da es durch eine einmalige Produktivitätssteigerung von 12 % gekennzeichnet ist, was statistisch sehr unwahrscheinlich und für die Netzbetreiberbranche eher unplausibel erscheint. Als Erklärungsansatz werden niedrige Temperaturen und die Abschaffung des Kohlepfennigs hervorgebracht. Bezüglich der Kohlepfennigs erlaubt die Datenlage keine genauere Analyse. Es ist jedoch anzumerken, dass die Abschaffung des Kohlepfennigs zwar 1996 einen Fehler in der Datenreihe zu Ungunsten der Netzbetreiber darstellt aber dafür sämtliche Erhöhungen des Kohlepfennigs im Zeitablauf Fehler zu ihren Gunsten darstellt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann diese Problematik im Rahmen einer sachgerechten Anwendung von § 21a Abs. 5 bewältigt werden und benötigt keine besondere Berücksichtigung im Rahmen der Berechnung des allgemeinen X-Faktors. Weiterhin werden Ausreißerjahre in der langfristigen Betrachtung wieder egalisiert.

51 Siehe WIK-Consult (2006): Kurzstudie zur Bestimmung des allgemeinen X-Faktors

52 Siehe WIK-Consult (2006): Kurzstudie zur Bestimmung des allgemeinen X-Faktors

- (820) Die seitens NERA, Plaut Economics, PWC und auch in anderen Stellungnahmen geäußerte Kritik an der gegenwärtigen Datenlage für die Törnquist-Berechnungen deckt sich, wie oben dargestellt, 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 %.
- (821) Die darüber hinaus geltend gemachte Kritik wird von der Bundesnetzagentur in weiten Bereichen nicht geteilt, kann aber auch nicht umfassend widerlegt werden. Insbesondere in den Gutachten von PWC und Plaut Economics wurden unterschiedliche Szenarien dargestellt, die eine Quantifizierung der Kritikpunkte vornehmen. So führt beispielsweise das von PWC berechnete Inputpreisdifferential zu einer Abweichung gegenüber der Berechnung des 2. Referenzberichts von -1,05 %, wobei diese Berechnung oben bereits bewertet wurde.
- (822) Eine, in allen Gutachten geforderte, jahreszahlorientierte Gewichtung der Perioden führt unter der Verwendung des Nettoproduktionswertes aus Fachserie 4 zu einem TFP-Differential von 1,03 % und damit zu einer Reduktion um ca. 1,3 %.
- (823) Unter Berücksichtigung des vom WIK berechneten Inputpreisdifferentials von 0,55 %, wobei insbesondere das darin integrierte Lohndifferential hervorzuheben ist und einem international begründeten Ehrgeizfaktor von durchschnittlich 0,56 %, kann, unter Beachtung der regulatorischen Vorsicht im Hinblick auf die gegenwärtige Datenlage, ein genereller X-Faktor in Höhe von 1,5 bis 2 % als gerechtfertigt angesehen werden.
- (824) Im Hinblick auf die internationale Praxis geben sowohl der VKU in seiner Stellungnahme als auch KEMA Consulting einige Länderbeispiele für generelle X-Faktoren. So wurde in Norwegen in der ersten Regulierungsperiode ein Wert von 1,5 % und in der zweiten Regulierungsperiode 2 % angesetzt. In den Niederlanden fanden sich Werte für die erste Periode von 2 % und für die zweite Periode von 1,5 %. In Österreich wurde ebenfalls ein Wert von 1,5 %, zuzüglich eines Aufschlags in Höhe von 0,45 % verwendet. Ähnliche Werte finden ebenfalls in den USA und Australien Anwendung. Somit kann ein Wert in Höhe von 1,5 bis 2 % für Deutschland auch im internationalen Kontext als angemessen eingestuft werden.
- (825) Aus diesen Gründen empfiehlt die Bundesnetzagentur die Festlegung eines generellen sektoralen Produktivitätsfortschrittsfaktors für die erste Regulierungsperiode aufgrund der erforderlichen Werturteile und der wünschenswerten Rechtsicherheit im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG vorzunehmen. Der Zahlenwert sollte in Abhängigkeit vom als angemessen betrachteten Ehrgeiz für die künftige Produktivitätsentwicklung zwischen 1,5 und 2 % liegen.
- (826) 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

10.1 Einteilung der Methoden zum Effizienzvergleich

- (827) 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.
- (828) Nicht-parametrische Methoden setzen Leistung (Output) zu Aufwand (Input) 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 Dateneinhüllungsanalyse DEA (*Data Envelopment Analysis* DEA) ein häufig verwendeter Ansatz. Dieser Kategorie können auch Indexansätze, wie der *Multilaterale Totale Faktorproduktivitäts-Index* (Multilateral Total Factor Productivity Index) zugewiesen werden.
- (829) Bei parametrischen (ökonometrischen) Ansätzen müssen *a priori* Annahmen über den funktionellen Zusammenhang zwischen Leistung (Output) und Aufwand (Input) 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 beispielsweise die *Korrigierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate* (COLS) und die *Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse* (SFA).
- (830) 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 der ausgewiesene Effizienzwert der schlechteren Unternehmen steigt.
- (831) Abbildung 8 fasst die bedeutendsten *nicht-parametrischen* und *parametrischen* Verfahren zusammen. Dabei wird auch die Klassifikation in *stochastische* und *deterministische* Verfahren vorgenommen.⁵³

53 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.

	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 8: Auswahl an praktisch verfügbaren Effizienzvergleichs-Verfahren

- (832) 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.
- (833) 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 – zumindest theoretisch – auch die 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. Problematisch ist jedoch zum einen, dass je nach Anwendungsweise und Eingangsdaten unter Umständen nicht alle relevanten Einflussfaktoren wie z.B. die historische Entwicklung der Versorgungsaufgabe berücksichtigt werden, so dass nicht die gesamte Abweichung zwischen realen und modellierten Kosten als Ineffizienz anzusehen ist. Zum anderen hängt die Kostenmodellierung stark von den angesetzten spezifischen Errichtungskosten und den Zuschlägen für Betriebs- und andere Kosten ab, die mit Unsicherheiten behaftet sind. Aus diesen Gründen sollte auch bei Anwendung dieser Modelle kein absoluter, sondern ein relativer Vergleichsmaßstab angelegt werden. Daneben ist zu beachten, dass der mit der Entwicklung solcher Modelle verbundene Datenaufwand erheblich ist.

10.1.1 Multilateraler Totaler Faktorproduktivitäts-Index

- (834) Indexmethoden können zum Vergleich der Unternehmensentwicklung über die Zeit und dem Vergleich zwischen Unternehmen zu einem bestimmten Zeitpunkt verwendet werden. Der *Multilateral Totale Faktorproduktivitäts-Index* (*Multilateral Total Factor Productivity Index*⁵⁴) ermöglicht letzteres.

54 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.

- (835) Der *Multilateraler Totaler Faktorproduktivitäts-Index* berechnet sich aus dem Verhältnis der Differenz der *gewichteten* Leistung (Output) und Aufwand (Input) der Unternehmen zum Durchschnitt, weshalb eine Normierung der Effizienz auf 100% nicht unmittelbar erfolgt.
- (836) Ein gravierendes Problem beim Einsatz des *Multilateralen Totalen Faktorproduktivitäts-Index* im Rahmen eines Unternehmensvergleichs besteht u. a. in der Bestimmung der Gewichtungsfaktoren für Aufwand und Leistung. Dabei werden so genannte „Schattenpreise“ für die Gewichtung der Aufwand (Inputs) und Leistung (Output) 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 Dateneinhüllungsanalyse (DEA) durchgeführt.
- (837) Neben dem Problem der Gewichtung von Aufwands- und Leistungsmengen erlaubt es der TFP-Ansatz darüber hinaus nicht, unmittelbar Strukturvariablen 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.
- (838) Die Verwendung des *Multilateralen Totalen Faktorproduktivitäts-Index* zum Effizienzvergleich ist in der internationalen Regulierungspraxis wenig verbreitet. Zu nennen wäre Neuseeland, das eine Effizienzanalyse auf Basis eines *Multilateralen Totalen Faktorproduktivitäts-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 Aufwand und Leistung. 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.
- (839) 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.⁵⁵

10.1.2 Dateneinhüllungsanalyse (DEA): nicht-parametrisch und deterministisch

- (840) Die Dateneinhüllungsanalyse (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 Linerkombination 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.

⁵⁵ Davon bleibt aber der TFP-Ansatz im Regulierungskontext zur Abschätzung des branchenweiten Produktivitätsfortschritts unbeeinflusst.

- (841) 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 Leistung (Outputs) nicht beeinflussbar sind.
- (842) 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 Effizienzvergleichs-Analyse.

10.1.2.1 Data Envelopment Analysis und Skalenerträge

- (843) 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.
- (844) Generell werden unter Skalenerträgen Kosteneffekte bezeichnet, die durch Variation der Unternehmensgröße erzielt werden. Während bei konstanten Skalenerträgen eine Verdopplung des Aufwands zu einer Verdopplung der Leistung führt, sind die Leistungs- und Aufwandsveränderungen bei variablen Skalenerträgen (*Variable Returns to Scale – VRS*) nicht proportional zueinander. Es können steigende Skalenerträge (*Increasing Returns to Scale – IRS*) vorliegen, wenn eine Verdoppelung des Aufwands zu mehr als einer Verdoppelung der Leistung führt, oder – bei umgekehrten Verhältnissen – sinkende Skalenerträge (*Decreasing Returns to Scale – DRS*).
- (845) 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.
- (846) 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.
- (847) Verschiedene empirische Untersuchungen für Strom- und Gasnetzbetreiber liefern nur eine schwache Evidenz für variable Skalenerträge.⁵⁶ Der Zusammenhang zwischen Unternehmensgröße und Kostenniveau wird im Regulierungskontext

56 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 Stromverteilnetzbetreibern, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 26 (1): 51-59 (2002).

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 damit, dass unter der VRS-Spezifikation die Effizienzen besonders von einigen großen Unternehmen überschätzt werden, da für diese das Vergleichssample entsprechend gering ist.

10.1.2.2 Dateneinhüllungsanalyse und Datenrauschen

- (848) 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 *Stochastische Dateneinhüllungsanalyse* (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.
- (849) Neben der SDEA sind jedoch im Rahmen der DEA selbst Analysetechniken zur Behandlung von möglichen Datenausreißern verfügbar⁵⁷.
- (850) Eine Modifizierung des klassischen DEA-Ansatzes ist die so genannte Supereffizienz. Sie dient dazu, den Einfluß effizienter Unternehmen auf die Effizienzhülle zu messen.

10.1.2.3 Bewertung der Dateneinhüllungsanalyse

- (851) 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 Aufwand und Leistung.
 - 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 handelsüblichen Effizienzvergleichs-Programmen leicht rechenbar.
- (852) Die Nachteile der DEA lassen sich wie folgt zusammenfassen:
- Die DEA ist anfällig gegenüber Datenausreißern (*eingeschränkt*⁵⁸).
 - Die DEA erlaubt es nicht, die statistische Signifikanz von Variablen zu testen (*eingeschränkt*⁵⁹).
 - 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.⁶⁰

57 Siehe Abschlussbericht SUMICSID

58 Es stehen jedoch Analysetechniken zur Korrektur zur Verfügung.

59 Dies kann jedoch schon im Vorfeld bei der Auswahl der Parameter gemacht werden.

60 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).

10.1.3 Korrigierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (COLS): parametrisch und deterministisch

- (853) Die *Korrigierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate* (Corrected Ordinary Least Squares, COLS) ist eine parametrische Effizienzvergleichs-Methode, weshalb vorab eine funktionelle Form zwischen Aufwand (Input) und Leistung (Outputs) – eine Kostenfunktion – bestimmt werden muss. In empirischen Analysen wird zumeist eine Cobb-Douglas- oder eine Translog-Spezifikation⁶¹ verwendet.
- (854) Die Durchführung der COLS erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird über den Regressionsansatz der Methode der kleinsten Fehlerquadrate (*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 9 durch u_i dargestellt werden.

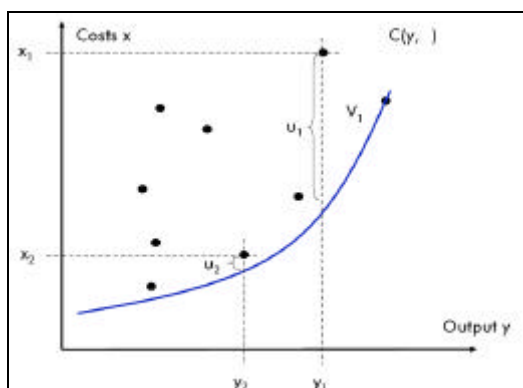


Abbildung 9: COLS-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid

- (855) Eine COLS wurde vom englischen Regulierer, OFGEM, für eine Effizienzvergleichs-Analyse 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.
- (856) 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.

10.1.3.1 Bewertung der Korrigierten Methode der kleinsten Fehlerquadrate (COLS)

- (857) Die Vorteile der COLS lassen sich wie folgt zusammenfassen:
- Einfache Berechnung.
 - Die Leistung (Output) kann auf statistische Signifikanz getestet werden.
 - Keine Annahme über die Verteilung der Ineffizienzen notwendig.
- (858) Die Nachteile der COLS lassen sich zusammenfassen:

61 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.

- Bei COLS muss eine funktionelle Form zwischen Aufwand (Input) und Leistung (Output) 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 effizienten Vergleichsunternehmen (Peer-Unternehmen) nicht möglich.

10.1.4 Modifizierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (MOLS): parametrisch

- (859) Die COLS-Effizienzgrenze kann durch die *Modifizierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate* (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.
- (860) Die MOLS ist ein parametrischer Ansatz, der sowohl deterministische als auch stochastische Komponenten beinhaltet – letzteres allerdings nur im Hinblick auf den Fehlerterm.
- (861) Die MOLS wurde vom österreichischen Regulierer, E-Control, bei der Effizienzvergleichs-Analyse für die Regulierungsperiode (2006-2009) als Ergänzung zur DEA verwendet. Auch der Ansatz von OFGEM im Preissetzungsverfahren (2005-2010) kann als MOLS interpretiert werden.

10.1.4.1 Bewertung der Modifizierte Methode der kleinsten Fehlerquadrate (MOLS)

- (862) Die Vorteile der MOLS lassen sich wie folgt zusammenfassen:
- Die Leistung kann auf statistische Signifikanzen getestet werden.
 - Die Effizienzwerte sind weniger anfällig gegenüber Datenausreißern.
- (863) Die Nachteile der MOLS lassen sich zusammenfassen:
- Bei MOLS muss eine funktionelle Form zwischen Aufwand und Leistung festgelegt werden.
 - MOLS setzt eine größere Stichprobe voraus.
 - MOLS weist nicht explizit ein effizientes Vergleichsunternehmen (Peer-Unternehmen) aus.

10.1.5 Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse: parametrisch und stochastisch

- (864) Problematisch an COLS- und MOLS-Ansätzen ist, dass nicht zwischen zufälligen Schocks und Ineffizienzen unterschieden werden kann. An diesem Punkt setzt die *Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse* (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.

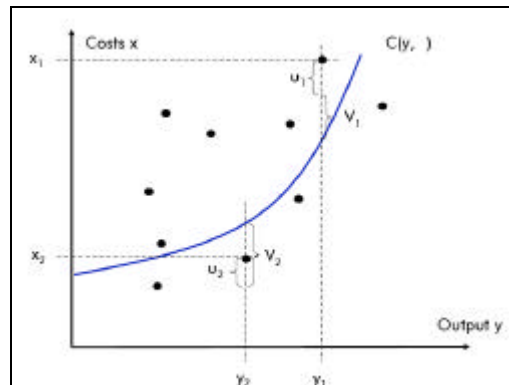


Abbildung 10: SFA-Effizienzgrenze; Quelle: Sumicsid

- (865) Im Gegensatz zu COLS und MOLS wird die Kostenfunktion bei der SFA durch die so genannte Maximum-Likelihood-Methode (Methode zur Schätzung der höchsten Wahrscheinlichkeit) 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 Methode zur Schätzung der höchsten Wahrscheinlichkeit bessere Ergebnisse erbringt.
- (866) Die SFA setzt eine große Stichprobe voraus, wodurch die Anwendung eingeschränkt ist. Wenn jedoch entsprechend viele Unternehmen vorhanden sind, wird die SFA immer herangezogen. Der österreichische Regulierer, E-Control, führte 2004 eine erste Effizienzvergleichs-Analyse mit SFA und Dateneinhüllungsanalyse (DEA) durch. Der norwegische Regulierer, NVE, verwendet die SFA für die Regulierungsperiode beginnend mit 2007 als Ergänzung. Der finnische Regulierer sieht die SFA als Effizienzvergleichs-Methode 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.

10.1.5.1 Bewertung der Stochastischen Effizienzgrenzen-Analyse

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

10.2 Analytische Kostenmodelle

10.2.1 Einführung

- (869) 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.

- (870) 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 Kapitel 4).

10.2.2 Methodische Grundlagen

- (871) 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.
- (872) 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.
- (873) Die erheblich detailgenauere Referenznetzanalyse 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.
- (874) 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.
- (875) 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.
- (876) 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.

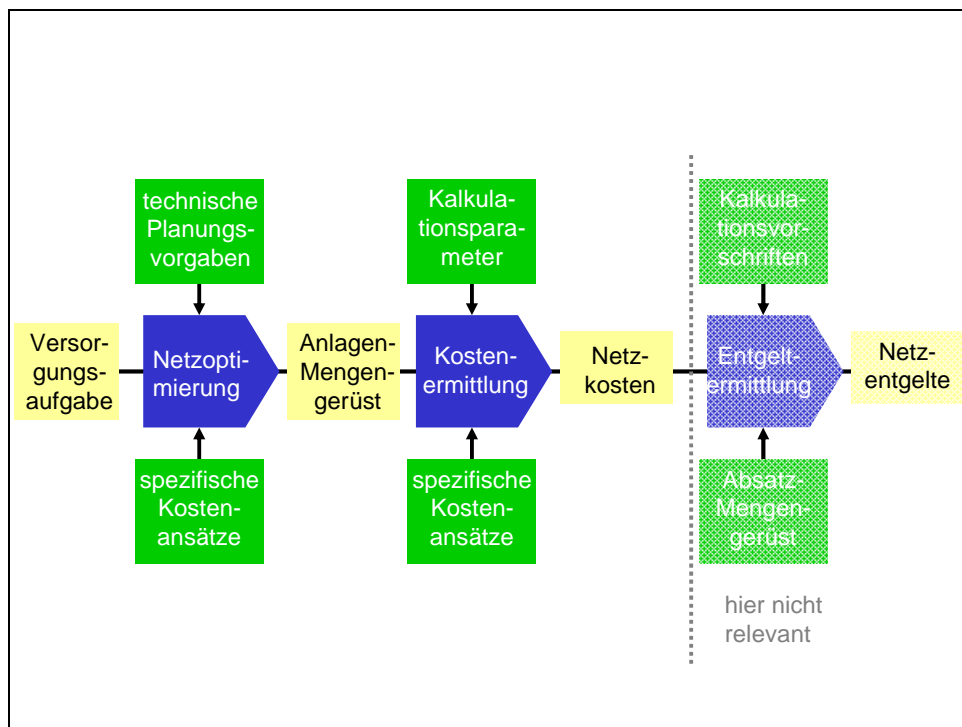


Abbildung 11: Grundsätzliche Modellstruktur Analytischer Kostenmodelle

- (877) Der Schritt der „Netzoptimierung“ (siehe Abbildung 11) 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-Mengengerüst des Modell- oder Referenznetzes und nicht seine Topologie.
- (878) 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 auf Basis von Tagesneuwerten und unter Annahme 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.
- (879) 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 gleich bleibendem Anlagenbestand und Nichtberücksichtigung der allgemeinen Preisentwicklung zeitlichen Schwankungen unterliegen können.
- (880) 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.
- (881) 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.

10.2.3 Anwendungsmöglichkeiten bei der Anreizregulierung

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

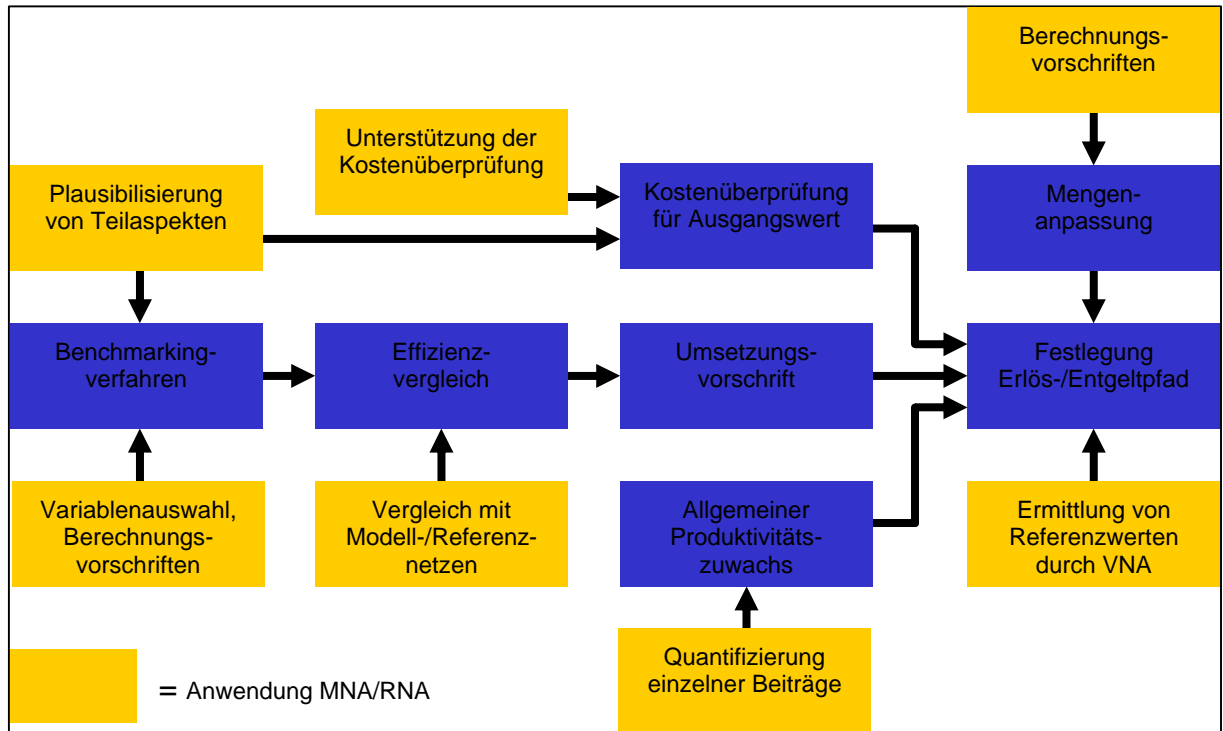


Abbildung 12: Anwendungsmöglichkeiten der Modell- und Referenznetzanalyse bei der Anreizregulierung

- (883) 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 untersuchten Zusammenhänge gewinnen.
- (884) Untersuchungen dieser Art können dazu dienen, die Auswahl geeigneter Eingangsgrößen für einen Unternehmensvergleich durch Effizienzvergleichsverfahren 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.
- (885) 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 (vgl. Kapitel 7.1.2)

- (886) 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.
- (887) 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. Um den Kosteneinfluss historischer Entwicklungen mit den grundsätzlich auf dem „Grüne-Wiese-Ansatz“ beruhenden Modellen untersuchen zu können, müssen die Modelle für unterschiedliche Zeitpunkte, die die betrachtete historische Entwicklung reflektieren, sukzessive angewandt werden. Dabei müssen die Ergebnisse der Netzoptimierung zeitlich vorgelagerter Schritte (also die zu einem früheren Zeitpunkt getroffenen Entscheidungen zur Netzauslegung) bei nachgelagerten Schritten als feste Vorgaben berücksichtigt werden.
- (888) 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:
- (889) 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 bzw. Zuschlagsfaktoren sehr genau und hinreichend differenziert (etwa nach Anlagentypen und Gebietseigenschaften) besetzt werden.
- (890) 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.
- (891) Die relativen Verhältnisse der Anlagen-Mengengerüste oder Kosten der Modell- oder Referenznetze für unterschiedliche Netzbetreiber können – ergänzend oder alternativ zu Effizienzvergleich-Verfahren – zur Unterstützung des Effizienzvergleichs der Unternehmen eingesetzt werden. Hierzu werden die relativen Abweichungen zwischen den realen und den durch das Modell ermittelten Anlagenmengen (Leitungslängen etc.) oder Kosten ermittelt. Hiervon

wird anschließend die bei dem Unternehmen mit der geringsten Abweichung festgestellte relative Abweichung subtrahiert, und nur die verbleibende Abweichung wird als Ineffizienz interpretiert. Zur Kompensation von Modellungenauigkeiten kann hiervon zusätzlich ein Sicherheitsabschlag erforderlich sein, sofern nicht durch parallele Anwendung weiterer Effizienzvergleich-Verfahren die festgestellte Ineffizienz bestätigt werden kann. 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. Letzteres kann durch statistische Analysen von Einflussfaktoren, die in den Modellen nicht explizit berücksichtigt werden, untersucht werden, analog zur Signifikanzüberprüfung und Auswahl von Outputvariablen für Effizienzvergleich-Verfahren. (Auch dabei beruht die Nichtberücksichtigung eines als nicht signifikant erkannten Kostentreibers implizit auf der Annahme, dass dieser Kostentreiber sich bei allen Netzbetreibern ungefähr in gleichem Maße auf die Kosten auswirkt oder bereits von anderen signifikanten Outputvariablen ausreichend erfasst wird.) Falls für diese Anwendungsweise der AKM die Modellnetzanalyse eingesetzt wird, muss zur Sicherstellung einer ausreichenden Modellgenauigkeit auf hinreichend differenzierte teilgebietsbezogene Daten zurückgegriffen werden. Falls dagegen die Referenznetzanalyse eingesetzt wird, ist eine hohe Auflösung bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe modellbedingt ohnehin gewährleistet, was aber auch mit entsprechend höherem Daten- und Rechenzeitbedarf verbunden ist.

10.2.4 Modellierungsansätze – Modell- und Referenznetzanalyse

10.2.4.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

(892) 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:

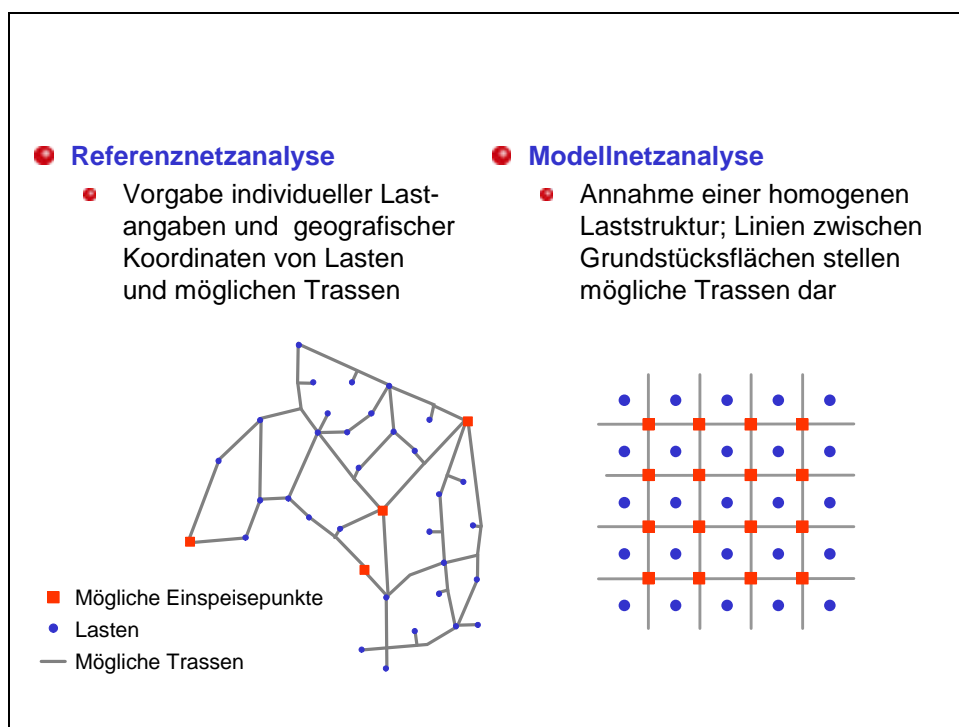


Abbildung 13: Modellierung der Versorgungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse und der Modellnetzanalyse

- (893) 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.
- (894) 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.
- (895) Als mögliche Leitungstrassen werden alle Kanten zwischen den als quadratisch oder rechteckig angenommenen Grundstücksflächen angesehen, die auch die Verkehrsflächen anteilig enthalten.
- (896) Die Referenznetzanalyse 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.
- (897) 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.

10.2.4.2 Netzebenen und Gebietsausdehnung

- (898) 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.
- (899) Die Modellierungsansätze unterscheiden sich hinsichtlich der Möglichkeit der gleichzeitigen Betrachtung mehrerer Netzebenen und der je Anwendungsfall maximal zulässigen Gebietsausdehnung.
- (900) 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 Niederspannungsnetzauslegung ermittelt wird). Bei der Modellnetzanalyse für Gasnetze werden bis zu drei funktionale Ebenen berücksichtigt, für die bis zu drei Druckstufen vorgegeben werden können.
- (901) Die notwendige Zahl der Einspeisungen in eine Netzebene aus der jeweils vorgelagerten Ebene wird auf Basis der nachgelagerten Versorgungsaufgabe und unter Vorgabe einer einheitlichen Stationsdimensionierung ermittelt. Alternativ kann die Zahl der Einspeisestellen vorgegeben und die optimale Dimensionierung durch das Modell ermittelt werden.
- (902) 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.

- (903) Die Referenznetzanalyse betrachtet in einem Schritt jeweils eine Leitungsebene 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 vorgelagerte Netzebene realisieren.
- (904) Für die Einspeisungen aus der jeweils vorgelagerten 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.
- (905) 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 Teilgebietsgrenzen berücksichtigt werden muss.
- (906) Die Referenznetzanalyse beruht somit sowohl hinsichtlich der Netzebenen als auch hinsichtlich der Gebietsausdehnung auf einem Zerlegungsansatz, wie Abbildung 14 für Stromnetze und Abbildung 15 für Gasnetze verdeutlicht.

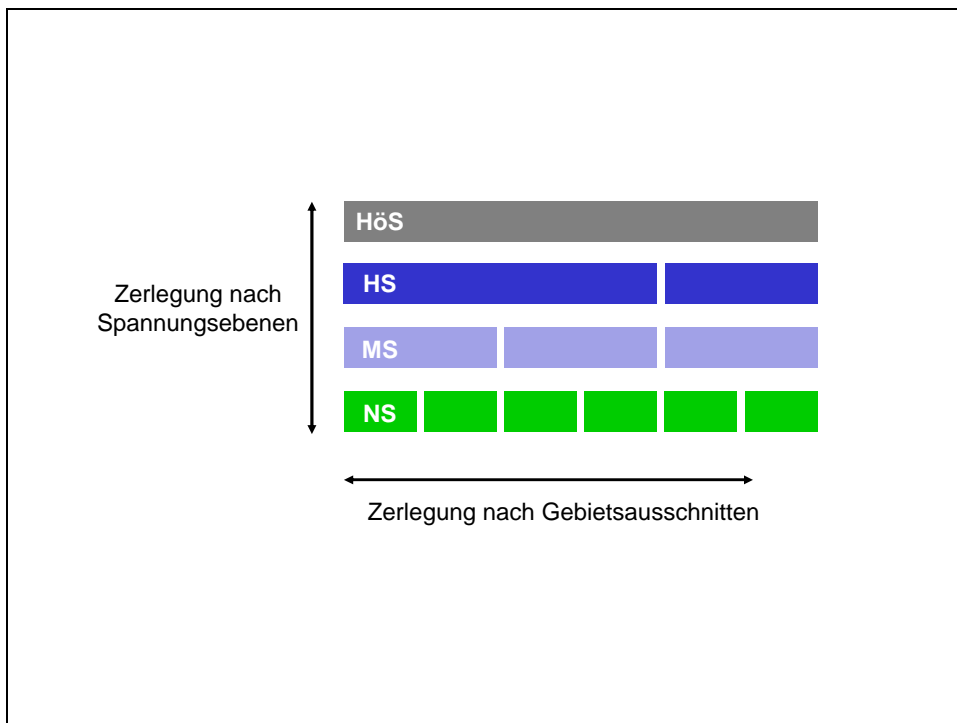


Abbildung 14: Zerlegung der Optimierungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse für Stromnetze

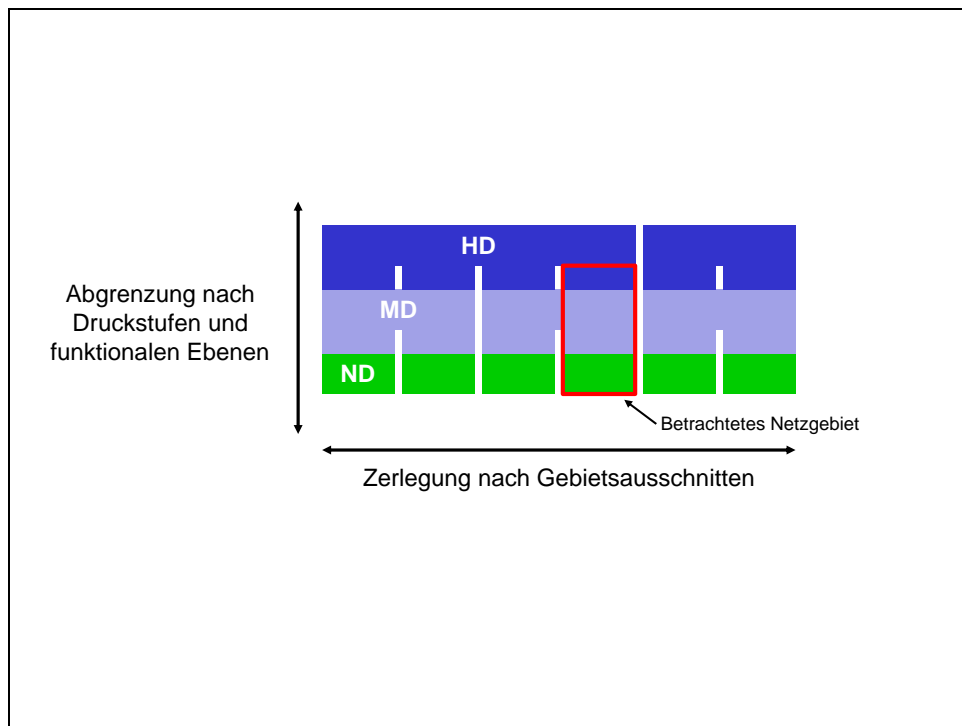


Abbildung 15: Zerlegung der Optimierungsaufgabe bei der Referenznetzanalyse für Gasnetze

10.2.4.3 Planungsvorgaben

- (907) 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.
- (908) 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.

10.3 Schlussfolgerung zur Methodenauswahl

10.3.1 Durchschnitt vs. Frontier Unternehmen

- (909) Der Gesetzauftrag 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.

10.3.2 Parametrische und Nicht-parametrische Effizienzvergleichs-Verfahren

- (910) Bei der Darstellung der parametrischen und nicht-parametrischen Effizienzvergleichs-Verfahren 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 einer Auswahl des Effizienzvergleichs-Verfahren 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 16 dargestellt.

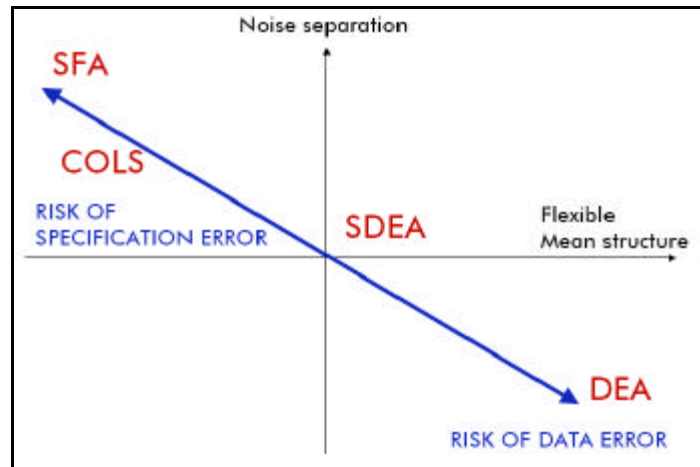


Abbildung 16: Abtausch zwischen Flexibilität und Spezifikation von Datenrauschen ;
Quelle: Sumicsid

- (911) Eine wichtige Eigenschaft eines Effizienzvergleichs-Verfahrens 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 hinsichtlich der *Flexibilität* überlegen.
- (912) Eine weitere wichtige Eigenschaft eines Effizienzvergleichs-Verfahrens 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.
- (913) 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.
- (914) Die Bundesnetzagentur erachtet die Verwendung mehrerer Effizienzvergleichs-Verfahren als sinnvolle Lösung. Aus diesem Grund werden vorgeschlagen:
- **Dateneinhüllungsanalyse:** nicht-parametrisches/deterministisches Verfahren
Vorteil: *Flexibilität*
 - **Stochastische Effizienzgrenzen-Analyse:** parametrisches/stochastisches Verfahren
Vorteil: robust gegenüber *Datenrauschen*.

- (915) 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 sub-optimaler 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.
- (916) Als Option hierzu bietet sich jedoch auch die Spezifikation der nicht sinkenden 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 aufteilen und somit die Effizienz steigern.
- (917) Die Bundesnetzagentur schlägt, zunächst vor die Dateneinhüllungsanalyse (DEA) unter der CRS-Spezifikation zu verwenden. Sollte sich jedoch herausstellen, dass dabei kleinere Unternehmen tendenziell benachteiligt werden, ist die NDRS-Spezifikation heranzuziehen.

10.3.3 Analytische Kostenmodelle und Effizienzvergleich

- (918) Bei der Beurteilung der Anwendung analytischer Kostenmodelle muss zunächst zwischen zwei Unternehmensgruppen unterschieden werden:
- Stromübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsunternehmen
 - Strom- und Gasverteilnetzbetreiber
- (919) 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 Effizienzvergleichs-Verfahren 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.
- (920) Für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber werden die analytischen Kostenmodelle zur Auswahl geeigneter Eingangsgrößen für den Effizienzvergleich durch Effizienzvergleichs-Verfahren – 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. Für künftige Regulierungsperioden kann jedoch eine Anwendung von analytischen Kostenmodellen auch für den relativen Effizienzvergleich von Verteilnetzbetreibern herangezogen werden.

- (921) 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.

10.3.4 Gruppenbildung aufgrund funktionaler Kriterien

10.3.4.1 Strom

- (922) Aus ökonomischer Sicht, kann die Frage, ob ein integriertes Modell verwendet werden sollte, durch den Test der Subadditivität beantwortet werden.
- (923) 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. Niederspannung) oder Gruppen (z.B. Niederspannung und Umspannung Mittelspannung/Niederspannung).
- (924) Die Subadditivität der Kostenfunktion wird durch die in Kapitel 13.3.1.6 erwähnten Rechnungen bestätigt. In den durchgeführten Modellrechnungen konnte die Subadditivität nicht verworfen wurde. Es wird deshalb weiterhin mit einem integrierten Modell gerechnet.
- (925) 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.
- (926) 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.

10.3.4.2 Gas

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

10.4 Schlussfolgerung

- (929) Das Konzept der Bundesnetzagentur sieht für die Durchführung von Effizienzvergleichen die komplementäre Anwendung verschiedener Effizienzvergleichs-Verfahren vor. Diese sollen unterschieden nach Verteilernetzen 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 Effizienzvergleichs-Verfahren zur Anwendung kommen.

11 Vergleichbarkeit der Kostenbasis für den Effizienzvergleich

- (930) 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.
- (931) Als Kostengrößen für die Verwendung im Effizienzvergleich können entweder nur die Betriebskosten (Operational Expenditures - OPEX) oder die Gesamtkosten gemeinsam verwendet werden. Von der Bundesnetzagentur werden die Gesamtkosten sowohl aus ökonomischen als auch aus rechtlichen Gründen herangezogen. Die Verwendung von Gesamtkosten (Total Expenditures - TOTEX) 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 aus Kapitalkosten (Capital Expenditures - CAPEX) zusammensetzen, zugrunde zu legen. Die Feststellung der Effizienz darf sich somit nicht auf eine bestimmte Kostenart beschränken.
- (932) 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 befinden⁶²;
 - 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.
- (933) Somit besteht die Gefahr, dass Unternehmen aufgrund verzerrter Kapitalkosten, beispielsweise wegen kurzer Abschreibungszeiten, die Effizienzgrenze bilden und somit unerreichbare Effizienzziele für andere Netzbetreiber setzen. In diesem Fall muss in einem vorgelagerten Schritt eine Korrektur vorgenommen werden.
- (934) 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 der Effizienzvergleichs-Modelle (siehe Kapitel 13) verwendet werden, um tendenzielle Verzerrungen bereinigt werden können bzw. die entsprechenden Unternehmen in der Ausreißeranalyse erkannt und individuell behandelt werden können.
- (935) Zur Berücksichtigung der erkannten Probleme werden Lösungsansätze aufgezeigt, dessen Umsetzung teilweise disaggregierte Daten aller Netzbetreiber

62 Aus Gesamtkostensicht ist die verzerrende Wirkung des Alterseffekts 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 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.

erforderlich macht. Dies betrifft insbesondere die Dokumentation des Anlagevermögens, auf deren Grundlage Standardisierungsrechnungen durchgeführt werden können. Gleichzeitig werden einige Analyseergebnisse dargestellt, um die Signifikanz der oben genannten Effekte aufzuzeigen.

- (936) Bei Vorlage entsprechend detaillierter Dokumentationen erscheinen sachgerechte Vergleiche sicher durchführbar. Die Bundesnetzagentur sieht dies als wichtigen Punkt für weitere Konsultationen an.

11.1 Kapitalkosten: Physische Netzanlagen

- (937) Liegen keine robusten Daten für die Kapitalkosten vor, können als Schätzer physische Werte herangezogen werden.⁶³ 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.
- (938) 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 der *monetäre* Gesamtkosteneffizienzvergleich eingeschränkt wird. Dies steht auch im Widerspruch zum EnWG, wo sich der Effizienzvergleich auf die *monetären* Gesamtkosten zu beziehen hat.

11.2 Test des Alterseffekts

- (939) Im Rahmen einer statistischen Signifikanzanalyse kann der Einfluss des Alters auf die Gesamtkosten oder auf die Effizienzergebnisse der Unternehmen getestet werden. Testet man den Einfluss auf die Gesamtkosten, 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. Alternativ kann auch getestet werden, ob ein signifikanter Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und dem Altersschätzer besteht. Dieser Test wird in Kapitel 13 vertieft und die entsprechenden Analyseergebnisse dargestellt.⁶⁴
- (940) Für die Stromverteilernetzbetreiber wurde als Schätzer für die Altersstruktur ein standardisierter Indikator gebildet, der sich aus den inflationsbereinigten Investitionsreihen für die Anlagegütergruppen Kabel, Freileitungen, Netzanlagen für Hochspannungsübertragung und Netzanlagen des Verteilungsbetriebs zusammensetzt, die einen Zeitraum von 1955 bis 2004 umfassen. Aus den vorliegenden Daten konnte ein Durchschnittsalter des Anlagevermögens von ca. 18 Jahren ermittelt werden. Dieses Ergebnis korrespondiert mit der Hälfte der Lebensdauer langfristiger Anlagegüter im Netzbetrieb von typischerweise 30 bis 40 Jahren. Die in Kapitel 13 näher beschriebene Analyse des Alterseffekts konnte einen signifikanten Einfluss des Alters auf die Effizienz nicht bestätigen.
- (941) Der Altersschätzer für den Gasverteiler- und Transportnetzbetreiber wurde aus den abgefragten Daten zur Altersstruktur der Rohrleitungen abgeleitet. In der Datenabfrage wurden die Unternehmen gebeten, eine prozentuale Einteilung des

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

64 Vgl. Sumicsid (2006), Benchmarking Models for German Electricity and Gas Distribution

Alters der Rohrleitungen druckstufenspezifisch auf folgende Kategorien vorzunehmen: kleiner 5, 6 bis 20, 21 bis 45 und größer 45 Jahre. Auf diese Weise konnte das durchschnittliche Alter der Rohrleitungen für jede Druckstufe geschätzt und darüber hinaus ein gewichteter Altersdurchschnitt über alle Druckstufen gebildet werden. Als Gewicht wurde die jeweilige Rohrleitungslänge der Druckstufe verwendet. Die nachstehende Abbildung zeigt exemplarisch die gewichtete Altersstruktur der Rohrleitungen der Verteilernetzbetreiber.

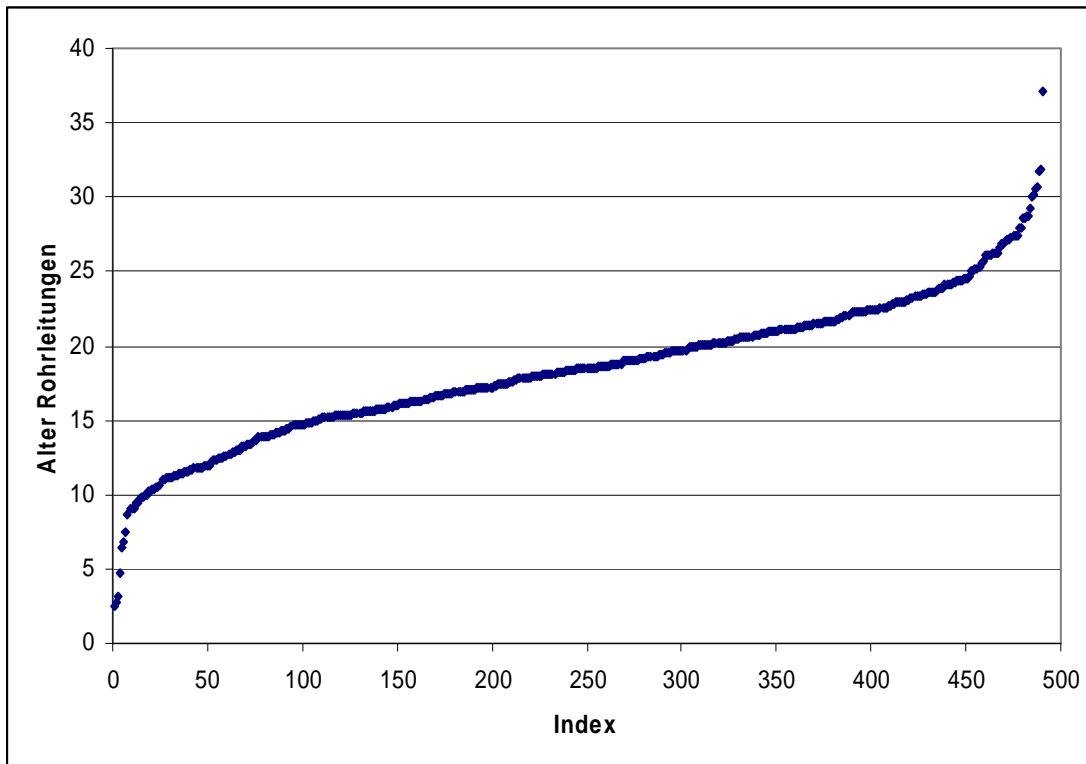


Abbildung 17: Alter der Rohrleitungen von Gasverteilernetzbetreibern

- (942) Das gewichtete Durchschnittsalter der Rohrleitungen über alle Druckstufen beträgt etwa 18 Jahre bei den Gasverteilernetzbetreibern und ca. 23 Jahre bei den Transportnetzbetreibern. Die Analyse des Alterseffekts ergab für die Verteilernetzbetreiber eine statistische Signifikanz im Niederdruck. Die Ergebnisse werden in den Kapiteln 13.3.1.7, 13.3.2.7 und 13.3.3.5 vertieft dargestellt.

11.3 Standardisierung der Kapitalkosten: Abschreibungsdauern

- (943) Im Hinblick auf den durchzuführenden Effizienzvergleich, könnte die originäre Verwendung der kalkulatorischen Abschreibungen aus den Netzkostenkalkulationen der Netzbetreiber, aufgrund unterschiedlicher Abschreibungsdauern gleicher Anlagegütergruppen, 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 S. 1 GasNEV bzw. StromNEV können zu Verzerrungen führen.
- (944) Wählt beispielsweise das Unternehmen A für eine Freileitung eine Abschreibungsdauer von 30 Jahren und das Unternehmen B von 40 Jahren, so würde bei identischen Investitionskosten von € 1.000,- nach 35 Jahren die Freileitung für das Unternehmen A vollkommen abgeschrieben sein, während für Unternehmen B die Abschreibungskosten noch anfallen würden. Ein Vergleich der beiden Unternehmen würde damit nicht die Effizienz der Investition, sondern nur eine unterschiedliche kalkulatorische Erfassung offenbaren.

- (945) Diese Unterschiede können 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 Verzerrungen und Lösungsmöglichkeiten für die Behebung von Vergleichbarkeitsproblemen der Kapitalkostenbasis aufzuzeigen:
- (946) Die Bundesnetzagentur orientierte sich in diesem *ersten* 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. Zudem wird eine einheitliche Eigenkapitalquote von 40% unterstellt, so dass sich das Verhältnis zwischen AHK und TNW von 60:40 ergibt.
- (947) Ausgehend von 410 Erhebungsbögen von Strom- und 280 Gasnetzbetreibern wurde zunächst für folgende Anlagepositionen eine Standardisierung der Abschreibungsdauern vorgenommen. Die Anzahl der verwendbaren Erhebungsbögen ist durch die derzeitige Datenverfügbarkeit bedingt.
- (948) Strom:
- Kalkulatorische Abschreibungen Kabel
 - Kalkulatorische Abschreibungen Freileitungen
 - Kalkulatorische Abschreibungen Übrige Netzanlagen für Hochspannungsübertragung
 - Kalkulatorische Abschreibungen Übrige Netzanlagen des Verteilungsbetriebs
- (949) Gas:
- Kalkulatorische Abschreibungen Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen
- (950) Eine Fokussierung auf diese Anlagepositionen ist dadurch begründet, da sie den wesentlichen Anteil der gesamten Anlagen darstellen. So liegt der durchschnittliche Anteil der kalkulatorischen Abschreibungen bei Strom für die genannten 4 Anlagekategorien an den Gesamtabschreibungen bei 85% und bei Gas bei 73%.
- (951) Als Ausgangspunkt für standardisierte Abschreibungsdauern wurden die Bandbreiten in der Anlage 1 der StromNEV und GasNEV herangezogen. Eine Mittelwertbildung der Bandbreiten ist nicht zu empfehlen, da sich hierdurch nicht-diskrete Werte – z.B. 42,5 Jahre für 1 kV Kabel – ergeben könnten. Als Abschreibungsdauern wurden zunächst gewählt für:
- (952) Strom:
- Kabel: 40 Jahre
 - Freileitungen: 40 Jahre
 - Übrige Netzanlagen für Hochspannungsübertragung: 30 Jahre
 - Übrige Netzanlagen des Verteilungsbetriebs: 30 Jahre
- (953) Gas:
- Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen: 50 Jahre
- (954) Die Abschreibungsdauern liegen jeweils in den Bandbreiten der einzelnen Anlagenkategorien und sind deshalb für eine erste Analyse sachgerecht.
- (955) Das Verhältnis der dadurch ermittelten standardisierten Abschreibungen zu den kalkulatorischen Abschreibungen aus den Erhebungsbögen lag mit Ausnahme einzelner Ausreißer in einer Bandbreite von 85% - 110%.

- (956) Die derzeitige Datenverfügbarkeit bedingt, dass im Rahmen der Effizienzanalyse in Kapitel 13 die disaggregierten Kostendaten aus den Erhebungsbögen und in Folge dessen auch standardisierte Kosten nicht verwendet werden konnten, ohne den Datensatz deutlich reduzieren zu müssen.⁶⁵ Um dennoch den Einfluss der durchgeführten Standardisierung der Abschreibungsdauern zu veranschaulichen, wurde für die in Kapitel 13 ermittelten Effizienzvergleichs-Modelle der Verteilnetzbetreiber Strom und Gas exemplarisch am Beispiel der DEA NDRS für den entsprechend verminderten Datensatz getestet. Als Maß für die relative Ähnlichkeit der Effizienzwerte wurde die Korrelation nach Pearson eingesetzt. Ergebnis dieser Analyse waren Korrelationen in Höhe von 0,91 für Strom und 0,97 für Gas sowie eine durchschnittliche Abweichung von jeweils ungefähr 10 Prozent.
- (957) Die Ergebnisse zeigen zunächst eine hohe Ähnlichkeit der Effizienzwerte, jedoch deutet eine Streuung von 10 Prozent ebenfalls darauf hin, dass es aufgrund der Standardisierung zu signifikanten Änderungen der absoluten Höhe der Effizienzwerte kommen kann.

11.4 Standardisierung der Kapitalkosten: EK-Verzinsung

- (958) Die Standardisierung der Abschreibungsdauern hat Auswirkungen auf die Restwerte des Sachanlagevermögens, welche zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung verwendet werden. 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 im Rahmen der ersten Analyse diese Neukalkulation jedoch aufgrund der Datenverfügbarkeit nicht vorgenommen.

11.5 Standardisierung der Kapitalkosten: Abweichen von der Systematik der StromNEV und GasNEV

11.5.1 Standardisierte Abschreibungen plus WACC

- (959) 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.⁶⁶
- (960) Um eine Standardisierung der Kapitalkosten entsprechend den oben angeführten internationalen Beispielen in Deutschland anwenden zu können, wären folgende Schritte durchzuführen:⁶⁷
- Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien;
 - Festlegung einheitlicher Abschreibungszeiten für die Anlagekategorien;
 - Behandlung von immateriellen Vermögensgütern und Nettoumlaufvermögen;

65 Die Übereinstimmung der zu Verfügung stehenden standardisierten Kosten und dem validierten Datensatz aus der Datenabfrage lag für Strom bei 50 % und für Gas bei 36 %.

66 Vgl. 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.

67 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).

- Festlegung des einheitlichen WACC;
 - Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien.
- (961) Die Investitionsreihen für die Anlagekategorien gemäß Anlage 1 StromNEV und GasNEV können in gleicher Form und Detaillierungstiefe wie in den jeweiligen Erhebungsbögen übermittelt werden. Unterstellt man einheitliche Abschreibungsdauern für die jeweiligen Anlagengüter, können standardisierte Abschreibungen auf der Basis historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt werden.
- (962) In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, 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 die Verwendung von Wiederbeschaffungswerten für das physische Anlagengerüst an. Neben dem praktischen Problem der Festlegung der Wiederbeschaffungswerte für die Anlagen, besteht zusätzlich der Nachteil, dass dadurch eine Beurteilung der 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.⁶⁸
- (963) 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.
- (964) 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.
- (965) Die regulierte Kapitalbasis bestimmt sich somit aus dem Restwert des Sachanlagevermögens und der immateriellen Vermögensgüter sowie dem Nettoumlaufvermögen (*in eventu*). Das Nettoumlaufvermögen kann nach internationalem Vorbild alternativ auch als prozentualer Aufschlag entweder auf das Sachanlagevermögen, wie es beispielsweise in Norwegen praktiziert wird oder auf den erzielten Umsatz.
- (966) Die Finanzierungskosten werden durch die Multiplikation der regulierten Kapitalbasis mit einem einheitlichen Zinssatz (Weighted Average Capital Cost)

68 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?

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 zusammenfasst werden. Unterschiedliche Gruppeneinteilungen können zu von einander abweichenden Werten und somit unterschiedlichen Wiederbeschaffungswerten führen.

ermittelt, wobei keine Differenzierung in einen eigen- und fremdkapitalfinanzierten Anteil vorgenommen wird. Die Berücksichtigung des Eigen- und Fremdkapitalteils findet stattdessen 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.

- (967) Bei der Berechnung des WACC sind weiterhin noch Steuereffekte sowie die Inflation zu berücksichtigen.
- (968) Ein Vorteil dieser Form der Standardisierung der Kapitalkosten besteht darin, dass durch die Fokussierung auf die Aktiva ein hoher Grad an Vergleichbarkeit erreicht werden kann. 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.

11.5.2 Annuitäten

- (969) Eine weitere Möglichkeit der Kostenstandardisierung ist die Verwendung von Annuitäten. Bei diesem Vorgehen weisen die Kapitalkosten, d.h. die Summe aus Abschreibungen und Zinsen, über die unterstellte technische Lebensdauer einen konstanten Verlauf auf. 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 Effizienzanalyse.
- (970) 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.
- (971) 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.
- (972) Eine Standardisierung der Kapitalkosten durch die Verwendung von Annuitäten im Kontext einer Effizienzanalyse findet beispielsweise beim Transportnetzbetreiber-Effizienzvergleich im Rahmen des ECOM+ Projektes statt.⁶⁹
- (973) Analog zu der in Kapitel 11.3 beschriebenen Standardisierung der Abschreibungsdauern, wurden annuitätische Kosten für den verfügbaren Datensatz gebildet. Als realer Zinssatz wurde ein gewichteter Wert von 4,61 % für Strom und 5,13 % für Gas angenommen.⁷⁰ Ein Vergleich der annuitätischen Kosten mit den originären Kosten der Erhebungsbögen führte zu folgenden Ergebnissen:

69 Vgl. Sumicsid, Transportnetzbetreiber Benchmarking: ECOM+ Project, 2003.

70 Die Ermittlung der Zinssätze erfolgte auf Basis der Vorgaben von § 7 StromNEV und GasNEV. Für den realen Fremdkapitalzins wurde ein Wert von 3,35 % geschätzt. Die Gewichtung von Eigen- und Fremdkapitalzinssatz wurde einheitlich mit 60:40 festgelegt.

	Korrelation ⁷¹	Streuung
Strom	0,91 (0,96)	10 % (6 %)
Gas	0,84 (0,93)	25 % (13 %)

Tabelle 17: Vergleichsmaße annuitätischer und originärer Kostendaten

- (974) Die Ergebnisse zeigen zunächst ein Abnehmen der relativen Ähnlichkeit und eine Zunahme der Streuung im Vergleich zur einfachen Standardisierung der Abschreibungsdauern, insbesondere für Gas. Dies begründet sich u.a. durch die zusätzliche Standardisierung der Zinsen. Des Weiteren war auffällig, dass sich der Durchschnitt der Effizienzwerte aufgrund der annuitätischen Kosten im Gasbereich um 30 % erhöhte, während für Strom keine relevante Veränderung festgestellt werden konnte.
- (975) Aufgrund der Datenlage ist eine Bewertung der Ergebnisse nicht abschließend möglich. Die Analysen deuten jedoch darauf hin, dass die Standardisierung der Kosten einen signifikanten Einfluss auf die Effizienzwerte hat.

11.5.3 Summe der Investitionsströme

- (976) 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 unternehmerische Entscheidung hinsichtlich der optimalen Kapital- und Finanzierungsstruktur für den Effizienzvergleich ausgeblendet.

11.6 Technisch-wirtschaftliches Anlagenregister

- (977) 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.
- (978) Dies kann festgestellt werden, indem untersucht wird, 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.
- (979) Zu diesem Zwecke muss von den Unternehmen ein komplettes technisch-wirtschaftliches Anlagenregister (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.

11.7 Kapitalkostenuntergrenze aus der Modellnetzanalyse

- (980) Ist ein entsprechendes physisches Anlageregister nicht verfügbar, kann die Bestimmung der Kapitalkosten zum Zwecke des Effizienzvergleichs auch mit Hilfe der in Kapitel 10.2 bereits vorgestellten Analytischen Kostenmodelle erfolgen.

71 Die Werte in Klammern stellen noch einmal die Ergebnisse aus Kapitel 11.3 dar.

- (981) Durch analytische Kostenmodelle wird die Kapitalkostenuntergrenze nach Effizienzgesichtspunkten gebildet. Dies gilt sowohl für das technische Mengengerüst als auch für die Preise dieses Mengengerüsts. Im Rahmen der analytischen Kostenmodelle können auch gleichzeitig die Kapitalkosten berechnet werden, welche sich aus einer Annuität der gesamten Investitionskosten zusammensetzen. Dies würde insbesondere mit einer Verwendung von Annuitäten zur Standardisierung von Kapitalkosten korrespondieren.

11.8 Schlussfolgerung

- (982) Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Verwendung standardisierter Kosten im Rahmen des Effizienzvergleichs anzustreben ist, um die Vergleichbarkeit der Unternehmen zu erhöhen. Erste Analysen haben gezeigt, dass die Effizienzergebnisse mit und ohne Berücksichtigung standardisierter Abschreibungsdauern zwar hohe Korrelationen ergeben, die Auswirkungen der Standardisierung auf die absolute Höhe der Effizienzwerte jedoch nicht zu vernachlässigen sind.
- (983) Des Weiteren wurde getestet, inwiefern Unterschiede in der Altersstruktur einen Einfluss auf die Effizienz der Unternehmen haben. In dieser Hinsicht konnte im Gasbereich eine leichte Signifikanz für die Niederdruckleitungen nachgewiesen werden.
- (984) Verschiede Lösungsansätze wurden vorgestellt, um die Effekte unterschiedlicher Abschreibungsdauern und Alterstrukturen zu berücksichtigen. Dabei stellte sich heraus, dass lediglich die Anwendung von Annuitäten beide Effekte adäquat berücksichtigt. Zu dieser Schlussfolgerung gelangt bspw. ebenfalls der VKU in seiner Stellungnahme zum Berichtsentwurf. Die Bundesnetzagentur schlägt daher vor, Annuitäten als Methode zur Standardisierung der Kapitalkosten einzusetzen.
- (985) In seiner Stellungnahme zur Effizienzanalyse merkt der VDEW/VDN an, dass neben einer Standardisierung der Kapitalkosten auch eine Standardisierung der Betriebskosten erfolgen müsse, um den Effekt bspw. höherer Instandhaltungskosten bei älteren Netzen zu berücksichtigen.
- (986) Rechnerisch erscheint eine solche Korrektur durch eine Korrelationsanalyse der Betriebskosten und des Anlagenalters durchführbar. Die Notwendigkeit bedarf allerdings der Prüfung. Sowohl für Korrekturrechnung als auch die Notwendigkeitsprüfung wäre wieder auf die Inhalte des technisch-wirtschaftlichen Anlageregisters zurückzugreifen.
- (987) Um in dieser Hinsicht jedoch eine abschließende Gewissheit zu erlangen, ist die vollständige Darlegung eines physischen Anlagengitters seitens der Unternehmen in oben beschriebener Form anzustreben. Kann ein solches Anlageregister nicht zur Verfügung gestellt werden, ist der Einsatz analytischer Kostenmodelle denkbar. Auf diese Weise soll eine einheitliche Bewertung der Anlagen erfolgen.
- (988) Durch ein technisch-wirtschaftliches Anlageregister können zusätzlich etwaige Unterschiede der Aktivierungspraxis erfasst werden. Seitens des VDEW/VDN/VRE wird hierzu eingewandt, dass die Erstellung eines solchen Registers eine hoch komplexe Aufgabe sei. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist dieser Ansatz jedoch weit weniger aufwändig, entschieden kompatibler mit der Anreizregulierung und weitaus weniger auf Detailregulierung ausgerichtet wie die von BGW und VDEW/VDN/VRE vorgeschlagenen Investitionsbudgets.
- (989) Die nachstehende Abbildung stellt das geplante Vorgehen der Bundesnetzagentur zur Neutralisierung verzerrender Effekte in der Kapitalkostenbasis dar.

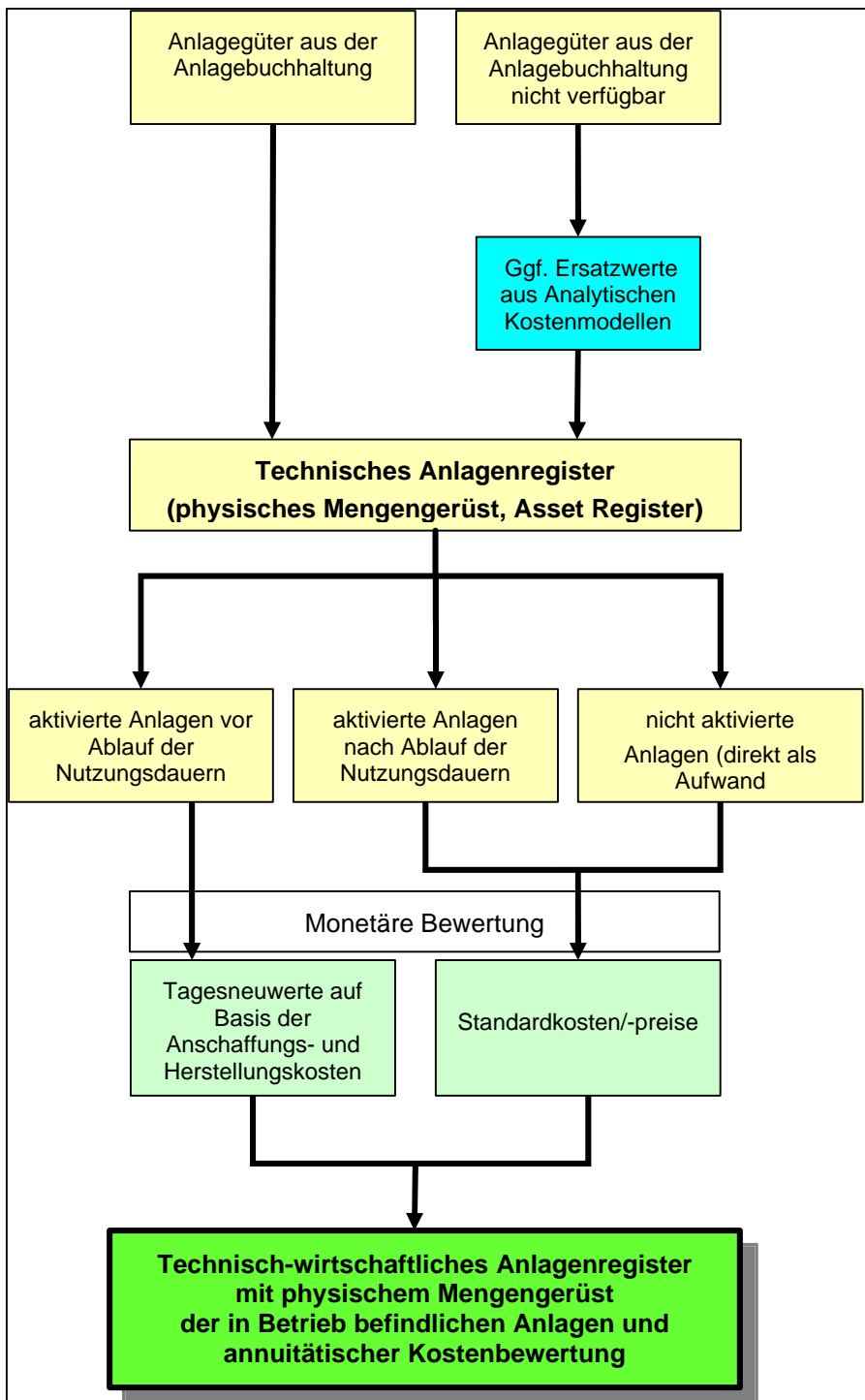


Abbildung 18: Vorgehen zur Neutralisierung von verzerrenden Effekten bei Kapitalkosten

(990) Die Verwendung von Annuitäten zur Standardisierung der Kapitalkosten, in Kombination mit der Abfrage eines technisch-wirtschaftlichen Anlageregisters zur Neutralisierung von verzerrenden Effekten durch unterschiedliche Altersstrukturen, Abschreibungsdauern und Aktivierungspraktiken wird von der Bundesnetzagentur empfohlen. Zudem ist für die Zukunft sicherzustellen, dass die Aktivierungspraxis vereinheitlicht wird.

12 Strukturparameter zur Berücksichtigung nicht zurechenbarer struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete

12.1 Einleitung

- (991) Die Regelungen in § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG und § 21a Abs.5 S.1 EnWG sehen vor, dass strukturelle Unterschiede bei der Durchführung von Effizienzvergleichen berücksichtigt werden müssen. Erfahrungen aus internationalen Effizienzvergleichs-Analysen zeigen, dass die Auswahl der Vergleichsvariablen (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 ingenieurwissenschaftlicher Analysen eine Objektivierung und Präzisierung der intuitiv plausiblen Kostenzusammenhänge erlauben und somit die Unterscheidungsgenauigkeit der Effizienzvergleichs-Analysen erhöhen.
- (992) Eine Darstellung international verwendeter Effizienzvergleichs-Parameter findet sich in WIK 2006; S. 9 ff.⁷². Eine solche Auflistung macht auch Jamasb/Pollitt (2001)⁷³ für 20 Benchmarkingstudien für Stromverteilnetzbetreiber. Exemplarisch seien genannt (die Zahlen in den Klammern geben die Häufigkeit an): verteilte Energie (12), Anzahl der Kunden (11), Versorgungsgebiet (6), Netzlänge (4), Höchstlast (4), Anzahl der Transformatoren (1), Transformatorenkapazität (1) und Distanzindex (1).⁷⁴
- (993) Die Bundesnetzagentur sieht für die Auswahl der Effizienzvergleichs-Parameter eine Kombination von mehreren sich wechselseitig ergänzenden Ansätzen vor:
- Durch die Modellnetzanalyse werden die analytischen und funktionalen Zusammenhänge und die Beeinflussbarkeit von Kostentreibern bestimmt (Kapitel 12.4).
 - Diese Faktoren werden in einer qualitativen Kostentreiberanalyse auf Basis einer Befragung von Experten und Netzbetreibern auf ihre Relevanz geprüft und ergänzt (Kapitel 12.5).
 - Darauf aufbauend und ergänzend dazu werden aus einem Geographischen Informations-System (GIS) Parameter ermittelt, die hinsichtlich Geographie, Geologie und Topographie/Topologie die objektiven gebietsstrukturellen Eigenschaften eines Netzgebietes beschreiben (Kapitel 12.6).
 - Durch Verwendung ökonomischer Analysen (Signifikanztests, siehe Kapitel 12.9), insbesondere der Regressionsanalyse (Ordinary Least Squares, OLS), werden die potenziellen Kostentreiber auf ihre Relevanz und Signifikanz untersucht.

72 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.

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

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

12.2 Kriterien zur Auswahl der Effizienzvergleichs-Parameter

- (994) Die wesentliche Anforderung bei der Auswahl der Effizienzvergleichs-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.
- (995) Wie lassen sich nun generell die Vergleichsparameter 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 für den Transport der Energie vom Vertriebsunternehmen zum Endverbraucher in Anspruch. Dies verursacht drei wesentliche Aufgaben des Netzbetreibers: *Transport der Energie*, *Bereitstellung von Kapazität* und *Kundenanbindung (Kundenservice)*. In Netzwerken verursacht der *Transport von Energie* beispielsweise Netzverluste. Wenn der Kunde einmal angeschlossen ist, benötigt er einerseits spezielle Sachanlagen (z.B. Leitungsnetz, Zählpunkte), welche mit entsprechenden Kosten verbunden sind, was in die Kategorie *Kundenanbindung* fällt. Netzbetreiber müssen ihre Netze derart dimensionieren, dass die Nachfrage der Kunden zu Spitzenlastzeiten erfüllt werden kann (*Bereitstellung von Kapazität*). Die im Effizienzvergleich verwendeten Leistungsparameter sollten deshalb diese Dimensionen adäquat repräsentieren. Zusätzlich sind auch noch *Strukturparameter* zu berücksichtigen, die die Erbringung der Leistung (Output) erschweren oder erleichtern können. Die drei Leistungsdimensionen und die Strukturparameter können als Versorgungsaufgabe bezeichnet werden.
- (996) Für die Auswahl der Effizienzvergleichs-Parameter lassen sich folgende Kriterien formulieren:
- **Vollständig:** Durch die Effizienzvergleichs-Parameter muss die Versorgungsaufgabe des Unternehmens möglichst vollständig abgebildet werden.
 - **Exogen:** Die Effizienzvergleichs-Parameter müssen exogen, d. h. nicht durch Entscheidungen der Netzbetreiber bestimmt, sein. Dadurch wird vermieden, dass sich die Unternehmen durch eine Beeinflussung der relevanten Leistung besser stellen.
 - **Quantifizierbar:** Es sollten eindeutig definierte und quantitativ messbare Parameter verwendet werden. Qualitative Indizes und subjektive Bewertungen sind zu vermeiden.
 - **Nicht-Redundant:** Die Effizienzvergleichs-Parameter sollten sich auf das Wesentliche beschränken, da sich überlappende Parameter die Analyse erschweren können.
 - **Verfügbar:** Die Effizienzvergleichs-Parameter sollten möglichst aus verfügbaren oder mit vertretbarem Aufwand beschaffbaren Daten bestehen.

12.3 Kostentreiberanalyse und Bestimmung geeigneter Effizienzvergleichs-Parameter

- (997) 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 Kostentreibern für den Effizienzvergleich muss berücksichtigt werden, dass manche Kostentreiber zwar endogen sind, jedoch nur innerhalb eines bestimmten Rahmens, der durch exogene Kostentreiber bestimmt wird. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall keine völlige Freiheit hinsichtlich des endogenen Kostentreibers. Diese Berücksichtigung

kann unter anderem durch das Aufzeigen eines funktionalen Zusammenhangs zwischen endogenen und exogenen Kostentreibern stattfinden.

12.3.1 Exogene und endogene Kostentreiber

- (998) Unter einem exogenen Kostentreiber ist ein solcher Faktor zu verstehen, der für den betroffenen Netzbetreiber eine unverrückbare Vorgabe darstellt, wogegen ein endogener Kostentreiber 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 topographische Faktoren (z.B. die Zersiedlung) ebenso wie die Zahl der einzurichtenden Anschlusspunkte und die mit ihnen korrespondierenden Lasten.
 - Dagegen sind die von den Netzbetreibern verfolgten Planungs- und Betriebskonzepte und die mit diesem einhergehenden Kosten endogener Natur.

12.3.2 Eignung als Effizienzvergleichs-Parameter: exogene Kostentreiber

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

12.3.3 Abgrenzung des Begriffs Kostentreiber

- (1000) Es hat sich gezeigt, dass ein erheblicher Teil der Diskussion um die Relevanz von Kostentreibern bereits dadurch bedingt ist, dass der Begriff Kostentreiber unterschiedlich interpretiert wird. Somit ist es notwendig, auf ein einheitliches Begriffsverständnis hinzuwirken. Den nachfolgenden Ausführungen liegt folgendes Verständnis zugrunde:
- (1001) Unter Kostentreibern werden grundsätzlich nur Merkmale einer Situation oder auch deren zeitlicher Entwicklung verstanden, die für Errichtung und Betrieb eines Netzes von Bedeutung sind, 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 Sinn erklären hingegen die Höhe der Gesamtkosten oder eines einzelnen Kostenelements in einem betrachteten Zustand, ohne auf einen Vorzustand Bezug zu nehmen.
- (1002) 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-Anschlussleitungen, Gasdruckregelanlagen (GDRA), Leitungsnetz 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.

- (1003) Die Wirkung möglicher Kostentreiber sollte 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 Jahresarbeit oder pro Kunde. Dies begründet sich darin, dass bei bezogenen Größen implizit die Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen den Kostentreibern gemacht wird. Solche Zusammenhänge werden im Rahmen der parametrischen Analyse getestet (vgl. Kapitel 13).
- (1004) Kostentreiber können untereinander kausale Wirkungszusammenhänge aufweisen und sind somit nicht unabhängig voneinander. Beispielsweise hängen Kenngrößen des Anlagen-Mengengerüsts wie z.B. Leitungslänge oder Zahl der Umspannstationen, die zweifellos als Kostentreiber anzusehen sind, von den Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und anderen Einflussfaktoren ab, die ebenfalls Kostentreiber darstellen. Einen vereinfachten Überblick über unterschiedliche Kategorien von Kostentreibern und deren Wirkungszusammenhänge gibt nachfolgende Abbildung.

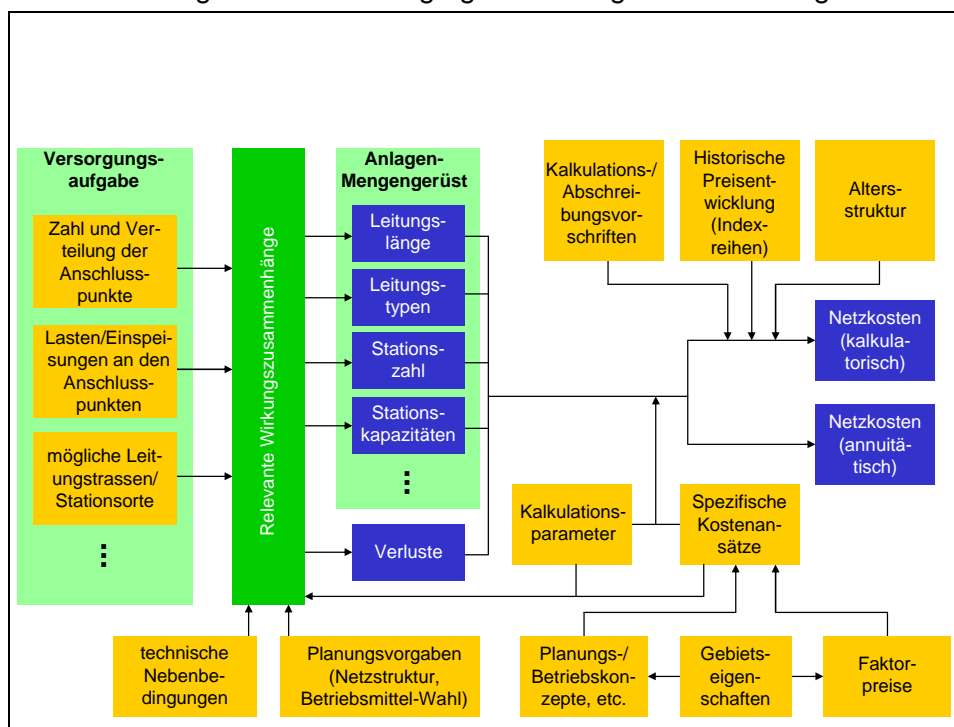


Abbildung 19: Kostentreiberbaum

- (1005) Für die weitere Untersuchung ist zudem zwischen Kostentreibern im hier gebrauchten Sinne 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 ceteris paribus 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.

12.4 Erkenntnisse zu Strukturparametern aus Untersuchungen mit Analytischen Kostenmodellen (AKM)

12.4.1 Bedeutung der Analytischen Kostenmodelle für die Kostentreiberanalyse

(1006) Durch Anwendung Analytischer Kostenmodelle können Wirkungszusammenhänge zwischen Kostentreibern und Kosten systematisch und objektiv untersucht werden, indem Varianten von Modell- oder Referenznetzen z.B. für unterschiedliche Versorgungsaufgaben entworfen und die Eigenschaften der Modell- oder Referenznetze (z.B. Leitungslängen, Stationszahlen oder Kosten) den Eingangsgrößen der Varianten (und damit den untersuchten Kostentreibern) gegenübergestellt werden. Hiermit können zum einen Erkenntnisse über die quantitative Bedeutung der untersuchten Kostentreiber gewonnen werden. Inwieweit die grundsätzlich als relevant erkannten Kostentreiber bei einem Effizienzvergleich aufgrund der realen Verhältnisse bei den betrachteten Netzbetreibern tatsächlich berücksichtigt werden müssen, kann anschließend durch statistische Signifikanzanalysen überprüft werden. Zum anderen können durch AKM-Anwendung Erkenntnisse über die funktionalen Zusammenhänge zwischen Kostentreibern und Kosten gewonnen werden. Diese Erkenntnisse können z.B. genutzt werden, um zusätzliche Leistungsvariablen für das Effizienzvergleichs-Verfahren aus geeigneten Eingangsdaten zu berechnen, die nicht unmittelbar in ein Effizienzvergleichs-Verfahren eingespeist werden können. Beispielsweise können, wie beim Effizienzvergleich für Stromnetzbetreiber in Österreich, teilgebietsbezogene Daten von Netzbetreibern und aus offiziellen statistischen Quellen verwendet werden, um Strukturvariablen zu berechnen, die die Kostenwirkung eines Teils der strukturellen Eigenschaften von Versorgungsgebieten reflektieren. Diese Strukturvariablen können – im Gegensatz zu den umfangreichen Daten, die zu ihrer Berechnung benötigt werden – direkt als Leistungsvariablen beim Effizienzvergleich verwendet werden. Die Berechnung solcher Variablen kann entweder unter Verwendung der mittels AKM hergeleiteten funktionalen Zusammenhänge oder auch unter direktem Einsatz der AKM (vorzugsweise der Modellnetzanalyse) erfolgen. Die Ansicht, dass Analytische Kostenmodelle eingesetzt werden können, um ein umfassendes Verständnis der Kostentreiber als Fundament für die nachfolgenden Effizienzvergleichs-Analysen zu gewinnen, wird unter anderem auch vom VDN geteilt, wie im vom VDN herausgegebenen Fachaufsatz „Modellnetzverfahren zur Bestimmung kostentreibender Strukturmerkmale“ vom März 2004 dargestellt ist.

12.4.2 Untersuchungsergebnisse: Kostentreiberanalyse

(1007) 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.

(1008) 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 zu betrachten. 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.

12.4.3 Eigenschaften der Versorgungsaufgabe

12.4.3.1 Zahl der Anschlusspunkte

- (1009) Es wird deutlich, dass die Zahl der durch ein Netz miteinander zu verbindenden Anschlusspunkte einen wesentlichen Einfluss auf Struktur, Anlagenmengen (Leitungsnetzlänge etc.) 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 unberücksichtigt blieb. Hinsichtlich der Analyse von Gasnetzen wurde eine vollständige Versorgung aller Gebäude im Versorgungsgebiet unterstellt und der Einfluss des Erschließungs- und Anschlussgrades zunächst ausgeblendet.
- (1010) Für die Untersuchung wurden – jeweils für Gas- und Stromnetze – Modellnetze mit unterschiedlicher Anzahl an Anschlusspunkten (hier: Zahl der Endkundenanschlüsse auf der untersten Verteilungsebene) in einem betrachteten Versorgungsgebiet von 1 km² entworfen und kostenmäßig bewertet. Dem Grundprinzip der Modellnetzanalyse entsprechend wird unterstellt, dass diese Anschlusspunkte gleichmäßig auf die betrachtete Fläche verteilt sind, so dass diese Fläche vollständig als versorgtes und erschlossenes Gebiet anzusehen ist. Die Zahl der Anschlusspunkte wurde in einem Bereich von 50 bis 500 Anschlusspunkten pro km² variiert, der realistisch ist, nicht jedoch alle in der Realität auftretenden Fälle umfasst. Die Gesamtlast im betrachteten Gebietsstück wurde bei den Varianten nicht verändert. Daraus folgt, dass die Last pro Anschlusspunkt der veränderlichen Zahl der Anschlusspunkte entsprechend angepasst wurde. Die Dimensionierung der zu verwendenden Betriebsmittel (Rohrdurchmesser bzw. Leitungsnetzbelastbarkeiten sowie Regel- bzw. Umspannanlagenkapazität) und die spezifischen Kostenansätze wurden für alle Anschlusspunkt-Varianten einheitlich vorgegeben.
- (1011) Die Untersuchungsergebnisse zeigt für Gasnetze (Abbildung 20) und für Stromnetze Abbildung 21 - Variation der Zahl der Niederspannungs-Anschlusspunkte, wobei zusätzlich in allen Varianten ein einheitliches Kollektiv von Mittelspannungskunden berücksichtigt wurde). Die Netzkosten sind jeweils auf den Fall „50 Anschlusspunkte pro km²“ normiert dargestellt, da hier nicht die absolute Höhe der Kosten, sondern nur deren Relationen zueinander von Interesse sind.

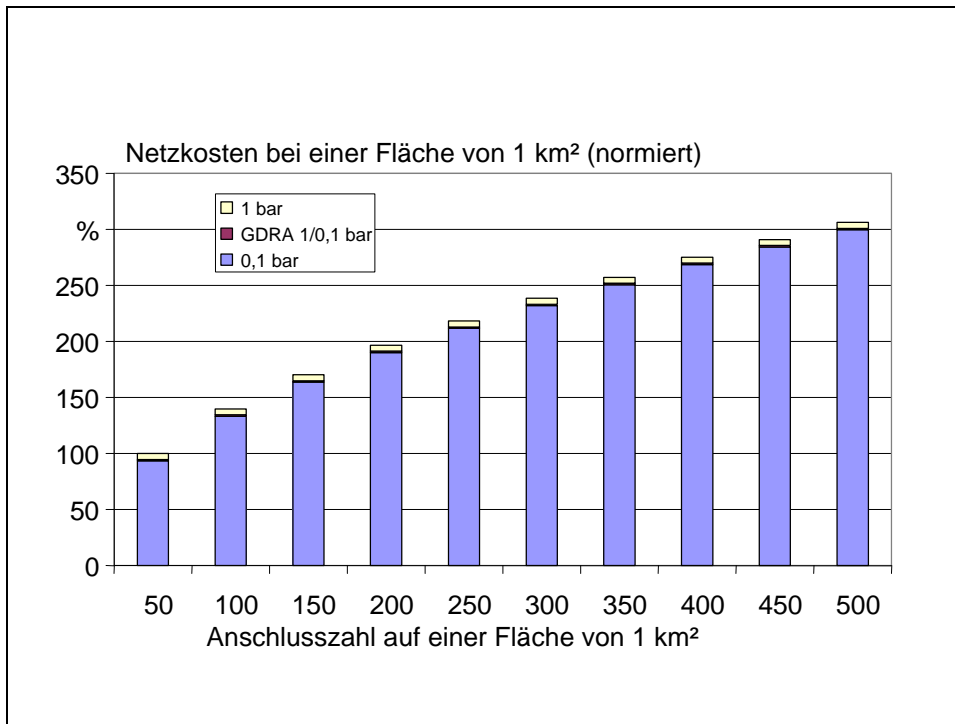


Abbildung 20: Zusammenhang von Netzkosten und Zahl der (Niederdruck-) Anschlusspunkte bei Gas-Modellnetzen

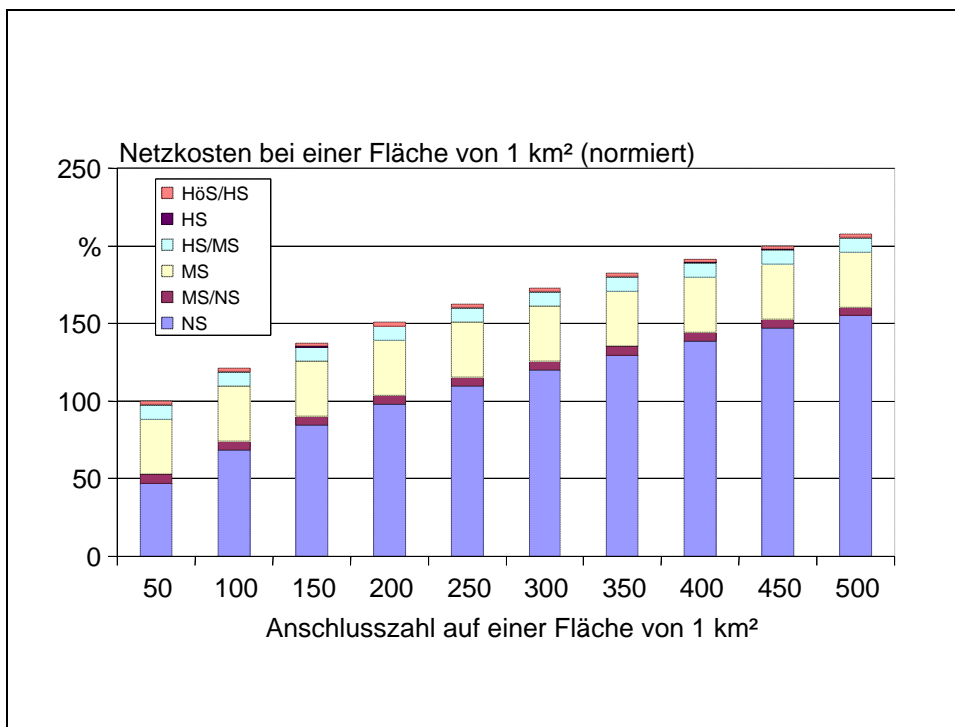


Abbildung 21: Zusammenhang von Netzkosten und Zahl der (Niederspannungs-) Anschlusspunkte bei Strom-Modellnetzen

(1012) Es zeigt sich, dass die Kosten der von der Veränderung der Anschlusszahl betroffenen Leitungsebene (hier: Niederdruck- bzw. Niederspannungsebene) stark von der Zahl der Anschlusspunkte abhängen, wohingegen in den vorgelagerten Ebenen praktisch keine Abhängigkeit besteht. Letzteres ist dadurch zu erklären, dass bei gleich bleibender geographischer Fläche, Gesamtlast und Stationsdimensionierung kein Bedarf besteht, die Zahl der in die betroffene

Leitungsebene einspeisenden Stationen bei einer Änderung der Zahl der Anschlusspunkte anzupassen. Somit ergibt sich auch für die vorgelagerten Ebenen kein Anpassungsbedarf.

- (1013) Die Abhängigkeit der Netzkosten der betroffenen Leitungsebene und der Zahl der Anschlusspunkte hat, wie diese und weitere Untersuchungen erkennen lassen, näherungsweise die funktionale Form einer Quadratwurzel. Aus einer Vervielfachung der Zahl der Anschlusspunkte folgt somit ungefähr eine Verdopplung der Kosten dieser Netzebene. (Dies gilt zunächst nur für den Zusammenhang zwischen Leitungslänge und Zahl der Anschlusspunkte; die Netzlänge ist jedoch unter der Annahme konstanter spezifischer Kostenansätze, d.h. konstanter Errichtungs- und Betriebskosten pro km Leitung proportional zu den Kosten dieser Ebene.)
- (1014) Die hier für die jeweils unterste Netzebene dargestellten Erkenntnisse gelten, wie weitere Untersuchungen gezeigt haben, auch für vorgelagerte Netzebenen, wobei sich die Zahl der Anschlusspunkte dann nicht nur aus der Zahl der direkt an die betrachtete Netzebene angeschlossenen Netzkunden ergibt, sondern auch aus der Zahl der Einspeisestellen in nachgelagerte Netzebenen. Auch die relevante geographische Fläche ist je nach Netzebene unterschiedlich anzusetzen, da Netze höherer Netzebenen auch Gebietsstücke durchlaufen, in denen keine Endkunden anzuschließen sind.

12.4.3.2 Lasthöhe

- (1015) 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“) Jahreshöchstlast, Jahresarbeit, Benutzungsdauer oder Lastganglinie, beschrieben werden, die untereinander funktional verbunden sind. Da die Netzauslegung vorwiegend von der zu übertragenden Jahreshöchstlast determiniert wird, reicht es bei der Netzplanung in der Regel aus, die zeitungleiche Jahreshöchstlast von Einzelkunden sowie die zeitgleiche Jahreshöchstlast von Kundenkollektiven zu betrachten, die über ein zu dimensionierendes Netzelement versorgt werden. Der Zusammenhang zwischen der Summe der zeitungleichen Jahreshöchstlasten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast eines Kundenkollektivs wird meist vereinfachend durch statistisch ermittelte Gleichzeitigkeitsgrade berücksichtigt.
- (1016) Der Zusammenhang zwischen Jahreshöchstlast und Netzkosten wurde zunächst mittels Modellnetzanalyse untersucht. Hierbei wurden die geographische Fläche und die Zahl der Anschlusspunkte konstant gehalten, die Jahreshöchstlast pro Anschluss und somit die Gesamtlast 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. GDR-Anlagen folgt, dass deren Zahl mit steigender Last zunehmen kann.
- (1017) Die Ergebnisse der Modellnetzuntersuchungen für die Variation der Lasthöhe im Niederdruck- bzw. Niederspannungsnetz sind in Abbildung 22 und Abbildung 23 dargestellt.

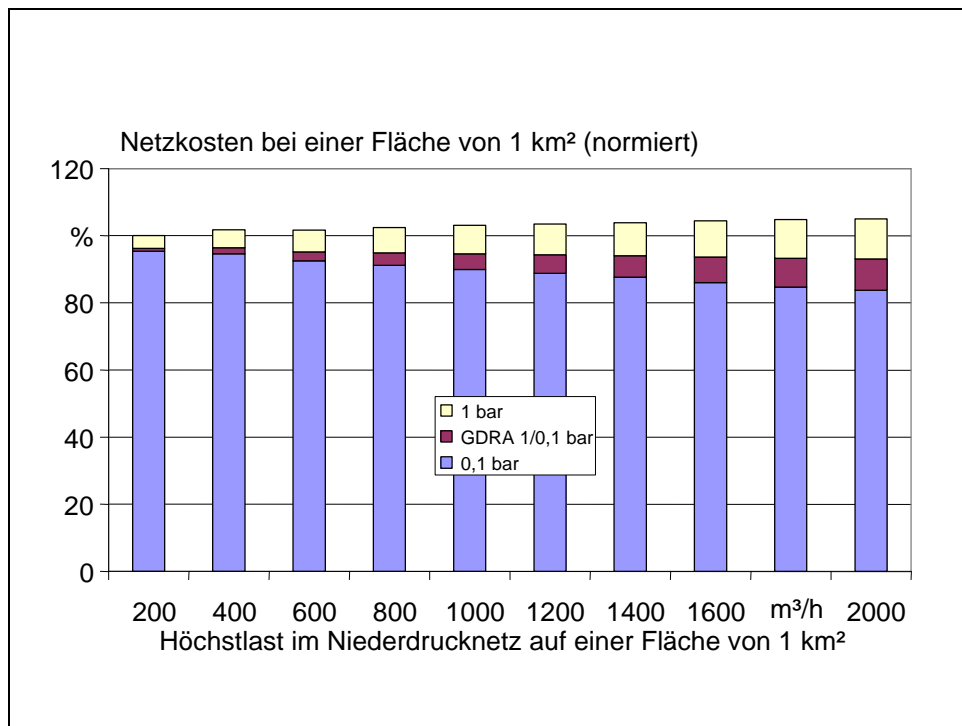


Abbildung 22: Zusammenhang von Netzkosten und (Niederdruck-) Jahreshöchstlast bei Gas-Modellnetzen

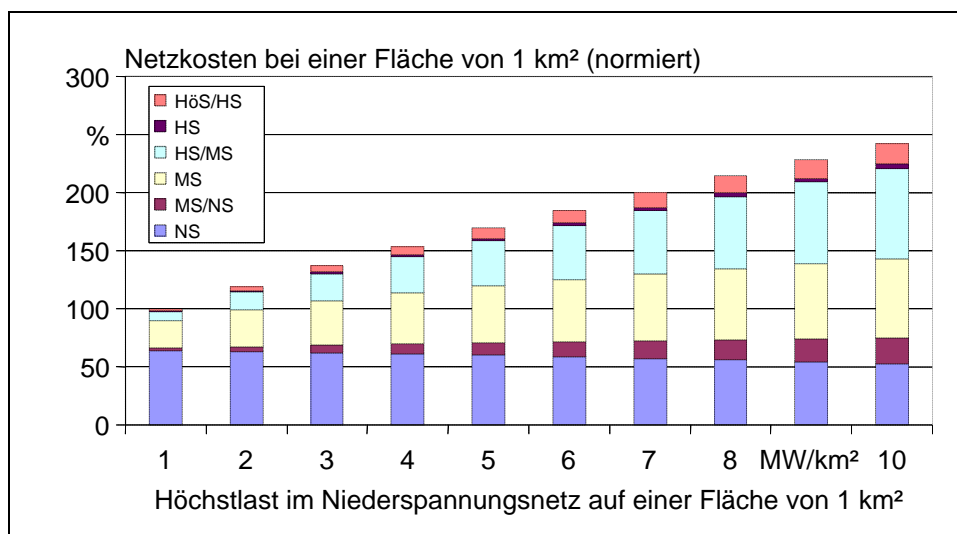


Abbildung 23: Zusammenhang von Netzkosten und (Niederspannungs-) Jahreshöchstlast bei Strom-Modellnetzen

(1018) 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 gleich bleibenden Dimensionierung der GDR- bzw. Umspannanlagen die Zahl der aus je einer GDRA 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 vorgelagerte Leitungsebene verlagert wird.

- (1019) Dementsprechend nehmen die Kosten der direkt vorgelagerten GDR- bzw. Umspannanlagen-Ebenen mit der Last zu, und zwar näherungsweise proportional. Dieser Zusammenhang ist bei gleich bleibender Stationsdimensionierung plausibel, 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 GDR- bzw. Umspannanlagen-Ebenen hingegen weniger stark mit der nachgelagerten Gesamtlast korreliert sein.
- (1020) Die Kosten der weiteren vorgelagerten Netzebenen (Leitungen sowie GDRA 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 Mittelspannungsendkunden – die Anschlusszahl des Mittelspannungsnetzes bestimmt.
- (1021) 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 Abbildung 24 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.

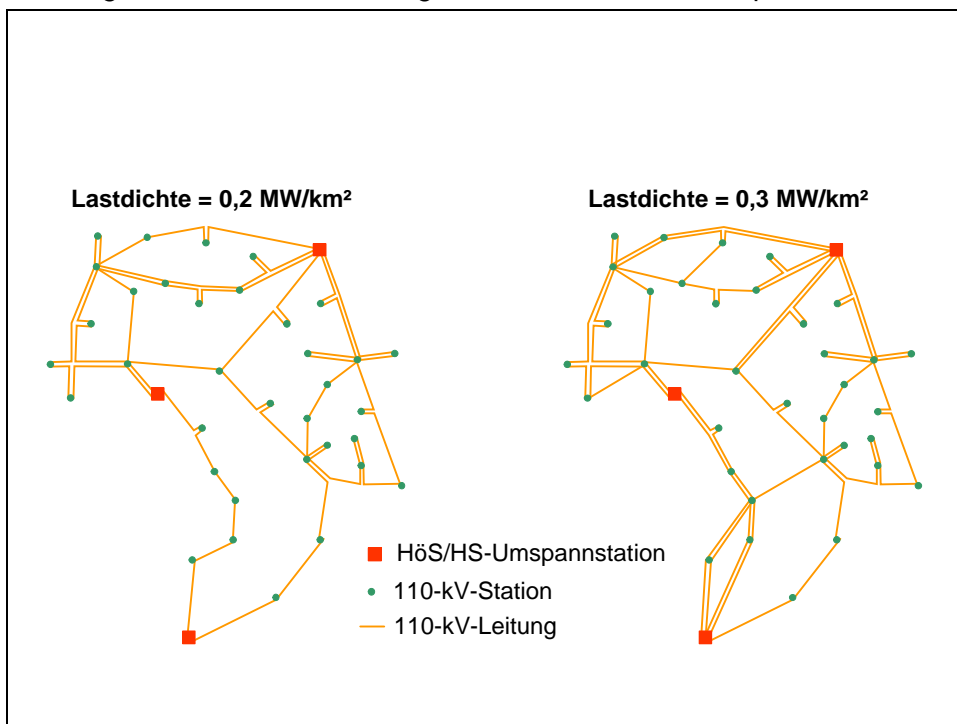


Abbildung 24: Referenznetz-Entwürfe für ein Hochspannungsnetz mit gleich bleibender Stationszahl unter Variation der Lasthöhe

- (1022) Unter dieser veränderten Prämisse ist im Gegensatz zu den oben dargestellten Ergebnissen der Modellnetzanalyse festzustellen, dass die Kosten der betroffenen Leitungsebene (hier der Hochspannungsebene) dann sehr wohl mit steigender Last zunehmen (Abbildung 25). Dies ist einleuchtend, da die Transportaufgabe bei

gleich bleibender Zahl von Einspeisestationen nicht auf die vorgelagerte Ebene verlagert werden kann. Dementsprechend zeigen auch die in Abbildung 24 dargestellten Netzstrukturen, dass der Lastzuwachs eine erhebliche Netzverstärkung bedingt.

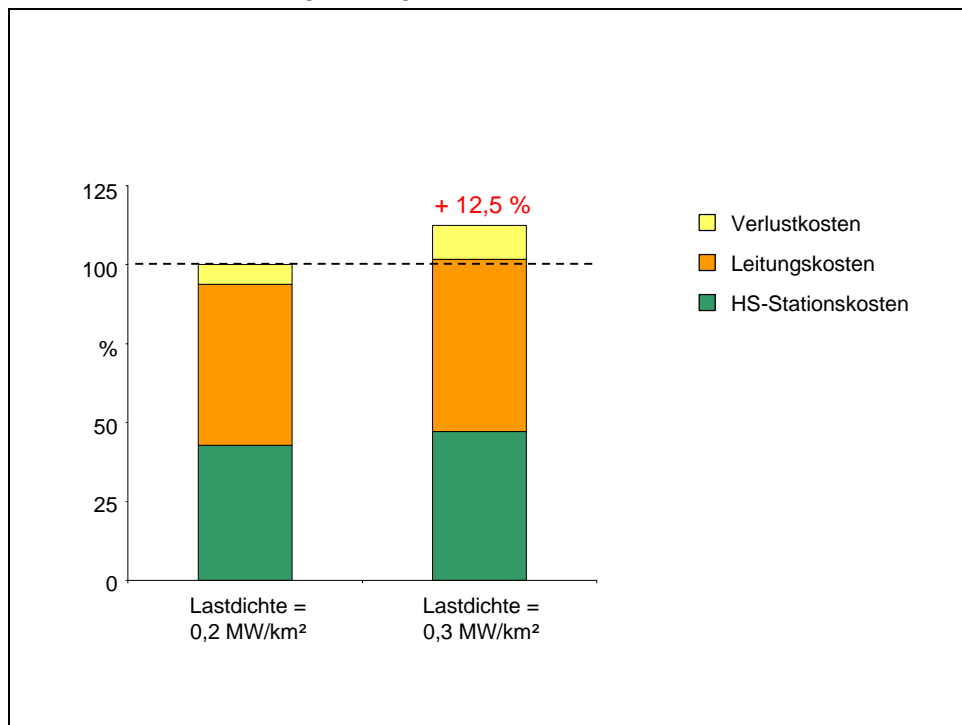


Abbildung 25: Vergleich der annuitätischen Netzkosten der Hochspannungsnetzentwürfe für unterschiedliche Lastniveaus

(1023) 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 vorgelagerten Ebene), verfolgt sie in diesem Punkt keinen „Grüne-Wiese-Ansatz“. Für eine grundsätzliche Analyse der Relevanz von Kostentreibern zur Auswahl von Effizienzvergleichs-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.

12.4.3.3 Erschließungs- und Anschlussgrad (Gasnetze)

(1024) Gasnetzbetreiber decken in der Regel nur einen Teil eines Versorgungsgebiets 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 in der Regel deutlich unter 100 %. Es stellt sich die Frage, ob und inwieweit hieraus zusätzliche, bei der Beurteilung von Gasnetzen zu berücksichtigende Kostentreiber resultieren.

(1025) Die folgende Überlegung zeigt, dass die zuvor diskutierten dominanten Kostentreiber im Bereich der Versorgungsaufgabe (Zahl der Anschlusspunkte, geographischer Fläche und Jahreshöchstlast) 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 26a). 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 26b) muss zum einen ein Anschlusspunkt der Gemeinde auf der oberen Druckstufe einschließlich einer GDRA und zum anderen ein Versorgungsnetz auf der unteren Druckstufe im zu erschließenden Teil der Gemeinde errichtet werden. Beide Vorgänge spiegeln sich in Änderungen der Zahl der Anschlusspunkte und Lasten wider: Für die obere Druckstufe kommt ein neuer Anschlusspunkt 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 Jahreshöchstlasten der neuen Kunden ergeben sich schließlich die Anforderungen an die Dimensionierung der Leitungen und der GDRA.
- Der Übergang zur Voll-Erschließung (Abbildung 26c) 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 geographischer Fläche somit nur für die untere Druckstufe.

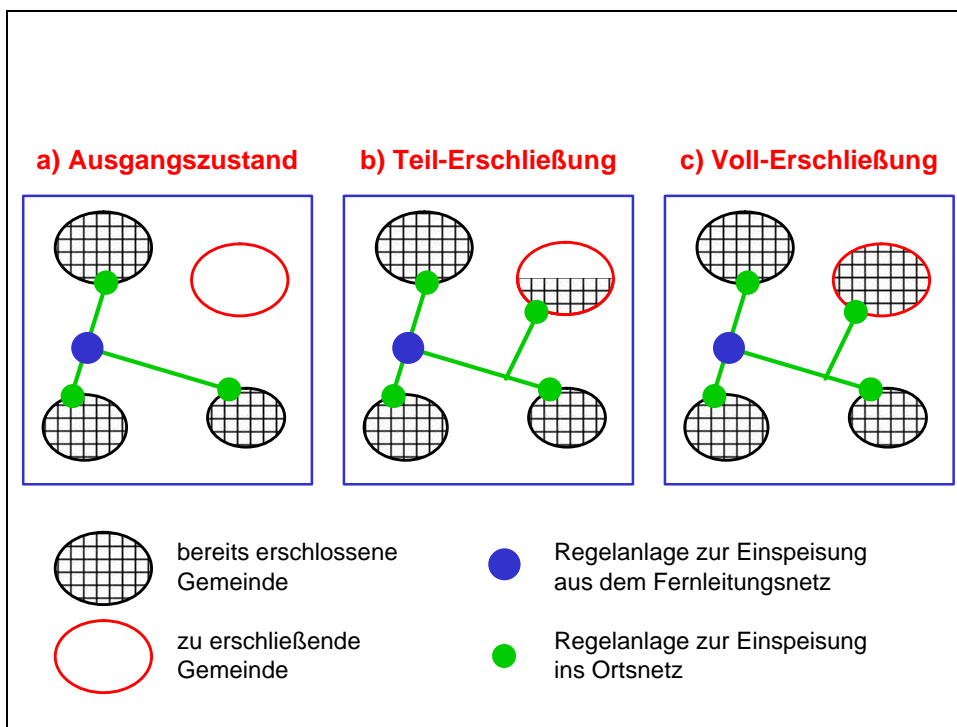


Abbildung 26: Prinzipdarstellung zur Erschließung einer Gemeinde mit Gasversorgungsanlagen

(1026) 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 zusätzlich die Zahl der potenziell realisierbaren und nicht nur der tatsächlichen Anschlüsse von Endkunden im erschlossenen Gebiet zu definieren. Dabei wird unter einem potenziell realisierbaren Anschlusspunkt ein Gebäude verstanden, das im erschlossenen Gebiet liegt und an dem – unter der Annahme einer weitgehend vollständigen Verrohrung des erschlossenen Gebiets – eine Versorgungsleitung vorbeiläuft, das jedoch noch nicht an diese Leitung angeschlossen ist. (Diese Überlegungen beziehen sich nicht auf Hausanschlussleitungen, da diese tatsächlich erst bei Realisierung eines Anschlusspunktes errichtet werden. Die Kosten von Hausanschlussleitungen ergeben sich jedoch bei Annahme pauschaler Kostenansätze direkt aus der Zahl der Anschlusspunkte und sind daher bei den hier dargestellten Untersuchungsergebnissen nicht berücksichtigt.)

- (1027) Dabei wurde bei den obigen Überlegungen unterstellt, dass der Netzbetreiber sowohl die spätere Vollerschließung als auch eine spätere Steigerung des Anschlussgrades bereits bei der „Erstauslegung“ der Anlagen durch entsprechende Reserven bezüglich Rohrdurchmesser und GDRA-Kapazität berücksichtigt. Diese Vorhaltung von Reserven ist durchaus praxisüblich, da eine spätere Erhöhung der Transport- bzw. GDRA-Kapazität 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 Jahreshöchstlast der bereits angeschlossenen Kunden, sondern die Jahreshöchstlast der potenziell anschließbaren Kunden im erschlossenen Gebiet zu berücksichtigen, sofern diese durch geeignete Daten abgeschätzt werden kann.
- (1028) Die obigen Überlegungen zeigen, dass die Auswirkungen der unvollständigen Gebietserschließung auf den GDRA-Bedarf von Gasnetzen grundsätzlich erfasst werden können, indem
- die versorgte Fläche unter Berücksichtigung des Erschließungsgrades geeignet abgegrenzt wird und
 - anstelle nur der tatsächlichen zusätzlich auch die potenziell anschließbaren Lasten nach Zahl und Höhe berücksichtigt werden.
- (1029) Dies führt allerdings in der praktischen Umsetzung zu Schwierigkeiten bei der Beschaffung objektiver Daten zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Folgende Lösungsansätze erscheinen sinnvoll:
- Das mittels Gasnetzen 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 Anschlusspunkt 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.
 - Die Bereitstellung teilgebietsbezogener Angaben zur Flächennutzung erübrigt sich, wenn die Teilgebiete so klein sind, dass sie mit ausreichender Genauigkeit entweder vollständig als versorgte oder vollständig als nicht versorgte Flächen angesehen werden können. Hierzu bietet sich die Verwendung kartografisch definierter, einheitlicher quadratischer oder rechteckiger Rasterflächen an. Wie beispielhafte Untersuchungen für reale Gemeindegebiete ergeben haben, kann bei Rasterflächen mit wenigen 100 Metern Kantenlänge eine hohe Genauigkeit bei der Abgrenzung des erschlossenen und damit auch des versorgten Gebiets erreicht werden, indem alle Rasterflächen, die mindestens einen Gasnetzanschlusspunkt enthalten, als erschlossen definiert werden. Der Datenbedarf zur teilgebietsbezogenen

Beschreibung der Versorgungsaufgabe reduziert sich dann auf die Zahl der Anschlusspunkte und die Zahl der potenziellen Anschlusspunkte (siehe nachfolgender Absatz) pro Rasterfläche. Diese Daten können auf objektive Weise und – bei Vorhandensein entsprechend leistungsfähiger geografischer Informationssysteme (GIS) – auch automatisiert erhoben werden. Ein zusätzlicher Vorteil ergibt sich bei diesem Verfahren aus der Möglichkeit, durch einen Quervergleich-Algorithmus die Zahl der aus zusammenhängenden erschlossenen Rasterflächen bestehenden kompakten Teilversorgungsgebiete z.B. innerhalb einer Gemeinde zu ermitteln und somit den durch Zersiedelung des Versorgungsgebiets bedingten zusätzlichen Leitungsaufwand sehr detailliert nachbilden zu können, was gleichermaßen für Gas- wie für Stromversorgungsgebiete zu einer besseren Erfassung struktureller Eigenschaften beitragen kann. Nachteil dieses Ansatzes ist allerdings, dass bei Nicht-Vorhandensein eines geeigneten GIS ein hoher Aufwand für die manuelle Datenerfassung entstehen kann. (Zur Verwendung eines anderen Flächenbezugs als den der AGs siehe auch Kapitel 12.6.)

- Zur Ermittlung der Gesamtzahl der potenziellen und der tatsächlichen Gasanschlusspunkte in einem Teilgebiet kann ersatzweise die Zahl der Gebäude oder der tatsächlich realisierten Stromanschlusspunkte herangezogen werden, da nahezu jedes Gebäude an das Stromnetz angeschlossen ist. Die Jahreshöchstlast an den potenziellen Anschlusspunkten kann dann entsprechend der tatsächlichen Zahl der Anschlusspunkte und Last errechnet werden.
- (1030) Kritisch ist jedoch das hiermit verbundene Fehlen eines Anreizes zur Steigerung des Anschlussgrades im erschlossenen Gebiet anzusehen: Wenn die potenziellen anstelle der tatsächlichen Zahl der Anschlusspunkte 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 Anschlusspunkte 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 Anschlusspunkten überzugehen, wobei sich die Gewichtung an einem üblicherweise erreichbaren durchschnittlichen Anschlussgrad orientieren sollte. Dies setzt allerdings voraus, dass das erste Jahr der Erschließung für jedes Teilgebiet separat erfasst wird.
- (1031) 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.
- (1032) Zu beachten ist, dass der Anschlussgrad in Gasnetzen unterschiedlichen Einflüssen unterliegt und sich daher nur schwer pauschal angeben lässt. Daher sind die folgenden Einschätzungen aus der Praxis vorläufiger Natur:
- 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 Gasanschluss 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 Zielanschlussgrad 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 Gasheizung nicht erforderlich sein). Hier könnte mit einem Start- wie Zielwert von etwa 50% operiert werden.
- (1033) Zusammenfassend ist festzustellen, dass durch eine Verwendung der potenziellen Anschlusspunkte für Erschließungsgebiete der Gasversorgung als Parameter für den Effizienzvergleich von Gasverteilernetzen eine Hemmung des Ausbaus der Gasversorgung wirksam verhindert werden kann. Die konkreten Anreizfunktionen einer solchen regulatorischen Umsetzung der Untersuchungsergebnisse sind aus Sicht der Bundesnetzagentur sorgfältig abzuwägen.
- (1034) Entsprechend merkt der VKU an, dass grundlegend anzuerkennen sei, dass die Penetration mit Gas nur graduell erfolgt und daher der Netzbetreiber für einen gewissen Zeitraum Überschusskapazitäten vorhalten würde. Dies spreche für eine Berücksichtigung der potentiellen Anschlusspunkte. Andererseits könne auch in Betracht gezogen werden, dass grundsätzlich keine Verpflichtung zu Anschlüssen bestehe und es deshalb in der unternehmerischen Entscheidungskompetenz liegt, entsprechende Erschließungen zu initiieren. Netzbetreiber, die sich gegen eine solche Erschließung entscheiden, könnten entsprechend in einem Vergleich mit risikofreudigeren Unternehmen schlechter abschneiden. Der VKU unterstützt deshalb einen weiteren Konsultationsprozess, um zu klären, wie unterschiedliche Anschlussgrade im Modell berücksichtigt werden sollen. Auch der BGW weist auf die Unterschiede in der zeitlichen und flächenmäßigen Erschließung in einzelnen Regionen hin, setzt sich mit potentiellen Größen jedoch nur bezüglich der Erweiterungsfaktoren auseinander.
- (1035) Die Bundesnetzagentur schlägt vor, die Möglichkeit der Berücksichtigung potentieller Anschlusspunkte weiterzuverfolgen und die konkrete Ausgestaltung der Parameter zum Erschließungs- und Anschlussgrad im weiteren Konsultationsprozess zu beraten.
- (1036) Besonderes Augenmerk ist dabei 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. 12.7.2). 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 Last künstlich in die Höhe zu treiben und damit die eigene Position im Effizienzvergleich 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 Anschlusspunkte 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 Effizienzvergleich zu Grunde gelegt werden.

12.4.3.4 Erzeugungsanlagen (Stromnetze)

- (1037) 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 somit in ihrer Anschlussebene Zusatzkosten verursachen, 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.
- (1038) 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 Referenznetzanalyse für Mittel- und Hochspannungsnetze untersucht. Abbildung 27 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.

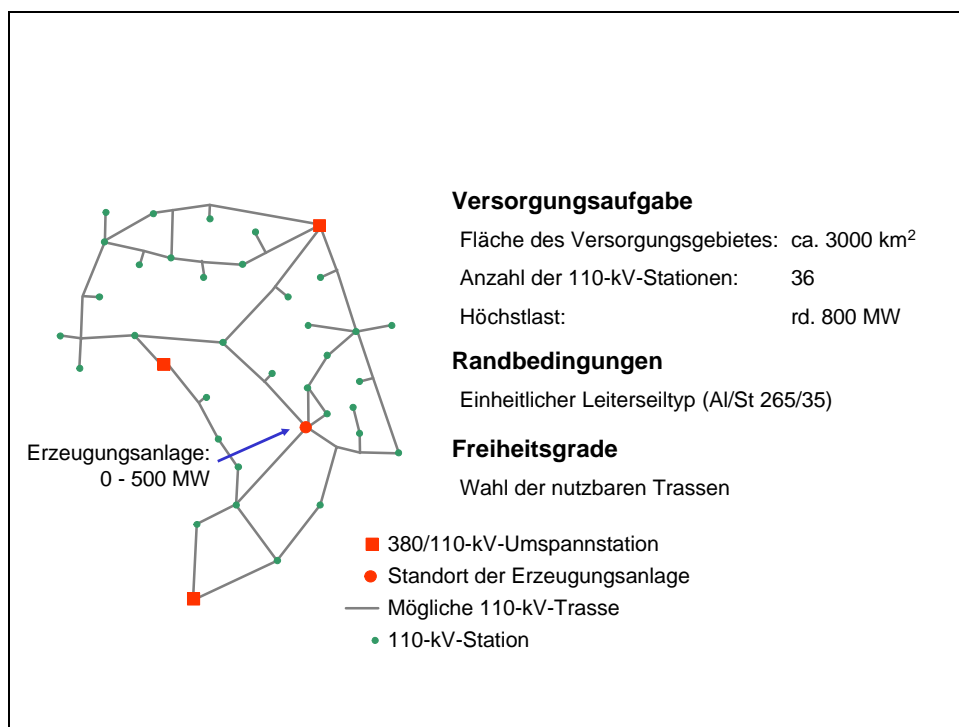


Abbildung 27: Betrachtetes Hochspannungsnetz zur Untersuchung der Kostenwirkung von Erzeugungsanlagen

(1039) Die resultierenden Netzkosten (Abbildung 28) 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 29 zeigt) auf eine zunehmend aufwändigere Netzstruktur bei höherer Erzeugungsleistung zurückzuführen.

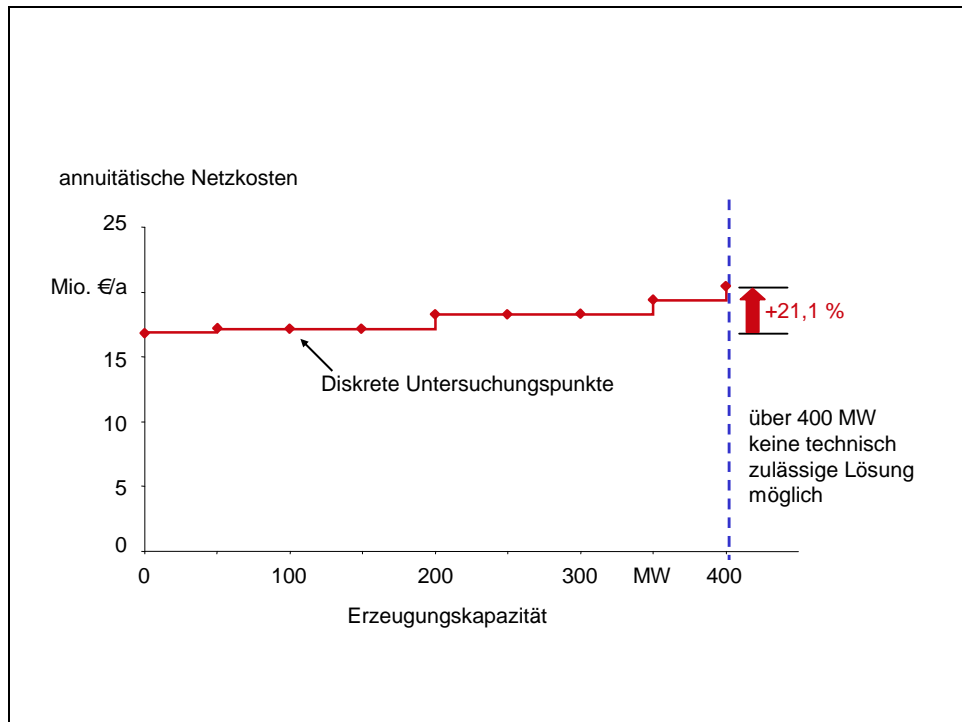


Abbildung 28: Zusammenhang von Netzkosten und Erzeugungskapazität im betrachteten Hochspannungsnetz

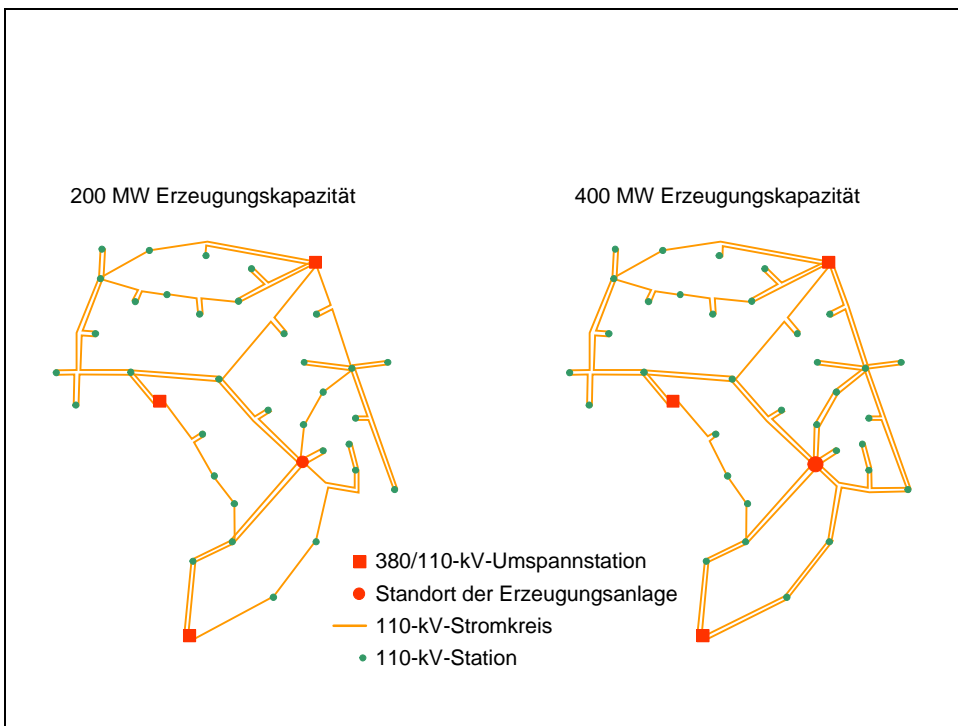


Abbildung 29: Struktur der Hochspannungsreferenznetze bei zwei unterschiedlichen Werten der Erzeugungskapazität

- (1040) 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 Jahreshöchstlast 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.
- (1041) Gleichzeitig bewirkt die Integration von Erzeugungsanlagen in Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsnetze, dass ein geringerer Teil der Last durch Bezug aus vorgelagerten Ebenen gedeckt werden muss. Hierdurch tritt eine Entlastungswirkung auf, die – bei unterstellter Neuplanung des Netzes – zu einer Kostenreduktion in den vorgelagerten Ebenen führt. Eine hierzu im Auftrag der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control in 2004 durchgeführte Untersuchung⁷⁵ hat jedoch ergeben, dass auch bei erheblichem Zubau dezentraler Erzeugung Kosteneinsparungen dieser Art maximal im niedrigen einstelligen Prozentbereich zu erwarten sind, und dies auch nur in einem Teil der Netzebenen.
- (1042) Insgesamt lassen diese Untersuchungen die Schlussfolgerung zu, dass die Integration von Erzeugungsanlagen eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat.

12.4.3.5 Inhomogenität der Versorgungsaufgabe

- (1043) 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:

⁷⁵ Consentec GmbH: Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich. Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen, Dez. 2004, www.e-control.at

(1044) Die hier als „mikroskopische“ Inhomogenität bezeichnete Verteilung der einzelnen Anschlusspunkte im betrachteten Gebiet wurde mittels Referenznetzanalyse für Mittelspannungsstromnetze untersucht. Hierzu wurde für ein Gebiet mit vorgegebener Fläche, Jahreshöchstlast und Stationszahl als Referenz zunächst die Referenznetzleitungslänge 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 Referenznetzlängen ermittelt. Diese Netzlängen wurden jeweils ins Verhältnis zur Referenznetzlänge 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 Abbildung 30 ermitteln. Dies zeigt die erhaltenen Häufigkeitsverteilungen beispielhaft für Gebiete mit den Lastdichten 2 MW/km² und 0,4 MW/km².

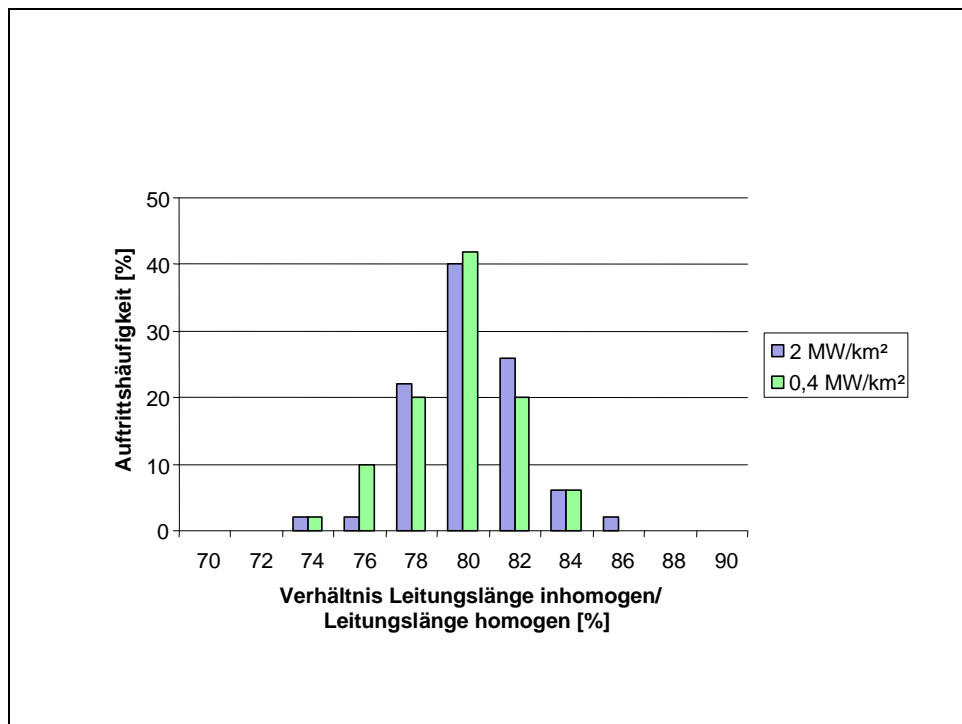


Abbildung 30: Einfluss „mikroskopischer“ Inhomogenität: RNA-Stromnetzleitungslänge bei inhomogener Zufallsverteilung der Anschlusspunkte gegenüber homogener Verteilung

(1045) Deutlich zu erkennen ist, dass die Netzlänge 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 Netzlänge pro Anschlusspunkt verbunden werden können.

(1046) Die Streuung der Netzlängen liegt in der Größenordnung von ± 5 %. Die Aussage zum Verhältnis zwischen Netzlängen 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.

(1047) In Abgrenzung dazu, wird die ungleiche Verteilung der Last und/oder Zahl der Anschlusspunkte auf unterschiedliche Teilgebiete innerhalb eines Versorgungsgebiets hier als „makroskopische“ Inhomogenität bezeichnet. Sie wurde mittels Modellnetzanalyse für Gasnetze untersucht: Abbildung 31 zeigt die Modellnetzlängen für jeweils zwei gleich große Teilgebiete mit unterschiedlichen Lastdichteverhältnissen und da die Last pro Anschlusspunkt als konstant vorgegeben wurde, entsprechend unterschiedlichen Zahl der Anschlusspunkt-Verhältnissen.

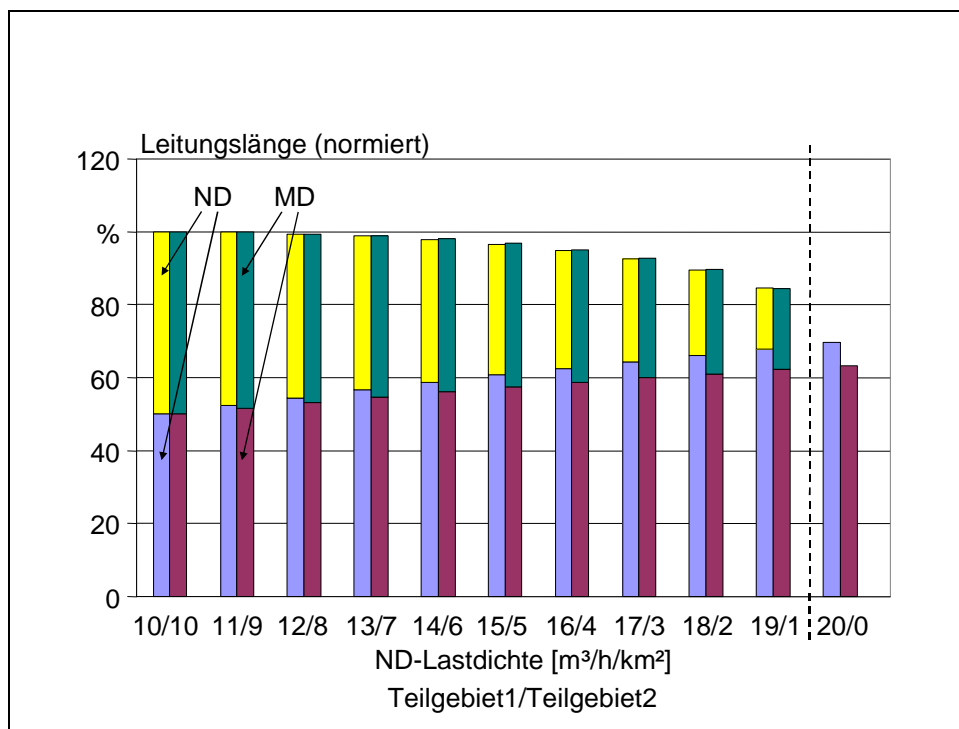


Abbildung 31: Einfluss „makroskopischer“ Inhomogenität: MNA-Gasnetz-Leitungslängen bei unterschiedlicher Lastdichteverteilung auf zwei (homogen strukturierte) Teilgebiete

(1048) Auch hier zeigt sich, dass die Gesamtnetzlänge umso geringer ist, je ungleicher Last und Zahl der Anschlusspunkte auf die beiden Teilgebiete aufgeteilt sind. Bei wachsender Ungleichverteilung steigt die Abweichung von der Netzlänge 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.)

(1049) Diese Untersuchungen belegen, dass auch die Inhomogenität der Last- oder Anschlusspunkteverteilung in einem Versorgungsgebiet nennenswerten Einfluss auf die Netzkosten haben kann. Ob dies beim Unternehmensvergleich – etwa durch geeignete Flächendefinitionen oder durch Verwendung Teilgebietsbezogener Daten – berücksichtigt werden muss, hängt wie bei anderen Kostentreibern davon ab, inwieweit sich das Ausmaß dieses Einflusses von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheidet.

12.4.3.6 Modellnetzlängen

(1050) Um zu beurteilen, mit welcher Genauigkeit die Modellnetzanalyse für eine grobe Abschätzung des Bedarfs an Netzanlagen (v.a. Leitungslängen) eingesetzt werden kann, wurden Modellnetzlängen exemplarisch für eine Auswahl von Netzbetreibern auf Basis der Daten ermittelt, die die Bundesnetzagentur von den

Netzbetreibern sowie vom Statistischen Bundesamt erhalten hat. Konkret wurden folgende jeweils für Gemeinden (AGS) vorliegende Eingangsdaten verwendet:

- Flächenangaben (Statistisches Bundesamt), aufgeschlüsselt nach Flächennutzungsarten, zur Ermittlung der Gesamtflächen und der Flächen der versorgten Gebiete je Gemeinde
- Zahl der Anschlusspunkte sowie Höchstlast im Stromnetz (Niederspannung) bzw. im Gasnetz (Verteilernetzebene)
- Zahl der Gebäude (Statistisches Bundesamt), zur Abschätzung des mittels Gasnetzen erschlossenen Teils der Gemeinden

(1051) Die Ergebnisse wurden mit den von den Netzbetreibern angegebenen realen Leitungslängen der betrachteten Netzebenen verglichen. Da sowohl diese Angaben als auch die Zahlen der Anschlusspunkte und die Jahreshöchstlasten bisher jeweils nur pro Netzbetreiber vorliegen, wurden hier nur Netzbetreiber betrachtet, die genau eine Gemeinde versorgen. Es wurden auch nur solche Netzbetreiber betrachtet, deren Daten durch vorhergehende Plausibilitätsprüfungen als weitgehend plausibel anerkannt worden waren. Die Zahl der betrachteten Netzbetreiber beträgt für Stromnetze 77 und für Gasnetze 196.

(1052) Da für den Entwurf der Gasmodellnetze keine belastbaren Informationen über den Anteil des erschlossenen Gebiets innerhalb der betrachteten Gemeinden vorlagen, wurde dieser Anteil unter Berücksichtigung eines angenommenen durchschnittlichen Anschlussgrades von 50% im erschlossenen Gebiet aus den Angaben zur Zahl der Anschlusspunkte und der Gebäude je Gemeinde ermittelt. Für Gemeinden, in denen die Zahl der Anschlusspunkte mehr als 50% der Zahl der Gebäude beträgt, wurde eine vollständige Erschließung unterstellt (wobei der Anschlussgrad dann mehr als 50% beträgt).

(1053) Als Ergebnis dieser Untersuchung zeigen Abbildung 32 für Stromnetze und Abbildung 33 für Gasnetze die Häufigkeitsverteilungen der Abweichungen zwischen den je Gemeinde ermittelten Modellnetz-Leitungslängen und den von den Netzbetreibern angegebenen realen Netzlängen. Es ergeben sich weitgehend typische Verläufe der Verteilungen mit allerdings erheblicher Streubreite bei Standardabweichungen von bis zu knapp 34% und teilweise offensichtlichen Ausreißern (z.B. Abweichung von -90% bei einem einzelnen Stromnetzbetreiber). Dabei ist bemerkenswert, dass die Streuung bei Gasnetzen geringer ist als bei Stromnetzen, obwohl hier durch die beschriebene grobe Abschätzung des erschlossenen Gebietsanteils je Gemeinde ein zusätzlicher Unsicherheitsfaktor auftritt. Hierzu trägt aber auch bei, dass mehr Gasnetzbetreiber als Stromnetzbetreiber betrachtet werden.

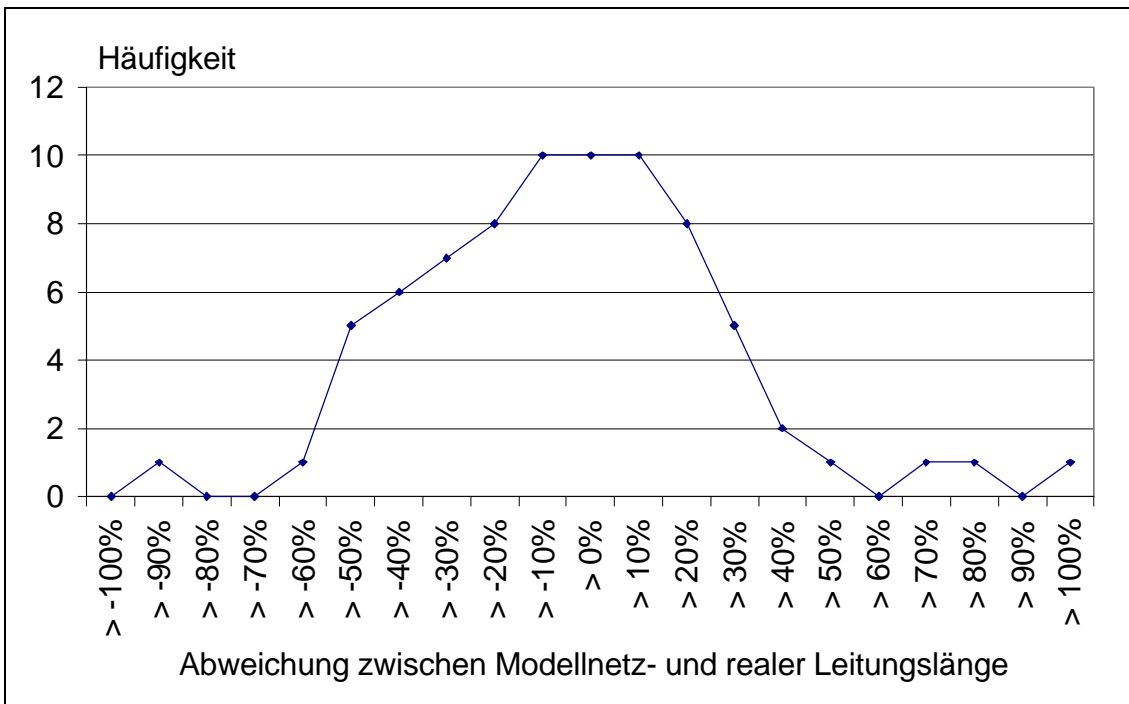


Abbildung 32: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Modellnetz- und realer Netzlänge für Stromnetzbetreiber (Niederspannung) mit je einer versorgten Gemeinde (77 Unternehmen; Standardabweichung 33,6%)

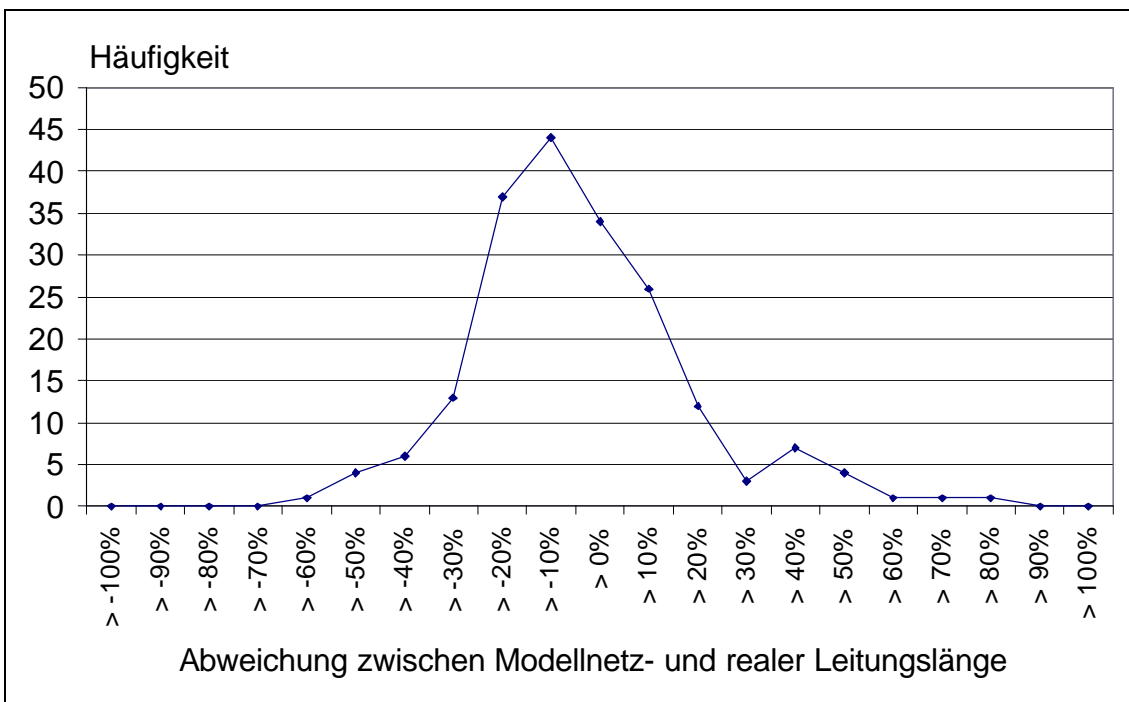


Abbildung 33: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Modellnetz- und realer Netzlänge für Gasnetzbetreiber (Mittel- und Niederdruck) mit je einer versorgten Gemeinde (196 Unternehmen; Standardabweichung 22,8%)

(1054) Bereits bei der Aufbereitung der Eingangsdaten für diese Untersuchung hat sich gezeigt, dass ein Teil der festgestellten Streuungen durch weitere, zuvor nicht

aufgedeckte Unplausibilitäten der Daten zu erklären sind. Dies unterstreicht zum einen die große Bedeutung sorgfältiger Plausibilitätsprüfungen der Daten und lässt zum anderen erkennen, dass auch die Modellnetzanalyse als ein Werkzeug für die Plausibilitätsprüfung bestimmter Daten eingesetzt werden kann.

- (1055) Die Streubreiten sind aber – neben möglichen Ineffizienzen oder durch historische Entwicklungen, unterschiedliche Planungsgrundsätze und andere Faktoren bedingten Unterschieden zwischen realen und optimalen Netzlängen – auch darauf zurückzuführen, dass die Modellnetzanalyse konzeptgemäß nicht in der Lage ist, die optimale Leitungslänge für ein reales Versorgungsgebiet mit hoher Genauigkeit zu ermitteln, sofern dieses Gebiet (hier: Gemeinde) nicht in Teilgebiete unterteilt wird. Dies ist dadurch zu erklären, dass für jedes betrachtete (Teil-) Gebiet nur sehr wenige Angaben herangezogen werden. So kann naturgemäß die Bandbreite der heterogenen Strukturen realer Gebiete nur relativ ungenau wiedergegeben werden.
- (1056) Diese Problematik ist nicht auf die Anwendung der Modellnetzanalyse als Untersuchungswerkzeug beschränkt, sondern tritt grundsätzlich dann auf, wenn komplexe, stark heterogene Strukturen durch sehr wenige Angaben charakterisiert werden sollen. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, zur genaueren Erfassung der Gebietsstrukturen beim Effizienzvergleich Daten für hinreichend kleine Teilgebiete der Versorgungsgebiete zu erfassen und zu berücksichtigen. Ziel ist dabei nicht, die teilgebietsbezogenen Daten direkt in das Vergleichsverfahren einzuspeisen, da dies je nach Gebiets- und Teilgebietsgrößen zu einer prohibitiv großen Zahl von Variablen führen kann. Ziel ist vielmehr, aus den teilgebietsbezogenen Daten eine oder wenige Strukturvariablen zu ermitteln, die die heterogenen Struktureigenschaften im Hinblick auf ihre Kostenwirkungen in geeigneter Weise zusammenfassen. Hierbei können z.B. die durch die Modellnetz-basierte Kostentreiberanalyse gewonnenen Erkenntnisse über den Zusammenhang zwischen Fläche, Zahl der Anschlusspunkte und Netzlänge und weitere Zusammenhänge genutzt werden.
- (1057) Aus dieser Überlegung und der Feststellung, dass viele der deutschen Netzbetreiber genau oder höchstens eine Gemeinde versorgen, folgt unmittelbar, dass eine gemeindeweise Erfassung von Angaben zur Struktur der Versorgungsaufgabe bei vielen Netzbetreibern keine Genauigkeitsverbesserung gegenüber der Verwendung aggregierter Daten pro Netzbetreiber darstellt. Es erscheint daher sinnvoll, stärker differenzierte Daten zur Gebietsstruktur zu erheben. Hierfür ist – wie in Bezug auf die Abgrenzung mittels Gasnetzen erschlossener Gebiete (vgl. Kapitel 12.4.3.3)– zu prüfen, für welche Teilgebietsabgrenzungen die benötigten Daten mit objektiven Verfahren oder aus offiziellen Quellen erhoben werden können.

12.4.3.7 Auswirkungen von historischen Fehlprognosen, z. B. der Lastentwicklung

- (1058) Aufgrund des historischen Wachstums der Netze über einen Zeitraum, in dem die zugrunde liegende Versorgungsaufgabe kontinuierlichen Veränderungen unterworfen ist, weisen reale Netze nahezu zwangsläufig Mehrkosten gegenüber für einen Zeitpunkt optimierten Modell- und Referenznetzen auf. Trifft dies auf alle Netzbetreiber in vergleichbarem Maße zu, so ist dies für die Anwendung analytischer Kostenmodelle als relativer Effizienzmaßstab grundsätzlich unkritisch. Aber analytische Kostenmodelle können gerade auch in Fällen, in denen besonders hohe Zusatzkosten aufgrund historischer Entwicklungen geltend gemacht werden, zu deren Objektivierung und Quantifizierung eingesetzt werden.
- (1059) Die im Folgenden dargestellte Untersuchung betrachtet die Auswirkungen der häufig als Sondereffekt diskutierten Entwicklung der Last- und Anschlussdichte nach der Wiedervereinigung in den neuen Bundesländern. Entgegen den Erwartungen aus der Zeit vor 1990 kam es in vielen Gebieten zu einem überdurchschnittlich starken Rückgang sowohl der Last als auch der Zahl der

Anschlusspunkte mit der Folge der Überdimensionierung der bestehenden und nicht kurzfristig zurückzubauenden Netzstrukturen. Gleichzeitig entstanden durch die Erschließung von zuvor nicht in die Planungen einbezogenen Neubau- und Gewerbegebieten Versorgungsflächen, die in diese überdimensionierten Netzstrukturen gleichwohl zusätzlich integriert werden mussten. Das Auseinanderlaufen von prognostizierter und tatsächlicher Entwicklung der Versorgungsaufgabe ist anhand typischer zahlenmäßiger Verhältnisse, die auch der nachfolgend beschriebenen Untersuchung zugrunde liegen, in Abbildung 34 in stilisierter Form dargestellt.

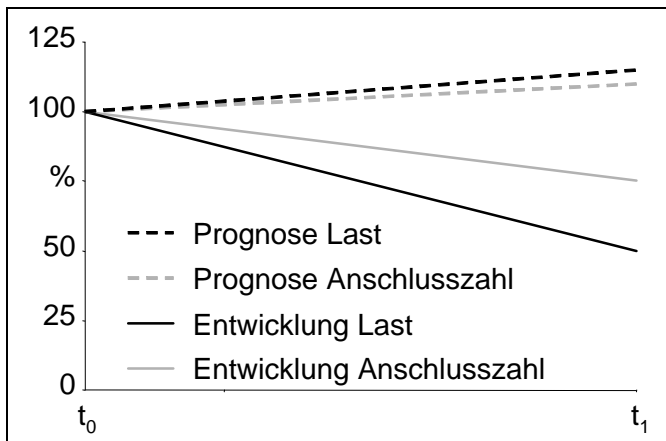


Abbildung 34: Stilisierte Darstellung der Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Entwicklung von Last- und Anschlussdichte typischer Versorgungsgebiete in Ostdeutschland

- (1060) Analytische Kostenmodelle können auf unterschiedliche Art und Weise zur Bewertung der Auswirkungen derartiger Fehlprognosen eingesetzt werden. Die Modellnetzanalyse kann einerseits den grundsätzlichen Zusammenhang zwischen Prognosefehler und daraus resultierenden Kosten ermitteln, andererseits bei einer teilgebietsweisen Anwendung z. B. zur Approximation der Zusatzkosten für die Erschließung neuer Wohn- und Gewerbegebiete eingesetzt werden. Mit der Referenznetzanalyse können hingegen die historisch bedingten Zusatzkosten sehr genau quantifiziert werden. Dies erfordert die sequentielle Anwendung für mehrere Zeitpunkte im Rahmen einer so genannten pfadabhängigen Optimierung. Dabei werden die Ergebnisse eines Optimierungsschritts oder eine bestehende Netzstruktur als feste Vorgabe für die nächste Optimierung betrachtet. So kann z. B. abgebildet werden, dass die Netzdimensionierung bei einem schnellen Lastrückgang in der Regel nur stark zeitverzögert reduziert werden kann (durch aktiven Rückbau oder durch reduzierte Dimensionierung bei der nächsten notwendigen Erneuerung).
- (1061) Die Anwendung Analytischer Kostenmodelle, aber auch aller anderer denkbarer Methoden zur Analyse der Auswirkungen von historischen Entwicklungen erfordert auch Daten zur Netzgeschichte, insbesondere die Definition eines Ausgangszustands der Entwicklung, d. h. der zu diesem Zeitpunkt bestehenden Versorgungsaufgabe. Zusätzlich ist festzulegen, welche Netzstruktur als Ausgangspunkt für die folgenden Untersuchungen betrachtet wird. Je nach Fragestellung kommen sowohl die zum Ausgangspunkt tatsächlich bestehende als auch eine für die damalige Versorgungsaufgabe optimierte Struktur in Betracht.
- (1062) In einer hierzu beispielhaft durchgeführten Untersuchung wurde das in Abbildung 35 dargestellte Gasversorgungsgebiet betrachtet. Die Referenznetzanalyse erfolgte dabei unter der Prämisse, drei funktionale Netzebenen auf den Druckstufen Nieder-, Mittel- und Hochdruck zu realisieren, für die die in Abbildung 35 gezeigten Trassen genutzt werden können.

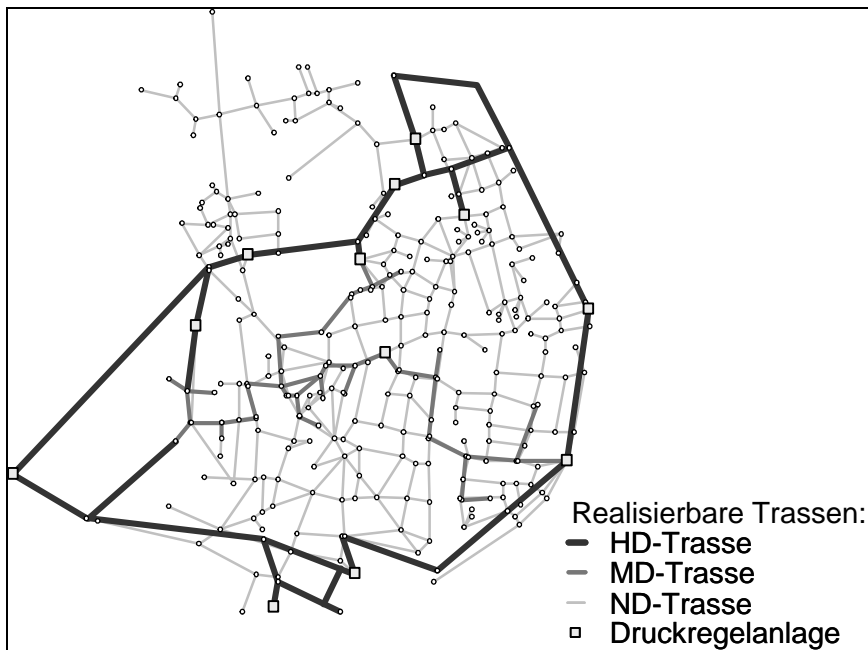


Abbildung 35: Betrachtetes Gasversorgungsgebiet zur Quantifizierung der Auswirkungen von Fehlprognosen der Lastentwicklung

(1063) Zur Bestimmung des Ausgangszustands wurde zunächst das Referenznetz für den Zeitpunkt t_0 (entsprechend der Bezeichnung in Abbildung 36) ermittelt, welches in Abbildung 37 dargestellt und mit dem Druckprofil der Niederdruckebene hinterlegt ist. Dieses Netz ist die kostenminimale Netzstruktur zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe im Zeitpunkt t_0 .

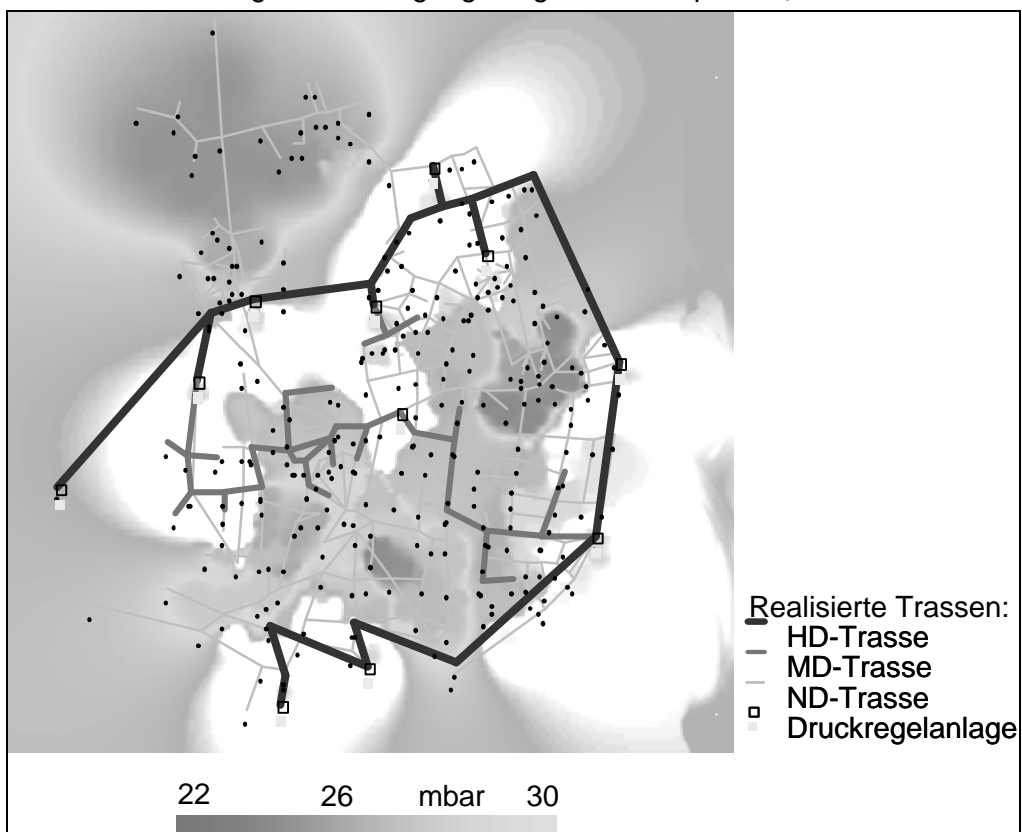


Abbildung 36: Referenznetz zum Zeitpunkt t_0 (100 % der Last- und Anschlussdichte)

- (1064) Die durch eine Fehlprognose der Entwicklung der Versorgungsaufgabe entstehenden Kosten lassen sich durch einen Vergleich des effizienten Netzes zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe im Zeitpunkt t_1 bei „Grüne-Wiese“-Planung mit dem Referenznetz für diesen Zeitpunkt unter Beachtung der bereits bestehenden Netzstruktur ermitteln. Eine „Grüne-Wiese“-Planung unter vollständiger Vernachlässigung des existierenden Anlagenbestandes unterstellt den Rückbau sämtlicher zum Zeitpunkt t_0 vorhandener Betriebsmittel bis zum Zeitpunkt t_1 . Liegen t_0 und t_1 zeitlich nahe beieinander, würden für die rückgebauten Betriebsmittel jedoch zwangsläufig Stranded Costs (und zusätzlich gerade in Gasnetzen nicht zu vernachlässigende Rückbaukosten) anfallen. Diese Betriebsmittel können daher bei der Ermittlung von Referenznetzen unter Beachtung bestehender Anlagen als vorgegeben betrachtet werden.
- (1065) In Abbildung 37 ist das Referenznetz für den Zeitpunkt t_1 zunächst noch bei „Grüne-Wiese“-Planung dargestellt. Diese Netzstruktur unterscheidet sich in einigen Teilen des Netzgebietes erheblich von dem Netz im Ausgangszustand zum Zeitpunkt t_0 . Da der Zeitraum zwischen t_0 und t_1 in vielen Gebieten Ostdeutschlands typischerweise nur wenige Jahre betrug, war ein Übergang vom effizienten Netz zum Zeitpunkt t_0 (Abbildung 36) auf die zum Zeitpunkt t_1 ((Abbildung 37) effiziente Netzstruktur i. d. R. nicht möglich. Die Referenznetzanalyse bei „Grüne-Wiese“-Planung ermittelt daher nicht das unter Beachtung existierender Anlagen kostenminimale Netz.

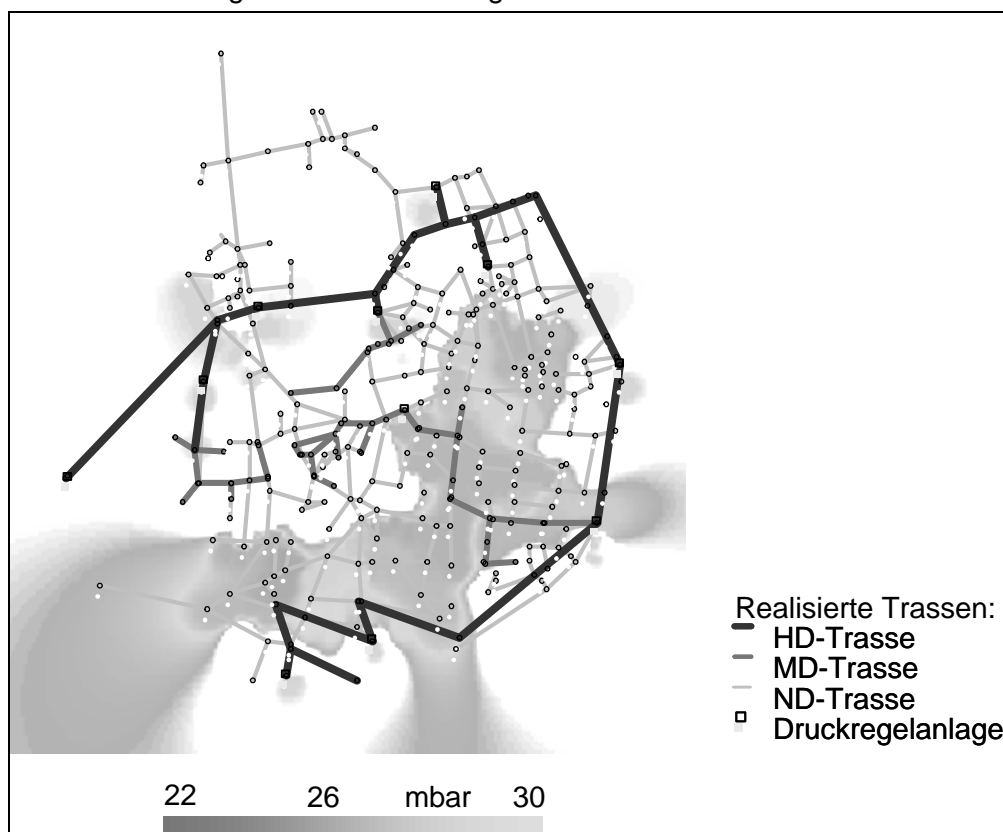


Abbildung 37: Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 bei „Grüne-Wiese“-Planung

- (1066) Um das Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 bei Beachtung des bereits vorhandenen Anlagenbestandes zu ermitteln, werden alle zu diesem Zeitpunkt noch in Betrieb befindlichen Betriebsmittel als feste Vorgabe betrachtet. Die Realisierung derartiger Betriebsmittel stellt somit keinen Freiheitsgrad der Netzplanung mehr dar. Folglich sind die möglichen minimalen Kosten des Referenznetzes bereits durch die Kosten dieses Anlagenbestandes definiert, da die Referenznetzanalyse

allenfalls zusätzliche Betriebsmittel über den vorgegebenen Anlagenbestand hinaus als technisch notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll identifizieren kann.

- (1067) Falls die Entwicklung der Versorgungsaufgabe zwischen t_0 und t_1 derart kurzfristig erfolgte, dass keines der im Ausgangszustand vorhandenen Betriebsmittel abgebaut werden konnte, ist das Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 identisch zum Referenznetz im Zeitpunkt t_0 . Die Differenz der Kosten zwischen diesem Netz zum Referenznetz im Zeitpunkt t_1 bei „Grüne-Wiese“-Planung stellt die Kosten derjenigen Betriebsmittel dar, die in der Vergangenheit benötigt wurden, aktuell aber verzichtbar wären. Die Kosten der effizienten Netzstrukturen zu den Zeitpunkten t_0 und t_1 bei Vernachlässigung und unter Berücksichtigung existierender Anlagen zeigt Abbildung 38.

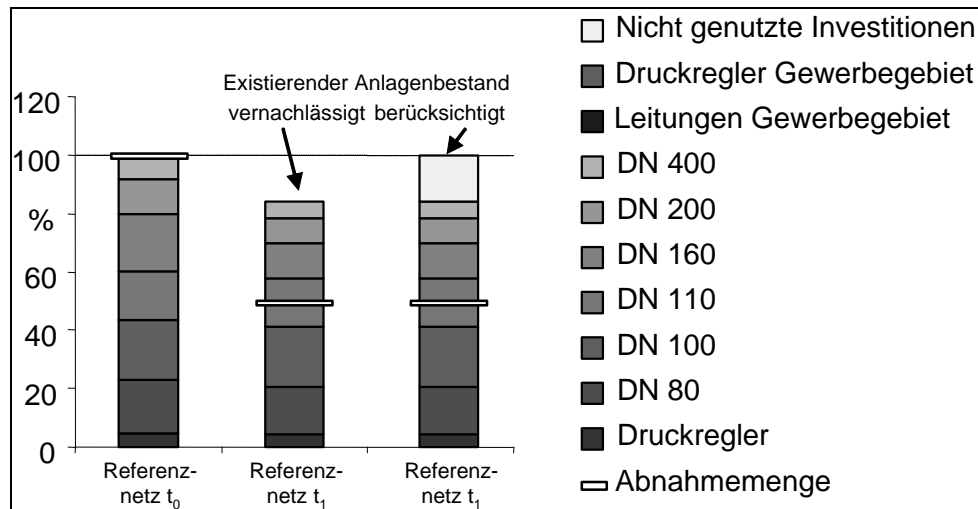


Abbildung 38: Netzkosten der effizienten Netzstrukturen zum Zeitpunkt t_0 und t_1

- (1068) Die durchgeführte Untersuchung zeigt, dass die Kosten des Referenznetzes zum Zeitpunkt t_1 selbst bei „Grüne-Wiese“-Planung deutlich unterproportional zur Abnahmemenge im betrachteten Versorgungsgebiet sinken. Dies ist wesentlich darauf zurückzuführen, dass die Anschlussdichte nach Abbildung 34 nicht im gleichen Maße wie die Lastdichte sinkt und zudem der Zusammenhang zwischen Anschlussdichte und Netzkosten der mittels der Modellnetzanalyse ermittelten Quadratwurzelfunktion entspricht. Ein Vergleich von Netzbetreibern allein anhand der Netzkosten und der Abnahmemenge zum Zeitpunkt t_1 ist daher nicht sachgerecht, falls der Rückbau existierender Anlagen nicht möglich war und die Fehlprognose der Lastentwicklung nicht durch den Netzbetreiber zu verantworten ist.
- (1069) Es wurde zusätzlich untersucht, welche Auswirkungen die Integration eines Gewerbegebietes in die Versorgungsaufgabe auf Struktur und Kosten des Vergleichsnetzes besitzt. Die erweiterte Versorgungsaufgabe nach Integration des Gewerbegebietes zeigt Abbildung 39. Analog zur vorherigen Untersuchung wurde unterstellt, dass ein Rückbau von Betriebsmitteln zwischen t_0 und t_1 nicht möglich war, und somit das sich auf den Zeitpunkt t_0 beziehende Referenznetz zum Zeitpunkt t_1 noch besteht. Um die kurzfristig notwendige Integration eines Gewerbegebietes in diese Netzstruktur nachzubilden, erfolgt die Ermittlung des Referenznetzes für die Versorgungsaufgabe nach Abbildung 39 erneut unter Berücksichtigung des zum Zeitpunkt t_0 und t_1 existierenden Anlagenbestandes. Das ermittelte Referenznetz zeigt Abbildung 40.

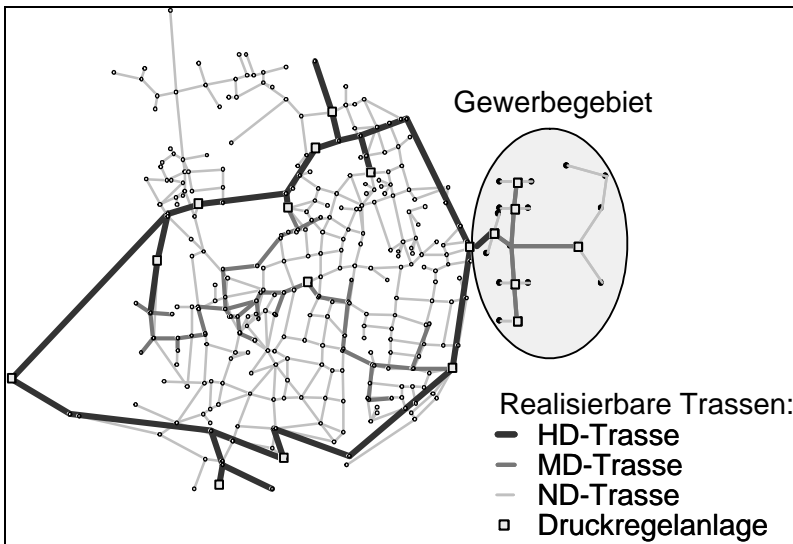


Abbildung 39: Erweitertes Gas-Versorgungsgebiet nach Integration eines Gewerbegebietes

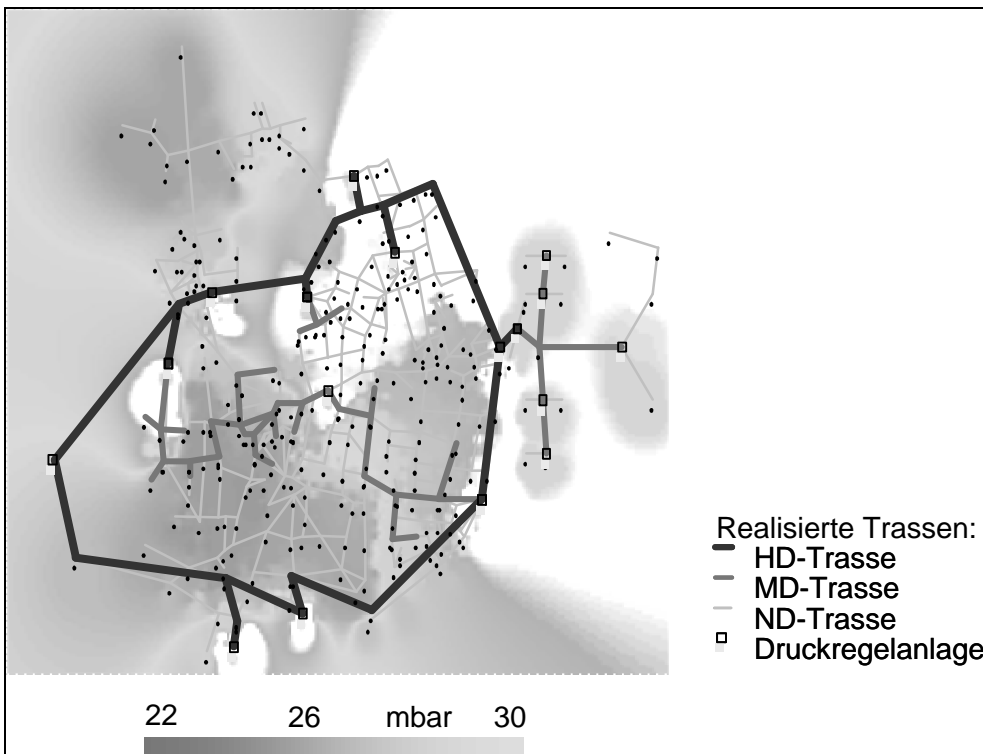


Abbildung 40: Referenznetz nach Integration eines Gewerbegebietes in bestehende Netzstruktur

(1070) In Abbildung 41 sind die Kosten der ermittelten Referenznetze dargestellt. Es zeigt sich, dass das unter Beachtung existierender Anlagen effiziente Netz nach Integration eines Gewerbegebietes höhere Kosten besitzt als das Referenznetz zum Zeitpunkt t_0 , trotz des Rückgangs der Lastdichte auf 60 % der Last im Ausgangszustand. Dieses Ergebnis belegt, dass die durch den Netzbetreiber nicht zu vertretenden Kosten bei Ermittlung des Referenznetzes unter Vernachlässigung des existierenden Anlagenbestandes tendenziell unterschätzt werden. Die Betrachtung existierender Betriebsmittel als Planungsvorgabe erlaubt

jedoch die Bestimmung des effizienten Netzes unter Beachtung des Ausgangszustandes. Die Referenznetzanalyse kann damit durch sukzessive Anwendung auf mehrere Zeitpunkte zur Bewertung der Auswirkungen von historischen Entwicklungen verwendet werden.

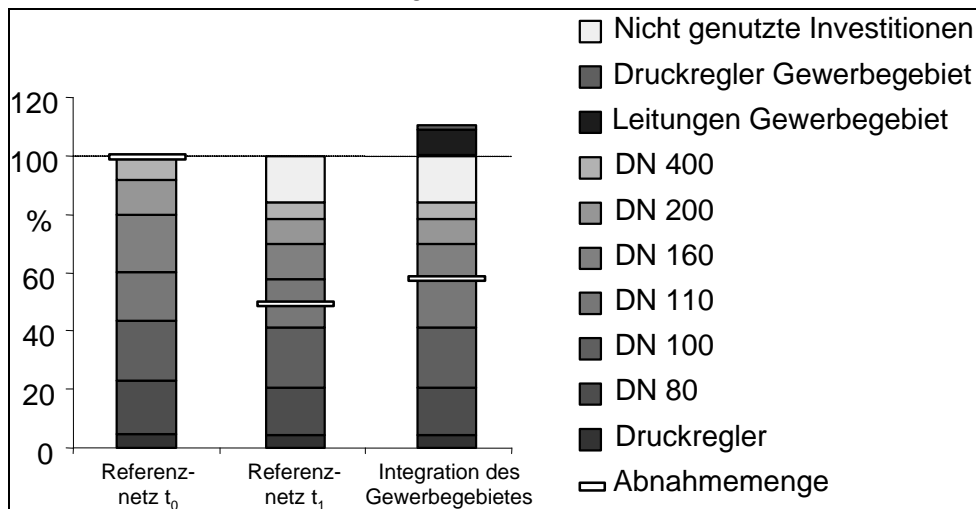


Abbildung 41: Netzkosten zum Zeitpunkt t_0 , t_1 und nach Integration eines Gewerbegebietes

(1071) Die an der beispielhaften Untersuchung aufgezeigte Anwendungsweise der Referenznetzanalyse bietet sich insbesondere für die Abschätzung der Auswirkungen wesentlicher historischer Entwicklungen der Versorgungsaufgabe in Einzelfällen oder in repräsentativen, auf eine größere Zahl von Netzbetreibern übertragbaren Fällen an. Eine Anwendung auf alle Netzbetreiber unter zeitlich hoch aufgelöster Berücksichtigung der historischen Entwicklung ist dagegen allein aus Mangel an detaillierten Daten zur Versorgungsaufgabe zu vergangenen Zeitpunkten kaum möglich. Entwicklungen, die wesentlichen Kosteneinfluss haben und eine größere Zahl von Netzbetreibern betreffen, können jedoch auch auf einfachere Weise berücksichtigt werden, sofern die Kostenwirkung, wie oben gezeigt, durch generalisierbare Untersuchungen bestätigt werden kann. Für den speziellen Fall der Auswirkungen der deutschen Wiedervereinigung können insbesondere folgende Ansätze in Betracht gezogen und mit statistischen Methoden auf ihre Signifikanz hin untersucht werden:

- Im einfachsten Fall kann eine Variable zur Unterscheidung der Belegenheit von Netzen (Ost/West) beim Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Dabei würde jedoch unterstellt, dass alle ostdeutschen Netzbetreiber näherungsweise gleich stark von den oben beschriebenen Entwicklungen der Versorgungsaufgabe betroffen sind.
- Eine genauere Unterscheidung ist möglich, indem Informationen über einen oder mehrere vergangene Zustände der Versorgungsaufgabe in aggregierter Form berücksichtigt werden, wobei sich hier der Zeitpunkt der Wiedervereinigung anbieten würde. Denkbar wären z. B. Angaben zu Höchstlasten und Zahlen von Anschlusspunkten, ggf. differenziert nach Netzebenen.
- Wenn zur Berücksichtigung der Heterogenität von Versorgungsgebieten teilgebietsbezogene Daten verwendet werden, z. B. zur Ermittlung von „Modellnetzleitungslängen“ als zusätzliche Strukturvariablen, können – soweit vorhanden – entsprechende Daten auch für einen vergangenen Zeitpunkt erhoben und berücksichtigt werden, etwa zur Ermittlung einer weiteren Strukturvariablen zur Abbildung der Versorgungsstruktur im Zeitpunkt der Wiedervereinigung. Alternativ könnte auch nur der höhere Wert der

„Modellnetzleitungslänge“ zu den beiden betrachteten Zeitpunkten (heute und Zeitpunkt der Wiedervereinigung) als Strukturvariable herangezogen werden.

12.4.3.8 Bewertung von Einspeisungen und Transiten in der Höchstspannungsebene

Wie bereits weiter oben erläutert, ist die Anwendung der Referenznetzanalyse auf Höchstspannungsnetze zur sachgerechten Bewertung von Kostenfaktoren dieser Spannungsebene sinnvoll. Es wurde daher eine Untersuchung durchgeführt, die belegt, dass sich die Auswirkungen von typischen Einflussfaktoren in dieser Spannungsebene mit der Referenznetzanalyse untersuchen lassen.

(1072) Abbildung 42 zeigt das in dieser Untersuchung betrachtete Versorgungsgebiet mit einer Gesamtlast von rund 8 GW. Einige der Stationen im Netzgebiet können sowohl als 380- als auch als 220- oder kombinierte 380/220-kV-Station ausgelegt werden. Es wurde untersucht, wie sich der Anschluss einer Erzeugungseinheit in der 220-kV-Ebene und ein Leistungstransit durch das Netzgebiet auf die Kosten des effizienten Netzes auswirkt.

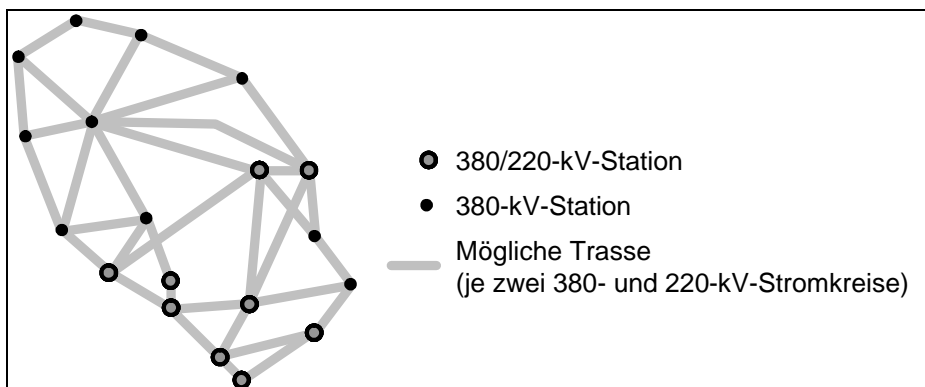


Abbildung 42: Betrachtetes Versorgungsgebiet zur Anwendung der Referenznetzanalyse für Höchstspannungsnetze

(1073) Als Referenz für die untersuchten Varianten wurde zunächst das Referenznetz für ein realitätsnahes Last-/Einspeiseszenario ermittelt. Dieses Referenznetz zeigt Abbildung 43. In diesem Referenznetz wird nur eine einzelne Station über 220-kV-Leitungen versorgt. Der Kunde in dieser Station soll zwingend auf der 220-kV-Ebene angeschlossen werden, sodass der Anschluss der Station über einen kurzen 220-kV-Doppelleitungsstich die kostenoptimale Lösung darstellt. Weitere 220-kV-Leitungen werden nicht genutzt, da die im Vergleich zu 380-kV-Leitungen höheren Übertragungsverluste die Einsparungen aufgrund geringerer Investitionskosten überwiegen.

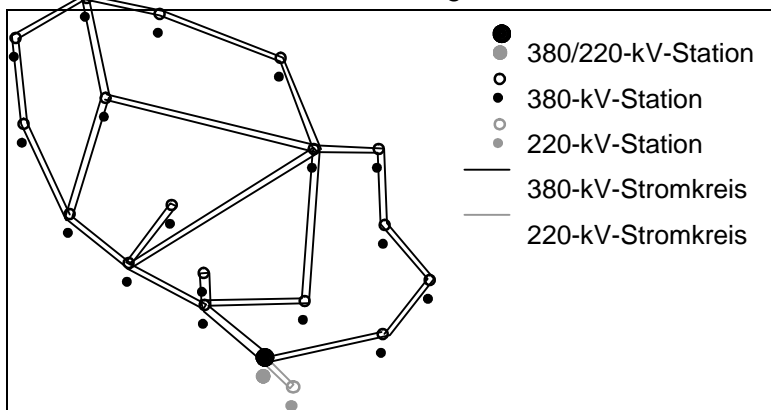


Abbildung 43: Referenznetz im Basisszenario der Lasten und Einspeisungen

(1074) Zunächst wurden die Auswirkungen einer zusätzlichen Einspeisung in der 220-kV-Ebene untersucht. Das Referenznetz für dieses Szenario ist in Abbildung 44 dargestellt. In diesem Netz ergibt sich eine 220-kV-Teilnetzstruktur. Dies ist auf das geänderte Last-/Einspeiseszenario zurückzuführen, das zu einer Reduktion der Übertragungsverluste führt. Hierdurch steigen die Verlustkosten bei einem Übergang von 380- auf 220-kV-Leitungen weniger stark an als im zuvor untersuchten Szenario, so dass die Einsparungen aufgrund der geringeren Investitionskosten die höheren Verlustkosten überwiegen.

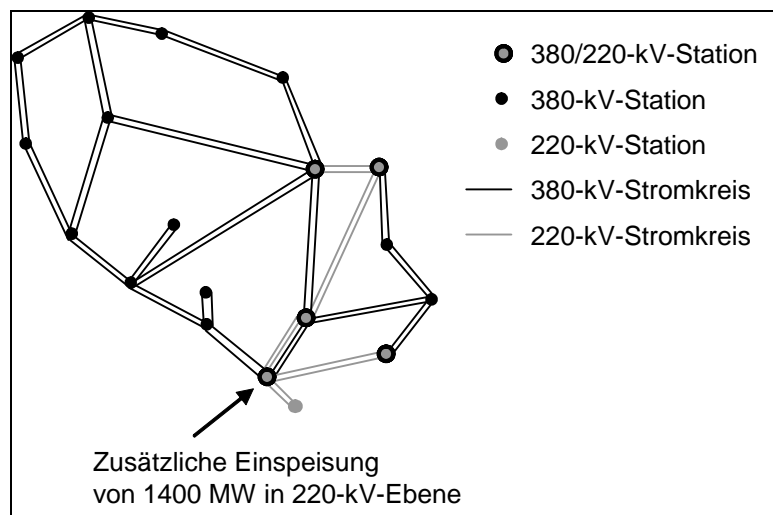


Abbildung 44: Referenznetz bei zusätzlicher Einspeisung in der 220-kV-Ebene

(1075) Zusätzlich wurden die Auswirkungen eines Transites in Höhe von 1 GW durch das betrachtete Netzgebiet untersucht. Der Transit wird dabei durch den Einspeise- und den Entnahmepunkt der transportierten Leistung beschrieben, die jeweils außerhalb des Versorgungsgebietes aus Abbildung 42 liegen. Für diese Untersuchung wurde das bisher betrachtete Netzgebiet daher um Teile der angrenzenden Netze erweitert, die jedoch für die Referenznetzanalyse keinen Freiheitsgrad darstellen. Das Referenznetz für dieses Transitszenario ist in Abbildung 45 gezeigt. Zusätzlich zeigt Abbildung 46 die annuitätischen Netzkosten der ermittelten Referenznetze.

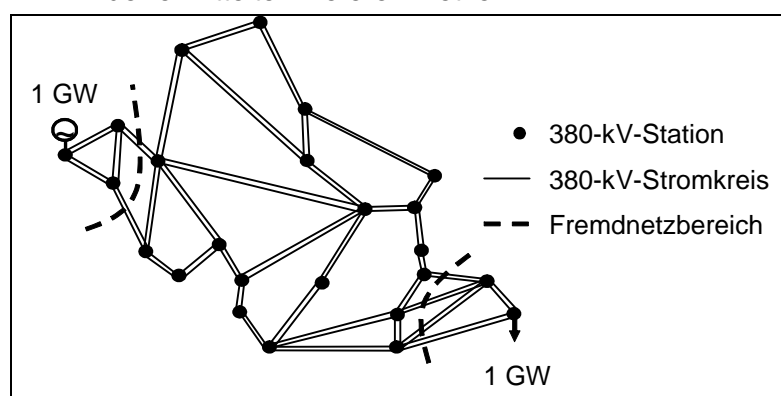


Abbildung 45: Referenznetz unter Berücksichtigung eines 1-GW-Transites

(1076) Diese Untersuchung zeigt, dass Leistungstransite zu signifikanten Mehrkosten bei der Auslegung und Dimensionierung der Höchstspannungsnetze führen können. Mittels Referenznetzanalyse lassen sich diese Auswirkungen einzelfallspezifisch quantifizieren. Zudem kann mit der Methode zur Referenznetzanalyse für Höchstspannungsnetze die Vorteilhaftigkeit der 220-kV-Ebene bewertet werden.

Die durchgeführte Untersuchung zeigt, dass zur Erfüllung der Transportaufgabe die 380-kV-Ebene besser geeignet ist, in Einzelfällen 220-kV-Teilnetzstrukturen jedoch zu einer Reduktion der Kosten führen können.

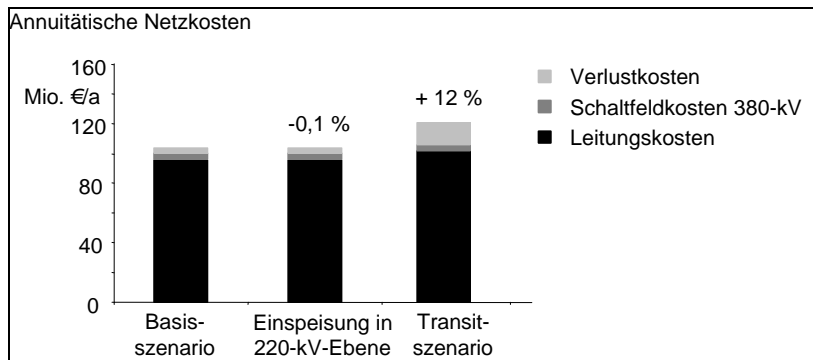


Abbildung 46: Annuitätische Kosten der ermittelten Referenznetze

12.4.3.9 Bewertung von Zwischenspannungsebenen

(1077) Üblicherweise wird in Deutschland der Einsatz von Zwischenspannungsebenen bei der langfristigen Auslegung elektrischer Netze vermieden und ein Vierebenensystem aus Nieder- (0,4 kV), Mittel (10 kV oder 20 kV), Hoch- (110 kV) und Höchstspannungsnetzen (220/380 kV) angestrebt. In den bestehenden Netzen verschiedener Netzbetreiber befinden sich jedoch nach wie vor Zwischenspannungsebenen, die zumeist historisch begründet und aus heutiger Sicht nicht mehr wirtschaftlich sind. In Einzelfällen kann es vorteilhaft sein, zusätzliche Spannungsebenen zu realisieren, wie beispielsweise bei der Verbindung von 10- und 110-kV-Netzgebieten über eine 30-kV-Ebene.

(1078) Derartige Effekte können mittels der Modellnetzanalyse nur schwer analysiert werden, da hierfür die auf der Zwischenspannungsebene einzusetzende Netzstruktur vorab festgelegt werden müsste. Zudem ist der Einsatz von Zwischenspannungsebenen ohnehin nur in Einzelfällen vorteilhaft, die eine detaillierte Abbildung der Versorgungsaufgabe erfordern. Die Referenznetzanalyse kann hingegen prinzipiell auf beliebige Spannungsebenen und Netzstrukturen angewendet werden und eignet sich daher im Rahmen von Einzelfallbetrachtungen explizit auch für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer Zwischenspannungsebene. Exemplarisch wurde diese für ein realitätsnahes Netzgebiet, das in Abbildung 47 dargestellt ist, untersucht.

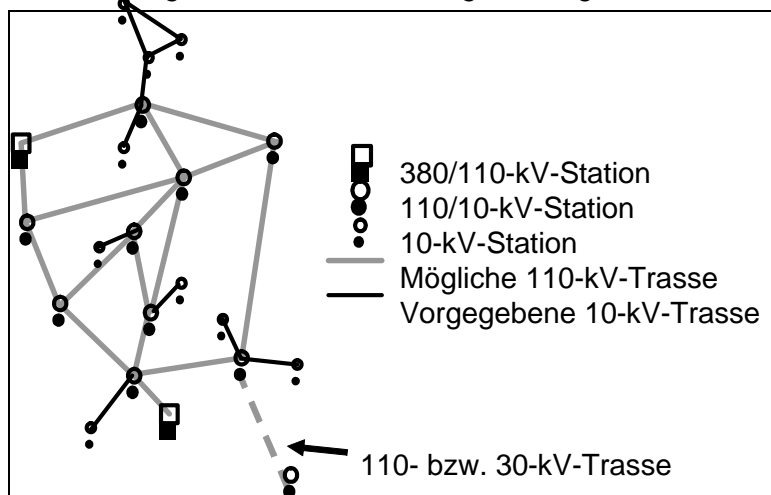


Abbildung 47: Betrachtetes Netzgebiet zur Bewertung von Zwischenspannungsebenen

(1079) Das betrachtete Netzgebiet umfasst ein 110-kV-Transportnetz sowie einzelne 10-kV-Stiche, die über 110/10-kV-Stationen gespeist werden. Eine einzelne Station am Rande des Versorgungsgebietes kann alternativ über einen 110- oder einen 30-kV-Stich und zwei 110/10- bzw. 30/10-kV-Transformatoren angeschlossen werden. Das ermittelte Referenznetz zeigt Abbildung 48.

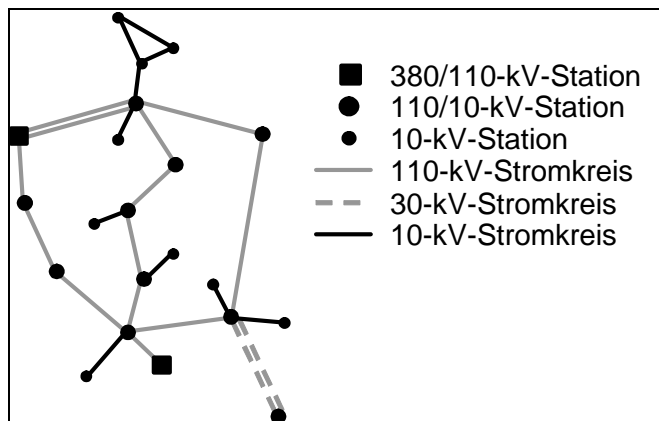


Abbildung 48: Referenznetz bei Einsatz einer 30-kV-Zwischenspannungsebene

(1080) In dem ermittelten Referenznetz wird die Station am Rand des Versorgungsgebietes über einen 30-kV-Stich versorgt. Durch den Einsatz einer Zwischenspannungsebene kann demnach in dem betrachteten Versorgungsgebiet eine Senkung der Kosten erreicht werden. Um die Kosten des Referenznetzes bei Verzicht auf eine Zwischenspannungsebene zu ermitteln, wurde zusätzlich das Referenznetz unter der Forderung ermittelt, auf der zuvor mit 30-kV-Stromkreisen genutzten Trasse nur 110-kV-Leitungen zuzulassen. Die Struktur des ermittelten Referenznetzes unterscheidet sich dabei bis auf die Betriebsspannung dieser Stromkreise nicht von dem in Abbildung 48 gezeigten Netz. Die Kosten der beiden Vergleichsnetze zeigt Abbildung 49.

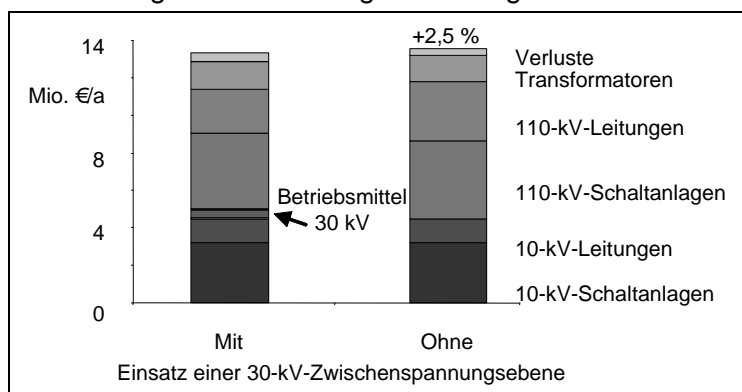


Abbildung 49: Vergleich der Netzkosten mit und ohne Einsatz einer 30-kV-Zwischenspannungsebene

(1081) Wie dieses Ergebnis zeigt, kann der Einsatz von Zwischenspannungsebenen in Einzelfällen eine Reduktion der Netzkosten bewirken. Die Vorteilhaftigkeit einer solchen Spannungsebene kann dabei durch Anwendung der Referenznetzanalyse bewertet werden. Falls die Realisierung von Zwischenspannungsebenen bereits eine Planungsvorgabe darstellt, können mithilfe der Referenznetzanalyse entsprechende kostenminimale Netzstrukturen ermittelt werden.

12.4.4 Planungsvorgaben (Beispiel: Stationsdimensionierung)

(1082) 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 Strommodellnetze 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 50 dargestellt.

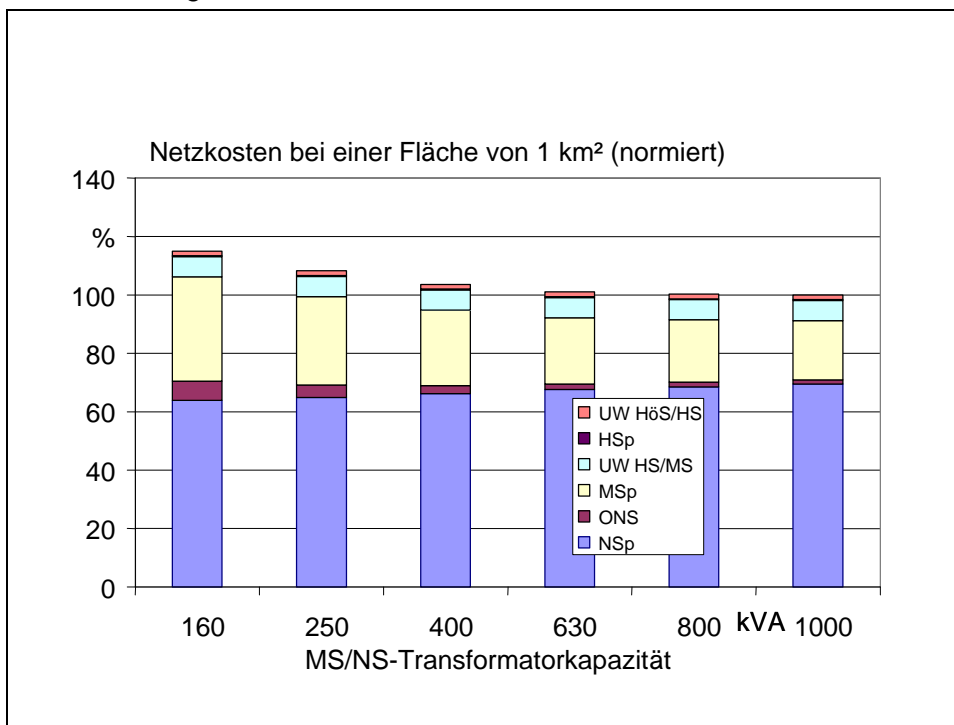


Abbildung 50: Kosten von Strommodellnetzen bei Variation der MS/NS-Transformatorgröße

- (1083) 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 Leitungsnetzkosten 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.
- (1084) 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 Netzzuverlässigkeit, 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).

12.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der analytischen Kostentreiberanalyse

(1085) Die wesentlichen Ergebnisse der AKM werden anschließend noch einmal zusammengefasst.

	Erläuterung
Zahl der Anschlusspunkte (Strom und Gas)	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten einer Netz- oder Druckebene hängen stark von der Zahl der Anschlusspunkte in der jeweiligen Ebene (Endkundenanschlüsse oder Einspeisungen in nachgelagerte Ebenen) ab • Abhängigkeit der Kosten der betroffenen Netz- oder Druckebene und der Zahl der Anschlusspunkte hat näherungsweise die funktionale Form einer Quadratwurzel. • Zusammenhang zwischen den Leitungsnetzkosten und der Gebietsfläche (bei gleich bleibender Zahl der Anschlusspunkte und Gesamtlast) hat die Form einer Wurzelfunktion.
Lasthöhe (Strom und Gas)	<ul style="list-style-type: none"> • Übertragungskapazität zwischen zwei Spannungsebenen bzw. Druckstufen richtet sich nach der Summen-Jahreshöchstlast der an die nachgelagerten Ebenen angeschlossenen Verbraucher • Zusammenhang näherungsweise proportional
Erschließungs- und Anschlussgrad (Gas)	<ul style="list-style-type: none"> • Zusätzliche Berücksichtigung von potentiellen Anschlusspunkten und Jahreshöchstlasten
Erzeugungsanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugungsanlagen als Netzanschlusspunkte berücksichtigen • Erzeugungsanlagen beeinflussen Netzdimensionierung und somit Netzkosten
Inhomogenität der Versorgungsaufgabe	<ul style="list-style-type: none"> • Inhomogenität beeinflusst die Netzkosten; Unterschiede in der Verteilung der Anschlusspunkte im Gebiet können Kostenunterschiede bewirken. Im Vergleich zu vollkommen homogener Verteilung wirkt Inhomogenität allerdings kostenreduzierend. • Berücksichtigung durch geographische Differenzierung der oben genannten Daten (je Amtlicher Gemeindeschlüssel oder noch stärker detailliert)

Tabelle 18: Wesentliche Erkenntnisse aus der Kostentreiberanalyse auf Basis analytischer Kostenmodelle

12.5 Qualitative Kostentreiberanalyse

(1086) Relevante Kostentreiber für die deutschen Netzbetreiber für Strom und Gas wurden auch auf qualitativem Wege, d.h. im Rahmen einer Expertenbefragung identifiziert. Hierzu wurden mit Hilfe von thematisch getrennten Fragebögen Experten und Netzbetreiber zu potentiell relevanten exogenen, endogenen und gemischten Kostentreibern befragt. Zur Ermittlung relevanter Kostentreiber wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

- Erfassung der bisher im europäischen und außereuropäischen Ausland in Effizienzvergleichs-Prozessen 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.

12.5.1 Befragung

(1087) Die Befragung erfolgte über 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 dargelegt. 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.

- (1088) 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) am 24.03.2006 zu der Expertenbefragung und der Präsentation der Endergebnisse Stellung genommen.
- (1089) Sowohl der VDEW/VDN als auch der BGW beanstanden in ihren Stellungnahmen vor allem, dass die Begriffsdefinitionen 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.
- (1090) Der BGW hat darüber hinaus noch verschiedene Aspekte aufgeführt, die aus seiner Sicht nicht angemessen in den Antwortmöglichkeiten berücksichtigt worden seien.
- (1091) 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]“.
- (1092) 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 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.

12.5.2 Ergebnisse

- (1093) 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.

- (1094) 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 Anschlusspunkte“ subsumieren lassen. Es lässt sich hier auch von einer indirekten Abbildung sprechen. Eine solche Zuordnung bzw. indirekte Abbildung erfolgt für alle Netzebenen bzw. Druckstufen 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.
- (1095) 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.
- (1096) Abbildung 51 zeigt, wie potenziell relevante Kostentreiber als Ergebnisse der Expertenbefragung auf einzelne Bereiche der 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 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.

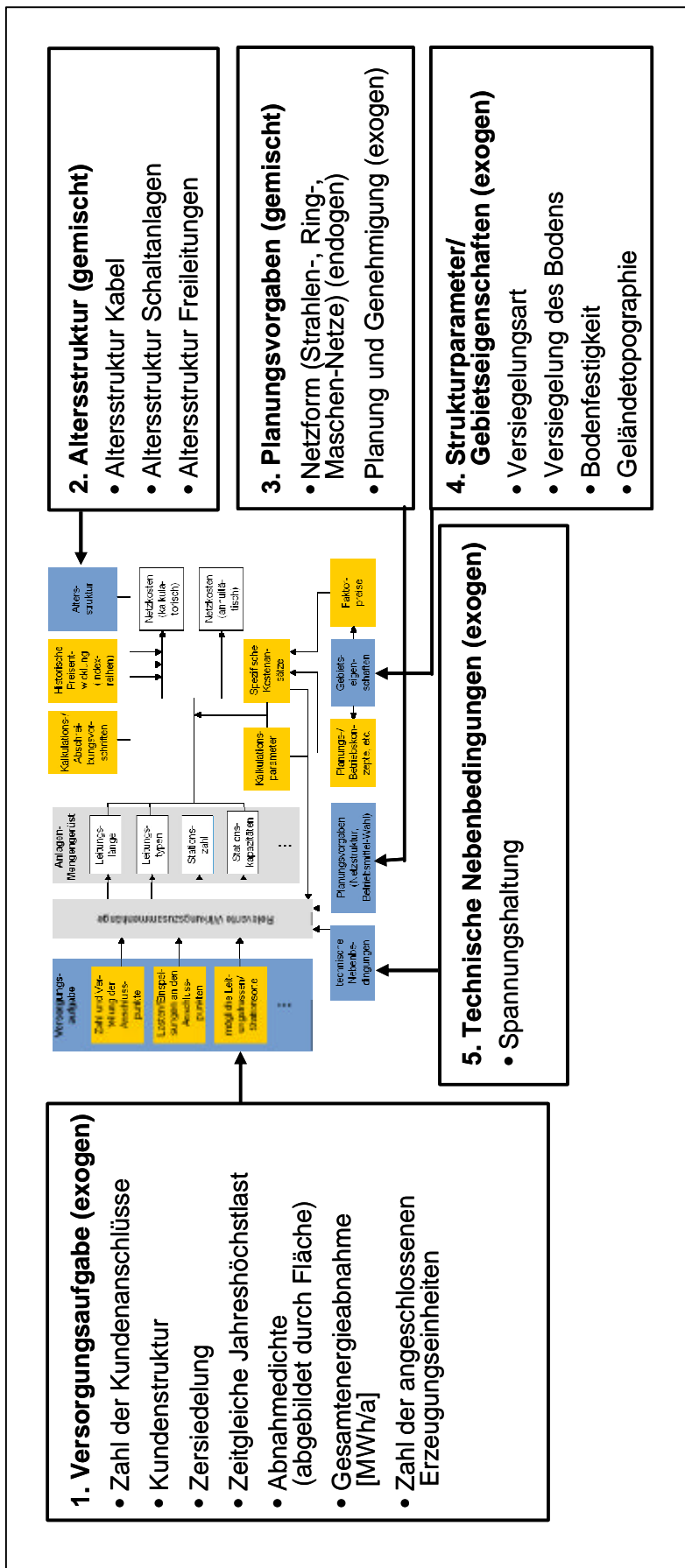


Abbildung 51: Einordnung der Befragungselemente am Beispiel der Niederspannung in die Systematik des Kostentreiberbaumes

(1097) In Abbildung 51 werden thematisch verwandte exogene Kostentreiber zusammengefasst und die zugehörigen Punkte addiert. Tabelle 19 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.

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

Tabelle 19: Detaillierte Zuordnung der zusammengefassten exogenen Faktoren

- Die in Tabelle 20 dargestellten endogenen Kostentreiber lassen sich auf Basis der Analyse des Kostentreiberbaums gemäß
- Abbildung 51 und

(1098) Abbildung 52 durch exogene Kostentreiber abbilden. Alle abbildbaren endogenen Kostentreiber liegen im Punkt „Netzstruktur und Betrieb“ der Ebene 1.

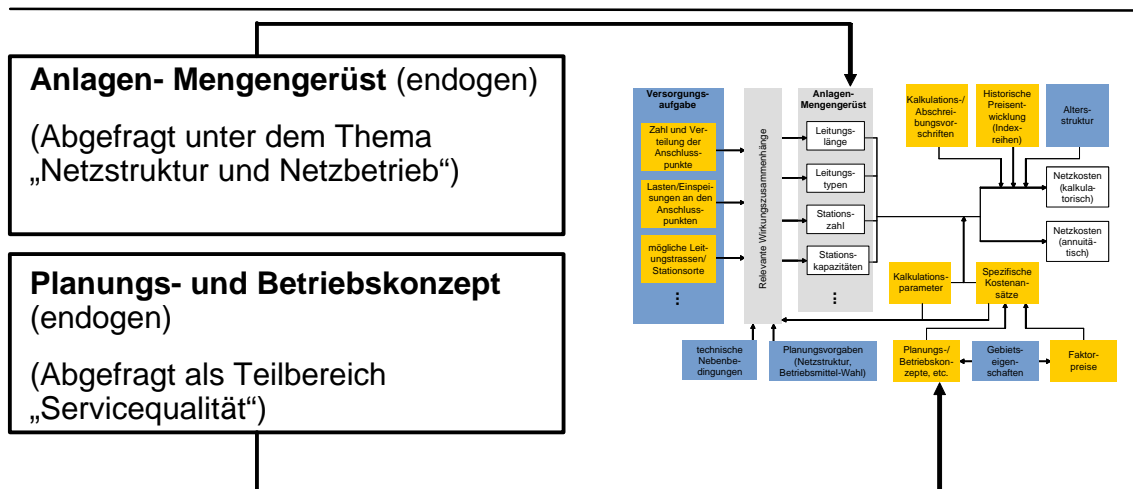


Abbildung 52: Einordnung der Befragungselemente als endogen identifizierte Parameter am Beispiel der Niederspannung

Netzstruktur und Netzbetrieb
Trassenlänge Kabel [km]
Stromkreislänge Kabel [km]
Verkabelungsgrad
Reservenberücksichtigung bei Netzauslegung
Trassenlänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Freileitungen [km]
Stromkreislänge Kabel geteilt durch Gesamtfläche [km/qkm]
Stromkreislänge Freileitungen geteilt durch Gesamtfläche [km/qkm]
Anzahl der Leitungsmasten
Netzverluste (MWh)
Stromkreislänge Kabel geteilt durch Entnahme (Jahresarbeit) [km/MWh]
Stromkreislänge Freileitungen geteilt durch Entnahme (Jahresarbeit) [km/MWh]

Tabelle 20: Diejenigen endogenen Kostentreiber, die durch die Gesamtheit aller exogenen Kostentreiber abbildbar sind.

(1099) Die Punkte, die von den Experten für die in Tabelle 20 genannten endogenen Kostentreiber gegeben wurden, können somit den exogenen Kostentreibern hinzugefügt werden. Hierdurch können auf Basis des Kostentreiberbaums 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.

(1100) Die so ermittelten Verhältnisse in Tabelle 21 und Tabelle 22 zeigen generell hohe Abdeckungen der Gesamtpunkte durch die exogenen Kostentreiber.

(1101) Die Umspannungsebenen 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 21: 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 22: Durch exogene Kostentreiber (KT) insgesamt erfassbare Punkte für den Bereich Gas

- (1102) Der Abdeckungsgrad für den Sektor Gas ist tendenziell niedriger als für den Sektor Strom, weil hier einige Kostentreiber als gemischt angesehen werden, die im Sektor Strom exogen angesehen werden. Beispiele sind die Abnahmedichte und die Zahl der Anschlusspunkte. Da die exogenen Anteile der gemischten Kostentreiber (exogen und endogen) in unseren Untersuchungen nicht berücksichtigt wurden, ist die Summe der durch exogene Kostentreiber erfassten Punkte für den Sektor Gas somit tendenziell kleiner.
- (1103) 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 Versiegelung. Dieser kann aber näherungsweise durch geographische Strukturparameter berücksichtigt werden.
- (1104) Die Bundesnetzagentur erwägt, zumindestens zu speziellen Aspekten eine qualitative Kostentreiberanalyse zu wiederholen.

12.6 Geologische und geographische Strukturparameter

- (1105) 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 den Effizienzvergleich 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.
- (1106) 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.

- (1107) Statt der Zuordnung auf die AGS könnten die Analysen sich künftig auf Gebiete mit größerem Detaillierungsgrad, auf sog. Gemarkungen, beziehen. Dies hätte den Vorteil, dass die Ergebnisse der durchgeführten Analysen und Berechnungen präzisiert würden. Beispielsweise wird es bei kleineren Gebietseinheiten seltener vorkommen, dass dieses Gebiet von mehreren Netzbetreibern versorgt wird.
- (1108) Die Gemarkungen liegen zurzeit nicht in bundesweit einheitlicher Form vor. Allerdings ergab eine Untersuchung der Beak Consultants GmbH, dass mehrere Bundesländer bereits Gemarkungsübersichten digitalisiert oder aus den Daten des Automatisierten Liegenschaftskatasters (ALK) abgeleitet haben. So wurden in einem Projekt des Deutschen Bauinstitutes im Rahmen eines Forschungsprojektes des Geoforschungszentrums Potsdam für die Länder Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz, Bayern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen Gemarkungsdaten bereits zusammengetragen. Brandenburg bietet diese Daten ebenfalls an. In Mecklenburg-Vorpommern sind die Katasterämter die Ansprechpartner. In den weiteren Ländern (Saarland, Niedersachsen, Berlin, Hamburg und Bremen) stehen Informationen noch aus.
- (1109) Da aber im ALK die Information Gemarkungsgrenze enthalten ist, können durch die Ergänzung der ebenfalls vorhandenen Gemarkungsnamen daraus Flächenobjekte gebildet werden. Daraus folgt, dass auch für die Bundesländer, bei denen keine Gemarkungsdaten vorliegen, diese Daten generiert werden können, sobald die zur Zeit durchgeführte Erstellung des ALK vollständig abgeschlossen ist.

12.6.1 Flächennutzung

- (1110) Die CORINE-2000-Daten des DLR, die auf einer aktuellen fehlerbereinigten Satellitenbildinterpretation 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).
- (1111) 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 Hauptwirtschaftswege 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.
- (1112) 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.
- (1113) 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.
- (1114) 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).
- (1115) Auf der Basis der so erzeugten Flächennutzungsdaten wurden für jede Gemeinde Deutschlands (d. h. für jeden AGS) jeweils in % und in km² die oben genannten insgesamt 8 Flächennutzungskategorien 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.
- (1116) Die aufgeführten acht Flächennutzungskategorien wurden außerdem zur Ermittlung des Versiegelungsgrades pro AGS herangezogen. Dieser scheint in Kombination mit der Art der Flächennutzung, also den Flächennutzungskategorien, von größerer Bedeutung zu sein als die Art der Versiegelung. Grund hierfür ist die Annahme, dass es bei der Versiegelungsart im Durchschnitt keine wesentlichen Unterschiede zwischen den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber geben wird und somit hierdurch keine besondere

kostentreibende Wirkung entsteht. Diese Annahme hat die Bundesnetzagentur getroffen, da keine Daten zur Art der Versiegelung pro AGS existieren, aus denen gegenteiliges geschlossen werden könnte.

- (1117) Dies war notwendig, da bislang keine bundesweit einheitlichen Daten existieren, mit denen Aussagen über die Versiegelung getroffen werden könnten. Aus diesem Grund wurde der Versiegelungsgrad aus den Flächennutzungsdaten, die bundesweit einheitlich zur Verfügung stehen, abgeleitet.
- (1118) Basis dieser Ableitung sind Versiegelungsgrade, die vom DLR für die einzelnen Flächennutzungsklassen der CORINE-Daten ermittelt wurden sowie Erfahrungswerte der Beak Consultants GmbH. Für jede der beschriebenen acht Flächennutzungskategorien wurde so ein Versiegelungsgrad bestimmt. Die Versiegelungsgrade der Flächennutzungskategorien lauten:
- Siedlung mit durchgängiger städtischer Prägung: 80%,
 - Siedlung mit nicht durchgängiger städtischer Prägung: 30%,
 - Industrie- und Gewerbefläche: 80%,
 - Verkehr: 50%,
 - Deponien, Baustellen und Abbauflächen des Bergbaus: 10%,
 - Vegetation: 0%,
 - Fels, Gletscher und Dauerschneegebiet: 0%,
 - Wasser: 0%.
- (1119) Im Anschluss wurde jeder einzelnen Fläche der Flächennutzungsdaten der Versiegelungsgrad der entsprechenden Flächennutzungskategorie zugewiesen. Um pro Gemeinde einen Versiegelungsgrad (in %) zu ermitteln, wurden mittels des GIS die Gemeindegrenzen und die Flächennutzungsdaten miteinander verschnitten. Pro Gemeinde wurde dann aus dem nach der Flächengröße gewichteten Mittel der einzelnen Nutzungsflächen der Versiegelungsgrad errechnet.

12.6.2 Bodenklassen

(1120) 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 lösbarer Bodenarten	Sand- und Kiesboden mit geringem Steinanteil
4	Mittelschwer lösbarer Bodenarten	Leichte bis mittlere Plastizität, ineinandergebunden mit geringem Steinanteil
5	Schwer lösbarer 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 festen Gefüge, wenig brüchig, zerklüftet oder verwittert

Tabelle 23: Ingenieurgeologische Bodenklassen nach der DIN 18300

- (1121) 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.
- (1122) 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:
- (1123) Grundlage der Definitionen von Feinbodenanteil und Bindigkeit bildet immer die einheitlich geltende bodenkundliche Kartieranleitung (KA 5) der BGR.
- (1124) Ein erster Parameter der Bestimmung der Bodenklasse ist die Korngrößenverteilung des Feinbodens (≤ 2 mm), die durch die Definition der „Bindigkeit“ nach der KA 5 eine Eingangsgröße für die Bestimmung der Bodenklassen ist.
- (1125) 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.
- (1126) Bei der Auswahl der Flächen mit einem Gesteinsanteil kleiner oder größer 63 mm wurde die Beschreibung der Bodenlegende der BÜK 1000 berücksichtigt.
- (1127) 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.
- (1128) 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.
- (1129) 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.
- (1130) 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.
- (1131) 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.

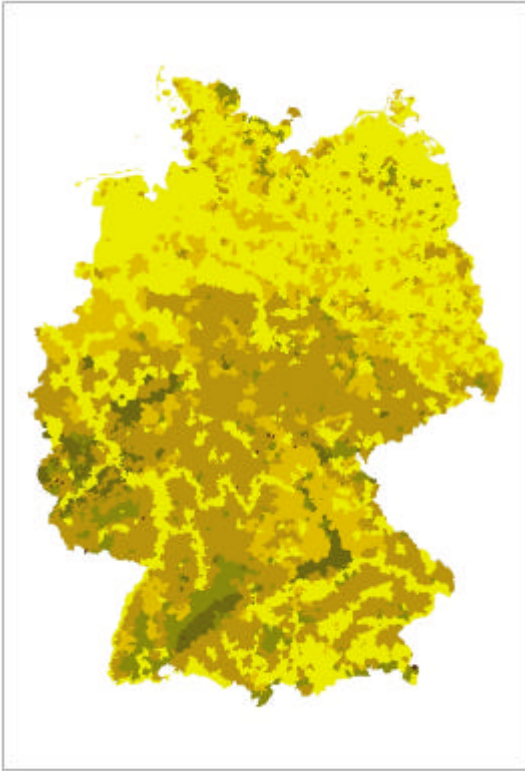


Abbildung 53: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 0 m - 1 m

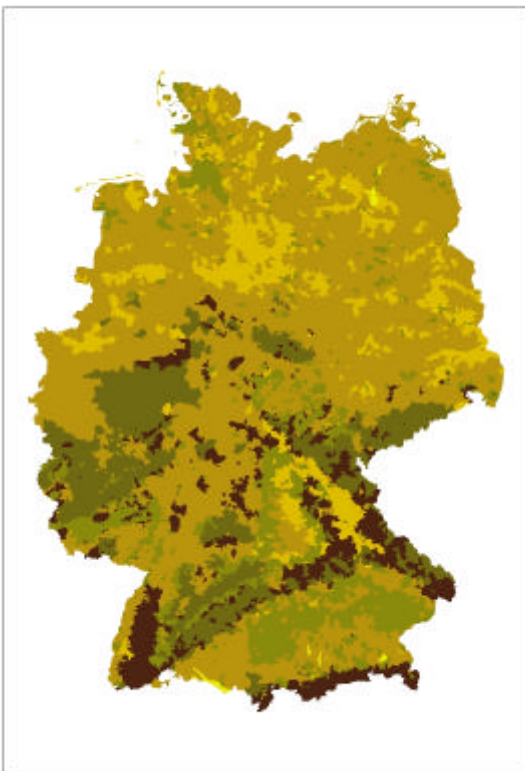


Abbildung 54: Vorherrschende Bodenklasse pro AGS im Bereich 1 m - 2 m

12.6.2.1 Bodenklassenfaktor

(1132) Weitergehend wurde ein Bodenklassenfaktor gebildet, der zusätzlich versucht die Erschwernis jeder einzelnen Bodenklasse in Relation zu den anderen abzubilden und deren prozentuale Verteilung im Versorgungsgebiet der Unternehmen zu berücksichtigen. In Folge dessen wurden die Kosten des Kabelleitungsbaus für einen Standardfall geschätzt, wobei einzig die Kosten für Tiefbauarbeiten variierten.⁷⁶ Die folgende Tabelle enthält die so ermittelten Faktoren für jede Bodenklasse.

Bodenklasse	Erschwernisfaktor
Bodenklasse 2	1,42
Bodenklasse 3	1,00 ⁷⁷
Bodenklasse 4	1,02
Bodenklasse 5	1,09
Bodenklasse 6	1,10
Bodenklasse 7	1,38

Tabelle 24: Erschwernisfaktoren der Bodenklassen

(1133) In der Tabelle ist Bodenklasse 3 der Referenzwert. Der Erschwernisfaktor gibt an, dass bspw. die Kosten für den Kabelleitungsbau bei der Bodenklasse 7 um 38 Prozent höher sind als bei Bodenklasse 3, wenn alle anderen Kosten gleich bleiben. Zu beachten ist, dass die Kosten für den Kabelleitungsbau sehr heterogen sind und die Ermittlung eines einheitlichen Standards äußerst schwierig ist. Um jedoch einen Anhaltspunkt für den Einfluss unterschiedlicher Bodenbeschaffenheiten zu generieren, erscheint dieses Vorgehen akzeptabel.

(1134) Nach Ermittlung der Erschwernisfaktoren wurden diese mit dem prozentualen Anteil der Bodenklassen im Versorgungsgebiet für den ersten und zweiten Meter gewichtet und anschließend mit dem Versorgungsgebiet multipliziert. Der so ermittelte Bodenklassenfaktor wurde exemplarisch in Kapitel 13 ebenfalls auf Signifikanz getestet.

12.6.3 Relief

(1135) 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.

(1136) 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 ± 20 m angegeben.

(1137) Mit Hilfe des Computerprogrammes Spatial Analyst-Erweiterung von ArcInfo wird aus diesen Daten pro 200 x 200 m- Gitterzelle die Hangneigung (Slope) berechnet.

(1138) 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),

(1139) Durchschnittliche Hangneigung (in %).

⁷⁶ Die Bildung der Kosten für den Kabelleitungsbau erfolgte auf der Basis des Online Dienstes Baupreislexikon Plus auf der Internetseite www.baupreislexikon.de.

⁷⁷ Referenz

- (1140) Aus der maximalen und minimalen Höhe lässt sich schließlich die Höhendifferenz ermitteln, so dass pro amtlichem Gemeindegrenzen (AGS) zwei Parameter bereitgestellt werden: die durchschnittliche Hangneigung (in %) sowie die Höhendifferenz (in m).
- (1141) Die nachfolgend abgebildeten Karten stellen die Höhendifferenz pro Gemeinde im Bundesgebiet von grün (= 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:

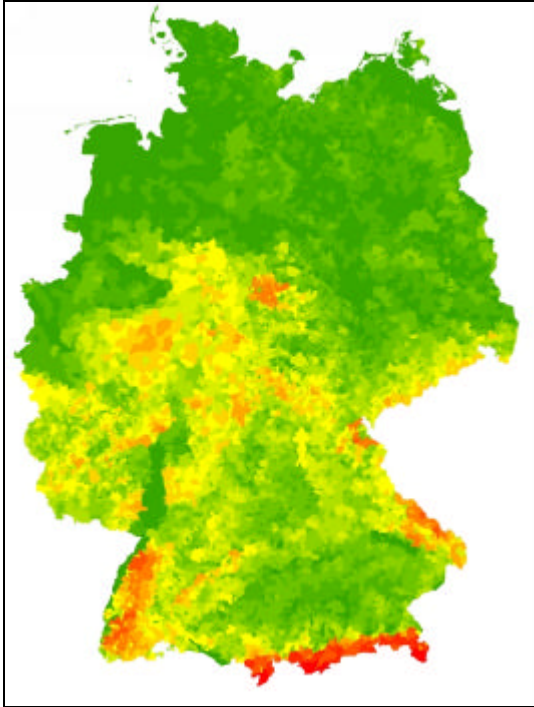


Abbildung 55: Höhendifferenz pro AGS (in m)

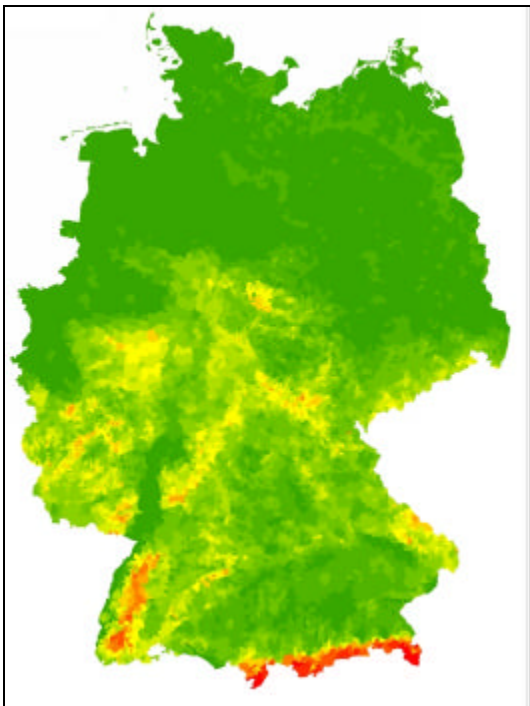


Abbildung 56: durchschnittliche Hangneigung pro AGS (in %)

12.7 Datenerhebung und Plausibilitätsprüfung

12.7.1 Netzbetreiberdaten

(1142) Durch die Bundesnetzagentur wurden ab Mitte September 2005 bei den Netzbetreibern folgende Daten abgefragt:

Verfahren	Daten	Fristen
Genehmigungsverfahren Strom: Erhebungsbogen für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und von Übertragungsnetzen	Allgemeine Informationen Betriebsabrechnungsbogen <ul style="list-style-type: none"> • Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung • Kalkulatorische Abschreibungen • Bewertung neue Länder 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
Genehmigungsverfahren Gas: Erhebungsbogen für Betreiber von Verteilernetzen	Allgemeine Informationen Betriebsabrechnungsbogen <ul style="list-style-type: none"> • Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung • Kalkulatorische Abschreibungen • Bewertung neue Länder Kostenträgerrechnung Sonstige	ab 20.12.2005 bis 30.01.2006
Genehmigungsverfahren Gas: Erhebungsbogen für Betreiber von sonstigen Gasversorgungsnetzen	Allgemeine Informationen Betriebsabrechnungsbogen <ul style="list-style-type: none"> • Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung • Kalkulatorische Abschreibungen • Bewertung neue Länder Kostenträgerrechnung Sonstige	ab 20.12.2005 bis 30.01.2006
Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas	Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber <ul style="list-style-type: none"> • Last- und Absatzmengen für vorherige Geschäftsjahre • Strukturdaten nach Druckstufen • Vorgelagertes Netz • Gasspeichernutzung • Störungen, Leckagen, Netzstruktur Netzbetreiber, die Entgelte gem. § 3 Abs. 2 GasNEV bilden <ul style="list-style-type: none"> • Aufwandsgleiche Kosten • Abschreibungen • Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung • Kostenmindernde Erlöse und Erträge 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"> • Konzessionsfläche • Ausspeisepunkte pro AGS • Entnahmestellen pro AGS Verteilernetzbetreiber Elektrizität: <ul style="list-style-type: none"> • Konzessionsfläche • Anschlusspunkte pro AGS für die MS und NS-Netzebene • Entnahmestellen pro AGS für die MS und NS-Netzebene 	ab 27.03.2006 bis 04.04.2006

Tabelle 25: Umfang und Inhalte der Datenabfragen

- (1143) 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.
- (1144) Der Rücklauf der Erhebungsbögen Strom und Gas erfolgte von den Netzbetreibern an die zuständige Regulierungsbehörde.
- (1145) 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.
- (1146) 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.
- (1147) 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).

12.7.1.1 Prozess der Datenauswahl und –erhebung

- (1148) 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.
- (1149) Die Daten, die für die Konzeptionierung einer Anreizregulierung verwendet wurden, stammen aus den in Tabelle 25 aufgeführten Datenabfragen.
- (1150) Um sinnvolle Prüfkriterien, so genannte „Kostentreiber“ zu identifizieren, mussten die wesentlichen potenziellen Kostentreiber auf ihre Signifikanz überprüft werden. Bis zu dieser Erkenntnis jedoch können keine einzelnen Datengruppen von diesem Test ausgeschlossen werden, da die Bundesnetzagentur ansonsten einzelne Netzbetreiber benachteiligen würde, die aufgrund mangelnder Berücksichtigung einzelner Variablen als ineffizient eingestuft werden. Die breit angelegte Datenabfrage beinhaltete, wie in Kapitel 11 dargestellt, die wesentlichen Kostentreiber – zukünftig zusätzlich zu berücksichtigende Parameter sind in Kapitel 13.4.4 aufgelistet. Der Bundesnetzagentur wird u. a. durch VDEW/VDN/VRE vorgeworfen, dass der Erfassungsprozess zu umfangreich war. Wie diesem Bericht zu entnehmen ist, wurde eine große Quantität der angefragten Daten in die Signifikanzberechnungen integriert und somit keineswegs unberücksichtigt geblieben.
- (1151) An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass einige Daten (z.B. die Abfrage der Netzentgelte, Angaben zur Gleichzeitigkeitsfunktion) zwar im Rahmen der Datenabfrage zum Vergleichsverfahren und der Anreizregulierung abgefragt worden sind, jedoch entsprechend den Vorgaben der Netzentgeltverordnungen ausschließlich für die Durchführung des Vergleichsverfahrens benötigt wurden.
- (1152) Die Dateninhalte und -definitionen wurden in zahlreichen Gesprächen mit den betroffenen Verbänden und Wirtschaftskreisen intensiv diskutiert. 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 erörtert.
- (1153) Weiterer Konsultationsbedarf mit den betroffenen Wirtschaftskreisen ergibt sich in Bezug auf die Datendefinitionen (siehe Kapitel 14.4).

12.7.1.2 Verfahren der Erhebung von Unternehmensdaten

- (1154) Die Datenerfassung zum Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom und Gas wie auch die Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas erfolgte mittels eines html-basierten Erfassungswerkzeugs. Die Datendefinitionen und Hilfetexte waren im Erfassungsprogramm hinterlegt. Die Kennzeichnung des Bearbeitungszustandes der einzelnen Programmmasken wurde anhand von Symbolen gewährleistet.
- (1155) Die Erhebungsbögen wurden den Netzbetreibern als Excel-Datenblatt zur Verfügung gestellt. Ausfüllhilfen und Erläuterungen zum Erhebungsbogen wurden gesondert beigefügt. Manuelle Veränderungen der Spaltenanordnung waren aufgrund maschineller Auswertung nicht zulässig, dennoch war dieses Verfahren durch seine Fehleranfälligkeit geprägt.
- (1156) Alle Erfassungswerkzeuge 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.

12.7.2 Öffentliche Daten

- (1157) 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):
- (1158) Datengrundlagen des BKG:
- Digitales Landschaftsmodell 1:250.000 (DLM 250),
 - Digitales Geländemodell 1:250.000 (DGM 250),
 - Verwaltungsgrenzen.
- (1159) Datengrundlagen der BGR:
- Geologische Übersichtskarte 1:1.000.000 (GÜK 1000),
 - Bodenübersichtskarte 1:200.000 (BÜK 200),
 - Bodenübersichtskarte 1:1.000.000 (BÜK 1000).
- (1160) Datengrundlagen des Statistisches Bundesamtes:
- Amtlicher Gemeinde Schlüssel (AGS mit Stand vom 31.12.2002).
- (1161) Datengrundlagen des DLR:
- Corine Landcover.
- (1162) 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.
- (1163) Ebenfalls bundesweit den AGS sowie den entsprechenden Netzbetreibern zugeordnet und für den Effizienzvergleich 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.

12.7.3 Plausibilitäts- und Konsistenzprüfung

- (1164) 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.
- (1165) Es ist nicht auszuschließen, dass bei einer solchen erstmaligen Abfrage mit dieser Quantität an Daten Fehler im Ermittlungs- und Übermittlungsprozess auftreten. Diesen Fehlern muss durch eine Plausibilitäts- und Konsistenzprüfung der Datengrundlage Rechnung getragen werden.
- (1166) Unter Konsistenzprüfung wird die Prüfung eines einzelnen Datensatzes, z.B. durch Nullwertprüfung, verstanden. Die Plausibilitätsprüfung hingegen bezeichnet die Prüfung mehrerer Datensätze miteinander: Identifikation von Ausreißern, explorative Datenanalyse wie auch Prüfung durch einen Energieexperten.
- (1167) 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 selber, wenn dieser aufgrund der Hinweise der Bundesnetzagentur die von ihm zu verantwortenden Daten korrigierte.

12.7.3.1 Genutztes Prüfungswerkzeug

- (1168) 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 unterschiedlichen Computerprogrammen durchgeführt. Für die zukünftige Datenerhebung ist eine Verlagerung der Prüfmechanismen geplant, siehe Kapitel 14.6.

12.7.3.1.1 Einlesung in die Datenbank Energie

- (1169) Eine erste Konsistenzprüfung der Rohdaten auf offensichtliche Fehler erfolgte mit dem Import der Netzbetreiberdaten vom Erfassungswerkzeug in die Datenbank Energie der Bundesnetzagentur. Es wurde sowohl eine interne Konsistenzprüfung der Datensätze durchgeführt als auch die Datensätze auf Nullwerte geprüft.
- (1170) 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 werden in einem Fehlerprotokoll ausgeworfen. Auf Basis dieser Kategorisierung der Datensätze wurden weitere Plausibilitätsprüfungen vorgenommen.

12.7.3.1.2 Analysewerkzeug des Beratungsprojektes „Datenplausibilisierung“

- (1171) Im nächsten Schritt wurde die Konsistenz- und 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 Ausreißern,
 - Graphische und tabellarische Sicht auf die Daten,
 - Ermittlung statistischer Werte zu Primärwerten und Kennzahlen,
 - Querverprobung (Cross-Check) mit anderen Datenquellen,
 - Bildung von Intervallen und Bandbreiten,

- Dokumentation der Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung in Form von Annotationen am Datensatz,
- Gruppenanalyse (Clustering).

(1172) Dieses Analysewerkzeug wurde für die Abschlussplausibilitätsprüfungen verwendet. Für die zukünftigen Plausibilitätsprüfungen auf Basis neuer Datenabfragen sollten diese Funktionen weiterhin Grundlage für eine strukturierte Plausibilitäts- und Konsistenzprüfung sein.

12.7.3.2 Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten mit selbigen

12.7.3.2.1 Vorgehen

(1173) Zur Konsistenz- und 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 Konsistenz- und Plausibilitätsprüfung, dass insgesamt vier Rückkopplungen an die Netzbetreiber – von schriftlichen Aufforderungen bis hin zu telefonischen Einzelrückfragen bei den Netzbetreibern – erforderlich waren. Diese Plausibilitätsprüfungsphasen wurden für das Vergleichsverfahren und die Anreizregulierung gemeinsam durchgeführt.

(1174) In der folgenden Grafik werden die 6 Prozessschritte in Verbindung mit den 4 Plausibilitätsprüfungsphasen näher dargestellt:

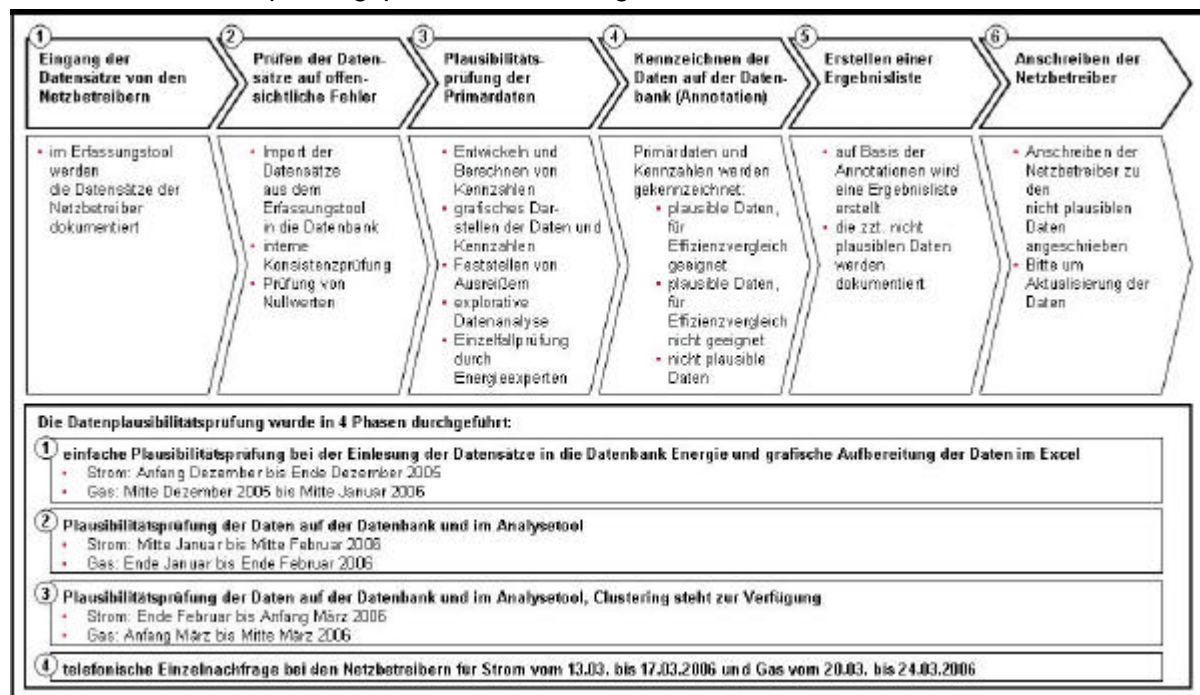


Abbildung 57: Vorgehen bei der Datenplausibilitätsprüfung (Quelle: LBD)

(1175) In den einzelnen Plausibilitätsprüfungsphasen wurden meist unterschiedliche Prüfungshilfen verwendet. Dies resultierte aus der Tatsache, dass das Plausibilitätsprüfungswerkzeug nur auszugsweise von Anfang an zur Verfügung stand und im Laufe der Zeit durch neue Funktionen ergänzt wurde.

(1176) Das Ergebnis jeder Plausibilitätsprüfungsphase war eine Liste möglicher Unplausibilitäten, die an die Netzbetreiber mit der Bitte um Prüfung und gegebenenfalls Aktualisierung der Daten weitergeleitet wurde.

(1177) Die Breite der Datenabfrage ermöglichte auch die Plausibilitätsprüfung eines Datums mithilfe eines anderen abgefragten Datums des Unternehmens. Beispielsweise ergaben Entnahmestellen verglichen mit Zählpunkten im Strom, Stromkreislänge verglichen mit Trassenlänge oder Ausspeisepunkte im Verhältnis zu Zählpunkten im Gas wichtige Hinweise auf die Plausibilität eines Datums.

12.7.3.2.2 Ergebnisse

- (1178) Im Rahmen der Datenplausibilitätsprüfung wurden alle Datensätze zu den verschiedenen Verfahren der Netzbetreiber analysiert.
- (1179) In den folgenden Grafiken wird eine Übersicht über die Datensätze pro Verfahren gegeben, die in die Datenbank Energie eingelesen worden sind und die Grundlage für die Konzeptionierung der Anreizregulierung. Gleichzeitig wird dargestellt, welche Anzahl an Datensätzen für die Effizienzvergleich-Berechnungen weiterverwendet worden sind. Für die Effizienzvergleichs-Berechnungen wurden nur die Datensätze verwendet, die als „plausibel“ eingestuft worden sind.
- (1180) Die dritte Spalte der Grafiken zeigt auf, zu welchem Anteil die verwendeten Datensätze Größen: Gesamtfläche von Deutschland (geographische Fläche), Einwohner von Deutschland, Absatz aller Gas- oder Elektrizitätsunternehmen und Summe der Netzlänge durch die Datensätze der jeweiligen Abfrage abgedeckt sind. Diese Darstellung zeigt, dass eine ausreichende Abdeckung der Grundgesamtheit erreicht werden konnte.

I. Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom			Verwendete Datensätze für Effizienzvergleich, VNB			Anteil der verwendeten Datensätze in %		
Eingeleseene Datensätze, VNB			Betriebe Netzebene			Belegenheit der Spannungsebene		
Anzahl	Betriebe Netzebene	Belegenheit der Spannungsebene Ost	Anzahl	HS	18	Anzahl	HS	10
929	97	78	HS	50	40	HS	69	73
	HS/MS	28	HS/MS	84	72	MS	70	70
	MS	147	MS	339	269	MS/NS	70	70
	MS/NS	148	MS/NS	339	269	NS	70	70
	NS	147	NS	346	276			
II. Genehmigungsverfahren Strom			Betriebe Netzebene			Belegenheit der Spannungsebene		
Anzahl	Betriebe Netzebene	Belegenheit der Spannungsebene Ost	Anzahl	HS	12	Anzahl	HS	6
410	63	51	HS	28	22	HS/MS	9	42
	HS/MS	19	HS/MS	51	42	MS	27	108
	MS	68	MS	135	108	MS/NS	27	108
	MS/NS	68	MS/NS	135	108	NS	27	110
	NS	68	NS	137	110			
III. Freiwillige Zusatzabfrage Strom			Gelieferte Netzebene			Belegenheit der Spannungsebene		
Anzahl	Gelieferte Netzebene	Belegenheit der Spannungsebene Ost	Anzahl	MS	34	Anzahl	MS	34
150	144	110	MS	144	110	NS	34	115
	NS	34	NS	149	115			

VNB: Verteilnetzbetreiber

¹⁾ Zugrundegelegt wurde die Gesamtfläche von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).

²⁾ Zugrundegelegt wurde die Einwohner von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).

³⁾ Zugrundegelegt wurde der Stromverbrauch in Deutschland nach destatis (Werte des Jahres 2004)

⁴⁾ Zugrundegelegt wurde die Stromkreislänge der Netzebenen HS, MS und NS des VDN (Prognose für 2004).

Stand: 27.04.2006

Abbildung 58: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Strom

I. Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Gas Eingelesene Datensätze, VNB und TNB	Verwendete Datensätze, VNB	Anteil verwendete Datensätze in %
Anzahl <input type="text" value="762"/> Netzkategorie Verteilung <input type="text" value="742"/> Transport <input type="text" value="20"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="159"/> West <input type="text" value="583"/> <input type="text" value="2"/> <input type="text" value="18"/>	Anzahl <input type="text" value="517"/> Netzkategorie Verteilung <input type="text" value="500"/> Transport <input type="text" value="17"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="112"/> West <input type="text" value="388"/> <input type="text" value="2"/> <input type="text" value="15"/>	Fläche ¹⁾ <input type="text" value="96"/> Einwohner ²⁾ <input type="text" value="67"/> Absatz ³⁾ <input type="text" value="76"/> Netzlänge ⁴⁾ <input type="text" value="84"/>
II. Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas Eingelesene Datensätze, VNB und TNB Anzahl <input type="text" value="649"/> Netzkategorie Verteilung <input type="text" value="632"/> Transport <input type="text" value="17"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="135"/> West <input type="text" value="497"/> <input type="text" value="2"/> <input type="text" value="15"/>	Verwendete Datensätze, VNB Anzahl <input type="text" value="517"/> Netzkategorie Verteilung <input type="text" value="500"/> Transport <input type="text" value="17"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="112"/> West <input type="text" value="388"/> <input type="text" value="2"/> <input type="text" value="15"/>	Anteil verwendete Datensätze in % Fläche ¹⁾ <input type="text" value="96"/> Einwohner ²⁾ <input type="text" value="67"/> Absatz ³⁾ <input type="text" value="76"/> Netzlänge ⁴⁾ <input type="text" value="84"/>
III. Genehmigungsverfahren Gas Eingelesene Datensätze, VNB und TNB Anzahl <input type="text" value="280"/> Netzkategorie Verteilung <input type="text" value="275"/> Transport <input type="text" value="5"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="78"/> West <input type="text" value="197"/> <input type="text" value="1"/> <input type="text" value="4"/>	Verwendete Datensätze Anzahl <input type="text" value="142"/> Netzkategorie Verteilung <input type="text" value="142"/> Transport <input type="text" value="0"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="45"/> West <input type="text" value="97"/> <input type="text" value="0"/> <input type="text" value="0"/>	Anteil verwendete Datensätze in % Fläche ¹⁾ <input type="text" value="25"/> Einwohner ²⁾ <input type="text" value="30"/> Absatz ³⁾ <input type="text" value="11"/> Netzlänge ⁴⁾ <input type="text" value="35"/>
IV. Freiwillige Zusatzabfrage Gas Eingelesene Datensätze, nur VNB Anzahl <input type="text" value="158"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="36"/> West <input type="text" value="122"/>	Verwendete Datensätze Anzahl <input type="text" value="158"/> Belegtheit Ost <input type="text" value="36"/> West <input type="text" value="122"/>	Anteil verwendete Datensätze in % Fläche ¹⁾ <input type="text" value="18"/> Einwohner ²⁾ <input type="text" value="21"/> Absatz ³⁾ <input type="text" value="7"/> Netzlänge ⁴⁾ <input type="text" value="35"/>

TNB: Transportnetzbetreiber, VNB: Verteilnetzbetreiber
¹⁾ Zugrundegelegt wurde die Gesamtfläche von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005).
²⁾ Zugrundegelegt wurde die Einwohner von Deutschland nach destatis (Stand 18.10.2005). Diese Angabe wurde nur für die VNB berechnet, da sie Größe bei TNB nicht relevant ist.
³⁾ Zugrundegelegt wurde die Summe der ausgespeisten Jahresarbeit, die der Bundesnetzagentur im Berichtsjahr 2005 von den Netzbetreibern vom Jahr 2004 übermittelt worden ist.
⁴⁾ Zugrundegelegt wurde die Netzlänge des BGW, korrigiert um die Länge der Ferngasnetzbetreiber.

Abbildung 59: Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung Gas

(1181) Zum Prozess der Datenerhebung und zum Vorgehen in der Plausibilitätsprüfung lassen sich diese Ergebnisse festhalten:

- Bezogen auf die Größen ergibt sich sich im Strom im Durchschnitt die folgende Abdeckung:
- Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Strom: ~ 73 %
- Genehmigungsverfahren Strom: ~ 56 %
- Bezogen auf die Größen ergibt sich sich im Gas im Durchschnitt die folgende Abdeckung:
- Vergleichsverfahren/ Anreizregulierung Gas: ~ 81 %
- Zusatzabfrage Anreizregulierung Gas: ~ 81 %
- Genehmigungsverfahren Gas: ~ 25 %
- 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 Konsistenz- und Plausibilitätsprüfung der Daten hat sich durch teilweise mehr als drei Rückfragen bei den Netzbetreibern wesentlich verlängert.

(1182) Die folgenden Abbildungen zeigen die gebietsmäßige Abdeckung der eingegangenen Daten:

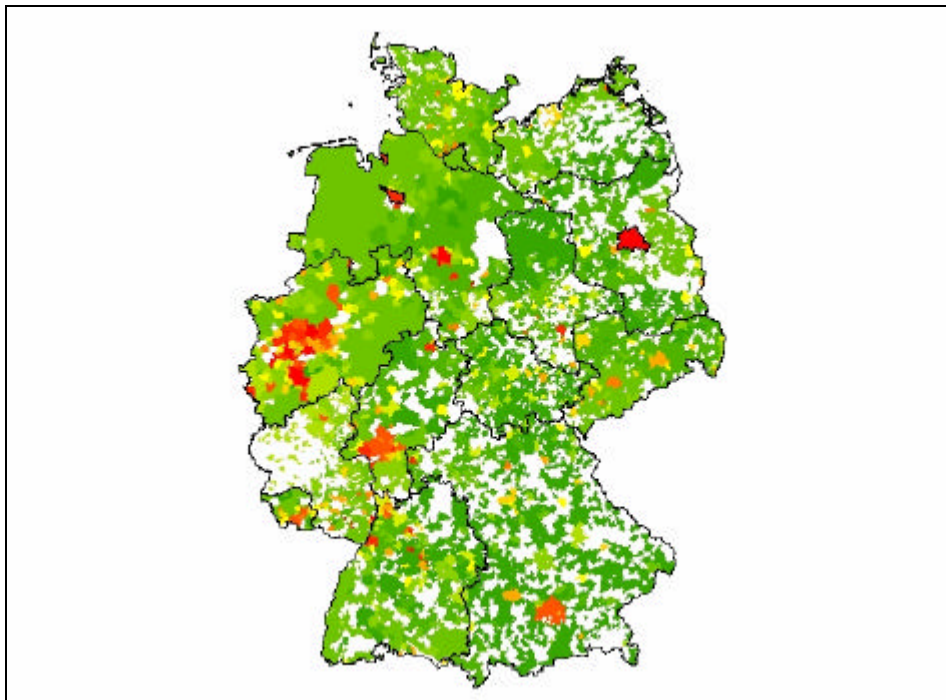


Abbildung 60: Gebietsabdeckung der vorliegenden Gasdatensätze

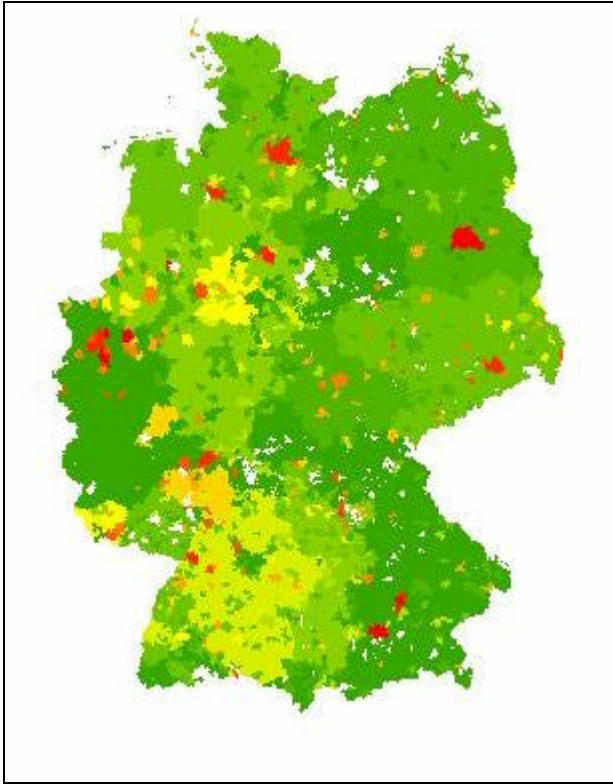


Abbildung 61: Gebietsabdeckung der vorliegenden Stromdatensätze

- (1183) Der Prozess der Erhebung und Auswertung der für die Anreizregulierung benötigten Daten sah sich von Seiten der Verbände und Netzbetreiber permanent der Kritik ausgesetzt, die Unternehmen würden mit der Datenabfrage einer allzu großen Belastung ausgesetzt. Dem ist entgegen zu halten, dass die Bundesnetzagentur mit der Datenabfrage eine ihr zwingend obliegende Rechtspflicht erfüllt hat. Der Gesetzgeber hat ihr in § 112a EnWG den klaren Auftrag erteilt, einen Entwurf zur Konzeptionierung einer Anreizregulierung vorzulegen. Da die Entwicklung eines robusten, sachgerechten und effizient umsetzbaren Anreizregulierungsregimes auch und gerade im Interesse der Unternehmen liegt, würde die Bundesnetzagentur künftig eine konstruktivere Zusammenarbeit von Seiten der Netzbetreiberverbände und ihrer Mitglieder begrüßen. Eine gegenseitige Schuldzuweisung lähmt den Prozess der Umsetzung und ist nicht zielführend auf dem Weg zu einer von allen Seiten geforderten sachgerechten und robusten Ausgestaltung der Anreizregulierung.
- (1184) Im Rahmen der Stellungnahmen zum Berichtsentwurf wird von einigen Interessensgruppen, wie z.B. BGW, GEODE und VKU, die Belastbarkeit der Datengrundlage in Frage gestellt. Den Bedenken ist hier entschieden entgegen zu treten. Die generierte plausibilitätsgeprüfte Datenbasis, die Grundlage für die Erstellung der Effizienzvergleiche ist, ist für die Konzeptionierung und Ausgestaltung einer Anreizregulierung ausreichend. Die Bundesnetzagentur hat in der ihr zur Verfügung stehenden Zeit - November 2005 bis April 2006 - die gesamte Datenbasis nach dem Datenplausibilitätsprüfungsprozess, siehe Abbildung 57, mithilfe einer Vielzahl an Plausibilitätsprüfungsmethoden auf Konsistenz- und Plausibilität geprüft. Es erfolgten zahlreiche Rückfragen bei den Netzbetreibern zu möglichen Unplausibilitäten in ihren übermittelten Datensätzen. Die Bundesnetzagentur hat die Belastbarkeit der auf dieser Grundlage erreichten Datenbasis zudem weiter dadurch abgesichert, dass sie eine Vielzahl von Datensätzen von der Weiterverwendung ausgeschlossen hat, um eine Verfälschung der Konzeption zu verhindern (siehe Abbildung 57 Prozessschritt 4).
- (1185) Die Stellungnahme von RWE kritisiert, dass nach Abbildung 58 kleinere Netzbetreiber unberücksichtigt von der Weiterverwendung zum Effizienzvergleich

geblieben sind. Der als plausible Datensatz (Abbildung 58) beinhaltet neben einer ausreichenden Anzahl an Datensätzen pro Netz- und/oder Druckebene auch strukturell unterschiedliche Netzbetreiber. Dies lässt sich aus der Verteilung Energieabsatz und Anzahl Einwohner schlussfolgern. Nur auf diese Weise ist sichergestellt, dass ein robustes und sachgerechtes Anreizregulierungskonzept erarbeitet werden kann.

- (1186) RWE unterstellt der Bundesnetzagentur darüber hinaus eine oberflächliche Prüfung der Daten mittels einzelner Vergleichskennzahlen für Strom. „Es ist kein Konzept erkennbar, die erhobenen Daten neben Plausibilität auch auf ihre Richtigkeit zu überprüfen“, so die Stellungnahme von RWE vom 31.05.2006. Wie in der Abbildung 57 im zweiten Prozessschritt dargelegt, werden die Datensätze jedoch aufwändig auf offensichtliche Fehler mithilfe von verschiedenen Plausibilitäts- und Konsistenzmethoden untersucht. Ergänzt wird dieser Prozessschritt um den Prozessschritt drei. Diese Schritte gewährleisten die Identifikation offensichtlich unplausibler Daten. Eine Einzelfallprüfung durch Energieexperten hat die Prüfung abgeschlossen. Offensichtliche Ausreißer sind besonders auf ihre Richtigkeit zu prüfen, da diese u.U. als Vergleichsmaßstab herangezogen werden können. Dies ist jedoch nur dann gerechtfertigt, wenn das Datum plausibel ist.
- (1187) Daten, die z.B. in einer Punktwolke liegen, sind nicht automatisch „richtig“ (das Wort „richtig“ wird hier im Sinne der Argumentation von RWE verwendet). Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Datenpunkt die Effizienzgrenze bildet, ist jedoch geringer im Vergleich zu einem offensichtlichen Fehler. Dennoch ist auch die „plausible Richtigkeit“ eines Datums zu prüfen. Die Bundesnetzagentur versteht unter der Konsistenz- und Plausibilitätsprüfung nicht nur die Prüfung auf offensichtliche Fehler, sondern gleichzeitig auch der „Richtigkeit“ der Daten. Diese Prüfung war in dem in Abbildung 57 dargestellten Prozess integriert und wurde aus diesem Grund nicht explizit dargestellt. In dem modifizierten Prozess für die zukünftige Abfrage wurde der Einwand von RWE entsprechend berücksichtigt, siehe Abbildung 77. Die Prüfung der Richtigkeit eines Datums erfolgt u. a. mit Hilfe der explorativen Datenanalyse und der Einzelfallprüfung durch einen Energieexperten.

12.7.3.3 Plausibilitätsprüfung der Netzbetreiberdaten mittels öffentlicher Daten

- (1188) Neben der Möglichkeit, den Datensatz in sich und im Vergleich mit anderen Datensätzen zu plausibilisieren, besteht zudem die Möglichkeit, die unternehmensspezifischen Daten mit öffentlich verfügbaren Daten zu vergleichen.

12.7.3.3.1 Statistisches Bundesamt

- (1189) Im Rahmen der Vergleichsverfahren wurden von den Netzbetreibern die AGS (Amtlicher Gemeindegliederungsschlüssel) in Verbindung mit dem prozentualen Anteil (wenn mehr als ein Netzbetreiber die Gemeinde versorgt) der versorgten Gemeinden abgefragt.
- (1190) Auf Basis des AG-Schlüssels können beim Statistischen Bundesamt vielfältige Informationen abgefragt werden, z. B. :
- (1191) Fläche in km², Einwohner, Wohnungen, Betriebe
- (1192) Mithilfe dieser Daten können die Amtlichen Gemeinde-Schlüssel (AGS) eines Netzbetreibers nicht nur mit wichtigen Zusatzdaten angereichert, sondern auch Plausibilitätsprüfungen durchgeführt werden.
- (1193) Auf Basis dieser Daten kann mit Hilfe von Regressionsanalysen getestet werden, welche Parameter sich durch andere approximieren lassen.

(1194) Diese Tests können sich beispielsweise beziehen auf

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

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

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

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

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

12.7.3.3.2 Geographische Daten

(1195) 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.

12.7.3.3.3 Zusammenfassung

(1196) Die Plausibilitätsprüfung der unternehmensspezifischen Daten mit öffentlichen Daten ist nicht als alleiniges Plausibilitätsprüfungsinstrument zu betrachten, sondern ist in Verbindung mit dem in Kapitel 12.7.3.2 beschriebenen Vorgehen 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 jeweiligen Angaben aller Netzbetreiber plausibilisiert werden.

(1197) Die Schlüsselung 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.

12.8 Variablenspezifikation

(1198) Die Klassifizierung von Variablen und Parametern kann wie in Abbildung 62 vorgenommen werden. Unter Aufwand 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. Stromkreislänge Freileitungen (Strom) und installierte Leistung von Verdichterstationen (Gas).

(1199) Die Klasse der Leistung Y wird durch exogene Indikatoren für die Ergebnisse der regulierten Tätigkeit bestimmt, wie z.B. in der Regel Variablen, die sich auf Transportfunktionen beziehen (Entnahme (Jahresarbeit), usw.), Bereitstellung von Kapazität (Zeitgleiche Jahreshöchstlast, Flächenabdeckung usw.) und Diensterbringung (Zahl der Anschlusspunkte, Kunden usw.).

(1200) Die Klasse der Strukturvariablen Z enthält Parameter, die einen nicht kontrollierbaren Einfluss auf Betriebs- oder Kapitalkosten haben können, ohne dass sie als Kundenleistung spezifiziert 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.

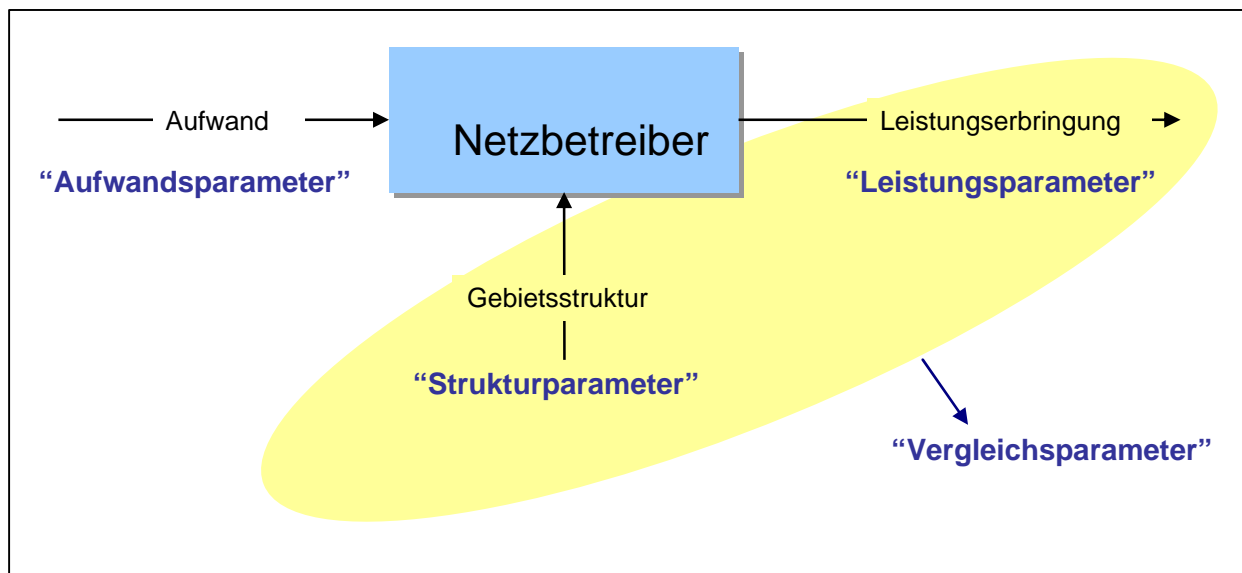


Abbildung 62: Klassifizierung der Variablen

(1201) Die von den Netzbetreibern abgefragten Daten wurden nach dem o.g. Verfahren klassifiziert und im Rahmen der Signifikanzanalyse auf ihre kostentreibende Wirkung geprüft. Im Folgenden sind die verwendeten Datenlisten für Strom und Gas beigefügt, die aus Sicht der Bundesnetzagentur auch Basis für die zukünftigen Datenerhebungen sind. In der Farbe orange sind die Variablen gekennzeichnet, die in der zukünftigen Datenabfrage nicht mehr berücksichtigt werden müssen. Zukünftig zusätzlich abzufragende Parameter wurden mit gelber Farbe hinterlegt.

(1202) Den folgenden Listen kann entnommen werden, dass nahezu alle (siehe Kapitel 12.7.1) abgefragten Daten in die Signifikanzprüfung (Kapitel 12.7) eingeflossen sind. Die Bundesnetzagentur hat – wie in vielen Gesprächen und im Konsultationskreis erörtert – ausführliche Berechnungen vorgenommen, mit dem Ziel, die ökonomisch interpretierbaren, statistisch relevanten Variablen zu identifizieren, um die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen zu erleichtern und zu stabileren Ergebnissen zu gelangen.

Name der Variablen
Aufwandsparameter (Input)
Direkte Kosten (Netzkosten) über alle Netz- und Umspannebenen
Direkte Kosten (Netzkosten) : Kosten der Netzebene (vor Kostenwälzung) getrennt nach Netzebenen
Gewälzte Kosten aus vorgelagerter Netzebene getrennt nach Netzebenen
Kapitalkosten (CAPEX)
Betriebskosten (OPEX)
Erlöse aus Netzentgelten getrennt nach Netzebenen
Anzahl Arbeitnehmer
Stromkreislänge getrennt nach Spannungsebenen: Kabel pro AGS
Stromkreislänge getrennt nach Spannungsebenen: Freileitungen pro AGS
Trassenlänge getrennt nach Spannungsebenen: Kabel
Trassenlänge parallel belegt mit Netzebenen HöS und HS, HS und MS und MS und NS: Kabel
Trassenlänge getrennt nach Spannungsebenen: Freileitungen
Trassenlänge parallel belegt mit Netzebenen HöS und HS, HS und MS und MS und NS: Freileitungen
Installierte Leistung der Umspannebene getrennt nach Umspannebenen
Anzahl der Umspannstationen getrennt nach Umspannebenen
Anzahl Leitungsmasten getrennt nach Spannungsebene
Modellnetzlänge NS basierend auf AGS-genauen Daten aus der freiwilligen Zusatzabfrage
Modellnetzlänge NS basierend auf unternehmensaggregierten Daten aus VGL und ARZ
Modellnetzlänge MS basierend auf AGS-genauen Daten aus der freiwilligen Zusatzabfrage
Modellnetzlänge HS; MS, NS berechnet mit Quadratwurzelfunktion
Leistungsgrößen (Output) zur Beschreibung der netzwirtschaftlichen Leistungserbringung
Entnahme (Jahresarbeit) über alle Netzebenen
Entnahme (Jahresarbeit) durch leistungsgemessene Letztverbraucher und Weiterverteiler getrennt nach Netzebenen in MWh
Entnahme (Jahresarbeit) nicht leistungsgemessener Letztverbraucher und Weiterverteiler NS in MWh
Entnahme (Jahresarbeit) durch eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene getrennt nach Netzebenen in MWh
Zeitgleiche Jahreshöchstlast über alle Entnahmen getrennt nach Netzebenen in MW
Anzahl Anschlusspunkte getrennt nach Spannungsebenen pro AGS
Anzahl Entnahmestellen getrennt nach Spannungsebenen pro AGS
Anzahl Umspannstationen getrennt nach Umspannebenen pro AGS
Anzahl Anschlüsse an Umspannstationen getrennt nach Umspannebenen pro AGS
Anzahl Einspeisepunkte für dezentrale Einspeisungen getrennt nach Spannungsebenen
Zählpunkte getrennt nach Netzebenen
geographische Fläche getrennt nach Netzebenen in km ²
Anzahl Einwohner getrennt nach Netzebenen
Fläche mit durchgängig städtischer Prägung (km ²), Fläche mit nicht durchgängig städtische Prägung (km ²), Fläche mit Industrie und Gewerbefläche (km ²), Fläche mit Verkehr (Straße, Bahn, Weg) (km ²), Fläche mit Natur, Land/Forstwirtschaft (km ²), Fläche mit Fels/Gletscher (km ²), Fläche mit Wasser (km ²)
Bodenklassen, Bodenklassenfaktor, Versiegelungsgrad, Hangneigung, Höhenunterschied
Betreiber von Wassernetzen, Fernwärmenetzen, Abwassernetzen, Gasspeichern
Anzahl der im versorgten Gebiet liegenden AGS
Konzessionsfläche
Zersiedelung
Strukturparameter zur Beschreibung der gebietsstrukturellen Eigenschaften
Belegenheit des Netzes getrennt nach Netzebenen
Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen getrennt nach Spannungsebenen

Physisches Anlagengitter: - Auflistung aller Anlagengüter nach StromNEV Anlage 1 mit physischer Menge des Anlagengutes bewertet mit dem monetären Wert pro Jahr
Alterstruktur Anlagen
Investitionsreihen
Bodenklassen, Bodenklassenfaktor, Versiegelungsgrad, Hangneigung, Höhenunterschied
Qualitätsparameter
SAIDI, CAIDI, SAIFI, nicht gedeckte Last (Volume of Lost Load, VOLL), nicht gelieferte Energie (Energy Not Supplied, ENS)
<u>Legende</u> HöS: Höchstspannung; HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung AGS: Amtlicher-Gemeinde-Schlüssel voraussichtlich wegfallende Variablen Neu abzufragende Variablen

Tabelle 26: Strom Variablen

Name der Variablen
Aufwandsparameter (Input)
Ausgewiesener Materialaufwand des Netzbetriebs
Ausgewiesener Personalaufwand des Netzbetriebs
Ausgewiesene Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen
Ausgewiesene Abschreibungen auf Finanzanlagen
Sonstige betriebliche Aufwendungen
Direkte Kosten (Netzkosten) = Ausgewiesener Materialaufwand des Netzbetriebs + Ausgewiesener Personalaufwand des Netzbetriebs + Ausgewiesene Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen + Ausgewiesene Abschreibungen auf Finanzanlagen + Sonstige betriebliche Aufwendungen
Betriebskosten (OPEX)
Kapitalkosten (CAPEX)
standardisierte Kapitalkosten
Gesamtkosten: OPEX + CAPEX
Gesamtkosten standardisiert, Variante zu den direkten Kosten
Gasspeichernutzung: Eigene Speicherkapazität
Gasspeichernutzung: Netzpuffer
Anzahl Arbeitnehmer
Länge Verteilernetz
Länge Ferngasnetz
Länge Verteilernetz getrennt nach Druckstufen pro AGS
Länge Fernleitungsnetz pro AGS
Anzahl der Verdichterstationen getrennt nach Druckstufe
Summe der installierten Verdichtungsleistungen der Verdichterstationen getrennt nach Druckstufe
Anzahl der Druckminderungsstationen getrennt nach Druckstufe
Summe der installierten Anlagenleistung der Druckminderungsstationen (Durchflusskoeffizient bezogen auf Erdgas) getrennt nach Druckstufe
Leistungsgrößen (Output) zur Beschreibung der netzwirtschaftlichen Leistungserbringung
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen in N-m ³ /h
Eingespeiste Jahresarbeit in N-m ³
Davon während des Zeitraums des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs mit Entgeltbildung nach dem Punktzahlmodell eingespeiste Arbeit in N-m ³
Davon während des Zeitraums des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs mit Entgeltbildung nach dem Entry-Exit-Modell eingespeiste Arbeit in N-m ³
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen in N-m ³ /h
Zeitungleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen in N-m ³ /h
Ausgespeiste Jahresarbeit in N-m ³
Davon während des Zeitraums des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs mit Entgeltbildung nach dem Punktzahlmodell ausgespeiste Arbeit in N-m ³
Davon während des Zeitraums des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs mit Entgeltbildung nach dem Entry-/Exit-Modell ausgespeiste Arbeit in N-m ³
Eingespeiste Jahresarbeit in N-m ³ (historische Werte)
Ausgespeiste Jahresarbeit in N-m ³ (historische Werte)
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen in N-m ³ /h (historische Werte)
Zeitungleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen in N-m ³ /h (historische Werte)
FLNB: Anzahl Ausspeisepunkte pro AGS
VNB: Anzahl Ausspeisepunkte pro AGS
FLNB: Entnahmestellen pro AGS

VNB: Entnahmestellen pro AGS
Anzahl der Zählpunkte getrennt nach Druckstufe
Gasspeichernutzung: Max. Ausspeiseleistung (Auslagerung)
Gasspeichernutzung: Benötigte Speicherleistung
Anzahl Störungen getrennt nach Druckstufe
Anzahl Störungen an Gasdruckregel- und Messanlage (GDRM) getrennt nach Druckstufe
Dauer Störungen an Gasdruckregel- und Messanlage (GDRM) getrennt nach Druckstufe
Anzahl Leckagen getrennt nach Druckstufe
Fläche der AGS mit Netzanlagen
VNB: versorgte Fläche
VNB: Anzahl Einwohner
Konzessionsfläche
Fläche mit durchgängig städtischer Prägung (km ²), Fläche mit nicht durchgängig städtische Prägung (km ²), Fläche mit Industrie und Gewerbefläche (km ²), Fläche mit Verkehr (Straße, Bahn, Weg) (km ²), Fläche mit Natur, Land/Forstwirtschaft (km ²), Fläche mit Fels/Gletscher (km ²), Fläche mit Wasser (km ²)
Betreiber von Wassernetzen, Fernwärmenetzen, Abwassernetzen, Gasspeichern
Brennwert
Zersiedelung
Strukturparameter zur Beschreibung der gebietsstrukturellen Eigenschaften
Gradtagszahl
Belegenheit des Netz
Physisches Anlagengitter: - Auflistung aller Anlagengüter nach GasNEV Anlage 1 mit physischer Menge des Anlagengutes bewertet mit dem monetären Wert pro Jahr
Bodenklassen, Bodenklassenfaktor, Versiegelungsgrad, Hangneigung, Höhenunterschied
Anteil Alter der Rohrleitung getrennt nach Druckstufen
Investitionskosten für Rohrleitung in den Jahren 1940-2004
Investitionskosten für Zähl- und Messanlagen in den Jahren 1940-2004
Qualitätsparameter
SAIDI, CAIDI, SAIFI, nicht gedeckte Last (Volume of Lost Load, VOLL), nicht gelieferte Energie (Energy Not Supplied, ENS)
<u>Legende:</u> FLNB: Fernleitungsnetzbetreiber; VNB: Verteilnetzbetreiber AGS: Amtlicher-Gemeinde-Schlüssel voraussichtlich wegfallende Variablen Neu abzufragende Variablen

Tabelle 27: Gas Variablen

(1203) In Kapitel 13.4.4 sind die Variablen und Parameter aufgelistet, die als relevante Parameter identifiziert wurden und zukünftig zusätzlich zu den bisher abgefragten Daten erhoben werden sollen.

12.9 Statistische Signifikanzanalysen

(1204) Zuerst wurden OLS-Analysen (Ordinary Least Squares, Methode der kleinsten Fehlerquadrate) zur Identifikation statistisch signifikanter Vergleichsparameter durchgeführt (Kapitel 12.9.1). In einem weiteren Schritt wurde untersucht, inwieweit endogene durch exogene Kostentreiber abgebildet werden können

(Kapitel 12.9.2). Abschließend wurden die Hypothesen aus Kapitel 12.4. anhand realer Daten untersucht.(Kapitel 12.9.3).

12.9.1 Parameteranalyse durch statistische Verfahren

- (1205) Eine Fokussierung des Effizienzvergleichs auf eine Reihe von ökonomisch interpretierbaren, statistisch relevanten Variablen erleichtert die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen und führt zu stabileren Ergebnissen.
- (1206) Die statistische Relevanz eines Kostentreibers wurde mit Hilfe von OLS-Modellen getestet, in denen die Gesamtkosten als Regressant und die Vergleichsparameter als Regressoren benutzt wurden. Als Maß der Relevanz eines Kostentreibers wurden die F- und t-Statistiken verwendet.
- (1207) Als erster Schritt wurde ein OLS-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.
- (1208) Der nächste Schritt war deshalb eine Untersuchung einer Vielzahl von Vergleichsparameterkombinationen.. Für jede Teilmenge von Parametern kann für das entstehende Modell ein Maß für den Erklärungsgehalt berechnet werden. Hierzu wurde der Akeike-Wert (AIC) berechnet, der auf einem informationstheoretischen Erklärungsmaß beruht. Mit Hilfe einer automatisierten Software wurden Tausende von Modellen generiert und getestet. Zusätzlich zum AIC-Wert wurde für jedes Modell die statistische Relevanz der in dem Modell vorhandenen Variablen berechnet.
- (1209) 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 AIC-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.
- (1210) Durch das Bevorzugen von Modellen mit tendenziell wenigen Variablen ist der AIC-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 AIC-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.
- (1211) Die Berücksichtigung weiterer Parameter kann sich z.B. aus den ingenieurwissenschaftlichen Erkenntnissen aus den analytischen Kostenmodelle (AKM) herleiten lassen.
- (1212) 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 bestimmten 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.

12.9.2 Erklärung von endogenen durch exogene Kostentreiber

(1213) Regressionen der endogenen Kostentreiber auf exogene Kostentreiber haben die in Kapitel 12.5.2 getroffenen Annahme, dass die endogenen durch die exogenen Kostentreiber adäquat abgebildet werden, bestätigt.

12.9.3 Testrechnungen zu den Untersuchungen der analytischen Kostenmodelle

(1214) Aus den der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten und den Erkenntnissen aus den analytischen Kostenmodellen (vgl. Kapitel 12.4) können weitere Schätzgrößen ermittelt werden, bei denen einzelne Parameter konkretisiert bzw. mehrerer Parameter in einen überführt werden. Am Beispiel der Modellnetzlänge wurden die aus den analytischen Kostenmodellen abgeleiteten Hypothesen überprüft.

(1215) In Kapitel 12.4.3.1 wurde die Anzahl der Anschlusspunkte als relevanter Kostentreiber für die Kategorie Kundenanbindung identifiziert. Zur Beschreibung der Kategorie Kundenanbindung 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 Anschlusspunkte je AGS auf freiwilliger Basis erfragt (vgl. Kapitel 12.7.1).

(1216) Zusätzlich wurde in Kapitel 12.4.3.5 ein funktionaler Zusammenhang zwischen Netzlänge und Anschlussdichte angenähert. Die so genannte Modellnetzlänge errechnet sich als Quadratwurzel der Anschlussdichte multipliziert mit der Fläche. Dieser Wert wurde für alle Spannungsebenen berechnet. 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 12.7.1 angeführte freiwillige Zusatzabfrage diente diesem Zweck, da hier die Anschlusspunkte pro AGS abgefragt wurden. Die Daten der freiwilligen Zusatzabfrage zeigten zunächst deutliche Abweichungen auf zwischen den abgefragten Anschlusspunkten in der Niederspannung und dem Schätzer der öffentlichen Statistik. Dies bestätigt, dass die Aussagekraft der errechneten Modellnetzlänge derzeit nur als sehr eingeschränkt betrachtet werden darf. Im Zuge der nächsten Datenabfrage deshalb 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.

12.10 Zusammenfassung

(1217) Aufgrund der in Kapitel 12.5.1 beschriebenen Ergebnisse der Expertenbefragung und der in Kapitel 12.9.1 aufgezeigten hohen Erklärungsgehalte statistischer Berechnungen kann davon ausgegangen werden, dass die in Kapitel 12.8 aufgeführten Daten im Hinblick auf potentielle Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich zwar noch keine abschließende Auflistung darstellen, dass bereits ein umfassendes Bild von der Versorgungsaufgabe und den gebietsstrukturellen Unterschieden der Netzgebiete vermitteln können.⁷⁸ Die in Tabelle 18 dargestellten Zusammenhänge zwischen Vergleichsparametern werden bei der Durchführung des Effizienzvergleichs berücksichtigt.

78 Für voraussichtliche Änderungen der zukünftigen Datenabfrage vgl. Kapitel 13.4.4

13 Konzeption und Durchführung des Effizienzvergleichs

(1218) Dieser Abschnitt zeigt auf, wie die Bundesnetzagentur bei der Spezifikation von Effizienzvergleichs-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 Rückwirkungen 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. Die Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise anerkennen die Komplexität des Vorgehens und begrüßen die Absicht der Bundesnetzagentur, den Konsultationsprozess fortzuführen.

13.1 Grundsätze der Modellspezifikation

(1219) Der Effizienzvergleich ist bei der Anreizregulierung natürlicher Monopole von entscheidender Bedeutung. Dabei wird die netzwirtschaftliche Leistung (Output) eines Unternehmens mit der tatsächlich erbrachten Leistung anderer Verteilnetzbetreiber verglichen, und nicht mit einer theoretisch möglichen Leistung. Auf diese Weise kann der Effizienzvergleich einen im Kontext natürlicher Monopole nicht bestehenden Wettbewerb substituieren.

(1220) Inwiefern sich ein Regulierer auf einen derartigen Als-ob-Wettbewerb stützen kann, hängt von der Qualität des Effizienzvergleichs-Modells ab. Das bedeutet, dass es keine einfache und mechanistische Formel für die Umsetzung von Effizienzvergleichs-Ergebnissen in Regulierungsvorgaben gibt. Diese Entscheidung sollte vielmehr beim Regulierer liegen und in Konsultation mit den betroffenen Wirtschaftskreisen ausgestaltet werden. In Anbetracht der mangelnden Praktikabilität einer Verhandlungslösung in Deutschland ist durch den Regulierer eine transparente, nachvollziehbare und verlässliche Methode der Transformation der Effizienzvergleichs-Ergebnisse in Regulierungsvorgaben festzulegen.

(1221) Mit Blick auf den Effizienzvergleich 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. Die Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise stimmen der Feststellung der Bundesnetzagentur durchgängig zu, dass in Deutschland im Vergleich zum Ausland in weitaus geringerem Maße auf simplifizierte Modelle und regulatorische Ermessensentscheidungen zurückgegriffen werden muss.

(1222) Die Bundesnetzagentur hat sich – zum Teil als Konsequenz daraus – ehrgeizige Ziele im Hinblick auf die Güte des Effizienzvergleichs gesetzt. Insbesondere ist es ihr Ziel, die vorhandene methodologische Vielfalt durch die Analyse mehrerer potentieller Modellspezifikationen (Wahl der Strukturparameter) und unterschiedlicher Vergleichsmethoden (Data Envelopment Analysis, Stochastic Frontier Analysis, Analytische Kostenmodelle) zu nutzen. In der Kombination eines komplementären Effizienzvergleichs lässt sich das methodologische Risiko minimieren und den Anforderungen aus § 21a Abs. 5 S. 5 bestmöglich Rechnung tragen.

13.1.1 Gutachterliche Bewertung und Empfehlungen

- (1223) Die durch Sumicsid durchgeführten Analysen⁷⁹ 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.
- (1224) 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 Effizienzvergleichs-Anwendung. Dies bedeutet nach Auffassung der Gutachter, dass, wenn es der Bundesnetzagentur möglich ist, die Spezifikation der Effizienzvergleichs-Modelle kontinuierlich weiterzuentwickeln und man davon absieht, den jetzigen Stand der Modellspezifikation voreilig festzuschreiben, Deutschland einen neuen Standard des regulatorischen Effizienzvergleichs setzen wird.

13.1.2 Auswahlkriterien für die Wahl eines Modells

- (1225) Folgende Kriterien verfolgt die Bundesnetzagentur bei der Spezifikation der Effizienzvergleichs-Methoden und sieht hierin einen wichtigen Punkt für die weitere Konsultation.
- (1226) *Kontinuität*: Bei Überlegungen zu den Spezifikationen der Modelle muss auch im Interesse der Lerneffekten 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.
- (1227) *Robustheit*: Die Modellspezifikationen und Ergebnisse müssen robust gegenüber vorhersehbaren Kosten und technologischen und institutionellen Veränderungen sein, um stabile Anreizwirkungen und eine Minimierung des Regulierungsrisikos zu garantieren.
- (1228) *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 eines Vergleichswettbewerbs direkt auf die anderen Unternehmen auswirkt.
- (1229) *Eindeutigkeit*: Die Definitionen des Modells müssen eindeutig sein, damit sie nicht widersprüchlich interpretiert werden können, z.B. in Bezug auf Zeit und Organisationsebenen.
- (1230) *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.

13.1.3 Definition von Aufwands- und Leistungsparametern

- (1231) Ein Effizienzvergleichs-Modell ist eine quantitative Darstellung der Beziehung zwischen Ressourceneinsatz (Input) und dem Angebot nachgefragter Dienstleistungen (Output) auf der Basis miteinander vergleichbarer Beobachtungen.
- (1232) 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 Leistung (Outputs) unter gleichen oder schwierigeren Bedingungen produziert werden kann. Mit dem Effizienzvergleichs-Modell werden

79 Vgl Kapitel 13.3

die minimalen Kosten für jedes Output-Profil und strukturelle Spezifikation berechnet und die effizienten Kosten für die herrschenden Bedingungen bestimmt.

- (1233) Die Spezifikation des Effizienzvergleichs-Modells stellt die Phase der Zusammenführung aller vorangestellter Schritte dar, bei der abschließend die funktionale Form für parametrische Effizienzvergleichs-Methoden und die relevanten Effizienzvergleichs-Parameter festgelegt wird. Abbildung 63 fasst das Ergebnis der Modellspezifikation zusammen.
- (1234) Unter Aufwand X bzw. kontrollierbaren 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 Verdichterstationen (Gas) zu verstehen. Die Klasse der Leistung (Outputs) Y wird durch exogene Indikatoren für die Ergebnisse der regulierten Tätigkeit bestimmt, also 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.). Die Klasse der Strukturvariablen Z enthält Parameter, die einen nicht kontrollierbaren Einfluss auf Betriebs- oder Kapitalkosten haben können, ohne dass sie als Leistungsparameter klassifiziert werden. In dieser Klasse finden sich Indikatoren für Geologie, Geographie und Topologie (vgl. Kapitel 12.6).

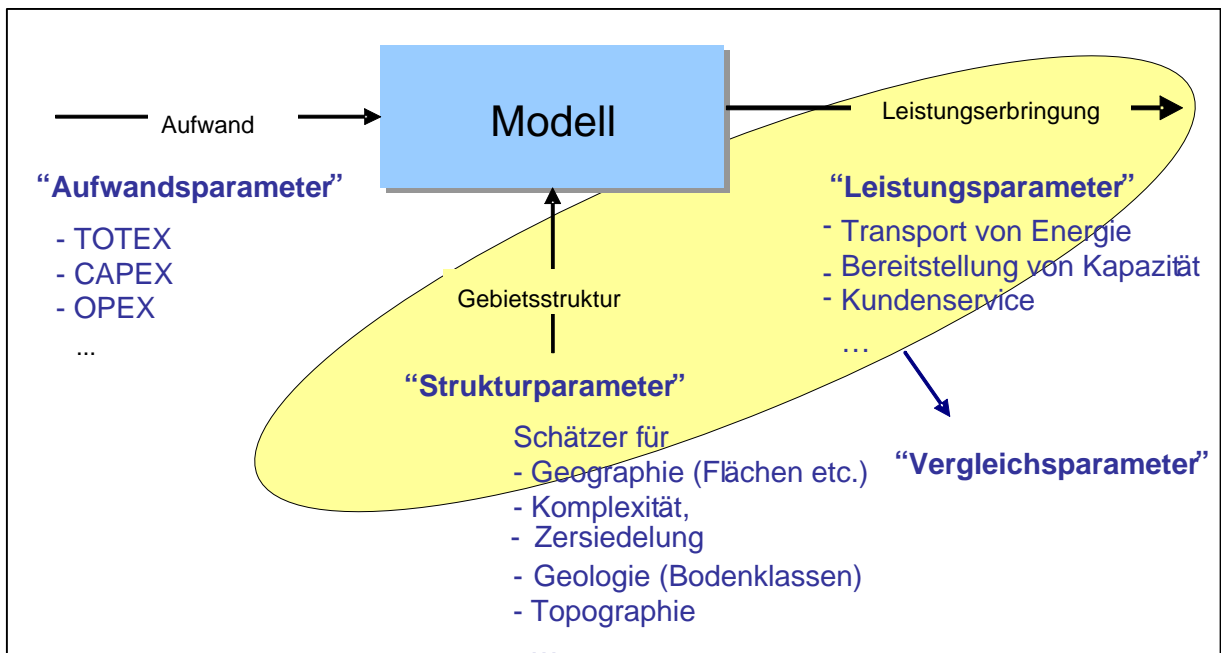


Abbildung 63: Modellspezifikation

13.1.4 Leistungs-Orientierung der Parameterwahl

- (1235) 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 des Aufwands (Input) schränkt nicht nur die Anreize, die der Regulierer auf die Ergebnisse setzen kann, ein. Sie kann auch die Firmen bezüglich ihres wahren Effizienzpotentials täuschen, 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 Leistung (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 den regulatorischen Effizienzvergleich nicht gemessen oder beeinflusst werden sollte. Einzig seine letztendlichen Auswirkungen auf die Kosten sind entscheidend für die Effizienzmessung.

13.1.5 Künftige Vorgehensweise

- (1236) Das Hauptanliegen der bisherigen Stellungnahmen (GEODE, VDEW/VDN/VRE, VKU, VIK/BDI) zum Entwurf der Bundesnetzagentur zur Durchführung des Effizienzvergleichs lag auf der Sicherstellung einer **verlässlichen Datengrundlage** und eines **robusten Effizienzvergleichsmodells**. Die Bundesnetzagentur hat die in den Stellungnahmen geäußerten Wünsche nach einer **hohen Transparenz** aufgenommen. Die bisherigen Ausführungen wurden dementsprechend überarbeitet und ergänzt. Die Bundesnetzagentur stellt hier ein **detailliertes Konzept für die Durchführung des Effizienzvergleichs** auf Grundlage der zukünftigen AnreizVO vor.
- (1237) Durch dieses Konzept wird gewährleistet, dass die Anforderungen des § 21a Abs. 5 S. 5 und weiter gehende sachliche Kriterien (robust, sachgerecht, zuverlässig, belastbar) eingehalten und erfüllt werden. § 21a Abs. 5 S. 5 beschreibt im Wesentlichen eine **Sensitivitätsanalyse** („keine überproportionale Änderung der Vorgaben bei geringfügiger Änderung einzelner Parameter“) und **Signifikanzanalyse** („insbesondere im Vergleich zur Bedeutung“). Zum **Nachweis der Praktikabilität** dieses Konzeptes wurden die geplanten Schritte auf die von der Bundesnetzagentur erhobenen Netzbetreiberdaten angewandt.
- (1238) Die Durchführung des Effizienzvergleichs durch die Bundesnetzagentur erfolgt entsprechend dem in
- (1239) Abbildung 64 dargestellten Ablauf. Der Effizienzvergleich beruht auf zwei Komponenten: den **Vergleichsparametern** (Daten der Netzbetreiber und aus anderen Quellen) und einem **Effizienzvergleichsmodell**. Beide Komponenten müssen validiert werden und aufeinander abgestimmt werden. Die beiden Validierungen und die Abstimmung erfolgen durch eine automatisierte Sensitivitätsanalyse:
- In **Phase 1 (orange)** werden die **Netzbetreiberdaten** erhoben und auf **Konsistenz** und **Plausibilität** geprüft. Inkonsistente und unplausible Netzbetreiberdaten werden identifiziert und durch Nachfragen bei den Netzbetreibern korrigiert.
 - In der darauf folgenden **Phase 2 (gelb)** werden zuerst die **Netzbetreiberdaten validiert**, indem sie in einer Vielzahl von Effizienzvergleichsmodellen analysiert werden. Auffällige Netzbetreiberdaten werden wiederum identifiziert und nach Nachfragen bei Netzbetreibern von diesen korrigiert. Außerdem liefert die Sensitivitätsanalyse auf Basis der validierten Netzbetreiberdaten belastbare Ergebnisse für die Güte der Effizienzvergleichsmodelle. Dies wird als **Validierung der Effizienzvergleichsmodelle** bezeichnet.
 - Aus den validierten Effizienzvergleichsmodellen wird in **Phase 3 (grün)** durch eine nachfolgende **Detailanalyse die beste komplementäre Kombination** aus nicht-parametrischen, deterministischen Modellen und parametrischen, stochastischen Modellen ausgewählt. Das für einen Netzbetreiber geltende Effizienzziel ergibt sich schließlich durch die Kombination (Bestabrechnung oder Durchschnittsbildung) der Ergebnisse der beiden Modelle. Dieses Vorgehen ermöglicht die Verwendung der bestmöglichen Techniken bei der Effizienzermittlung.

(1240) Die Konsultation mit den betroffenen Wirtschaftskreisen und ihren Beratern über die Detailausgestaltung des Effizienzvergleichs ist dabei integraler Bestandteil des Vorgehens. Wegen des notwendigen hohen Detaillierungsgrades der Diskussion soll die Konsultation dabei in einem neu zu schaffenden Expertenkreis mit geringerer Teilnehmerzahl als in den bisherigen Konsultationskreissitzungen mit teilweise über 50 Teilnehmern durchgeführt werden.

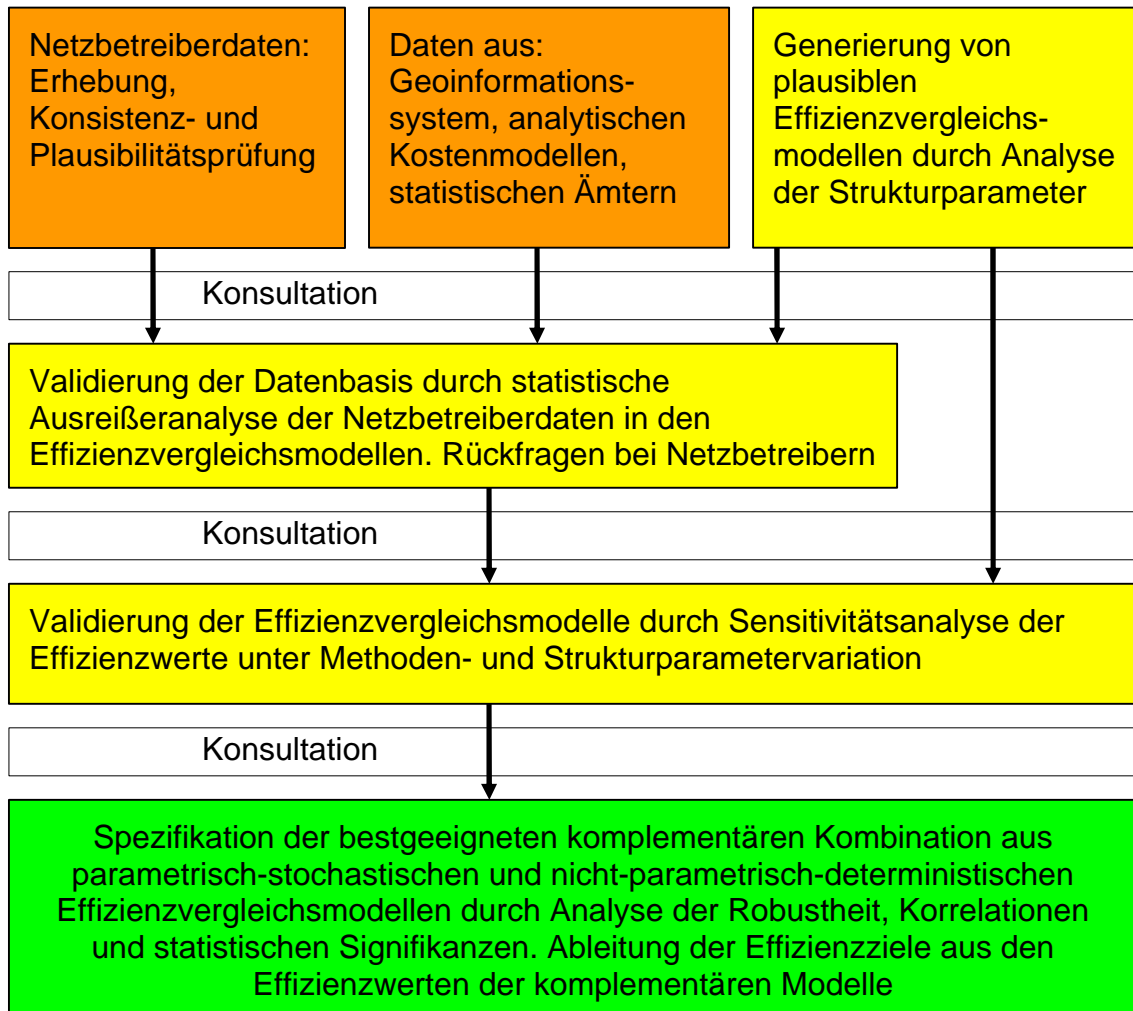


Abbildung 64: Ablauf des Effizienzvergleichs

13.2 Vorgehensweise im Detail

13.2.1 Phase 1: Erhebung der Netzbetreiberdaten und Prüfung

(1241) In Abbildung 65 ist der Ablauf der Datenerhebung und Prüfung der Daten auf Konsistenz und Plausibilität dargestellt. Diese Prüfung kann im Vorfeld der Modellspezifikation erfolgen und unterscheidet sich hierdurch von der Datenvalidierung, die im Kontext mit den Vergleichsmodellen stattfindet. Die Konsistenzprüfung umfasst die Überprüfung eines Datensatzes eines Netzbetreibers auf inhärente Fehler, die ohne einen Vergleich mit anderen Daten festgestellt werden können. Die Plausibilitätsprüfung erfolgt unter Bezugnahme auf zusätzliche Daten, z. B. Datensätze anderer Netzbetreiber oder Daten aus anderen Quellen (vgl. Kapitel 12.7.3).

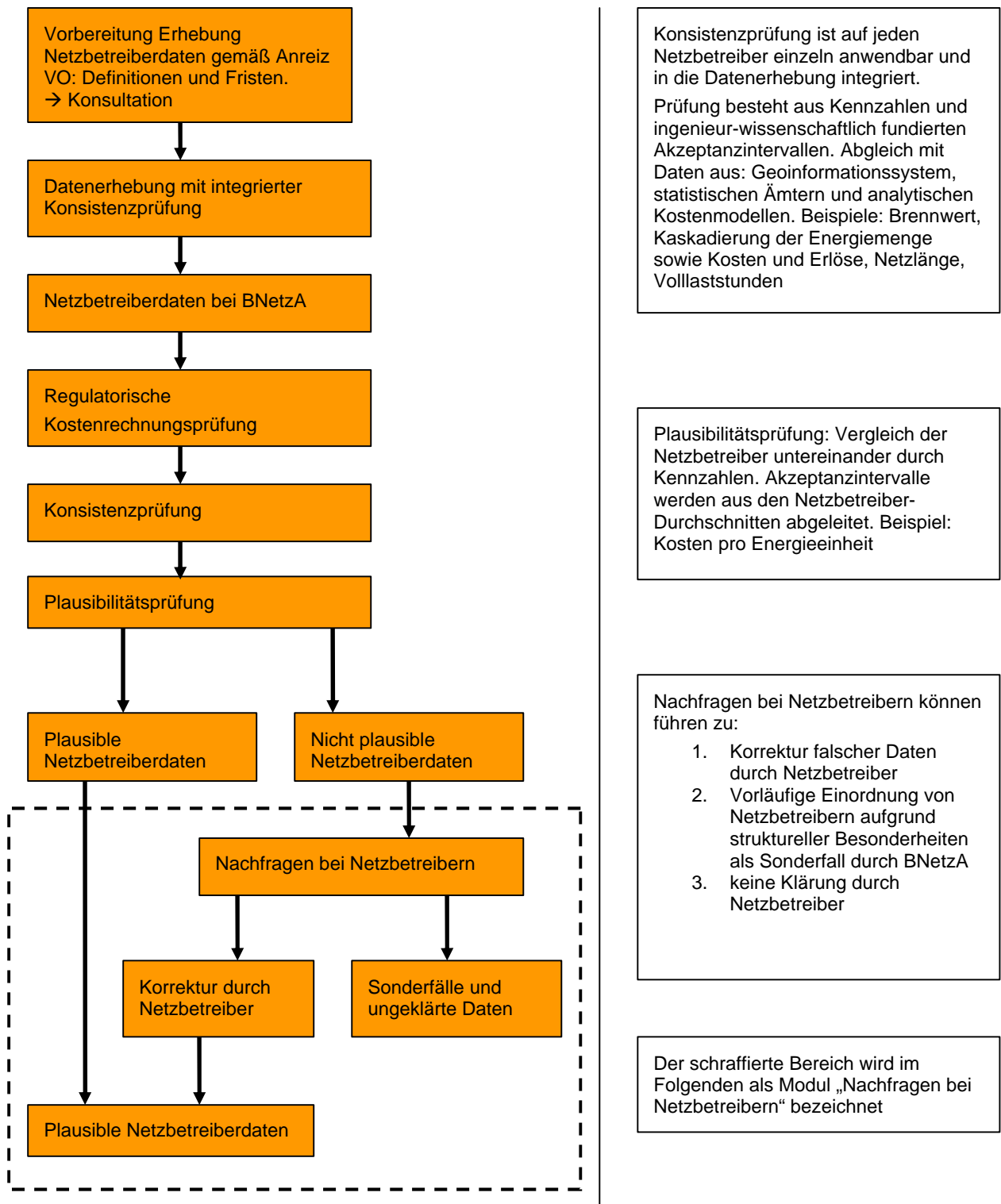
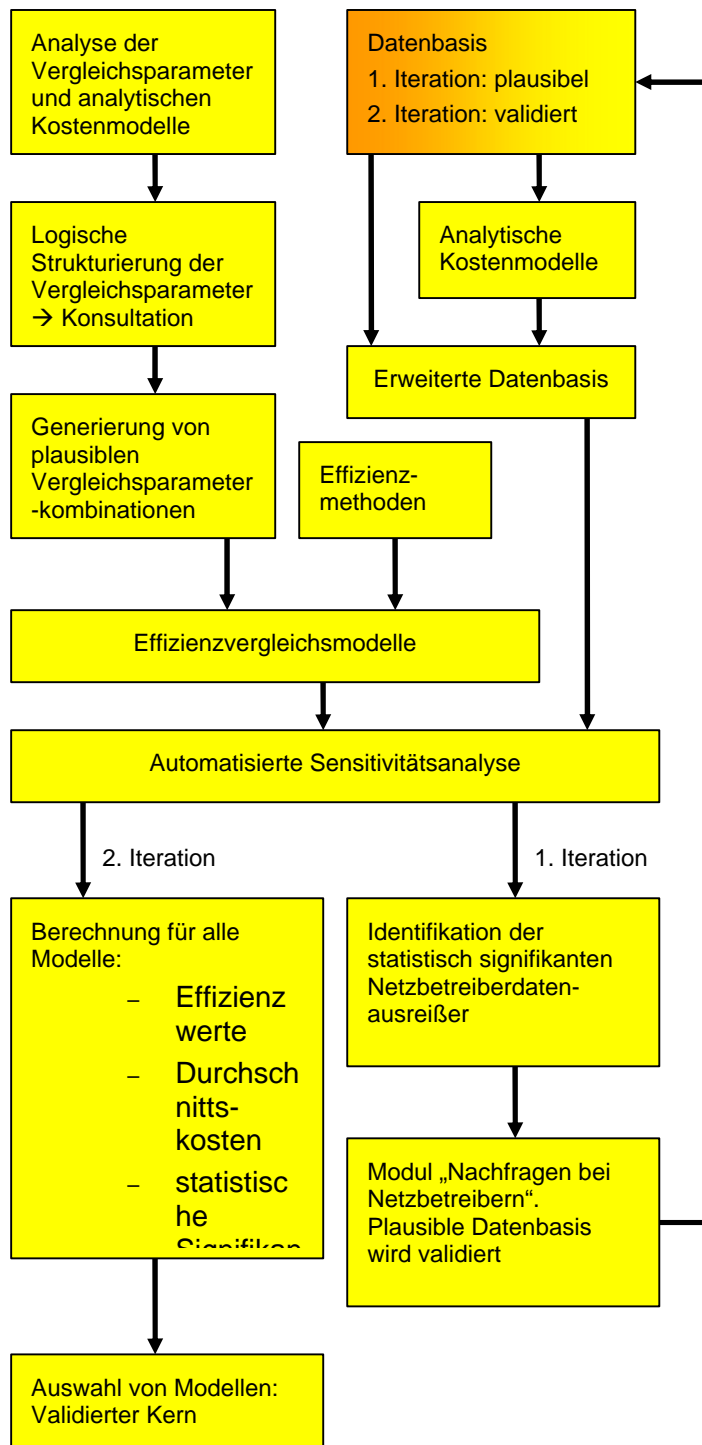


Abbildung 65 Phase 1 (orange): Erhebung der Netzbetreiberdaten und Prüfung.

13.2.2 Phase 2: Validierung der Netzbetreiberdaten und der Effizienzvergleichsmodelle

(1242) Der Kern der Validierung der Netzbetreiberdaten und der Validierung der Effizienzvergleichsmodelle ist **eine automatisierte Sensitivitätsanalyse**.

- (1243) Beim ersten Durchlaufen (Iteration 1) des in Abbildung 66 dargestellten Ablaufs wird die Sensitivität der Effizienzwerte auf die einzelnen Daten der Netzbetreiber aus der plausibilitätsgeprüften Datenbasis (orange) analysiert. Durch die Nachfragen bei den Netzbetreibern zu den auffälligen Daten wird die Datenbasis validiert. Beim zweiten Durchlaufen (Iteration 2) der automatisierten Sensitivitätsanalyse auf Grundlagen der validierten Datenbasis (gelb) werden plausible Effizienzvergleichsmodelle auf ihre Sensitivität bezüglich Variationen in den Strukturparametern und den Effizienzvergleichsmethoden identifiziert.
- (1244) Die Verwendung der automatisierten Sensitivitätsanalyse sowohl bei der Datenvalidierung als auch bei der Modellvalidierung wird ermöglicht, indem eine grundsätzliche Schwäche der nicht-parametrischen Methoden für den Effizienzvergleich in eine Stärke bei der Datenvalidierung umgewandelt wird. Die oftmals thematisierte Sensitivität der nicht-parametrischen Effizienzvergleichsmethode DEA bezüglich falscher Daten (Datenausreißern) wird genutzt, um Datenausreißer zu identifizieren und gesondert zu prüfen. Als Ergebnis erhält man eine **Menge von zuverlässigen Effizienzvergleichs-Modellen** (Validierter Kern) und eine **validierte Datenbasis**.
- (1245) Bei der automatisierten Sensitivitätsanalyse wird eine Vielzahl von Effizienzvergleichsmodellen ohne einschränkende Vorauswahl untersucht. Hierdurch kann gewährleistet werden, dass die robuste Modellspezifikation nicht durch eine willkürliche Vorauswahl beeinträchtigt wird.
- (1246) Die Bundesnetzagentur hat in eigener Entwicklung ein entsprechendes Rechenprogramm entwickelt, das in der Lage ist, bis zu 100.000 Vergleichsmodelle automatisch auf Sensitivität zu überprüfen (s. Kapitel 13.2.3.2.7).
- (1247) Die Generierung von plausiblen Strukturparameterkombinationen und die verwendeten Effizienzvergleichsmethoden werden im Folgenden dargestellt.



Analyse der Vergleichsparameter durch: analytische Kostenmodelle, technische Zusammenhänge, Korrelationen zwischen Strukturparametern. Einbeziehung bisheriger Ergebnisse

Datenbasis besteht aus Netzbetreiberdaten sowie Daten aus: Geoinformationssystem, und statistischen Ämtern. Mit analytischen Kostenmodelle n werden z.B. Modellnetzlängen berechnet.

Effizienzmethoden: DEA mit unterschiedlichen Skalenerträgen. SFA mit unterschiedlichen Funktionstypen und Normierungen

Identifikation der Ausreißer durch DEA. Die Empfindlichkeit der DEA auf Datenfehler wird bei der Datenvalidierung zu einer Stärke

Korrelationen: Pearson, Spearman, metrisch, DEA-Effizienz relativ zum SFA-Vertrauensintervall

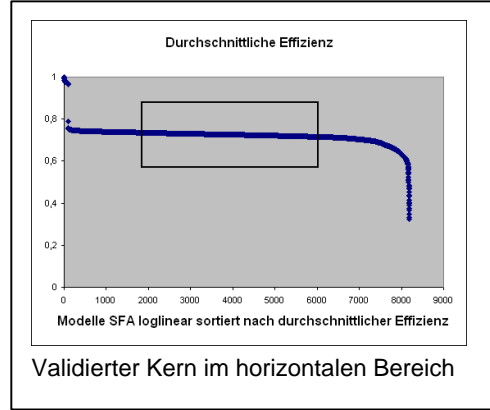


Abbildung 66 Phase 2 (gelb): Validierung der Netzbetreiberdaten und der Effizienzvergleichsmodelle.

13.2.2.1 Generierung von plausiblen Strukturparameterkombinationen für die Effizienzvergleichsmodelle

- (1248) Ein Effizienzvergleichsmodell besteht aus der Auswahl von Strukturparametern und der Spezifikation der Methode. Strukturparameter sind entweder durch die Versorgungsaufgabe bedingte exogene Kostentreiber oder strukturspezifische (und damit auch exogene) Kostentreiber. Von den Millionen theoretisch möglichen Strukturparameterkombinationen sind jedoch die meisten ohne praktische Anwendbarkeit. Eine automatisierte Erzeugung von sinnvollen Strukturparameterkombinationen muss somit intelligent gesteuert werden.
- (1249) Die Steuerung erfolgt durch eine Einbeziehung von logischen Verknüpfungen zwischen den Strukturparametern. Die zu berücksichtigenden Verknüpfungen werden aus den bisher von der Bundesnetzagentur durchgeführten statistischen Strukturparameteranalyse, von ingenieur-wissenschaftlichen Erkenntnissen, den Ergebnissen aus der Analyse der analytischen Kostenmodelle und auch den Schlussfolgerungen aus den bisher untersuchten Effizienzvergleichsmodellen abgeleitet.
- (1250) Ein Beispiel ist die Gruppierung von Strukturparametern mit der Vorgabe, dass ein Strukturparameter der Gruppe nur verwendet werden darf, wenn auch alle anderen Strukturparameter der Gruppe verwendet werden. Hiermit kann z.B. ausgedrückt werden, dass ein Strukturparameter entweder für alle Netzebenen verwendet wird oder überhaupt nicht. Bei den nachfolgend dargestellten Testrechnungen wurde solch eine Verknüpfung auf den Strukturparameter zeitgleiche Jahreshöchstlast angewandt. Ein anderes Beispiel ist die Vermeidung von Kombinationen von Strukturparametern, die zu eng miteinander verbunden sind. Ein Beispiel wäre die nicht sinnvolle gleichzeitige Berücksichtigung der Modellnetzlänge, der Fläche und der Anschlusspunkte.
- (1251) Des Weiteren gibt es Erkenntnisse aus den analytischen Kostenmodellen, dass gewisse Strukturparameter nur in ganz bestimmten Netzebenen Wirkung zeigen. Es kann z.B. sinnvoll sein, die Energieentnahme nur für einige der Netzebenen einzubeziehen.
- (1252) Diejenigen Kombinationen sind als plausibel zu bezeichnen, die alle spezifizierten logischen Bedingungen erfüllen. Denn es gibt a priori ohne detailliertere Analysen dann keine Argumentation, dass gewisse Kombinationen ausgeschlossen werden müssten. Die Spezifikation der logischen Gruppierungen zwischen den Strukturparametern wird Gegenstand weiterer Konsultationen sein.

13.2.2.2 Methoden für die Effizienzvergleichsmodelle

- (1253) Es werden deterministische, nicht-parametrische DEA-Modelle mit den folgenden Skalenerträgen untersucht:
- nicht-fallend
 - konstant
 - variabel
 - nicht-steigend.
- (1254) Es werden stochastische, parametrische SFA-Modelle untersucht mit den folgenden Funktionstypen:
- linear
 - quadratisch
 - logarithmisch-linear
 - translog.
- (1255) Alle obigen parametrischen Funktionstypen werden auch in einer normierten Variante berücksichtigt. Bei normierten Funktionstypen besteht das Modell aus absoluten Kosten und absoluten Strukturparameter. Vor der ökonometrischen

Regression werden sowohl die Kosten als auch alle verwendeten Strukturparameter durch einen „Größen“-Strukturparameter geteilt, der als Maß für die „Größe“ der Versorgungsaufgabe interpretiert werden kann, z.B. die Fläche des Versorgungsgebiets.

- (1256) Im bisherigen Konsultationsprozess wurde von den Netzbetreiberverbänden (insbesondere GEODE und VDEW/VDN/VRE) oftmals die Verwendung von einzelnen bezogenen Strukturparametern gefordert. Ein bezogener Strukturparameter ergibt sich bei der Division eines einzelnen Strukturparameters durch einem „Größen“-Strukturparameter. Bezogene Größen wurden in den Stellungnahmen als Vorteil angesehen, wenn zwischen einigen Strukturparametern hohe Korrelation bestehen. In einigen Stellungnahmen (insbesondere GEODE) wurden bezogene Größen auch als Hilfsmittel gegen die ungleiche Behandlung von großen und kleinen Netzbetreibern vorgeschlagen. Die normierten parametrischen Funktionstypen sind für diesen Zweck jedoch besser geeignet. Die ökonomische Beschreibung hierfür ist eine Heteroskedastizität der Residuen, die durch die Normierung vor der Regressionsanalyse berücksichtigt wird.
- (1257) Eine Verwendung bezogener Strukturparameter in nicht-parametrischen Effizienzvergleichsmethoden ist nicht sinnvoll, da die Bildung der Quotienten einen funktionalen Zusammenhang unterstellt. Der Vorteil der nicht-parametrischen Methoden ist jedoch eine flexible Anpassung an die Daten ohne vorherige Annahmen.
- (1258) RWE Energy hat durch Frontier Economics Ltd, London, ein Gutachten erstellen lassen, dessen wesentliche Forderung an die Bundesnetzagentur die Berücksichtigung eines Spezialfalls der oben erwähnten normierten SFA-Methoden ist. Erfolgt die Normierung einer logarithmisch-linearen SFA-Funktion durch einen der im Effizienzvergleichsmodell verwendeten Strukturparameter, so ergibt sich eine Funktion mit konstanten Skalenerträgen. Solche Funktionen werden durch die Verwendung normierter Funktionstypen ebenfalls abgedeckt.
- (1259) Die Bildung von Quotienten zwischen Strukturparametern wird übrigens bereits implizit in den logarithmisch-linearen Funktionstypen analysiert, da die Logarithmus-Funktion multiplikative Zusammenhänge in additive Zusammenhänge überführt. Beispielsweise wird auf diese Weise der vom VDN vorgeschlagene Quotient Anschlusspunkte pro km² als Maß für die Zersiedelung berücksichtigt.
- (1260) Insgesamt werden durch die Einbeziehung normierter Funktionstypen die wesentlichen Anmerkungen zu den Effizienzvergleichsmethoden aus den Stellungnahmen im Konsultationsprozess aufgenommen. Bei der Berücksichtigung von normierten Funktionstypen ist eine Verwendung von bezogenen Strukturparametern nicht notwendig.

13.2.2.3 Einbeziehung analytischer Kostenmodelle

- (1261) Aus analytischen Kostenmodellen werden zusätzliche Strukturparameter berechnet, die im Effizienzvergleich berücksichtigt werden können (vgl. Kapitel 12.4). Ein Beispiel ist die Modellnetzlänge, die bei genügend detaillierter Datenbasis (Amtliche Gemeinden oder noch detailliertere Angaben) als ein Maß für die Zersiedelung dienen kann.
- (1262) In der ersten Iteration erfolgt die Berechnung auf Grundlage der plausibilitätsgeprüften Datenbasis. In der zweiten Iteration erfolgt die Berechnung auf Grundlage der validierten Datenbasis.

13.2.2.4 Validierung der Netzbetreiberdaten

- (1263) Die Validierung der Netzbetreiberdaten erfolgt auf der Basis von bereits plausibilitätsgeprüften Daten.
- (1264) Beim ersten Durchlaufen (Iteration 1) der automatisierten Sensitivitätsanalyse werden potentielle Datenausreißer identifiziert. Basis für diese Identifikation sind vorrangig aus der DEA abgeleitete Werte. Ein Beispiel ist die für einen

Netzbetreiber berechnete Zahl der Netzbetreiber, für die er ein effizientes Vergleichsunternehmen (Peer) ist, oder umgekehrt die Identifikation der Vergleichsunternehmen für einen ineffizienten Netzbetreiber. Mit Blick auf die Datenbasis insgesamt kann als wichtiges Kriterium die Anzahl der Netzbetreiber, die die Effizienzgrenze (Frontier) ausbilden, angesehen werden. Andere Beispiele sind die Supereffizienz oder besonders niedrige Effizienzwerte. Auf diese Weise werden sowohl auffällig hohe als auch auffällig niedrige Werte identifiziert.

- (1265) Ist ein Netzbetreiber für ein einzelnes Effizienzvergleichsmodell als auffällig identifiziert worden, so werden die von ihm erhobenen Daten zu den im Modell berücksichtigten Strukturparametern markiert.
- (1266) Ist ein Strukturparameter in den sensitivitätsgeprüften Effizienzvergleichsmodellen für einen bestimmten Netzbetreiber signifikant oft als auffällig markiert worden, so wird dieser Strukturparameter für diesen Netzbetreiber als potentieller Datenausreißer angesehen. Es erfolgt eine Nachfrage bei dem Netzbetreiber zu dem übermittelten Wert dieses Strukturparameters.
- (1267) Auf diese Weise wird die plausible Datenbasis validiert. Netzbetreiber, deren Daten nicht validiert werden können, werden aus der Datenbasis und den folgenden Analysen ausgeschlossen. Die Daten können aus zwei Gründen nicht validiert werden:
 - Der erste Grund ist, dass ein Netzbetreiber sehr ungewöhnliche strukturelle Rahmenbedingungen hat. Eine Berücksichtigung dieses einzelnen Netzbetreibers würde die Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells zu stark beeinflussen. Solch ein Netzbetreiber kann von der Bundesnetzagentur als Sonderfall klassifiziert und aus dem Effizienzvergleich ausgeschlossen werden. Die Daten des Netzbetreibers können dann korrekt sein, sie werden zur Vereinfachung der Notation aber als nicht validiert bezeichnet.
 - Der andere mögliche Grund für eine nicht erfolgte Validierung wäre der Fall, dass ein Netzbetreiber die auffälligen Daten nicht erläutern kann. Auch dieser Netzbetreiber wird aus der folgenden Modellbildung ausgeschlossen.

13.2.2.5 Validierung der Effizienzvergleichsmodelle

- (1268) Das zweite Durchlaufen (Iteration 2) der automatisierten Sensitivitätsanalyse wird auf dem validierten Datensatz durchgeführt. Jetzt werden die zur Validierung der Effizienzvergleichsmodelle benötigten Werte berechnet.
- (1269) Es werden für jede Strukturparameterkombination die Korrelationen der Effizienzwerte zwischen den verschiedenen Effizienzmethoden berechnet. Dies betrifft sowohl die Korrelationen zwischen den verschiedenen Skalenerträgen bei der DEA also auch die Korrelationen zwischen den DEA- und SFA-Effizienzwerten.
- (1270) Die wesentlichen Korrelationen sind vom Typ Pearson und Spearman, um lineare Zusammenhänge sowie die Robustheit der Rangfolge zu messen. Für die Berücksichtigung der absoluten Unterschiede werden auch metrische Abstände zwischen den Effizienzwertvektoren berechnet. Zusätzlich wird der Anteil der Netzbetreiber berechnet, deren DEA-Effizienzwert im Vertrauensintervall des SFA-Effizienzwertes liegt.
- (1271) Aus unnatürlich hohen oder niedrigen durchschnittlichen Effizienzen lassen sich bereits einige Modelle ausschließen. Eine durchschnittliche Effizienz von über 99% bei einem SFA-Modell kann beispielsweise durch ein ungeeignetes Modell erklärt werden. Alle Abweichungen von der Kostenfunktion werden dann durch Messfehler erklärt und es werden keine Abweichungen durch Ineffizienzen erklärt.
- (1272) In Abbildung 67 sind als Beispiel die durchschnittlichen Effizienzen der Verteilnetzbetreiber Strom in 8.000 unterschiedlichen Effizienzvergleichsmodellen dargestellt. Die Modelle sind auf der horizontalen x-Achse nach sinkenden durchschnittlichen Effizienzen angeordnet. Über 95% der Modelle haben eine durchschnittliche Effizienz zwischen 65% und 75%. Über 85% der Modelle haben

eine durchschnittliche Effizienz zwischen 70% und 75%. Dies ist ein erster Indikator für die Robustheit eines Modells aus dem markierten horizontalen Bereich der Linie bezüglich der Auswahl der Strukturparameter.

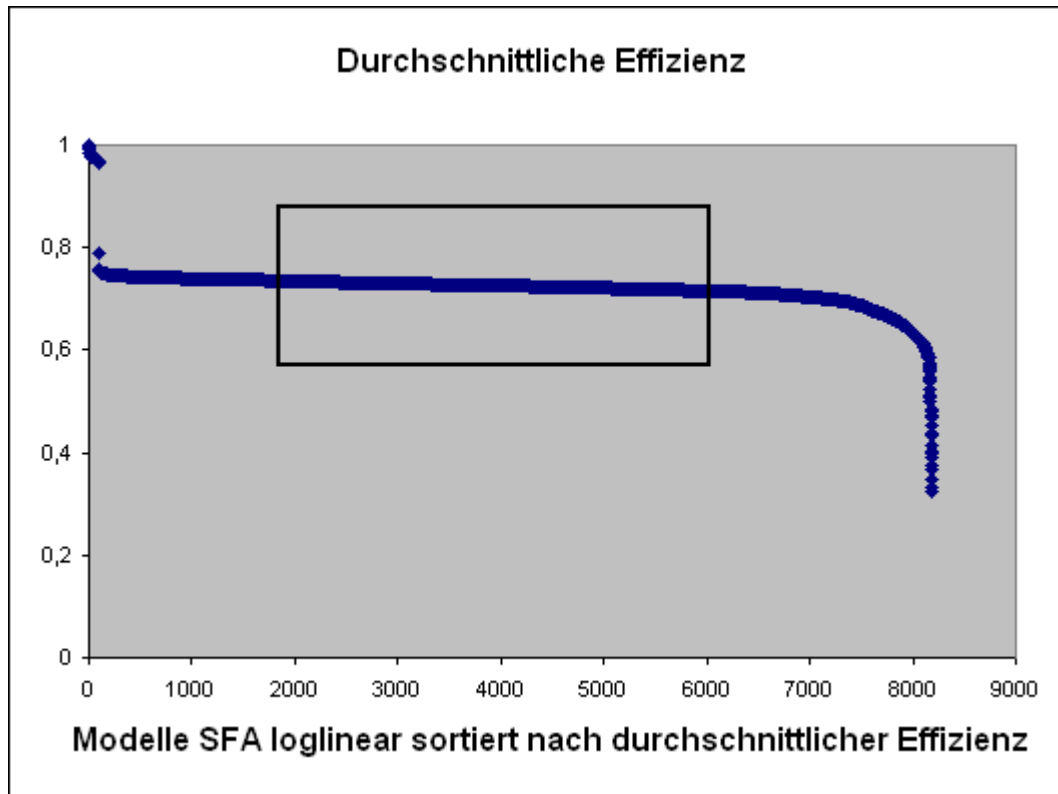


Abbildung 67 Durchschnittliche Effizienz für 8.000 Modelle für die Verteilnetzbetreiber Strom

- (1273) Weitere Analysemethoden werden durchgeführt. So werden für alle Strukturparameterkombinationen auch die durchschnittlichen Kosten mit einer OLS (Ordinary Least Square, Methode der kleinsten Fehlerquadrate) berechnet, ebenso wie die statistischen Signifikanzen der einzelnen Strukturparameter in allen Kombinationen.
- (1274) Auf Grundlage dieser berechneten Werte wird eine Reihe von robusten Modellen mit hohen Signifikanzen und einem belastbaren Effizienzdurchschnitt ausgewählt, die als „Validierter Kern“ bezeichnet werden und in Phase 3 (grün) im größtmöglichen Detaillierungsgrad untersucht wird.

13.2.3 Phase 3: Spezifikation der Effizienzvergleichsmodelle und Ermittlung der Effizienzziele

- (1275) In Abbildung 68 wird die Validierung der Netzbetreiberdaten und der Effizienzvergleichsmodelle visualisiert.

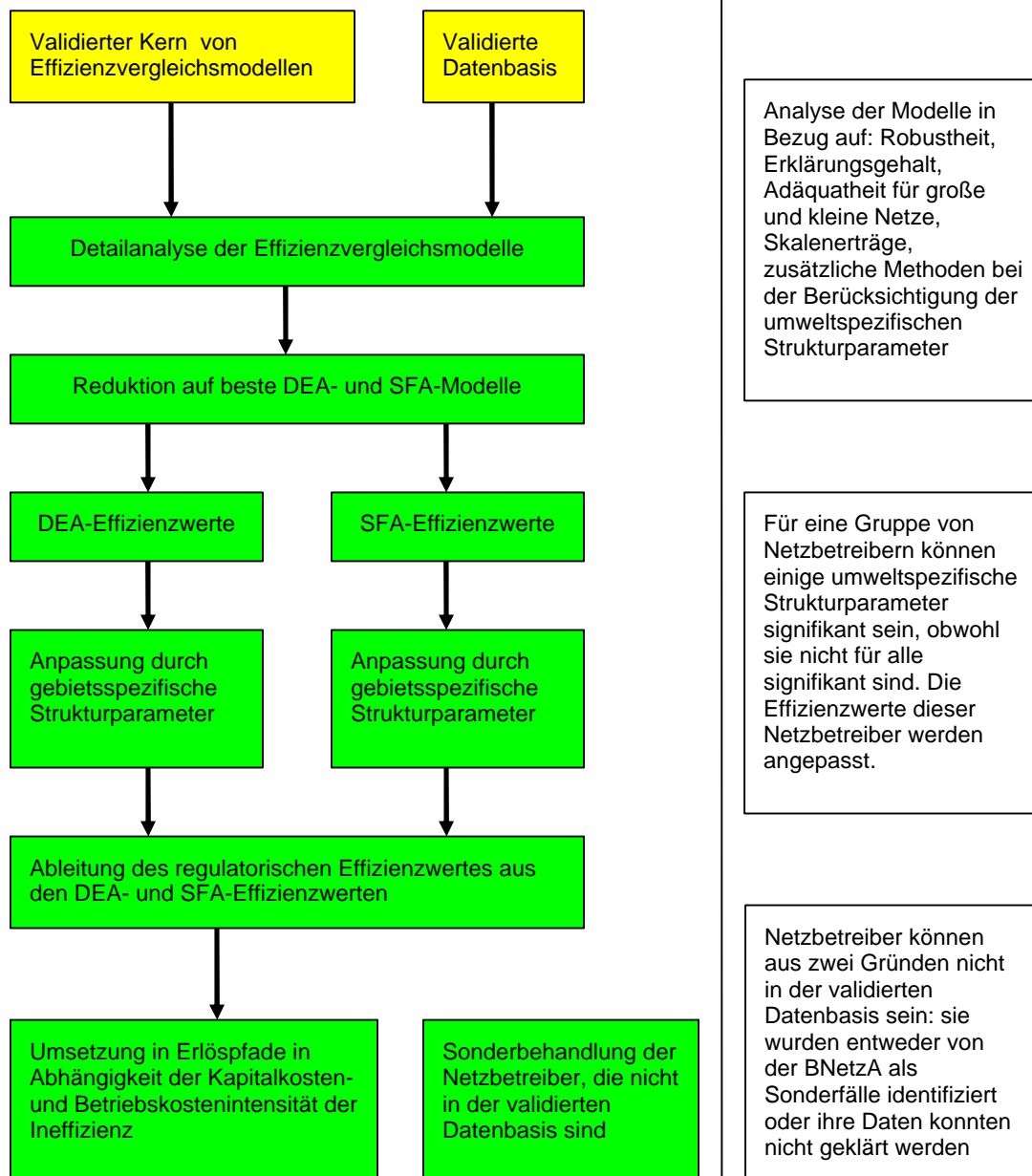


Abbildung 68 Phase 3 (grün): Spezifikation der Effizienzvergleichsmodelle und Ermittlung der Effizienzziele.

13.2.3.1 Detailanalyse der Effizienzvergleichsmodelle des Validierten Kerns

(1276) In diesem Schritt werden alle in Frage kommenden ökonomischen Analysen durchgeführt. Ein besonderer Schwerpunkt ist die Robustheit der Modelle. In der automatisierten Sensitivitätsanalyse wurde die Robustheit der Modelle bezüglich der Auswahl der Strukturparameter untersucht. Hier wird die Robustheit der Modelle bezüglich der Sensitivität der Effizienzwerte bezüglich der Netzbetreiberdaten analysiert. Eine kleine hypothetische Änderung in den Daten eines Netzbetreibers soll nur eine kleine Auswirkung auf den Effizienzwert dieses Netzbetreibers und die Effizienzwerte aller anderen Netzbetreiber haben.

- (1277) Der ökonomische Erklärungsgehalt der verwendeten Strukturparameter wird analysiert. Die Adäquatheit der Modelle für kleine und große Netzbetreiber wird betrachtet. Zum Beispiel soll ein hoher R^2 -Wert nicht nur für die Gesamtheit der Netzbetreiber gelten, sondern es sollen für die Gruppe der kleinen und die Gruppe der großen Netzbetreiber ebenfalls hohe Erklärungsgehalte vorhanden sein.
- (1278) Die Annahmen über die Skalenerträge bei den DEA-Modellen sowie die Skalenerträge der SFA-Funktion werden analysiert. Es folgt die Analyse derjenigen umweltspezifischen Strukturparameter, deren Einfluss auf die Kosten statistisch nicht signifikant genug war, um in Phase 2 (gelb) in die validierten Effizienzvergleichsmodelle aufgenommen zu werden. Dennoch können diese Strukturparameter auf eine Gruppe von Netzbetreibern eine hohe Auswirkung haben.
- (1279) Im ersten Schritt wird untersucht, ob diese umweltspezifischen Strukturparameter bei einer alternativen Berücksichtigung innerhalb der DEA-Modelle signifikant werden. Ebenfalls wird geprüft, ob eine Berücksichtigung der umweltspezifischen Strukturparameter in der Verteilungsfunktion der Ineffizienzen der SFA-Modelle zu Signifikanzen führt.
- (1280) Die Analyse wird auch auf einer zweiten Stufe weitergeführt (Second Stage Analysis). Bei dieser Analyse wird eine Regression der Effizienzwerte (DEA sowie SFA) auf den umweltspezifischen Strukturparametern durchgeführt. Die Strukturparameter können dabei einzeln oder in Gruppen in die Regression eingebracht werden. Die in der Analyse als signifikant identifizierten Strukturparameter werden dann aggregiert in die Regression eingebracht, um Abhängigkeiten zwischen diesen Strukturparametern zu berücksichtigen. Die Effizienzwerte der Netzbetreiber werden dann durch die aus der Regression abgeleiteten Koeffizienten der Strukturparameter angepasst.
- (1281) Im nächsten Schritt wird die Auswirkung einer Verzerrungskorrektur (Bias Correction) analysiert werden, die berücksichtigt, dass es großen Unternehmen bei einer DEA tendenziell leichter gelingt, hohe Effizienzwerte zu erreichen, da sie mit eher wenigen anderen großen Unternehmen verglichen werden. Die mittleren und kleinen Unternehmen hingegen haben es tendenziell schwieriger, einen hohen Effizienzwert zu erreichen, da sie mit eher vielen mittleren und kleineren Unternehmen verglichen werden.
- (1282) Am Ende der Analyse erfolgt die Auswahl der bestgeeigneten DEA-Modelle und der bestgeeigneten SFA-Modelle. Ebenso erfolgt die Auswahl der relevanten umweltspezifischen Strukturparameter, die noch nicht in den Effizienzvergleichsmodellen berücksichtigt werden. Es wird die Entscheidung über die Berücksichtigung einer Verzerrungskorrektur bei der DEA getroffen.

13.2.3.1.1 Ermittlung der Effizienzziele

- (1283) Der Effizienzwert für einen Netzbetreiber wird aus dem DEA- und dem SFA-Effizienzwert abgeleitet. Denkbar wären z.B. das Maximum oder der Durchschnitt der Werte.
- (1284) Die Kapital- und Betriebskostenintensität der Ineffizienzen lässt sich durch eine Analyse des DEA-Modells ableiten. Dabei werden die Gesamtkosten des Netzbetreibers durch das Paar der Kapital- und Betriebskosten ersetzt. Danach wird der Teilraum betrachtet, in dem die Vergleichsparameter mit dem Vergleichsparameter des Netzbetreibers übereinstimmen. In diesem Teilraum wird der Abstand des Netzbetreibers vom Punkt der Effizienzhülle (Frontier) mit den niedrigsten Gesamtkosten dann in seine Kapital- und Betriebskostenkomponenten zerlegt.
- (1285) In Abhängigkeit der Kapital- und Betriebskostenintensität der Ineffizienz wird der Erlöspfad wie in Kapitel 2.7 beschrieben für jeden Netzbetreiber berechnet. Für die Netzbetreiber, die nicht in der validierten Datenbasis enthalten sind, wird eine Effizienzprüfung im Einzelfall durchgeführt. Wie oben beschrieben, kann die nicht

erfolgte Validierung der Daten auf außergewöhnlichen Strukturen der Versorgungsaufgabe oder aber auf ungeklärten Daten beruhen.

13.2.3.2 Verwendete Programme

(1286) Die komplementäre Anwendung verschiedener Effizienzvergleichsmethoden nutzt die spezifischen Vorteile und kompensiert Nachteile der einzelnen Ansätze. Um daneben auch numerische oder in Rechenalgorithmen begründete Fehler zu vermeiden, hat die Bundesnetzagentur eine Vielzahl von Computer-Programmen zur Durchführung von Effizienzvergleichen untersucht und zur Anwendung gebracht. 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 Rechnungen durch eine Parallelanwendung der verschiedenen Programm-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.

(1287) Folgende Programme wurden bislang eingesetzt bzw. für die weitere Anwendung vorgesehen:

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

13.2.3.2.1 LIMDEP

(1288) LIMDEP ist ein ökonometrisches Effizienzprüfungsprogramm, das durch William H. Greene in New York –USA- entwickelt wurde. Sie stellt Parameterschätzungen für lineare und nichtlineare Rückbildungsmodelle und für qualitative und begrenzt abhängige Modelle zur Verfügung.

(1289) 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 ökonometrische Analysen eingesetzt.

13.2.3.2.2 SPSS für Windows

(1290) 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-Werkzeug bietet zunächst die Möglichkeit, Variablen zu definieren und Daten zu erfassen. Eine praktikable Auswertung der Datenmengen ist mit EDV-Hilfe möglich. Mit SPSS steht 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.

13.2.3.2.3 Frontier Analyst

(1291) Frontier Analyst ist ein Programm von Banxia Software Ltd, Großbritannien. Es baut auf der Technik der Dateneinhüllungsanalyse (DEA) auf und wird vor allem für die Leistungsmessung zum Zweck der Feststellung von Effizienzen von Entscheidungseinheiten eingesetzt. Ferner ist es zur Anwendung der Stochastic Frontier Analysis (und anderer Methoden zur Schätzung der höchsten Wahrscheinlichkeit) 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.

13.2.3.2.4 OnFront

(1292) OnFront ist ein Programm, das 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 weit reichende Einsatzmöglichkeiten an. Das Programm 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.

13.2.3.2.5 EMS

(1293) EMS (Efficiency Measurement System) ist ein frei verfügbares Computer-Programm 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.

13.2.3.2.6 R/S-Plus

(1294) R ist ein freies Computerprogramm 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 wurde⁸⁰ und stellt eine Folge von integrierter und leicht 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 und die Ergebnisse der Berechnungen in R leicht exportiert werden können.

13.2.3.2.7 LOOP

(1295) Die automatisierte Sensitivitätsanalyse erfolgte durch ein bei der Bundesnetzagentur entwickeltes und in der Programmiersprache R implementiertes Programm (LOOP). Die Netzbetreiberdaten werden aus einem Datenblatt automatisiert eingelesen. In einer Iterationsschleife wird eine große Zahl von Strukturparameterkombinationen generiert. Logische Bedingungen zwischen den Strukturparametern, die die zulässigen Parameterkombinationen einschränken, werden berücksichtigt. Die SFA-Effizienzwerte werden durch einen Aufruf des Programms Frontier 4.1 berechnet. Für alle generierten

80 Vgl. Ihaka, R. & Gentleman, R. 1996. R: A language for data analysis and graphics. Journal of Computational and Graphical Statistics 5(3): 229-314.

Parameterkombinationen werden die Effizienzwerte für alle spezifizierten Effizienzvergleichsmethoden berechnet.

(1296) Eine Übersicht über diese und weitere Effizienzvergleichs-Programme und weitere Informationsmöglichkeiten gibt die folgende Auflistung⁸¹. Die mit (F) gekennzeichneten Programme sind kostenfrei verfügbar:

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

13.3 Testrechnungen zur Modellspezifikation für die Bereiche Strom und Gas

(1297) Im nachfolgenden Abschnitt werden Rechnungen für die Bereiche Strom (Verteilnetz) und Gas (Verteiler- und Fernleitungsnetz) dargestellt. Eine detailliertere Darstellung erfolgt im Abschlussbericht der Gutachter von SUMICSID.

(1298) Die Modellentwicklung in den Testrechnungen erfolgte gemäß der in Kapitel 13.2.2 und 13.2.3 dargestellten Konzeption. Als zentrales Element wurde die automatisierte Sensitivitätsanalyse implementiert und zur Analyse von mehreren tausend Effizienzvergleichsmodellen benutzt. Für die Belastbarkeit der quantitativen und qualitativen Ergebnisse wird auf Kapitel 13.4.1 verwiesen.

(1299) Die im Effizienzvergleich berechneten Effizienzwerte sind inputorientierte technische Effizienzwerte. Diese werden als „Effizienzwerte“ abgekürzt. Gelegentlich werden auch Skaleneffizienzwerte betrachtet, die dann ausdrücklich als solche gekennzeichnet sind. Die Ergebnisse wurden für alle möglichen Spezifikationen der Skalenerträge bei der DEA berechnet. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden hier nur die Ergebnisse für nicht fallende Skalenerträge vorgestellt.

(1300) Die dargestellten Korrelationen sind Pearson-Korrelationen, die den linearen Zusammenhang zwischen zwei Datenreihen beschreiben.

(1301) Die Signifikanz von Strukturparametern wurde mit dem t-Test bei einer OLS-Regression (Ordinary Least Square, Methode der kleinsten Fehlerquadrate) bestimmt. Dabei wird der Regressionskoeffizient des Parameters durch den Standardfehler geteilt. Bei n Beobachtungen und $k+1$ Regressoren (inklusive dem Achsenabschnitt) folgt dieser Quotient unter Standardannahmen einer t -Verteilung vom Grad $n-k-1$. Als Signifikanzniveau der Null-Hypothese wird 0,01 gewählt. Starke Signifikanz wird mit dem Wert 0,001 getestet. Dies bedeutet, dass nur in 1% bzw. 0,1% aller Fälle, in denen ein Strukturparameter als signifikant bewertet wurde, der Strukturparameter tatsächlich keinen Einfluss auf den Regressanden hat.

81 Quelle: http://selene.uab.es/dep-economia-empresa/codi/docs_efficiency_2005_06/SOFTWARE%20ON%20PRODUCTIVITY%20AND%20EFFICIENCY%20ANALYSIS.pdf

13.3.1 Verteilernetze Strom

13.3.1.1 Datengrundlage

(1302) Basis für alle Rechnungen war ein Datensatz mit 349 Verteilernetzbetreibern Strom mit Daten zu den Spannungsebenen Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS), sowie zu den Umspannebenen HS/MS und MS/NS. Die für den Effizienzvergleich relevanten Kosten wurden aus dem Vergleichsverfahren Strom entnommen.

13.3.1.2 Beschränkung auf exogene Kostentreiber

(1303) In ökonomischen Rechnungen wurde nachgewiesen, dass die wesentlichen endogenen Kostentreiber durch exogene Kostentreiber (Strukturparameter) dargestellt werden können. Die aus der Expertenbefragung und aus den Untersuchungen der analytischen Kostenmodelle begründete Beschränkung auf exogene Kostentreiber wurde somit abschließend bestätigt.

13.3.1.3 Auswahl der Modelle

(1304) Aus den Ergebnissen der analytischen Kostenmodelle wurde eine logische Gruppierung der Strukturparameter abgeleitet und daraus eine Menge von 10.000 plausiblen Modellen generiert. Die automatisierte Sensitivitätsanalyse wurde daraufhin dazu verwendet, um auffällige Netzbetreiberdaten zu identifizieren.

(1305) Dabei wurden einige wenige Netzbetreiber aus dem Datensatz ausgeschlossen. Ihr Anteil an den Gesamtkosten der insgesamt 349 Netzbetreiber beträgt weniger als ein Prozent. Daraufhin wurde eine zweite Sensitivitätsanalyse auf dem reduzierten Datensatz durchgeführt. Das in Kapitel 13.3.1.4 dargestellte Modell hat sich dabei als eines von mehreren geeigneten Modellen ergeben.

(1306) In einer Detailanalyse wurde die Robustheit des Modells anhand ökonomischer Untersuchungen bestätigt. Dabei wurden alle erhobenen Strukturparameter, die noch nicht im Modell enthalten waren, einzeln oder in Gruppen dem Modell hinzugefügt. Dabei stellte sich heraus, dass das Hinzufügen mancher Strukturparameter einen signifikanten Effekt auf die Durchschnittskosten hat, die mit einer OLS analysiert wurden. Das Hinzufügen der Strukturparameter in das Effizienzvergleichsmodell hatte hingegen keinen Einfluss auf das Modell, in manchen Fällen verschlechterte sich das Modell sogar dadurch.

(1307) Die Modellnetzlänge hat sich sowohl in der detaillierten Variante (Software-Tool, AGS-Detaillierung) als auch in der Wurzelfunktionsapproximation (s. Kapitel 12.4.3) als signifikant herausgestellt. Eine Einbeziehung in das endgültige Effizienzvergleichsmodell wurde jedoch nicht vorgenommen, da die Robustheit und Aussagekraft des Modells dadurch nicht gesteigert werden konnte.

(1308) Der Aufgabenbereich „Transport von Energie“ ist in dem Modell nicht abgedeckt, da ein Hinzufügen von verschiedenen Variationen der Entnahme (Jahresarbeit) zu einer Verringerung der Robustheit führte. Die Gesamtabdeckung der drei Bereiche „Kundenanbindung (Kundenservice)“, „Bereitstellung von Kapazität“ und „Transport von Energie“ ist hier nicht erfüllt. Dies hat jedoch keine große Auswirkung. Die Analyse der analytischen Kostenmodelle hat ergeben, dass die zusätzliche Berücksichtigung der Entnahme (Jahresarbeit) bei gleichzeitiger Berücksichtigung der zeitgleichen Jahreshöchstlast über alle Netzebenen nur einen geringen Effekt hat. In der Effizienzvergleichsanalyse hat sich ergeben, dass dieser Effekt nicht statistisch signifikant ist und die Robustheit des Modells verringert.

(1309) Zudem werden die durch den Bereich „Transport von Energie“ berücksichtigten Netzverluste möglicherweise bereits durch die anderen Strukturparameter berücksichtigt. Eine abschließende Klärung ist zurzeit nicht möglich. Bei der Bestimmung der Effizienzvergleichsmodelle nach einer erneuten Datenerhebung mit höherer Genauigkeit auf Grundlage der zukünftigen AnreizVO wird diese Frage zuverlässiger zu beantworten sein.

13.3.1.4 Die ausgewählten Effizienzvergleichsmodelle DEA und SFA für das Verteilnetz Strom

(1310) Im Modell für den Bereich der Verteilernetze Strom wurden folgende Strukturparameter berücksichtigt:

Strukturparameter	Kategorie
Zählpunkte HS	Kundenanbindung
Zählpunkte MS	Kundenanbindung
Zählpunkte NS	Kundenanbindung
Geographische Fläche HS	Kundenanbindung
Geographische Fläche MS	Kundenanbindung
Geographische Fläche NS	Kundenanbindung
Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS	Bereitstellung von Kapazität
Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS	Bereitstellung von Kapazität
Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS	Bereitstellung von Kapazität
Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS	Bereitstellung von Kapazität
Zeitgleiche Jahreshöchstlast NS	Bereitstellung von Kapazität
Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen (Summe HS, MS, NS)	Bereitstellung von Kapazität

Tabelle 28: Strukturparameter Verteilung Strom

(1311) Verwendet wurden folgende Methoden:

- DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen (NDRS)
- SFA mit translog-Funktionstyp.

(1312) Bei der statistischen Analyse der Strukturparameter im Modell wurden folgende Strukturparameter als signifikant festgestellt:

- Anzahl Zählpunkte HS
- Anzahl Zählpunkte MS
- Anzahl Zählpunkte NS
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS
- Geographische Fläche HS
- Geographische Fläche MS.

(1313) Als nicht-signifikante Strukturparameter wurden festgestellt:

- Zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast NS
- Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen (Summe HS, MS, NS)
- Geographische Fläche NS.

(1314) Die nicht vorhandene Signifikanz der zeitgleichen Jahreshöchstlast (MS/NS, NS) ist durch Kovarianzen mit der zeitgleichen Jahreshöchstlast in den höheren Netzebenen bedingt.

(1315) Durch die Einbeziehung der nicht-signifikanten Strukturparameter wurde das Effizienzvergleichsmodell robuster, und es führte zu einer höheren Korrelation der Effizienzwerte von DEA und SFA. Entfernt man einige der nicht-signifikanten Strukturparameter, so verschwindet zum Teil die Signifikanz der vorher signifikanten Strukturparameter. Dieses unstete Verhalten der Signifikanzen beruht auch auf den ingenieur-wissenschaftlichen Zusammenhängen, die sich

nicht alleine durch die Signifikanz der Strukturparameter im Effizienzvergleich beschreiben lassen. Ingenieur-wissenschaftliche Zusammenhänge werden erst durch die logische Gruppierung der Strukturparameter erreicht. Das Abwägen zwischen den vielen Effizienzvergleichsmodellen erfolgte in der automatisierten Sensitivitätsanalyse.

13.3.1.5 Analyse der Effizienzwerte

(1316) Abbildung 69 stellt die Effizienzwerte für die beiden Methoden gegenüber. Die Pearson-Korrelation zwischen den DEA-Effizienzwerten (nicht fallend) und SFA-Effizienzwerten (Translog) beträgt 73,3%.

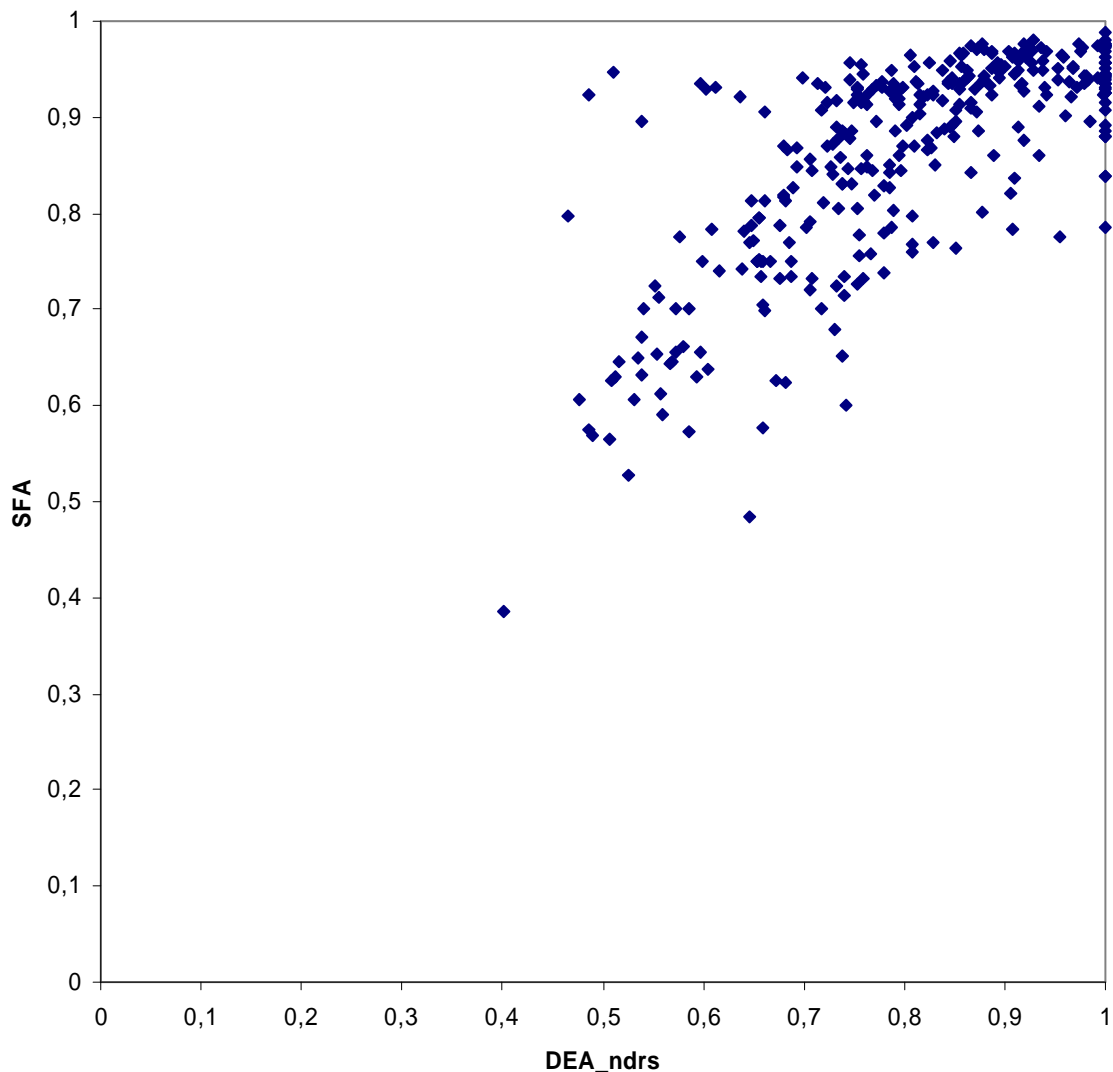


Abbildung 69: Gegenüberstellung der Effizienzwerte der DEA- und SFA-Methode für die Verteilernetzbetreiber Strom.

(1317) In Tabelle 29 sind die Auswirkungen der Elimination der ineffizienten Kosten der Verteilernetzbetreiber Strom für die untersuchten Methoden dargestellt. Die Prozentzahlen beziehen sich auf die Gesamtkosten, auf deren Basis der Effizienzvergleich durchgeführt wird.

(1318) Die Werte der Ineffizienzen sind wie in Kapitel 13.4.1 beschrieben nur unter Vorbehalt aufgeführt. Die für den Effizienzvergleich relevanten Kosten sind in der Tabelle als Maßstab bei der Einteilung klein/groß verwendet.

(1319) Zum Vergleich wird in der Tabelle auch der Wert für die Durchschnittskosten angegeben. Eine Methode, die zur Effizienzmessung an den durchschnittlichen Kosten ansetzt, kann jedoch aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht für den Effizienzvergleich benutzt werden, da der Vergleich mit einem effizienten Unternehmen erfolgen muss.

(1320) Die Summe der Kosten der im Effizienzvergleich betrachteten Verteilernetzbetreiber Strom betragen etwa 9,2 Milliarden Euro.

Verteilernetze Strom	Alle Netzbetreiber	10% kleinsten	10% - 50% kleinsten	50%-90% größten	10% größten
DEA nicht fallend	- 13,0%	- 18,3%	- 23,9%	- 17,6%	- 11,8%
DEA konstant	- 13,0%	-19,3%	- 24,0%	- 17,6%	- 11,8%
SFA translog	- 8,8%	-15,8%	- 16,1%	- 14,0%	- 7,6%
Minimum von DEA nicht fallend und SFA	- 5,7%	-13,0%	- 15,2%	- 11,9%	- 4,2%
Durchschnitt von DEA nicht fallend und SFA	- 10,9%	-17,1%	- 20,0%	- 15,8%	- 9,7%
Durchschnittskosten	- 6,3%	-1,8%	- 3,3%	- 6,7%	- 6,3%

Tabelle 29 Ineffizienzwerte der Verteilernetzbetreiber Strom.

(1321) Bei der Bestabrechnung von DEA und SFA werden 5,7% der Gesamtkosten als ineffizient identifiziert. Bezogen auf alle ca. 870 Verteilernetzbetreiber Strom in Deutschland mit geschätzten 20 Milliarden Euro an Kosten, die im Effizienzvergleich betrachtet werden würden, ergeben sich 1,14 Milliarden Euro ineffiziente Kosten. Bei der Durchschnittsbildung der beiden Methoden ergeben sich ineffiziente Kosten in Höhe von 10,9%, also 2,18 Milliarden Euro.

13.3.1.6 Subadditivitätstest

(1322) Beim Subadditivitätstest werden zwei Kosten gegenübergestellt. Auf der einen Seite stehen die effizienten Kosten für das Betreiben mehrerer Netzebenen. Auf der anderen Seite steht die Summe der effizienten Kosten für das Betreiben jeder einzelnen Netzebene. Sind die erstgenannten Kosten niedriger als die Zweitgenannten, so muss der Effizienzvergleich gleichzeitig über alle Netzebenen (d.h. integriert) erfolgen, da das gleichzeitige Betreiben mehrerer Netzebenen zu niedrigeren effizienten Kosten führt.

(1323) Die Durchführung des Subadditivitätstests mit den in Kapitel 13.3.1.4 verwendeten Effizienzvergleichsmodellen ergab eine signifikante Kostenersparnis beim gleichzeitigen Betreiben mehrerer Netzebenen. Die Methoden für den Subadditivitätstest werden im Abschlussbericht von Sumicsid dargestellt.

(1324) Im Konsultationsprozess wurde die Bundesnetzagentur gefragt, in wie weit der integrierte Effizienzvergleich der Netzebenen HS bis NS diejenigen Netzbetreiber bevorzugt oder benachteiligt, die mehrere Netzebenen betreiben. Eine ökonomische Analyse ergab, dass es keinen monotonen Zusammenhang bezüglich der Effizienzwerte und der Anzahl der betriebenen Netzebenen gibt. Das heißt, weder eine Erhöhung noch eine Verringerung der Anzahl der betriebenen Netzebenen führt generell zu niedrigeren Effizienzwerten. Es konnte jedoch ein schwacher Hinweis auf einen nicht-monotonen Zusammenhang gefunden werden. Dieser schwache Hinweis berührt aber nicht die deutliche Überlegenheit des integrierten Modells gegenüber einem disaggregierten Modell.

13.3.1.7 Einfluss des durchschnittlichen Anlagenalters auf die Effizienzwerte

(1325) Aus den Buchwerten für fünf Anlagengüter wurde ein durchschnittlicher Alterswert berechnet. Ein Einfluss dieses Wertes konnte jedoch weder auf die Kosten noch auf die DEA- und SFA-Effizienzwerte statistisch nachgewiesen werden.

13.3.1.8 Strukturparameter

(1326) Analysiert wurden folgende Strukturparameter, jeweils bezogen auf das versorgte Gebiet in der Niederspannung.

- durchschnittliche Höhe
- Durchschnitt der maximalen Höhenunterschiede pro AGS
- durchschnittliche Neigung
- vorherrschende Bodenklasse im ersten Meter
- vorherrschende Bodenklasse im zweiten Meter
- Belegenheit (Ost/West)
- Versiegelungsgrad

(1327) Diese Strukturparameter sind in Kapitel 12.6 erläutert. Bei der Analyse wurde eine Regression der DEA- und SFA-Effizienzwerte auf jeden einzelnen Strukturparameter durchgeführt. Als signifikant stellte sich nur der Versiegelungsgrad heraus. Der Koeffizient dieses Strukturparameters ist sowohl bei der DEA- als auch bei der SFA-Methode positiv, d.h. ein höherer Versiegelungsgrad führt zu höheren Effizienzwerten. Bei einer Korrektur müssten somit einige der Verteilernetzbetreiber mit einem niedrigen Versiegelungsgrad des versorgten Gebietes eine Aufwertung der Effizienzwerte erhalten.

(1328) Die ökonomische Interpretation des Vorzeichens des Koeffizienten ist nicht eindeutig. In Kapitel 13.3.2.8 tritt für die Verteilernetzbetreiber Gas bei der Regression der Effizienzwerte auf den Versiegelungsgrad ein negativer Koeffizient auf. Die heuristischen Abschätzungen bei der Bestimmung des Versiegelungsgrades sind ein möglicher Grund für diese Unterschiede. Eine Korrektur der Effizienzwerte wurde aus diesen Gründen nicht vorgenommen.

13.3.1.9 Skalenerträge

(1329) Die Skaleneffizienz eines Netzbetreibers ist ein Maß für Effizienzgewinne, die sich durch eine Vergrößerung oder Verkleinerung der Unternehmensgröße bei der verwendeten Strukturparameterauswahl erzielen ließen. Abbildung 70 zeigt, dass skaleneffiziente Unternehmen im gesamten Spektrum der Netzbetreibergrößen auftreten. Dies ist ein Indikator für annähernd konstante Skalenerträge. Die Netzbetreibergröße ist hier durch die Anzahl der Einwohner in der versorgten Fläche NS dargestellt. Eine andere Wahl der Referenzgröße (z.B. Anzahl der Zählpunkte) ergibt sehr ähnlich Diagramme.

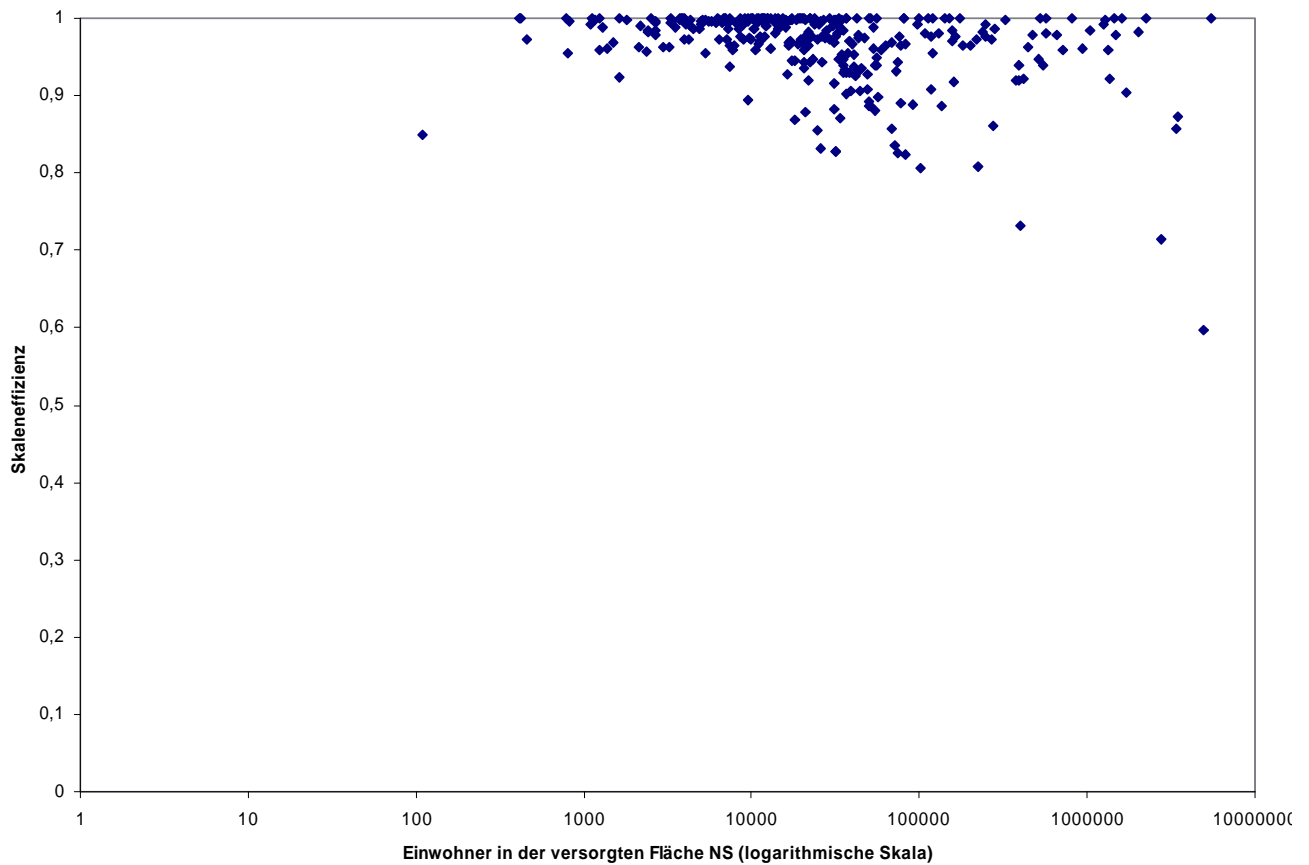


Abbildung 70 Skaleneffizienz für Verteilernetzbetreiber Strom.

(1330) Die Korrelation zwischen DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen und DEA mit konstanten Skalenerträgen beträgt 99,7%. Dieser starke Zusammenhang wird auch bestätigt durch die direkte Gegenüberstellung der beiden Effizienzwerte in Abbildung 71. Die durchschnittliche Effizienz der DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen beträgt 79,9% gegenüber 79,6% bei der DEA mit konstanten Skalenerträgen.

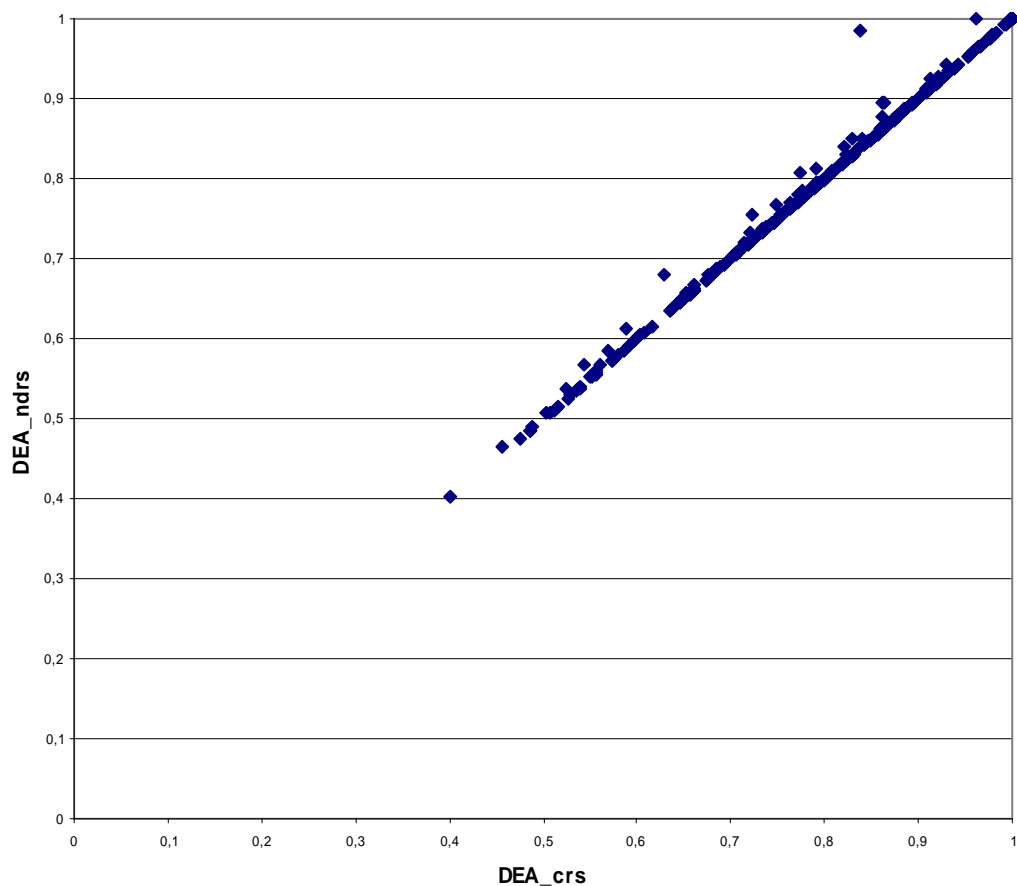


Abbildung 71 Gegenüberstellung der Effizienzwerte DEA mit konstanten Skalenerträgen (CRS) und DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen (NDRS) für Verteilernetzbetreiber Strom.

- (1331) In Tabelle 29 ist der Unterschied zwischen den Skalenerträgen nicht fallend sowie konstant bei der DEA wie erwartet nur bei den kleinsten Netzbetreibern zu beobachten. Der Unterschied zwischen den beiden Skalenerträgen ist aber selbst bei diesen Netzbetreibern nur gering.
- (1332) In dem für RWE Energy von Frontier Economics Ltd. erstellten Gutachten werden Netzbetreiber als klein bezeichnet, wenn sie kleiner als 2% im Vergleich zum größten Unternehmen sind.
- (1333) Die durchschnittliche Größe der Netzbetreiber der Gruppe der 10% kleinsten Unternehmen ist um den Faktor 400 kleiner als die durchschnittliche Größe der 10% größten Unternehmen. Für diese kleinen Unternehmen werden von Frontier Durchschnittskosten geschätzt, die zwischen 49% und 147% über den Durchschnittskosten der größten Unternehmen liegen. Diese Szenarien treffen auf die Verteilernetzbetreiber Strom aber nicht zu. Denn wäre diese Schätzung richtig, so würde der Wechsel zwischen konstanten und nicht fallenden Skalenerträgen bei der DEA zu gravierenden Auswirkungen in den Effizienzen bei den kleinen Netzbetreibern führen. Solche Auswirkungen treten jedoch nicht auf.
- (1334) Der nachgewiesene geringe Unterschied zwischen DEA mit konstanten bzw. nicht fallenden Skalenerträgen ist ein generelles Ergebnis der durchgeführten automatisierten Sensitivitätsanalyse auf einer Vielzahl von Effizienzvergleichsmodellen.

13.3.2 Verteilernetze Gas

13.3.2.1 Datengrundlage

(1335) Basis für alle Rechnungen war ein Datensatz mit 500 Gasverteilernetzbetreibern mit Daten zu den Druckstufen Hochdruck (HD), Mitteldruck (MD) und Niederdruck (ND). Die für den Effizienzvergleich relevanten Kosten wurden aus dem Vergleichsverfahren Gas entnommen.

13.3.2.2 Beschränkung auf exogene Kostentreiber

(1336) Ebenso wie für die Verteilernetzbetreiber Strom in Kapitel 13.3.1.2 wurde in ökonomischen Rechnungen nachgewiesen, dass die wesentlichen endogenen Kostentreiber durch exogene Kostentreiber (Strukturparameter) dargestellt werden können. Die aus der Expertenbefragung und aus den Untersuchungen der analytischen Kostenmodelle begründete Beschränkung auf exogene Kostentreiber ist auch hier bestätigt worden.

13.3.2.3 Auswahl der Modelle

(1337) Aus den Ergebnissen der analytischen Kostenmodelle wurde eine logische Gruppierung der Strukturparameter vorgenommen und daraus eine Menge von 2.000 plausiblen Modellen abgeleitet. Die automatisierte Sensitivitätsanalyse wurde daraufhin dazu verwendet, um auffällige Netzbetreiberdaten zu identifizieren.

(1338) Dabei wurden einige wenige der 500 Gasverteilernetzbetreiber aus dem Datensatz ausgeschlossen. Eine Nachfrage bei den Netzbetreibern war aus Zeitgründen nicht möglich. Ihr Anteil an den Gesamtkosten der insgesamt 500 Netzbetreiber lag bei weniger als 0,4 Prozent. Daraufhin wurde eine zweite Sensitivitätsanalyse auf dem reduzierten Datensatz durchgeführt. Das in Kapitel 13.3.2.4 dargestellte Effizienzvergleichsmodell stellte sich dabei als eines von mehreren geeigneten Modellen heraus.

(1339) Wie im Verteilernetz Strom wurde die Robustheit des Modells anhand ökonomischer Untersuchungen bestätigt. Dabei wurden alle erhobenen Strukturparameter, die noch nicht im Modell enthalten waren, einzeln oder in Gruppen dem Modell hinzugefügt. Dabei stellte sich heraus, dass das Hinzufügen mancher Strukturparameter einen signifikanten Effekt auf die Durchschnittskosten hat, die mit einer OLS analysiert wurden. Das Hinzufügen der Strukturparameter in das Effizienzvergleichsmodell hatte hingegen keinen Einfluss auf das Modell, in manchen Fällen verschlechterte sich das Modell sogar dadurch.

13.3.2.4 Die ausgewählten Effizienzvergleichsmodelle DEA und SFA

(1340) Folgende Strukturparameter wurden im Modell berücksichtigt:

Parameter	Kategorie
Geographische Fläche des versorgten Gebietes	Kundenanbindung
Ausspeisepunkte (Summe HD, MD, ND)	Kundenanbindung
Ausgespeiste Jahresarbeit	Transport von Energie
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	Bereitstellung von Kapazität

Tabelle 30: Verwendete Vergleichsparameter Verteilernetzbetreiber Gas

(1341) Die verwendeten Methoden:

- DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen
- SFA mit logarithmisch-linearem Funktionstyp.

(1342) Bei der statistischen Analyse der Strukturparameter im Modell wurden alle Koeffizienten als statistisch signifikant identifiziert.

13.3.2.5 Analyse der Effizienzwerte

(1343) Abbildung 72 stellt die Effizienzwerte für die beiden Methoden gegenüber. Die Pearson-Korrelation zwischen den DEA-Effizienzwerten und SFA-Effizienzwerten beträgt 92,2%.

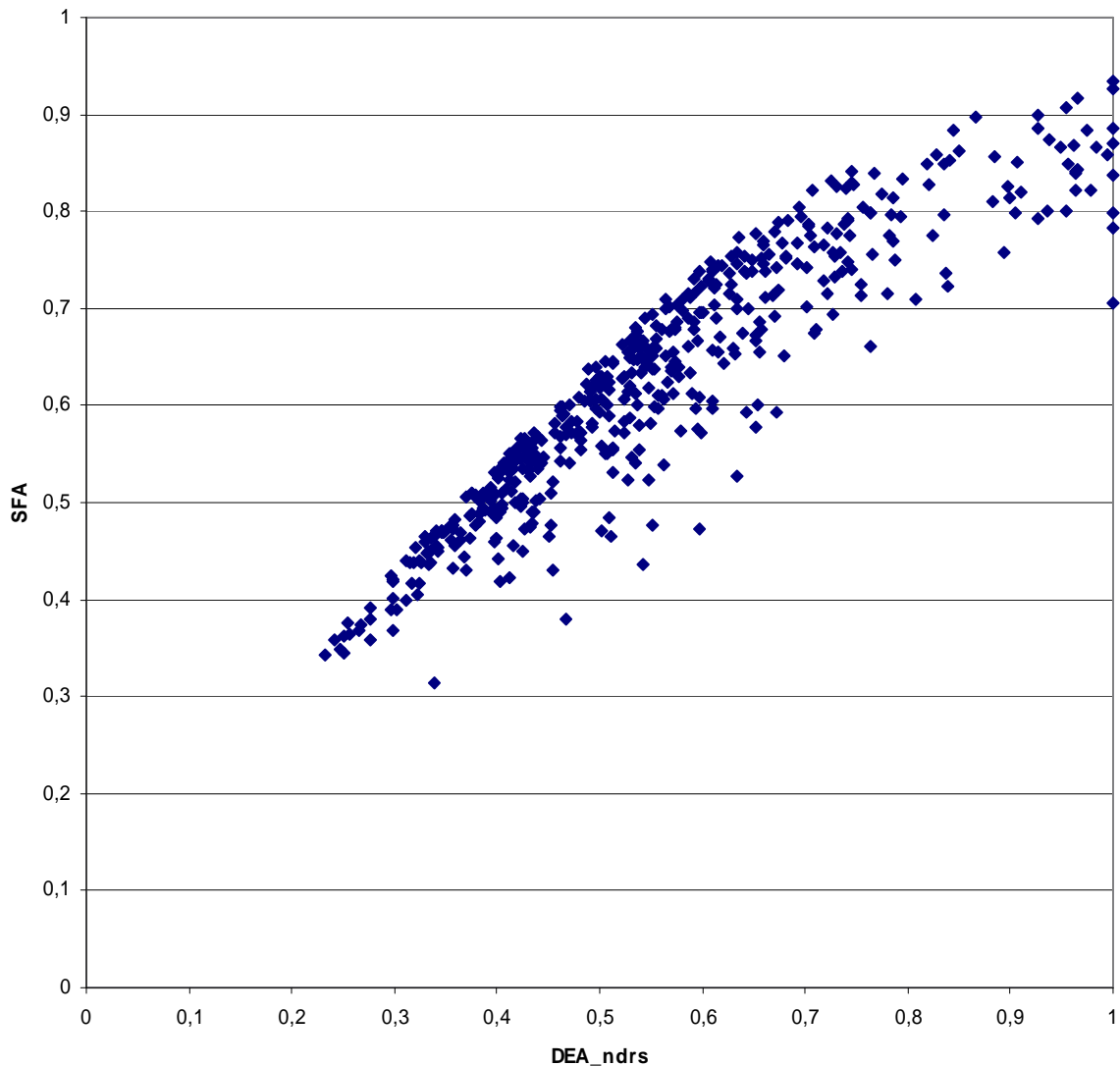


Abbildung 72 Gegenüberstellung der Effizienzwerte von DEA (NDRS) und SFA (logarithmisch-linear) für Verteilernetzbetreiber Gas.

–

(1344) In Tabelle 31 sind die Auswirkungen der Elimination der ineffizienten Kosten der Verteilernetzbetreiber Gas für die untersuchten Methoden dargestellt. Die Prozentzahlen beziehen sich auf die Gesamtkosten, auf deren Basis der Effizienzvergleich durchgeführt wird. Die Werte der Ineffizienzen sind wie in Kapitel 13.4.1 beschrieben nur unter Vorbehalt aufgeführt. Die für den Effizienzvergleich relevanten Kosten sind in der Tabelle als Maßstab bei der Einteilung klein/groß verwendet. Auch hier sind die Werte für eine Durchschnittsbewertung zusätzlich angegeben.

Verteilernetze Gas	Alle Netzbetreiber	10% kleinsten	10% - 50% kleinsten	50% - 90% größten	10% größten
DEA nicht fallend	- 45,7%	- 36,6%	- 43,3%	- 47,3%	- 45,3%
DEA konstant	- 45,7%	- 39,4%	- 44,0%	- 47,3%	- 45,3%
SFA loglinear	- 41,9%	- 33,9%	- 35,8%	- 40,1%	- 43,3%
Minimum von DEA nicht fallend und SFA	- 40,6%	- 31,3%	- 34,6%	- 39,3%	- 41,9%
Durchschnitt von DEA nicht fallend und SFA	- 43,8%	- 35,3%	- 39,6%	- 43,7%	- 44,3%
Durchschnittskosten	- 11,7%	0%	- 2,8%	- 11,4%	- 12,8%

Tabelle 31: Ineffizienzwerte für die Verteilernetzbetreiber Gas

- (1345) Eine Orientierung an den Durchschnittskosten hätte bei den kleinsten Verteilernetzbetreibern Gas keine Auswirkung, da diese Netzbetreiber alle unter den Durchschnittskosten liegen.
- (1346) Die Summe der Kosten der im Effizienzvergleich betrachteten Verteilernetzbetreiber Gas betragen etwa 3,5 Milliarden Euro. Bei der Bildung des Durchschnitts von DEA und SFA werden 43,8% dieser Kosten als ineffizient identifiziert, also etwa 1,5 Milliarden Euro. Bei der Bestabrechnung von DEA und SFA betragen die ineffizienten Kosten 40,6%, also etwa 1,4 Milliarden Euro.

13.3.2.6 Subadditivitätstest

- (1347) Dieser in Kapitel 13.3.2.6 für die Verteilernetzbetreiber Strom beschriebene Test wurde für die Verteilernetzbetreiber Gas nicht durchgeführt, weil die Druckstufen im Verteilernetz Gas funktional viel enger verbunden sind als im Verteilernetz Strom. Alle Untersuchungen der Effizienzvergleichsmodelle wurden integriert über die Druckstufen ND, MD und HD vorgenommen.

13.3.2.7 Einfluss des durchschnittlichen Anlagenalters auf die Effizienzwerte

- (1348) Für die Druckstufen HD, MD und ND wurde der Anteil der folgenden Altersklassen an den gesamten Rohrleitungen von den Verteilernetzbetreibern erhoben: jünger als 5 Jahre, zwischen 6 und 20 Jahren, zwischen 21 und 45 Jahren und abschließend auch die Rohrleitungen älter als 45 Jahre. Aus diesen Werten wurde je Druckstufe ein durchschnittlicher Alterswert berechnet.
- (1349) Ein Einfluss des durchschnittlichen Alters der Rohrleitungen auf die Kosten war statistisch nicht messbar.
- (1350) Bei der Regression der Effizienzwerte von DEA nicht fallend und SFA logarithmisch-linear auf das durchschnittliche Alter war jedoch das durchschnittliche Alter für den ND auffällig. Netzbetreiber mit jüngeren Niederdrucknetzen weisen leicht höhere Effizienzwerte auf.

13.3.2.8 Strukturparameter

- (1351) Analysiert wurden folgende Strukturparameter, jeweils bezogen auf das versorgte Gebiet:
- Versiegelungsgrad
 - Durchschnittliche Höhe
 - Durchschnitt der maximalen Höhenunterschiede pro AGS
 - Durchschnittliche Neigung
 - Belegenheit
 - Bodenklassenfaktor
 - Gradtagszahlen nach Definition 15/20.

- (1352) Diese Strukturparameter sind in Kapitel 12.6 erläutert. Die Belegenheit gibt an, ob das versorgte Gebiet mehrheitlich in Ost- oder Westdeutschland liegt. Die Gradtagszahlen nach der allgemein üblichen Definition $15/20$ sind ein Maß für die Jahrestemperaturen.
- (1353) Bei der Analyse wurde eine Regression der DEA- und SFA-Effizienzwerte auf jeden einzelnen Strukturparameter durchgeführt. Als signifikant stellte sich ebenso wie in Kapitel 13.3.1.8 für die Verteilernetzbetreiber Strom der Versiegelungsgrad heraus. Der Koeffizient dieses Strukturparameters ist sowohl bei der DEA- als auch bei der SFA-Methode jedoch hier negativ, d.h. ein höherer Versiegelungsgrad führt zu niedrigeren Effizienzwerten. Bei einer Korrektur müssten somit einige der Verteilernetzbetreiber mit einem hohen Versiegelungsgrad des versorgten Gebietes eine Aufwertung der Effizienzwerte erhalten. Die heuristischen Abschätzungen bei der Bestimmung des Versiegelungsgrades sind ein möglicher Grund für diese Unterschiede.
- (1354) Die Gradtagszahlen $15/20$ wurden für die Verteilernetzbetreiber Gas als signifikant identifiziert.

13.3.2.9 Skalenerträge

- (1355) Abbildung 73 zeigt die Skaleneffizienz der Verteilernetzbetreiber Gas für die verwendete Strukturparameterauswahl. Skaleneffiziente Unternehmen treten nur unterhalb des Mittelwertes der Netzbetreibergrößen auf, der mit einer roten Linie gekennzeichnet ist. Die Netzbetreibergröße ist hier durch die ausgespeiste Jahresarbeit dargestellt. Eine andere Wahl der Referenzgröße (z.B. Anzahl der Zählpunkte) ergibt sehr ähnlich Diagramme.
- (1356) Im Gegensatz zum Bereich Strom gibt es im Bereich Gas keine skaleneffizienten großen Verteilernetzbetreiber. Hierzu gibt es zwei Erklärungsansätze. Zum einen kann dies an der bisher nur im geringen Umfang erhobenen Aktivierungspraxis bei Abschreibungen der Netzanlagen liegen. Zum anderen kann der Grund in der für den Bereich Gas besonderen Thematik der „erschlossenen Fläche“ liegen. Beide Erklärungsansätze sollen auf Basis einer neuen und detaillierteren Datenerhebung gemäß einer zukünftigen AnreizVO berücksichtigt werden.

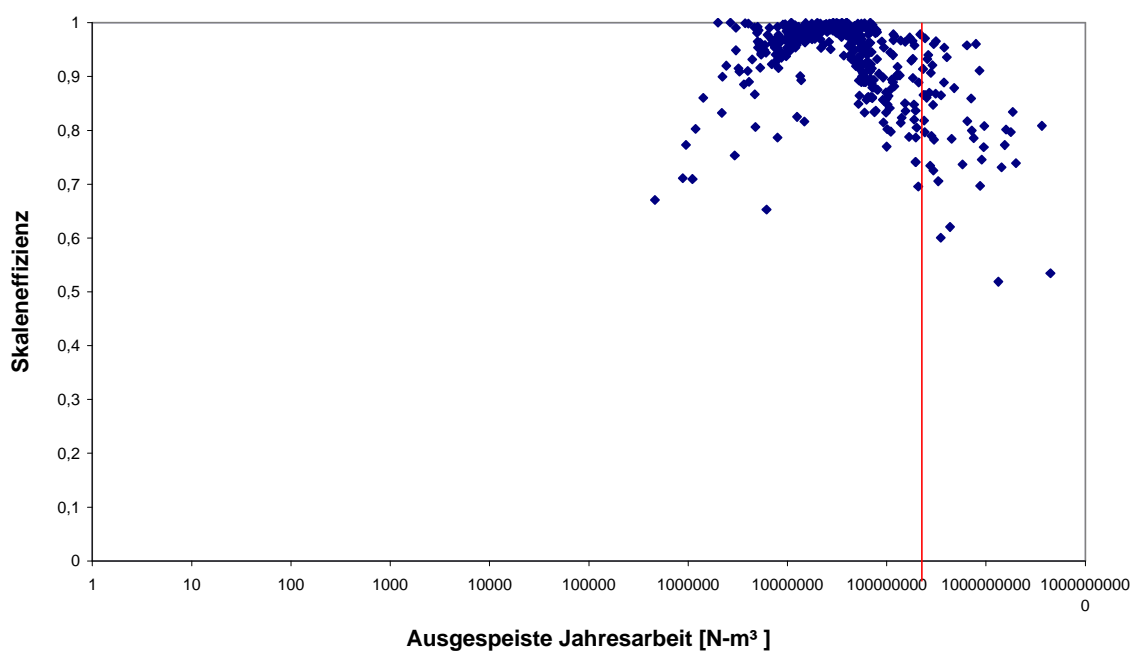


Abbildung 73: Skaleneffizienz für Verteilernetzbetreiber Gas.

(1357) Die Korrelation zwischen DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen und DEA mit konstanten Skalenerträgen beträgt 99,2%. Die Effizienzwerte sind in Abbildung 74 gegenübergestellt. Der Durchschnitt der Effizienz der DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen liegt mit 55,7% nur leicht höher als der Durchschnitt der Effizienz der DEA mit konstanten Skalenerträgen, der bei 55,0% liegt.

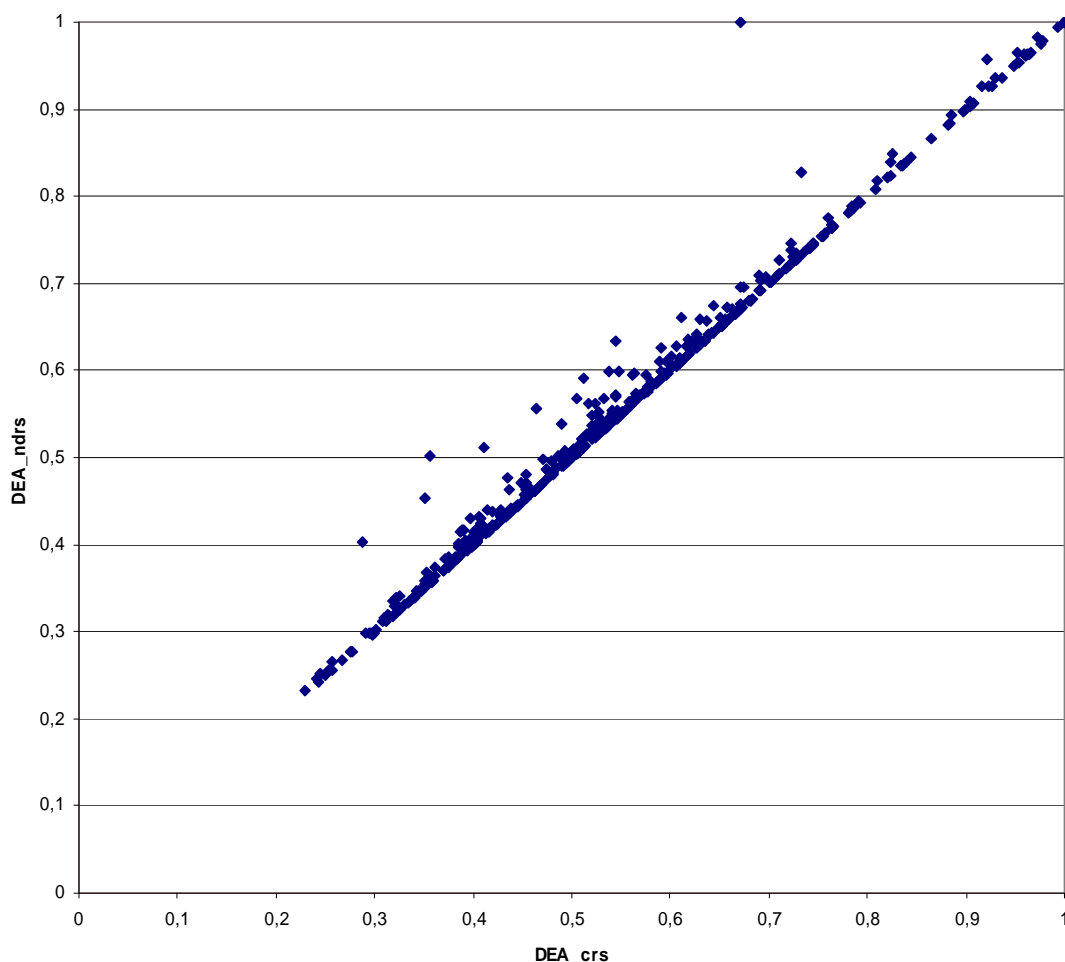


Abbildung 74: Gegenüberstellung der Effizienzwerte für DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen (NDRS) und DEA mit konstanten Skalenerträgen (CRS).

(1358) Der Unterschied zwischen den Skalenerträgen nicht fallend sowie konstant bei der DEA ist in Tabelle 31 deutlicher als bei den Verteilernetzbetreibern Strom bei den 10% kleinsten Netzbetreibern zu beobachten. Bei den 10% bis 50% kleinsten Verteilernetzbetreibern Gas sind geringe Unterschiede festzustellen.

(1359) In dem für RWE Energy von Frontier Economics Ltd., erstellten Gutachten werden Netzbetreiber als klein bezeichnet, wenn sie kleiner als 2% im Vergleich zum größten Unternehmen sind. Der Durchschnitt der unten dargestellten 10% kleinsten Netzbetreiber ist 120 mal kleiner als der Durchschnitt der 10% größten Netzbetreiber. Die 10% kleinsten Unternehmen sind somit auch nach der Betrachtung von Frontier/RWE als klein anzusehen. Für diese kleinen Unternehmen werden von Frontier/RWE Durchschnittskosten geschätzt, die zwischen 49% und 147% über den Durchschnittskosten der größten Unternehmen liegen. Diese Szenarien treffen auf die Verteilernetzbetreiber Gas aber nicht zu. Denn wäre diese Schätzung richtig, so würde der Wechsel zwischen konstanten und nicht fallenden Skalenerträgen bei der DEA zu gravierenden Auswirkungen in

den Effizienzwerte bei den kleinen Netzbetreibern führen. Solche Auswirkungen treten jedoch ebenso wie bei den Verteilernetzbetreibern Strom nicht auf.

(1360) Der nachgewiesene geringe Unterschied zwischen DEA mit konstanten bzw. nicht fallenden Skalenerträgen ist ein generelles Ergebnis der durchgeführten automatisierten Sensitivitätsanalyse auf einer Vielzahl von Effizienzvergleichsmodellen.

13.3.3 Fernleitungsnetze Gas

13.3.3.1 Datengrundlage

(1361) Basis für alle Rechnungen war ein Datensatz mit 17 Fernleitungsnetzbetreibern Gas. Die für den Effizienzvergleich relevanten Gesamtkosten entsprachen den Netzkosten aus den Erhebungsbögen und den Angaben aus der Zusatzabfrage zur Anreizregulierung Gas.

13.3.3.2 Auswahl der Modelle

(1362) Im Vergleich zu den Verteilernetzbetreibern Gas ist die Anzahl der Fernleitungsnetzbetreiber Gas sehr klein. Es kamen deshalb nur Kombinationen mit höchstens fünf Strukturparametern in die engere Auswahl. Die automatisierte Sensitivitätsanalyse wurde auf 50 Strukturparameterkombinationen angewandt.

(1363) Es wurden zwei Fernleitungsnetzbetreiber als potentielle Datenausreißer identifiziert. Eine Nachfrage bei den Unternehmen war aus Zeitgründen nicht möglich. Diese zwei Unternehmen wurden aus den weiteren Untersuchungen ausgeschlossen.

13.3.3.3 Die ausgewählten Effizienzvergleichsmodelle DEA und SFA für das Fernleitungsnetz Gas

(1364) Als am besten geeignet erwies sich das folgende Modell:

Strukturparameter	Kategorie
Anzahl der Zählpunkte im HD	Kundenanbindung
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	Bereitstellung von Kapazität
Ausgespeiste Jahresarbeit	Transport von Energie

Abbildung 75: Methoden: DEA mit nicht fallenden Skalenerträge, SFA logarithmisch-linear

(1365) Bei der statistischen Analyse der Strukturparameter im Modell wurden alle Strukturparameter als signifikant festgestellt.

13.3.3.4 Analyse der Effizienzwerte

(1366) In Tabelle 32 sind die Pearson-Korrelationen zwischen unterschiedlichen Effizienzvergleichsmethoden dargestellt.

PEARSON	DEA variabel	DEA nicht steigend	DEA nicht fallend	DEA konstant	SFA loglinear
DEA variabel	1,000	0,913	0,594	0,584	0,531
DEA nicht steigend	0,913	1,000	0,437	0,565	0,512
DEA nicht fallend	0,594	0,437	1,000	0,943	0,591
DEA konstant	0,584	0,565	0,943	1,000	0,626
SFA loglinear	0,531	0,512	0,591	0,626	1,000

Tabelle 32: Korrelationen der Effizienzwerte zwischen verschiedenen Effizienzvergleichsmethoden.

- (1367) In Tabelle 33 sind die Auswirkungen der Elimination der ineffizienten Kosten der 15 betrachteten Fernleitungsnetzbetreiber Gas für die untersuchten Methoden dargestellt. Die Prozentzahlen beziehen sich auf die Gesamtkosten, auf deren Basis der Effizienzvergleich durchgeführt wird. Die Werte der Ineffizienzen sind wie in Kapitel 13.4.1 beschrieben nur unter Vorbehalt aufgeführt.
- (1368) Die Ineffizienzen der Fernleitungsnetzbetreiber Gas werden aus Gründen des Datenschutzes nicht in Teilgruppen dargestellt.

Fernleitungsnetze Gas	Alle Netzbetreiber
DEA nicht fallend	- 36,3%
DEA konstant	- 37,7%
SFA loglinear	- 47,6%
Minimum von DEA nicht fallend und SFA	- 33,2%
Durchschnitt von DEA nicht fallend und SFA	- 41,9%

Tabelle 33: Ineffizienzwerte für die Fernleitungsnetzbetreiber Gas.

13.3.3.5 Einfluss des durchschnittlichen Anlagenalters auf die Effizienzwerte

- (1369) Der Alterseffekttest wurde entsprechend Kapitel 13.3.2.7 durchgeführt. Bei der Regression der DEA- und SFA-Effizienzwerte auf das durchschnittliche Rohrleitungsalter konnte keine Signifikanz festgestellt werden.

13.3.3.6 Umweltspezifische Strukturparameter

- (1370) Analysiert wurden folgende Strukturparameter, jeweils bezogen auf das Gebiet, in dem Anlagen des Netzbetreibers stehen.
- Versiegelungsgrad
 - Bodenklassenfaktor
 - Durchschnitt der maximalen Höhenunterschiede pro AGS
 - Durchschnittliche Neigung
 - Belegenheit.

- (1371) Diese Strukturparameter sind in Kapitel 12.6 erläutert. Die Belegenheit gibt an, ob das versorgte Gebiet mehrheitlich in Ost- oder Westdeutschland liegt.
- (1372) Bei der Analyse wurde eine Regression der DEA- und SFA-Effizienzwerte auf jeden einzelnen Strukturparameter durchgeführt.
- (1373) Bei der Untersuchung konnte keine statistische Signifikanz festgestellt werden.

13.4 Schlussfolgerungen

13.4.1 Belastbarkeit der Rechnungen

- (1374) Die Robustheit und Ähnlichkeit von vielen betrachteten Effizienzvergleichsmodellen für einen nur beschränkt variierenden Datensatz ist ein Beleg für eine grundsätzliche Erreichbarkeit belastbarer Ergebnisse. Bei einer starken Variation der Datensätze, z.B. bei der Berücksichtigung von nur der Hälfte der Netzbetreiber, ergaben sich jedoch starke Unterschiede zwischen den Effizienzvergleichsmodellen. Somit sind Unterschiede zu erwarten, wenn zukünftig ca. 900 Verteilernetzbetreiber Strom an Stelle der 349 plausibilitätsgeprüften verfügbar sind. Dies gilt auch für die ca. 780 Verteilernetzbetreiber Gas, von denen 500 plausibilitätsgeprüfte Datensätze vorlagen.
- (1375) Folglich können weder aus der dargestellten Auswahl der berücksichtigten Strukturparameter noch aus den benutzten Funktionstypen bei parametrischen Effizienzvergleichsmethoden verbindliche Festlegungen für zukünftige Effizienzvergleiche abgeleitet werden.
- (1376) Eine Einschränkung der Effizienzvergleiche ergab sich aus dem Fehlen der aufgeschlüsselten Betriebs- und Kapitalkosten für einen großen Teil der Netzbetreiber. Für sie lagen nur die aggregierten Gesamtkosten vor.
- (1377) Die statistischen Regressionsanalysen der Kosten und Strukturparameter wurden mit der methodologisch passenden normalen Regression durchgeführt. In den gutachterlichen Regressionsanalysen der Effizienzwerte auf die Strukturparameter wurde die methodologisch passende abgeschnittene („truncated“) Regression nicht verwendet. Ersatzweise wurden auch Vergleichsrechnungen auf den Supereffizienzwerten der DEA durchgeführt. Insbesondere sind die Ergebnisse über den Einfluss der umweltspezifischen Strukturparameter auf die Effizienzwerte nicht im vollen Umfang belastbar. Bei der „truncated“ Regression wird berücksichtigt, dass die Effizienzwerte von oben durch 1 beschränkt sind und die Residuen somit nicht normalverteilt sein können. Die Bundesnetzagentur wird künftige Analysen ohne diese methodischen Einschränkungen durchführen.
- (1378) Alle in Kapitel 13.3 aufgeführten qualitativen und quantitativen Ergebnisse sind im Kontext der eingeschränkten Datengrundlage zu sehen. So ist z.B. die dargestellte Höhe der Ineffizienzen keine Aussage der Bundesnetzagentur über tatsächliche Ineffizienzen der Netzbetreiber.
- (1379) Im Abschlussbericht der Gutachter Sumicsid wird dargestellt, dass aus den qualitativen und quantitativen Ergebnissen trotzdem Hinweise auf eine Minimalabschätzung der tatsächlichen Ineffizienzen abgeleitet werden können.

13.4.2 Rückblick auf die erfolgten Datenerhebungen

- (1380) Der Menge der durch die Bundesnetzagentur erhobenen Netzbetreiberdaten ist durch die Erkenntnisse bei den Testrechnungen gerechtfertigt worden. Bei einigen Daten stellte sich während der Durchführung der Effizienzvergleiche und der Anwendung von analytischen Kostenmodellen heraus, dass ein höherer Detaillierungsgrad notwendig gewesen wäre, z.B. bei der Anzahl der Hausanschlusspunkte. Eine Analyse der Effizienzvergleichsmodelle mit weniger

Netzbetreibern oder weniger Strukturparametern hätte zu einer niedrigeren Belastbarkeit der Ergebnisse geführt.⁸²

13.4.3 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen der Bundesnetzagentur

- (1381) Die Durchführung der Konsistenz- und Plausibilitätsprüfung und die nachfolgende ökonomische Datenausreißeranalyse haben zu einem Datenqualitätsniveau geführt, das weit über dem in vielen Stellungnahmen vermuteten niedrigen Niveau liegt.
- (1382) Die gewonnenen Erkenntnisse werden bei zukünftigen Datenerhebungen umgesetzt. Benötigte, aber bisher nicht erhobene Daten werden erhoben. Bisher erhobene und als notwendig identifizierte Daten werden mit größtmöglicher Definitionsklarheit zukünftig abgefragt. Eine Erhebung auf dem Niveau von amtlichen Gemeinden oder kleineren Einheiten ist für einige Daten notwendig. Dieser Prozess wird unter Einbeziehung weitere Konsultationen fortgeführt.
- (1383) Die „truncated“ Regression wird zukünftig für die ökonomischen Analysen der Effizienzwerte verwendet. Die Anpassung der Effizienzwerte durch die Ergebnisse der nachgeordneten Regression (Second Stage) wird weiter präzisiert.
- (1384) Die Software LOOP wird erweitert um die Überprüfung, ob ein DEA-Effizienzwert im Vertrauensintervall des SFA-Effizienzwertes liegt.
- (1385) Die Kapitalkosten sollen möglichst adäquat berücksichtigt werden. Ein Konzept für die Berücksichtigung ist in Kapitel 11 dargestellt.
- (1386) Für eine Berücksichtigung der versiegelten Fläche müssen detailliertere Daten verwendet werden. Für die Berücksichtigung der Bodeneigenschaften ist eine belastbare Zuordnung der Bodenklassen zu baulichen Erschwerungsfaktoren sinnvoll. Zu dieser Zuordnung wird eine Konsultation erfolgen.
- (1387) Für Fernleitungsnetzbetreiber die den Leitungswettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV geltend machen, werden keine Vorgaben aus einem Effizienzvergleich abgeleitet. Dennoch ist die Integration dieser für den Effizienzvergleich der übrigen Fernleitungsnetzbetreiber notwendig. Bei einer noch geringeren Zahl von betrachteten Unternehmen würden nämlich die DEA- und SFA-Methoden die Grenzen ihrer Anwendbarkeit erreichen.
- (1388) Die Ergebnisse der Effizienzvergleichsanalysen haben die Robustheit und Vereinbarkeit der deterministischen und stochastischen Effizienzvergleichsmethoden bestätigt. Für den Effizienzvergleich wird die Bundesnetzagentur deshalb die Kombination von DEA und SFA verwenden.
- (1389) Insgesamt wurden fast alle für das Konzept des Effizienzvergleichs vorgesehenen Techniken erprobt. Der Genauigkeitsgrad reichte dabei von grundsätzlichen Anwendungen einiger Techniken bis zur höchst detaillierten Anwendung bei einer Reihe der wichtigen Techniken. Die Durchführbarkeit des geplanten Vorgehens zur Spezifikation des Effizienzvergleichsmodells auf Basis einer neuen Datenerhebung gemäß einer zukünftigen AnreizVO ist somit in allen Punkten sichergestellt.

13.4.4 Zusätzlich abzufragende Parameter

- (1390) Trotz der Breite der abgefragten Daten, ergeben sich noch weitere Parameter, die in den zukünftigen Datenerhebungen für die Anreizregulierung zu integrieren sind. Diese sind im Einzelnen in Tabelle 26 und Tabelle 27 dargestellt (siehe gelbe Markierung).
- (1391) Bisher sind die Aufwandsvariablen nur durch den Faktor „Kapital“ abgedeckt. Durch die Variable „Anzahl der Arbeitnehmer“ ist es möglich, auch den Faktor „Arbeit“ aufwandsseitig zu berücksichtigen.

82 Zu den Inhalten künftiger Datenabfragen siehe Kapitel 14

- (1392) Für die Ausgestaltung der Modell- bzw. Referenznetze sind einige auf AGS basierte Abfragen notwendig. Hierunter fallen u. a. die Abfrage nach Anzahl Umspannstationen, Anzahl Anschlüsse an Umspannstationen und die Netzlänge pro AGS.
- (1393) Der VDN sieht in der dezentralen Einspeisung einen Parameter mit hoher kostentreibender Wirkung. Diese Aussage wird von Consentec bestätigt. Während die dezentralen Einspeisungen in die Netzebenen in der bisherigen Datenabfrage bereits berücksichtigt worden sind, wurden die Anzahl der Einspeisepunkte für dezentrale Einspeisungen bisher nicht abgefragt und sind in die zukünftige Datenabfrage zu integrieren.
- (1394) Ein relevanter Kostentreiber, um struktureller Unterschiede zu berücksichtigen, der verbandsseitig (VDN) wie auch von Seiten der Unternehmen (RWE, EWE) an die Bundesnetzagentur herangetragen worden ist, ist der Parameter „Zersiedelung“. VDN und EWE schlagen vor, diesen Parameter durch die Anzahl der Hausanschlüsse im Vergleich zur geographischen Fläche abzubilden. Im Rahmen der freiwilligen Abfrage auf Basis von AG-Schlüsseln wurde bereits eine Nacherhebung der Anschlusspunkte (für die Ebene Verteilung im Gas und Mittel- und Niederspannung im Strom) vorgenommen. In den zukünftigen Datenabfragen müssen die Anschlusspunkte pro AGS fester Bestandteil der Datenabfrage werden.
- (1395) Wie ausführlich in 11.6 dargestellt, ist die Abfrage eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters (auch: physisches Anlagengitter oder Asset Register) geplant. Das Anlagenregister besteht aus der Auflistung der physischen Anzahl bewertet mit den monetären Werten pro Anlagengut (nach StromNEV Anlage 1 bzw. GasNEV Anlage 1). Ziel des Anlagengitters ist die Berücksichtigung möglicher signifikanter Unterschiede bei der Aktivierungspraxis der Netzbetreiber, Vermeidung von Investitionshemmnissen und Überprüfung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber.
- (1396) Für die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung bedarf es der Abfrage der international üblichen Kenngrößen SAIFI, CAIDI und SAIDI sowie nicht gelieferte Energie (Energy Not Supplied, ENS) und nicht gedeckte Last (Volume of Lost Load, VOLL). Alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne von § 3 Nr. 2 EnWG sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur nach § 52 S. 1 EnWG jährlich einen Bericht zu Versorgungsstörungen zum Vorjahr zu übermitteln. Die zu meldenden Daten beziehen sich auf wesentliche Größen wie Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache der Störung. Diese Vorgaben orientieren sich an den gebräuchlichen und international anerkannten Größen zur Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen (siehe auch die Empfehlungen der internationalen UNIPEDA-DISQUAL-Expertenkommission) und sind in enger Konsultation mit dem VDN definiert worden (siehe VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik). Ein einheitliches Datenverständnis für diese Kenngrößen konnte bereits erzielt werden, eine Plausibilitätsprüfung dieser Daten ist dennoch unerlässlich und wird in den Prozess, dargestellt in
- (1397) Abbildung 77, integriert.
- (1398) Die für die Qualitätsregulierung der Gasbranche relevanten Parameter müssen mit den betroffenen Wirtschaftskreisen besprochen und abgestimmt werden. Dies gilt ebenso für die Betrachtung der vier Dimensionen der zukünftigen Qualitätsregulierung (Sicherheit, Produktqualität, Zuverlässigkeit und Servicequalität) beider Branchen. Hierzu müssen weitere Daten von den Unternehmen abgefragt werden, die bisher noch keinem einheitlichen Verständnis unterliegen. Diese Daten sind mit den betroffenen Wirtschaftskreisen zu diskutieren, Definitionen zu standardisieren. Sowohl die Konsistenz- als auch die Plausibilität dieser Daten gilt es, zusammen mit den übermittelten Struktur-, Last- und Kostendaten der Unternehmen zu prüfen und mögliche Unplausibilitäten an die Netzbetreiber zu melden.

13.5 Effizienzvergleich der Transportnetzbetreiber

- (1399) Während im Gasbereich parametrische wie nicht-parametrische Effizienzvergleichsmethoden in Deutschland auch auf Transportnetzebene zum Einsatz kommen können, ist mit diesen Methoden eine robuste Effizienzanalyse der vier Übertragungsnetzbetreiber nur durch eine Erweiterung der Vergleichsbasis im Rahmen eines internationalen Effizienzvergleichs möglich.
- (1400) Daneben ist sowohl für Fernleitungs- als auch für Übertragungsnetzbetreiber ein nationaler Vergleich durch den Einsatz der Referenznetzanalyse möglich, wobei das modellierte optimale Netz nicht als absoluter, sondern als **relativer Vergleichsmaßstab** herangezogen werden soll.
- (1401) Für Transportnetzbetreiber die den Leitungswettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV geltend machen können, werden keine Vorgaben aus einem Effizienzvergleich abgeleitet.

13.5.1 Effizienzvergleich auf Basis parametrischer bzw. nicht-parametrischer Verfahren

- (1402) Eine mögliche Herangehensweise im Hinblick auf den nationalen Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber ist bereits in Kapitel 13.3.3 dargelegt worden. Die Bundesnetzagentur hat hierfür eine entsprechende Kostentreiberanalyse durchgeführt und verschiedene Modelle getestet. Eine mögliche Erweiterung ist die Ableitung einer Referenznetzlänge aus analytischen Kostenmodellen, um diese als Parameter im Effizienzvergleich zu nutzen. Darüber hinaus soll jedoch auch hier ein internationaler Effizienzvergleich vorgenommen werden.
- (1403) Ein internationaler Effizienzvergleich als gemeinsames Projekt der europäischen Regulierungsbehörden zum Zwecke der Erweiterung der Vergleichsbasis wird derzeit im Rahmen der Arbeitsgruppe „Efficiency Benchmarking“ des CEER unter Leitung der Bundesnetzagentur diskutiert. Bei einem internationalen Vergleich sind strukturelle Unterschiede zu berücksichtigen. Möglichkeiten hierzu zeigen verschiedene Studien zu internationalen Effizienzvergleichen auf, die auch für die Anreizregulierung der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen werden. VDEW/VDN/VRE weisen diesbezüglich auf mögliche Einschränkungen hin, regulatorische Entscheidungen auf Basis der Ergebnisse internationaler Effizienzvergleiche zu treffen. Dies ist auch aus Sicht der Bundesnetzagentur bei Zweifeln an der Belastbarkeit der Ergebnisse angebracht, spricht aber nicht grundsätzlich gegen Sinn und Durchführbarkeit internationaler Effizienzvergleiche mit entsprechender Sorgfalt.
- (1404) Zu nennen wäre in diesem Zusammenhang z.B. das ECOM+ -Projekt⁸³, das sich bewusst auf nur zwei Teilbereiche – Bau sowie Betrieb und Instandhaltung der Netzanlagen – beschränkt. Andere Teilbereiche, z. B. Sicherung der Systemstabilität und Organisation und Betrieb von Marktstrukturen (z.B. Bilanzkoordination, Abrechnung von Bilanzabweichungen etc.), sind aufgrund der Externalitäten separat zu erfassen. Dies betrifft beispielsweise auch Kompensationszahlungen im Rahmen des ITC-Mechanismus.
- (1405) Im Rahmen des aktuellen ECOM+ -Projektes⁸⁴, an dem Dänemark, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal und Schweden beteiligt sind, werden die Kosten eines jeden Netzbetreibers für zuvor definierte und entsprechend gewichtete Anlagegütergruppen (Unit Costs) ermittelt und einem relativen Effizienzvergleich unterzogen. Die definierten Anlagegütergruppen werden somit im Effizienzvergleich berücksichtigt. Das Modell berücksichtigt die Inflation, die Wechselraten, Investitionshorizonte, Nutzungsdauern und Kategorisierungen der Anlagegüter sowie länderspezifische Faktoren. Die Methode wurde gegenüber

83 Agrell, Per; Bogetoft, Peter (2006): ECOM+ Results 2005, Final Report.

84 Agrell, Per; Bogetoft, Peter (2006): ECOM+ Results 2005, Final Report.

dem ersten Projekt durch partielle Betrachtungen der Betriebs- und Kapitalkosteneffizienz auf der Basis von Methoden linearer Programmierung sowie dynamische Betrachtungen der Jahre 2000 bis 2003 erweitert, um sowohl die Veränderung der Effizienzgrenze als auch die individuellen Aufholprozesse einzelner Netzbetreiber zu analysieren.

- (1406) Arbeitstreffen, in denen Übertragungsnetzbetreiber, Regulierer und Berater verschiedene Themen, wie z.B. die Definition von Anlagegütern, deren Gruppierung und Gewichtung, die Dekomposition der Gesamtkosten in Betriebs- und Kapitalkosten und Methoden des Effizienzvergleichs diskutieren, stellen einen transparenten interaktiven Prozess zwischen den Projektbeteiligten sicher.
- (1407) Will ein Netzbetreiber besondere strukturelle Umstände geltend machen, welche aufgrund ihres dauerhaften, signifikanten und exogenen Charakters höhere Kosten verursachen, so wird dies den übrigen Projektteilnehmern zur Kenntnis gebracht und diskutiert. Dies führte beispielsweise dazu, dass die besonderen Bedingungen in alpinen Regionen berücksichtigt wurden.
- (1408) Der Projektplan enthält sieben sich zum Teil überschneidende Komponenten:
- Methodologische Vorarbeiten
 - Arbeitsgespräch zur Diskussion von methodologischer Vorgehensweise, Datendefinitionen, Gewichtungen und Datenerhebung
 - Etablierung einer Datenerhebungsroutine zwischen den Koordinatoren des Beraters und des Übertragungsnetzbetreibers und Besuche vor Ort
 - Datenübermittlung durch die Mitglieder und Interaktion mit dem Koordinator des Beraters
 - Fortlaufende Datenvalidierung und Verifizierung durch interne und externe Partner (Kontrolle innerhalb der Gruppe und ökonomische Auditierung)
 - Externe Validierung der gewählten Gewichtungen durch technische Experten (technische Auditierung hinsichtlich der Spezifikation, Klassifizierung und Verwendung ausgewählter Anlagen)
 - Berichterstellung
- (1409) Eine ähnliche Vorgehensweise hinsichtlich der sich diesbezüglich stellenden Themen der Datenverfügbarkeit und -validität, der internationalen Vergleichbarkeit von Kosten sowie des Umgangs mit möglichen nationalen Besonderheiten ist auch aus Sicht der Bundesnetzagentur ein sinnvolles Vorgehen.

13.5.2 Effizienzvergleich auf Basis der Referenznetzanalyse

- (1410) Die Referenznetzanalyse erscheint im Gegensatz zur Modellnetzanalyse im Transportnetzsektor gerade wegen der geringen Zahl der Netze und deren guter Datenlage mit vertretbarem Aufwand möglich. Unter Berücksichtigung von Betriebsmitteln, die in nennenswertem Maße eingesetzt werden, oder Anlagen, die an solche angeschlossen werden, z.B. Einspeisepunkte, Umspannstationen zur nachgelagerten Ebene und Kundenanschlüsse oder Verdichterstationen, Speicher und Kuppelstellen, modelliert die Referenznetzanalyse ein optimales Netz, welches als relativer (nicht absoluter!) Vergleichsmaßstab herangezogen werden soll. Es werden also nicht die tatsächlichen Kosten eines Netzes mit den optimierten Kosten des Referenznetzes verglichen, sondern das Verhältnis aus Kosten des Referenznetzes und tatsächlichen Netzkosten **zwischen den Transportnetzbetreibern**.

13.5.2.1 Einsatz der Referenznetzanalyse auf Fernleitungsnetzebene

- (1411) Bei der Anpassung des Modells der Referenznetzanalyse für eine Anwendung auf Fernleitungsnetze sind die in diesen Netzen auftretenden Besonderheiten zu beachten. Insbesondere sind hier die dynamischen Effekte des Gastransports in Rohrleitungen zu nennen. Diese können von der Referenznetzanalyse derzeit nicht vollständig berücksichtigt werden. Dabei erscheint eine vollständige strömungsdynamische Simulation für die zu untersuchenden Fragestellungen im

Hinblick auf Netzstruktur und Dimensionierung auch nicht notwendig. Es kann jedoch erforderlich sein, die Dynamik der Netzbelastung zu berücksichtigen. Ein wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Speicherfähigkeit des Netzes, die im Rahmen der Bezugsoptimierung genutzt wird. Sie kann in starkem Maße die Leitungsdimensionierung beeinflussen und darf daher nicht vernachlässigt werden. Die Referenznetzanalyse ist deshalb in der Lage, Vorgaben zur erforderlichen Mindest-Speicherfähigkeit eines Netzes zu berücksichtigen.

- (1412) Zusätzlich sind Betriebsmittel, die vor allem in Fernleitungsnetzen in nennenswertem Maße eingesetzt werden, oder Anlagen, die an diese angeschlossen werden, bei Anwendung der Referenznetzanalyse geeignet zu berücksichtigen. Hierzu zählen v. a. Verdichterstationen, Speicher und Kuppelstellen zu anderen Netzen. Aufgrund der engen Verzahnung mit anderen Systemen, der teilweisen Standortabhängigkeit und der Größe derartiger Anlagen werden diese jedoch üblicherweise an existierenden Standorten bestehen bleiben und können daher für die Referenznetzanalyse als feste Vorgabe betrachtet werden.
- (1413) Zusätzlich ergibt sich in Fernleitungsnetzen das Problem, dass unterschiedliche Gasqualitäten transportiert werden müssen. Dabei haben sich in der Vergangenheit quasi-parallele Netzstrukturen für die unterschiedlichen Gasqualitäten herausgebildet, so dass die Ermittlung eines Referenznetzes für jede Gasqualität sachgerecht erscheint.
- (1414) Generell ist eine Anwendung Analytischer Kostenmodelle auf Fernleitungsnetze somit möglich. Dies gilt insbesondere, da typische Netzstrukturen dieser Ebene auch in Verteilernetzen, für die die Referenznetzanalyse bereits erfolgreich eingesetzt wurde, auftreten.

13.5.2.2 Einsatz der Referenznetzanalyse auf Übertragungsebene

- (1415) 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.
- (1416) 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 Modellierungsansatz (Scorched-Node-Ansatz) mit fester Vorgabe der bestehenden Einspeisepunkte, der Umspannstationen zur nachgelagerten Ebene, der Kundenanschlüsse sowie der Verbundkuppelstellen bei ausschließlicher Nutzung der bestehenden Trassen eine sachgerechte Anwendung ermöglichen. Ebenso erscheinen Vorgaben zur historisch noch vorhandenen, aus heutiger Sicht bei einer Neuerrichtung im Normalfall nicht mehr wirtschaftlichen 220-kV-Netzebene sinnvoll, um auszuschließen, dass die Referenznetze als reine 380-kV-Netze entworfen werden. Möglich wäre z. B. eine feste Vorgabe der Anschlussspannungsebene für einzelne Lasten und Einspeisungen sowie der Betriebsspannung von Stromkreisen auf bestehenden 220-kV-Trassen.
- (1417) 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. Deshalb dürfen mit der Methode der Referenznetzanalyse keine absoluten Effizienzvergleiche durchgeführt werden, bei denen die tatsächlichen Kosten eines Netzes mit den optimierten Kosten des Referenznetzes verglichen werden. Sachgerecht erscheint jedoch ein relativer Effizienzvergleich, bei denen

das Verhältnis aus Kosten des Referenznetzes und tatsächlichen Netzkosten zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern verglichen wird. Das Ergebnis der Referenznetzanalyse wird dabei analog zu den Leistungsparametern eines Effizienzvergleichs mit parametrischen bzw. nicht-parametrischen Methoden verwendet. Gleichzeitig wird ausgenutzt, dass die durch exogene Strukturmerkmale begründeten Kostenunterschiede mit Hilfe der Referenznetzanalyse, die in der Lage ist, die komplexen systemtechnischen Zusammenhänge in Übertragungsnetzen zu berücksichtigen, besser nachgebildet werden können als mit einfachen eindimensionalen Strukturmerkmalen.

- (1418) Wie bei jedem Effizienzvergleich können anders als prognostiziert eingetretene Entwicklungen in der Vergangenheit oder die notwendige Berücksichtigung von unsicheren Zukunftserwartungen in der Netzplanung trotzdem zu Effizienzunterschieden führen. Gerade die Referenznetzanalyse bietet hier jedoch, anders als einfache Vergleichsansätze, Verifikationsmöglichkeiten. Zum einen können bei einer Anwendung der Referenznetzanalyse sowohl Historie als auch Prognosen geeignet in der auslegungsrelevanten Versorgungs- und Transportaufgabe berücksichtigt werden. Zum anderen ermöglicht die Referenznetzanalyse über die reine Anwendung für einen Zeitpunkt hinaus auch eine pfadabhängige Optimierung. Durch sequentielle Anwendung für mehrere Zeitpunkte, gezielte Einschränkung der Freiheitsgrade und feste Vorgaben zu einzelnen Entscheidungsvariablen ist die explizite Berücksichtigung historischer Planungsentscheidungen und die Quantifizierung der dadurch evtl. bedingten Mehrkosten möglich. Methodenunabhängig ist jedoch die Verfügbarkeit entsprechender Daten zur Netzhistorie Voraussetzung für deren sachgerechte Berücksichtigung beim Effizienzvergleich.

14 Zukünftige Datenerhebungen

14.1 Prozess der Datenabfrage

(1419) Basierend auf den Erkenntnissen aus der Datenabfrage für die Konzeptionierung der Anreizregulierung, Plausibilitätsprüfung und Effizienzvergleich sind Struktur und Durchführung des Datenabfrageprozesses weiter zu verbessern. Folgende Grafik zeigt die Strukturierung des zukünftigen Datenabfrageprozesses, inhaltlich wird diese Grafik in den nachfolgenden Unterkapiteln ausgeführt:

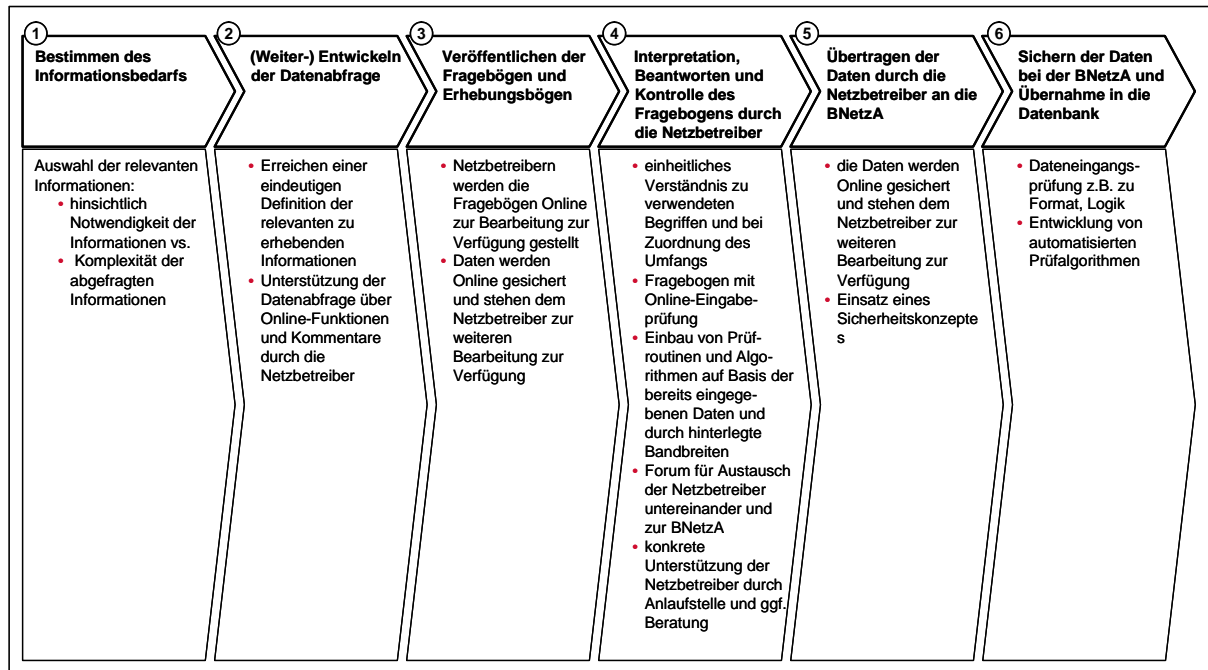


Abbildung 76: Künftiger Prozess der Datenabfrage (Quelle: LBD)

14.2 Abfragerhythmus und -modalitäten

(1420) Eine belastbare Datenbasis ist Grundvoraussetzung für den Effizienzvergleich. Für die Anwendung der Anreizregulierung ist geplant, einige Daten zukünftig in einem jährlichen Rhythmus zu erheben. Unter diese Abfrage fallen u. a. die Daten für die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung und die Daten für die Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (PF bzw. X_{gen}) in Analogie zu den Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung getrennt für Strom- und Gasnetzbetreiber. Weiterhin beinhaltet die jährliche Abfrage die Daten für die Erweiterungsfaktoren (hybride Elemente), z.B. Flächen, Anschlusspunkte und Lasten.

(1421) Daten, wie z.B. die kalkulatorischen Kosten und das physische Anlagenregister werden ausschließlich einmal pro Regulierungsperiode jahresbezogen von den Netzbetreibern abgefragt.

(1422) Die zukünftigen Datenabfragen werden sich auf die im Rahmen der Kostentreiberanalyse identifizierten Parameter stützen, die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Parameter sind in Kapitel 12.8 dargestellt. Die Dateninhalte sind den Netzbetreibern bekannt und können im Voraus ermittelt werden.

(1423) Die zukünftigen Datenabfragen bilden die Grundlage für die Berechnung der Effizienzwerte 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.

- (1424) 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.

14.3 Kompetenz der Datenabfragen

- (1425) Für die Umsetzung eines Anreizregulierungsregimes benötigt die Bundesnetzagentur 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.
- (1426) 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.
- (1427) Der VDEW/VRE/VDN vertreten den Standpunkt, dass die Landesregulierungsbehörden aufgrund ihrer besseren Ortskenntnis die Zuständigkeit für die Erhebung der unternehmensspezifischen Daten erhalten sollten. Dieses Argument kann von Seiten der Bundesnetzagentur nicht geteilt werden. Maßgeblich ist hierfür, dass es bei der Abfrage der Daten nicht primär auf unternehmensspezifische Besonderheiten vor Ort (diese Kenntnis liegt ohnehin beim Unternehmen selbst), sondern auf eine möglichst einheitliche Abfragestruktur und Abfragedurchführung ankommt. Nur durch die Verwendung bundesweit einheitlicher Datenformate, -inhalte und -übertragungswege lässt sich das Ziel erreichen, den Erhebungs- und Plausibilitätsprüfungsprozess nachhaltig zu verschlanken und transparenter zu gestalten. Ein solch homogener Abfrageprozess kann aber sehr viel einfacher organisiert werden, wenn hierfür nur eine Behörde zuständig ist. Die Aufteilung der Abfrage auf verschiedene Regulierungsbehörden würde dagegen einen permanenten Abstimmungsprozess zwischen den Landesbehörden und der Bundesnetzagentur erforderlich machen. Ferner käme es in vielen Bereichen zu Doppelungen bei der Prüfung und Umsetzung der anfallenden Arbeitsschritte. Der hierdurch entstehende erhebliche Zeitverzug kann das Ziel einer fristgerechten Durchführung der Anreizregulierung gefährden.

14.4 Eindeutige Definition der Begriffe

- (1428) Es ist sicherzustellen, 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.
- (1429) Der geplante Konsultationsprozess wird von den beteiligten Wirtschaftskreisen ausdrücklich begrüßt (z.B. VKU, RWE). Die erste Datenabfrage hat gezeigt, dass die Datendefinitionen - aufgrund eines teilweise großen Interpretationsspielraums -

eine der größten Fehlerquellen war. Im Rahmen dieser Datendefinitionskonsultationen wird die Grundlage für ein einheitliches Datenverständnis geschaffen, welches Missverständnissen vorbeugen und die Dateneingabe erleichtern wird.

- (1430) Wie bereits in Kapitel 12.7.3.2.2 festgestellt, sah sich der Prozess der Erhebung und Auswertung der für die Anreizregulierung benötigten Daten von Seiten der Verbände und Netzbetreiber permanent der Kritik ausgesetzt, die Unternehmen würden mit der Datenabfrage einer allzu großen Belastung ausgesetzt. Die Bundesnetzagentur möchte noch einmal nachdrücklich darauf hinweisen, dass sie für den zukünftigen Erhebungs- und Auswertungsprozess wie auch bei den vorherigen Abstimmungen im Rahmen des Konsultationskreises eine konstruktivere Zusammenarbeit von Seiten der Netzbetreiberverbände und ihrer Mitglieder begrüßt. Nur eine Arbeit geprägt von gegenseitigem Vertrauen und offener sowie konstruktiver Zusammenarbeit ermöglicht eine schnelle Umsetzung der Anreizregulierung.

14.5 Hilfe und Unterstützung für den Anwender

- (1431) 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

- (1432) Die Netzbetreiber sollen die Eingaben im Erfassungsprogramm dokumentieren können. Dazu gehören:

- Erstellen von Ausdrucken
- Speichern der ausgefüllten Erfassungsbögen
- Erstellung einer Übersicht mit allen Eingaben komprimiert auf wenigen Seiten

- (1433) 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.

14.6 Prüfung der Datenqualität

- (1434) Die Datenplausibilitätsprüfung erfolgt zentral durch die Bundesnetzagentur über alle Dateninhalte unter zu Hilfenahme der Prozessschritte aus der nachfolgenden Abbildung:

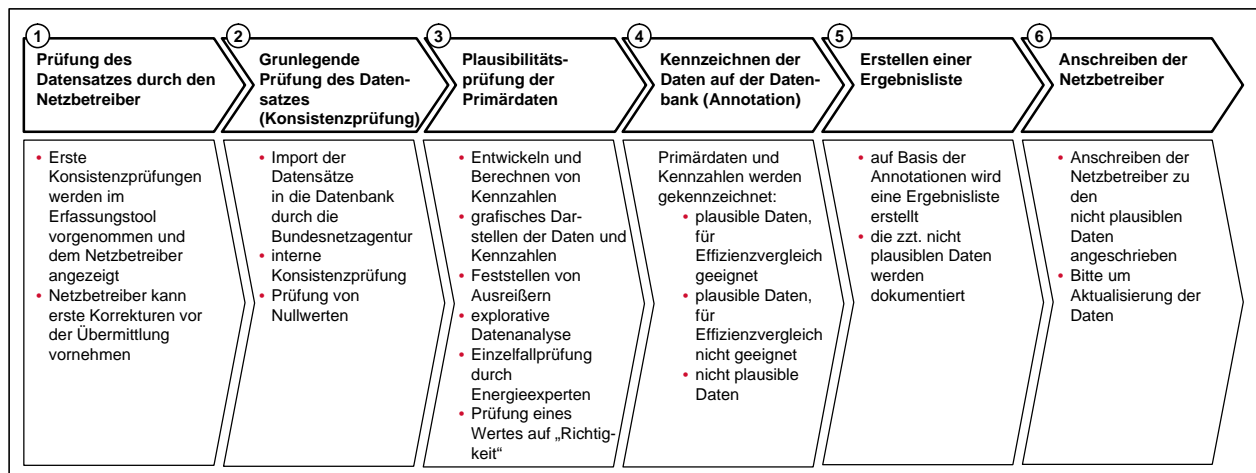


Abbildung 77: Prozess zur Datenplausibilitäts- und Konsistenzprüfung (in Anlehnung an: LBD)

(1435) Dies stellt keine Modifikation der übermittelten Daten dar. Diese müssen durch den jeweiligen Netzbetreiber korrigiert werden.

14.6.1 Funktionalität der Eingabemaske (Konsistenzprüfung)

(1436) Das Erfassungswerkzeug 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.

(1437) Direkt in den Eingabemasken sollen standardisierte Prüfungen (Konsistenzprüfungsmethoden) 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

(1438) Diese Funktionalitätsergänzung ist vor dem Hintergrund der Verbesserung der Datenqualität sehr wichtig, da jeder Netzbetreiber bereits direkt nach Eingabe seiner Daten eine erste Übersicht über mögliche Unplausibilitäten erhält. Darüber hinaus kann der Netzbetreiber durch optisch aufbereitete Übersichten (z.B. bei der Mengenkaskadierung) seine Daten ansehen und eigenständig auf Plausibilität prüfen.

14.6.2 Datenplausibilitätsprüfung

(1439) Die Datenplausibilitätsprüfung der Datensätze für die Anreizregulierung muss zukünftig unter Zuhilfenahme möglichst eines Plausibilitätsprüfungswerkzeug zweistufig erfolgen.

(1440) Ergänzend zu der Konsistenzprüfung, die durch das Erfassungsprogramm durchgeführt wird (14.6.1), muss das Plausibilitätsprüfungswerkzeug automatisch die interne Konsistenz- und Nullwertprüfung erneut durchlaufen. Ergänzt werden diese grundlegenden Überprüfungen um die Ausreißeranalyse. In der zweiten Stufe muss die Plausibilitätsprüfung 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.

- (1441) 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.
- (1442) Wie unter 12.7.3 dargelegt, ist die Grundvoraussetzung für den Effizienzvergleich eine belastbare Datenbasis. Im vergangenen Jahr hat die Bundesnetzagentur erstmalig unternehmensspezifische Daten in dieser Quantität für den Sektor Energie erhoben. Sowohl die Netzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur sind in diesen Erhebungsprozess ohne Vorkenntnisse eingestiegen. Beide Beteiligten sind in einen Lernprozess eingestiegen, der bereits erste Lernerfolge erzielt hat, wie auch die Stellungnahme von GEODE bestätigt.
- (1443) Wichtig ist, dass bisher gemachte Erfahrungen und Erkenntnisse dazu genutzt werden, die zukünftigen Datenerhebungen zu optimieren. Erste Ansätze zur Verbesserung des Datenerhebungsprozesses wurden bereits in den Unterkapiteln 14.4, 14.5 und 14.6.1. näher erläutert. Die in diesen Kapiteln beschriebenen Probleme stellen das größte Optimierungspotenzial dar und werden bei erfolgreicher Umsetzung eine hohe Qualität der Unternehmensdaten bereits bei Übermittlung an die Bundesnetzagentur nach sich ziehen. Der Datenerhebungs- und Plausibilitätsprozess kann dadurch verkürzt werden.
- (1444) In der Stellungnahme von RWE wird zwar grundsätzlich begrüßt, dass die „[...] Bundesnetzagentur anstrebt, die Datenqualität zu verbessern. Nicht durchgängig ersichtlich ist allerdings, durch welche Maßnahmen die Bundesnetzagentur sicherstellen will, dass Netzbetreiber korrekte und vor allen Dingen auch vergleichbare Daten bereitstellen, auch wenn die Notwendigkeit weiterer Konsultationen mit den Netzbetreibern (z.B. bei Datendefinitionen) erkannt wurde.“ Wie in den vorangegangenen Unterkapiteln dargestellt, zielt die Verbesserung der Datenqualität nicht nur auf die Abstimmung der Datendefinitionen ab, sondern weist auf weitere wichtige Aspekte der Optimierung hin. Der VKU begrüßt in seiner Stellungnahme ausdrücklich alle Optimierungsvorschläge der Bundesnetzagentur.

14.7 Transparenz der Daten

- (1445) 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:

14.7.1 Nachvollziehbarkeit der Anreizregulierungskonzeption

- (1446) Grundlage der Anreizregulierung sind die erhobenen Unternehmensdaten. Das Regulierungskonzept und die 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.

14.7.2 Selbstregulierende Funktion öffentlicher Daten

- (1447) Nur die Veröffentlichung der Unternehmensdaten ermöglicht es den Unternehmen selbst und deren Anteilseignern, die Informationen eingehend zu analysieren und als Effizienzvergleichs-Instrument zu nutzen. Durch die Veröffentlichung der Daten wird, ganz im Sinne der Intention des Gesetzgebers, ein dynamischer Selbstregulierungsprozess initiiert.

14.7.3 Markttransparenz und Chancengleichheit

(1448) 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.

14.7.4 Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten in langjähriger internationaler Praxis

(1449) 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.

14.7.5 Veröffentlichung bei Abwägung der schutzwürdigen Interessen der Netzbetreiber

(1450) 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 Marktconstellation, 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.

(1451) Deshalb sind die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung zu erhebenden technischen und betriebswirtschaftlichen Unternehmensdaten weitgehend keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Sind solche Daten 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.

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

(1452) 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.

- (1453) 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.

14.7.7 Entscheidung des BVerfG vom 14. März 2006

- (1454) 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, dass der Geheimnisschutz nur dann gelten kann, wenn nachhaltige oder gar Existenzbedrohende Nachteile für marktmächtige Unternehmen zu befürchten seien (Rn 97 ff. der Entscheidung).
- (1455) 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.
- (1456) 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 Monopole 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.

14.7.8 Aktuelle Verfahren zur Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens

- (1457) Aktuell sind Anträge auf Unterlassung der Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens gem. § 22 Abs. 1 S. 3 StromNEV und § 21 Abs. 1 S. 2 GasNEV beim OLG Düsseldorf anhängig. Auch der Ausgang dieser Verfahren bzw. entsprechender rechtskräftiger Entscheidungen in der Hauptsache sind zu berücksichtigen.
- (1458) Gerade vor dem Hintergrund dieser Rechtsprechung ist die Schaffung einer qualifizierten Befugnisnorm allerdings im Interesse der Rechtssicherheit.

14.7.9 Effiziente Veröffentlichung auf einer Internetplattform

- (1459) 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.

14.7.10 Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftskreise

- (1460) Betroffene Wirtschaftskreise argumentieren in ihren Stellungnahmen unterschiedlich, eine einheitliche Meinung wird nicht vertreten:
- (1461) Entschieden gegen die Veröffentlichung der unternehmensspezifischen Daten ist GEODE. Die Möglichkeit der Nachvollziehbarkeit der Berechnungen sei grundsätzlich eine „erfreuliche Idee“, bei vollständiger Veröffentlichung aller Daten, werde gleichwohl jedoch auch der Marktwert eines Unternehmens veröffentlicht. Eine Welle von Netzübernahmen durch die großen Unternehmen hin zu Oligopolstrukturen sei mittelfristig die Folge.
- (1462) Der VKU sieht die Veröffentlichung der Daten etwas differenziert. Der Verband vertritt die Meinung, dass sie grundsätzlich die Veröffentlichung befürworten, wenn eine faire Behandlung sichergestellt ist. Derzeit sei jedoch eine faire Behandlung der Netzbetreiber nicht sichergestellt, da die notwendige Datenqualität nicht gewährleistet ist, „[...] weshalb Fehlinterpretationen und hieraus entstehende Schädigungen einzelner Netzbetreiber zu befürchten sind.“ Der Vorschlag des VKU ist, wenn eine Veröffentlichung zwingend erfolgen soll, „[...] die Daten allenfalls ausschnittsweise und mit ausführlichen Erläuterungen zu veröffentlichen.“
- (1463) Die Verbände der Netznutzer (bne, VEA, VIK) befürworten das Bestreben der Bundesnetzagentur, die unternehmensspezifischen Daten zu veröffentlichen. Die Netznutzerverbände sehen in der Veröffentlichung ein wirksames Anreizinstrument. Diese Informationen seien für die Netznutzer von großer Bedeutung, um „[...] Maßnahmen und Verhaltensweisen des „eigenen“ Netzbetreibers besser einschätzen und verstehen zu können“.
- (1464) Die Bundesnetzagentur spricht sich weiterhin für die Veröffentlichung der Effizienzvergleichs-Ergebnisse als auch der Ergebnisse der Qualitätskennzahlen der einzelnen Netzbetreiber aus. Ziel der Bundesnetzagentur ist es Markttransparenz und Chancengleichheit herzustellen. In einem funktions- und wettbewerbsfähigen Markt können Kooperationen ein zentraler Erfolgsfaktor sein. Änderungen und Verschiebungen der bisherigen Marktstrukturen sind, wie in anderen Branchen, wichtiger und notwendiger Bestandteil der volkswirtschaftlichen Entwicklung. Die Veröffentlichung der Unternehmensdaten hat, nicht, wie von den betroffenen Wirtschaftskreisen eingeworfen, ausschließlich negative Folgen für die Netzbetreiber. Die Netzbetreiber können durch die Veröffentlichung der Unternehmensdaten auch durch neues Wissen aus sich heraus ihre Effizienz verbessern. Weiterhin bietet sich den Unternehmen durch moderne und zahlreiche Kooperationsformen die Möglichkeit, Synergieeffekte zu erzielen und ihre Effizienz auf diese Weise zu steigern. Insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen erhalten durch Kooperationen die Chance weiterhin am Markt zu bestehen. Die Veröffentlichung von Unternehmensdaten kann dazu führen, dass sich entsprechende Kooperationspartner finden. Die befürchtete Tendenz zu Oligopolstrukturen ist damit nicht vorgezeichnet und unterliegt ohnehin der Überprüfung durch das Bundeskartellamt. Die Möglichkeit des Markteintrittes für neue Marktakteure hingegen ist weiterhin gegeben.