



8. Konsultationskreis Anreizregulierung

Gesamtkonzept Anreizregulierung im Entwurf der Bundesnetzagentur

Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer

Bundesnetzagentur für

Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Bonn, 11. April 2006



- **Grundlagen und Konzept**
 - Rechtlicher Rahmen und Grundansatz der Anreizregulierung
 - Internationale Erfahrungen
 - Regulierungskonzept

- **Ausgestaltung und Umsetzung**
 - Datenerhebung und -plausibilitätsprüfung
 - Ausgangsbasis und regulatorische Kostenrechnungsprüfung
 - Effizienz und Beeinflussbarkeit
 - Benchmarking: Methoden und Parameter – Vortrag Prof. Bogetoft
 - Umsetzung in Erlöspfade
 - Bestimmung des generellen Produktivitätsfortschritts
 - Mengeneffekte
 - Qualitätsregulierung



Rechtlicher Rahmen und Grundansatz

- **Effizienz:** § 21 Abs. 2 EnWG
 - Effizienz bei struktureller Vergleichbarkeit
 - Wettbewerbsanalogie
 - **Anreize:** § 21a Abs. 5 EnWG
 - Vorgabe von Preis- oder Erlöspfaden
 - erreichbar und übertreffbar
- ⇒ Regulierungsökonomischer Hintergrund: **Informationsasymmetrie**
- **Cost-plus-Regulierung:** Individuelle Kosten mit Anreiz zur Überkapitalisierung
 - **Cap-Regulierung:** Periodenweise Entkopplung der Erlöse von den Kosten
 - **Yardstick-Competition:** Benchmarking zur Simulation von Wettbewerb



Internationale Erfahrungen (1)

- Bei der Erstellung des Berichtes zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG soll die BNetzA gemäß § 112a Abs. 2 S.1 EnWG die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen berücksichtigen.
- Berücksichtigung der Erfahrungen europäischer Länder erfolgt in intensivem Erfahrungsaustausch im Rahmen des Workstreams „Efficiency Benchmarking“ des CEER, bei dem die BNetzA den Vorsitz inne hat.
- Berücksichtigung der Erfahrungen aus Übersee als Schwerpunkt des Ausschreibungsprojektes AS1.

Internationale Erfahrungen (2)

- Großbritannien
- Neuseeland
- New South Wales (Australien)
- Niederlande
- Norwegen
- Österreich
- Schweden
- USA (am Bsp. Massachussets)



Internationale Erfahrungen (3)

- Die Identifizierung wesentlicher Erkenntnisse hat mit Bezugnahme auf die einzigartige Situation Deutschlands zu erfolgen:
 - ⇒ **Kein anderes Land weist eine derartige Vielzahl und Heterogenität der zu regulierenden Unternehmen auf.**
- Vor diesem Hintergrund gilt es, die für Deutschland optimale Kombination der Regulierungsinstrumente zu finden, um die in EU-Richtlinien bzw. -Verordnungen und im EnWG vorgegebenen Ziele zu realisieren.
- Möglichst wettbewerbsanaloge Anreizregulierung, die die regulatorischen Eingriffe auf das Nötige beschränkt und den Grundansatz der Methodenregulierung aufgreift.



Internationale Erfahrungen (4)

- Große Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland eröffnet weitreichende Möglichkeiten der Anwendung wissenschaftlicher Methoden, die in vielen Ländern oft nur begrenzt zum Einsatz kommen konnten
 - ⇒ „Methodenregulierung“, die dem Grundsatz der Wettbewerbsanalogie und der Vermeidung von Detailentscheidungen seitens des Regulierers Rechnung trägt.
- *Kein* „Mikromanagement“ ähnlich dem britischen Building-Blocks-Ansatz - scheidet im Übrigen schon aus Gründen mangelnder Praktikabilität aus.



Internationale Erfahrungen (4)

- *Kein* Productivity-Based-Ansatz nach nordamerikanischem Beispiel
 - angesichts der Ausrichtung an durchschnittlicher Entwicklung nicht kompatibel mit dem EnWG, das auf effiziente Kosten abstellt.
 - breite Anwendung frontierbasierter Methoden ist angesichts Regulierung als Einzelfall-Verfahren („rate-case“) bzw. geringer Anzahl an Netzbetreibern hier nur eingeschränkt möglich.
 - angesichts mangelnder Verfügbarkeit langer Zeitreihen zur Errechnung historischer individueller TFP-Maße nur eingeschränkt übertragbar.



Internationale Erfahrungen (5)

- ⇒ Deutschland kann sich der kontinentaleuropäischen und skandinavischen Tradition der Anreizregulierung anschließen, die sich auf ein „**Makromanagement**“ der Gesamtkosten beschränkt.
- ⇒ **Effizienzbenchmarking** ist dabei wesentliches Instrument zur Reduktion von Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen.



Internationale Erfahrungen (6)

- **Robustheit von Benchmarkingverfahren**
 - durch hohe Anzahl an Beobachtungseinheiten in Deutschland
 - durch komplementäre Nutzung verschiedener Verfahren
 - z.B. Österreich: Verwendung eines gewichteten Durchschnitts zweier DEA- und eines MOLS-Modells
 - z.B. Norwegen: Anwendung der SFA neben der DEA ab 2007
 - z.B. Schweden: Anwendung der DEA neben dem Referenznetzansatz
 - z.B. Großbritannien: Nutzung der DEA neben der COLS
 - durch adäquate und plausible Datenbasis



Internationale Erfahrungen (7)

▪ Effizienzsteigerungsvorgaben

Keine individuelle Aushandlung von X-Faktoren, *sondern* Definition einer transparenten und verlässlichen Methode für die Transformation der Benchmarking-Ergebnisse in Effizienzsteigerungsvorgaben

- z.B. Niederlande: zwei Regulierungsperioden (6 Jahre)
- z.B. Österreich: zwei Regulierungsperioden (8 Jahre)
- z.B. Norwegen: zwei bis drei Regulierungsperioden (10-15 Jahre)



Internationale Erfahrungen (8)

■ **Yardstick-Competition**

- Entwicklung hin zu einem anreizstarken Regime, das die wettbewerbsanalogste Form der Regulierung darstellt.
- Erfolgt die Bestimmung der Ausgangsbasis im Rahmen eines Regulatory Reviews auf der Grundlage der unternehmensindividuellen Kosten, so besteht der Anreiz, gegen Ende der Regulierungsperiode die Kosten anzuheben. Durch die vollständige Entkoppelung der unternehmenseigenen Kosten von den zulässigen Erlösen wird im Rahmen eines Yardstick ein derartiges strategisches Verhalten der Unternehmen unterbunden.
- z.B. Norwegen
- z.B. Niederlande



Regulierungskonzept (1)

- Vorzug einer **Erlösobergrenze** unter Beibehaltung der wesentlichen Regelungen der Netzentgeltverordnungen (NEV)
 - Feststehende Regelungen, die aus Verbände Verhandlungen hervorgegangen und im Gesetzgebungsverfahren zum EnWG breit diskutiert wurden.
 - Geringerer Informationsbedarf und geringere regulatorische Eingriffstiefe
 - Spielräume und Motivation zu Preisstrukturmissbrauch ist in Strom- und Gasnetzen minimal und weiterhin ex post Missbrauchsaufsicht unterworfen.
 - Lösung von nachhaltigen Mengeneffekten durch Hybridisierung und kurzfristigen Mengenschwankungen durch Regulierungskonto
- Im Wesentlichen Zustimmung zum 1. Referenzbericht bei entsprechender Ausgestaltung des Regulierungskontos.



Regulierungskonzept (2)

- Anwendung einer **generellen sektoralen Produktivitätsfortschrittsrate** (X_{gen})
 - Korrektur unterschiedlicher Produktivitätsfortschrittsraten in Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft
 - Korrektur unterschiedlicher Inputpreisentwicklungen in Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft
 - Frühzeitige Beteiligung der Kunden an Produktivitätsfortschritten der Netzwirtschaft
 - Berechnung über Malmquist-Index, differenziert für Strom- und Gasnetze, bei entsprechender Datenverfügbarkeit
 - Aufteilung des Malmquist-Index in Catch-up und Frontier-Shift, die X_{gen} bestimmt.
 - Zunächst Berechnung über Törnquist-Index auf Basis heute verfügbarer Daten.



Regulierungskonzept (3)

- Bestimmung individueller Effizienzvorgaben (X_{ind}) über **komplementäres Effizienz-Benchmarking**
 - Grundlage für die individuellen Effizienzvorgaben bildet die relative Effizienz eines jeden Netzbetreibers, welche auf der Basis geeigneter Benchmarking-Verfahren ermittelt wird. Die Bundesnetzagentur sieht hierfür sowohl parametrische und nicht-parametrische Verfahren vor und greift ergänzend auch auf analytische Kostenmodelle zurück.
 - Die Bestimmung der Benchmarking-Parameter erfolgt in Auswertung qualitativer, analytischer und statistischer Untersuchungen
 - Für die regulatorische Umsetzung der Effizienzergebnisse sind eine Durchschnittswertbildung oder eine Bestabrechnung zugunsten des betroffenen Netzbetreibers vorgesehen.



Regulierungskonzept (4)

- Einführung einer Qualitätsregulierung in zwei Phasen
 - Erste Phase: Sicherstellung der bestehenden Qualität
 - Kompensationszahlungen bei deutlichen Qualitätsmängeln im Einzelfall
 - Bonus/Malus-System für Versorgungsqualität Strom
- Zweite Phase: Integration der Qualität in Effizienzbenchmarking
 - Verbesserte Datenqualität für die Kenngrößen Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, nicht gelieferte Energie und nicht gedeckte Last
 - Ermittlung von Zahlungsbereitschaften der verschiedenen Kundengruppen

Regulierungskonzept (4)

- Zusätzlich Monitoring/Reporting
 - Technische Sicherheit Gas
 - Veröffentlichung Qualitätsrangliste
 - Qualitätsmanagement und Reporting
(Ergänzungen Anforderungen § 52 EnWG)



Regulierungskonzept (5)

- **Konzept über mehrere Regulierungsperioden**

Vorzug der langfristigen Berechenbarkeit des Systems und Einschränkung von Attentismus und strategischem Verhalten.

- **Einführungsphase (zwei Perioden, 6-8 Jahre)**

Berücksichtigt bestehende unternehmensindividuelle Kosten im Ausgangsniveau und dient vorrangig der Angleichung an ein effizientes Gesamtniveau.

- **Ziel: Yardstick-Competition (ab dritter Periode, 2 Jahre)**

Macht die Vorgaben von den unternehmensindividuellen Kosten unabhängig und ist wettbewerbsähnlichste Ausgestaltung der Anreizregulierung.



Regulierungskonzept (6)

- **Gesonderte Vorgaben für Übertragungsnetzbetreiber**
 - Auf die Übertragungsnetzbetreiber kommen zusätzliche Aufgaben zu. Dies betrifft zum einen den Ausbau internationaler Grenzkuppelstellen und neuer Übertragungskapazitäten infolge des EEG. Für beide Aspekte sind § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 2 und Nr. 8 EnWG zu beachten. Daher sollen für Übertragungsnetzbetreiber Investitionsbudgets zum Einsatz kommen.
 - Geringe Unternehmenszahl vereinfacht Budgetierung, beeinträchtigt aber komplementäres Benchmarking. Daher ist eine Verbreiterung der Vergleichsbasis erforderlich. Diese soll durch internationales Benchmarking und den künftigen Einsatz der Referenznetzanalyse hergestellt werden.
 - Bei wirksamer Verfahrensregulierung für Preise und Mengen im Regelmarkt unterfallen die Kosten für Regelleistung und Regelenergie nicht der Anreizregulierung.



- **Grundlagen und Konzept**
 - Rechtlicher Rahmen und Grundansatz der Anreizregulierung
 - Internationale Erfahrungen
 - Regulierungskonzept

- **Ausgestaltung und Umsetzung**
 - Datenerhebung und -plausibilitätsprüfung
 - Ausgangsbasis und regulatorische Kostenrechnungsprüfung
 - Effizienz und Beeinflussbarkeit
 - Benchmarking: Methoden und Parameter – Vortrag Prof. Bogetoft
 - Umsetzung in Erlöspfade
 - Bestimmung des generellen Produktivitätsfortschritts
 - Mengeneffekte
 - Qualitätsregulierung



Datenerhebung und –plausibilitätsprüfung (1)

- Bisherige Datenerhebungen zur Anreizregulierung erfolgten für Konzepterstellung.
- Für Anwendung der Anreizregulierung werden neue Datenabfragen jährlich erfolgen. Der Umfang der abzufragenden Daten wird sich verringern (Kostentreiberanalyse muss nicht wiederholt werden).
- Plausibilitätsprüfung durch die Bundesnetzagentur muss auch künftig erfolgen. Dies stellt keine Modifikation der übermittelten Daten dar. Diese müssen nach Aufforderung durch den jeweiligen Netzbetreiber korrigiert werden.
- Durchgeführte Datenabfragen und Auswertungen bringen neben belastbarer Datenbasis für die Konzepterstellung auch Lernerfolge auf Seiten der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur.
- Aktuellen Stand der konkreten Daten hierfür zeigt Präsentation von Prof. Bogetoft.



Datenerhebung und –plausibilitätsprüfung (2)

- Für die Anwendung der Anreizregulierung werden die Datendefinitionen erneut mit den Netzbetreibern konsultiert.
- Erfassungssoftware, Prozesse der Erhebung und Werkzeuge für die Plausibilitätsprüfung werden im Lichte der gemachten Erfahrungen optimiert.
- Alle Daten, die für das Benchmarking verwendet werden, die Spezifikation der Benchmarking-Methoden und die Ergebnisse sollen per Internet allgemein zugänglich und transparent gemacht werden.



Ausgangsbasis und regulatorische Kostenrechnungsprüfung (1)

- Elemente der Ausgangsbasis sollen auf der Grundlage der bestehenden Entgeltverordnungen bestimmt werden
 - § 3 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV
 - Grundsätze der Entgeltermittlung
- §§ 4 bis 10 GasNEV respektive §§ 4 bis 11 StromNEV
 - Bildung der Netzkosten
 - Aufwandsgleiche und kalkulatorische Kostenelemente
 - Zentrale kalkulatorische Elemente in den §§ 6, 7 der Entgeltverordnungen: Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsung.
 - Erhalt der Regelungen zur Bildung der kalkulatorischen Abschreibungen nach den §§ 6 StromNEV und GasNEV und der Vorschriften zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß den §§ 7 StromNEV und GasNEV.
 - §§ 7 Abs. 6 StromNEV und GasNEV: BNetzA bestimmt die Höhe der Zinssätze auf das betriebsnotwendige Eigenkapital. Eine Festlegung für die Länge der Regulierungsperiode ist möglich.



Ausgangsbasis und regulatorische Kostenrechnungsprüfung (2)

- Nach Festlegung der Erlösobergrenzen sollen die Regelungen der NEV auf die Entgeltermittlung entsprechende Anwendung finden
- § 12 GasNEV, § 13 StromNEV
 - Zuordnung auf die in Anlage 2 aufgeführten Haupt- und Nebenkostenstellen
- §§ 13 bis 18 und 20 GasNEV und §§ 14 bis 16 StromNEV
 - Kalkulation der Netzentgelte
 - Verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten
 - Kostenwälzung (§ 14 StromNEV) und Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 und Anlage 4 StromNEV) im Strombereich, im Gasbereich entsprechende Festlegungskompetenzen nach § 30 GasNEV.
 - Differenzen zwischen Erlösobergrenzen und unternehmensindividuellen Kosten sind durch den Netzbetreiber sachgerecht zuzuordnen.



Ausgangsbasis und regulatorische Kostenrechnungsprüfung (3)

- Sicherstellung der Einhaltung kostenrechnerischer Vorgaben
- Sicherstellung der Vergleichbarkeit von Kostenangaben
- Durchführung orientiert sich am bisherigen Vorgehen im Rahmen der Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG und den erfolgten Präzisierungen (aktueller Stand Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder).
- Detaillierungsgrad der Kostenangaben kann ggf. gegenüber der heutigen Praxis reduziert werden.
- Diese Prüfung auf kostenrechnerische Richtigkeit beinhaltet keine Effizienzprüfung. Diese erfolgt separat im Rahmen des Effizienzbenchmarking.



Ausgangsbasis und regulatorische Kostenrechnungsprüfung (4)

- Entsprechend den Vorgaben aus § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG sind folgende von Dritten vorgegebene Kostenbestandteile von den kalkulatorisch ermittelten Gesamtkosten abzuziehen:
 - Für Gas:
 - Aufwendungen für das vorgelagerte Netz (Position 1.1.2.1. BAB)
 - Ansetzbare betriebliche Steuern (1.4.)
 - Konzessionsabgaben (1.5.4.)
 - Gewerbesteuer (4.)
 - Für Strom:
 - Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen (1.1.1.2.)
 - Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber (1.1.2.1.)
 - Ansetzbare betriebliche Steuern (1.4.)
 - Konzessionsabgaben (1.5.1.)
 - Gewerbesteuer (4.)



Effizienz und Beeinflussbarkeit (1)

- § 21 Abs. 2 EnWG
 - Effizienz bei struktureller Vergleichbarkeit
 - Anreize für effiziente Leistungserbringung
 - Wettbewerbsanalogie
- § 21a Abs. 4 EnWG: Nicht beeinflussbare Kostenanteile
 - durch Dritte werden durch Standardisierung im Rahmen der regulatorischen Kostenrechnungsprüfung herausgerechnet. Dies sind staatlich veranlasste Kosten (Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern) und Kosten vorgelagerter Netze.
 - Nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete werden im Rahmen des Effizienzbenchmarking durch **exogene Strukturmerkmale** (Benchmarking-Parameter) berücksichtigt.

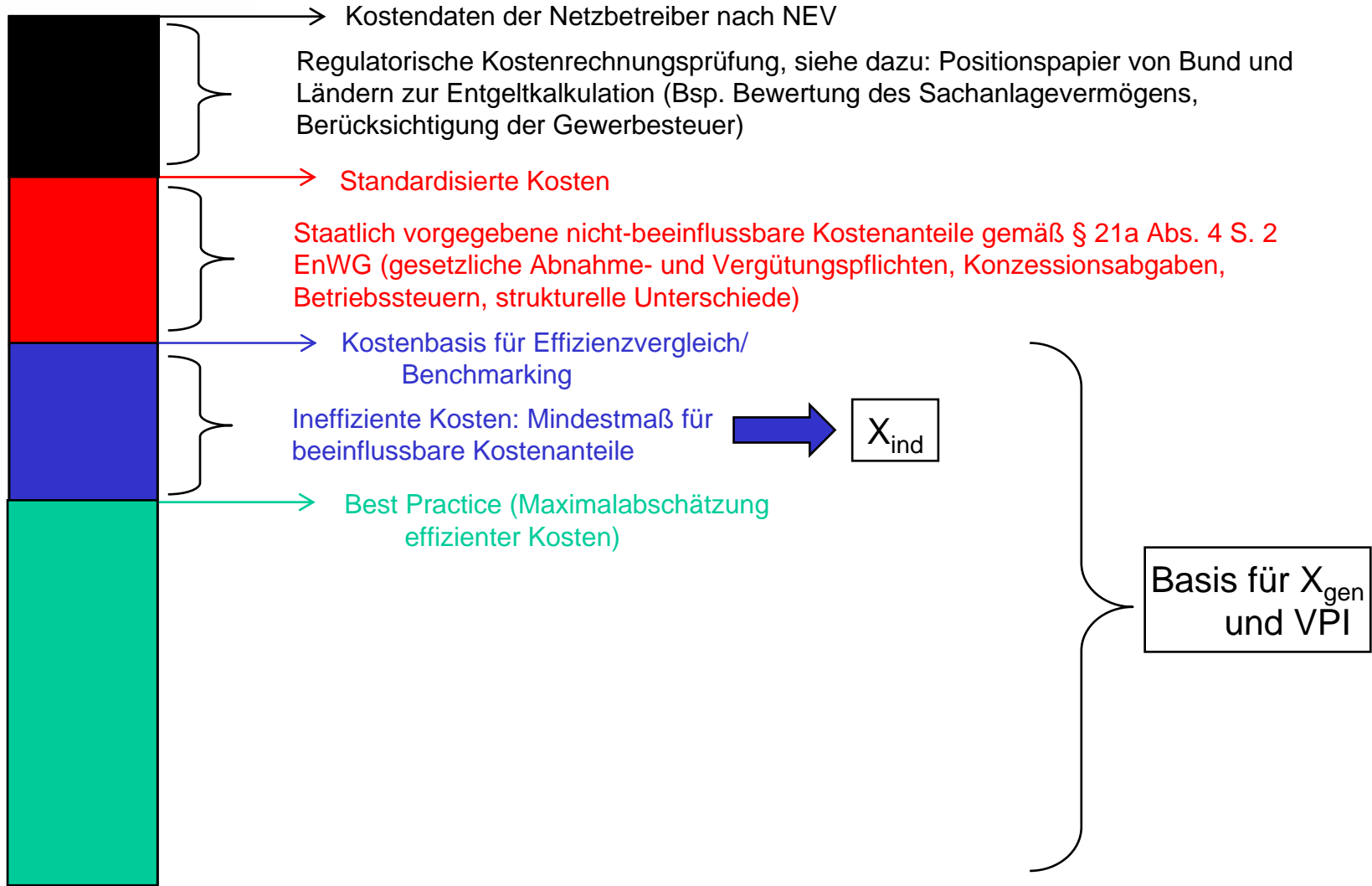


Effizienz und Beeinflussbarkeit (2)

- Rechtsprechung zu § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB
 - fiktiver Wettbewerb und Vergleichsmarktkonzept
 - Korrekturzu- und –abschläge zur Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden
- ⇒ Umsetzung durch Benchmarkingverfahren
 - Einschränkungen in der Preisgestaltung sind wie bei wirksamem Wettbewerb hinzunehmen.
 - Im Effizienzbenchmarking ermittelte ineffiziente Kosten sind eine Mindestabschätzung für die beeinflussbaren Kostenanteile. Auch die im Rahmen des Effizienzbenchmarking ermittelten effizienten Kosten beinhalten noch beeinflussbare Kostenanteile, da kein absoluter, sondern ein relativer Effizienzvergleich durchgeführt wird.
- Kapitalkosten gelten nicht per se als unbeeinflussbare Kosten
 - § 21 a Abs. 4 EnWG spricht von Kostenanteilen und nicht von Kostenarten, beeinflussbare Kostenanteile sind daher auch in Kapitalkosten zu finden.
 - Anderenfalls würde Perpetuierung ineffizient hoher Kapitalkosten drohen.



Fazit: Rechnerische Herleitung der Ausgangsbasis





Effizienz und Beeinflussbarkeit (3)

- Bei der Umsetzung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs lassen sich in der internationalen Regulierungspraxis mehrere Optionen feststellen:
 - sofortige Absenkung der *tatsächlichen* auf die *effizienten* Kosten
 - sofortige Absenkung der *tatsächlichen* auf die *durchschnittlichen* Kosten
 - Absenkung der *tatsächlichen* auf die *effizienten* Kosten in einer Regulierungsperiode
 - Absenkung der *tatsächlichen* auf die *effizienten* Kosten über mehrere Regulierungsperioden.



Effizienz und Beeinflussbarkeit (3)

- Sofortige Absenkung findet sich für Stromverteilnetze in Großbritannien (beispielsweise beim Preissetzungsverfahren 1995/96 und 2001).
- Absenkung in einer Regulierungsperiode (vier Jahre) war die geplante Vorgabe in den Niederlanden 2001.
- Eine Absenkung über mehrere Regulierungsperioden ist in der internationalen Regulierungspraxis am weitesten verbreitet.
 - in Norwegen: für die Regulierungsperiode 1997-200 Abbau von 30%, in der Folgeperiode 50%.
 - in Österreich: Abbau der Ineffizienzen über 2 Regulierungsperioden von vier je Jahren vor dem Hintergrund einer Absenkung um durchschnittlich 20% vor Einführung der Anreizregulierung.
 - Aktuelle Vorgabe in den Niederlanden: Abbau der Ineffizienzen in zwei Regulierungsperioden à drei Jahre.



Effizienz und Beeinflussbarkeit (4)

- Formale Umwandlung der Effizienzergebnisse in Effizienzvorgaben
 - Einteilung der Unternehmen abhängig von ihren Effizienzwerten in Effizienzklassen mit jeweils unterschiedlichen Effizienzvorgaben.
 - Direkte Überführung der Effizienzwerte in die Regulierungsformel.
- Ersteres findet sich bei der Regulierung der Wasserwirtschaft in England/Wales und bei der Bestimmung der *efficiency thresholds* für die neuseeländischen Stromverteilnetzbetreiber. Nachteil von Effizienzklassen ist, dass die Erreichung effizienter Kosten nach einem bestimmten Zeitraum nicht sichergestellt werden kann.
- Eine direkte Umsetzung der Effizienzvorgaben findet sich in den Niederlanden (Strom und Gas), in Norwegen (Strom) und Österreich (Strom). 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.



Effizienz und Beeinflussbarkeit (5)

- Rechtssprechung des BGH in kartellrechtlichen Verfahren und § 21 Abs. 2 EnWG legen sofortige und vollständige Umsetzung in Effizienzvorgaben nahe.
- Vermutungsregel § 21 Abs. 4 EnWG weist insbesondere auf Ineffizienz bei Überschreitung durchschnittlicher Erlöse hin.
- Zumutbarkeitsregel in § 21a Abs. 5 EnWG spricht gegen eine sofortige vollständige Absenkung und für Heranführung an Effizienzgrenze über einen gewissen Zeitraum.
- Widerlegbarkeit der Vermutungsregel nach § 21 Abs. 4 durch methodische Einschränkungen des Vergleichsverfahrens nach § 21 GasNEV bzw. § 22 StromNEV begründet (eingeschränkte Berücksichtigung struktureller Unterschiede). Effizienzbenchmarking im Rahmen der Anreizregulierung kann diese Einschränkungen überwinden.
- Der Durchschnittsmaßstab soll daher direkt für eine initiale Absenkung bei allen Netzbetreibern oberhalb des Durchschnitts herangezogen werden.



Effizienz und Beeinflussbarkeit (6)

- Weitere Absenkung auf die Effizienzgrenze innerhalb von ein bis zwei Regulierungsperioden. Vor dem Hintergrund der internationalen Erfahrungen sind die daraus abgeleiteten Effizienzvorgaben damit sowohl erreichbar als auch übertreffbar.
- Die Effizienzergebnisse werden direkt in die Effizienzvorgaben übergeführt und es erfolgt keine Bildung von Effizienzklassen. Diese Vorgehensweise entspricht dem Grundsatz des EnWG, nach dem Grundlage der Netzentgelte *effiziente* Kosten sein sollen.
- Effizienzvorgaben in zwei Schritten:
 - Netzbetreiber, deren Kosten die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber überschreiten: Initiale Absenkung auf Durchschnitt und weiter lineare Effizienzvorgaben.
 - Netzbetreiber, deren Kosten die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber nicht überschreiten: Initiale Absenkung entfällt.



Bestimmung des generellen Produktivitätsfortschritts (1)

- **Genereller X-Faktor (2. Referenzbericht)**
 - Malmquist-Index bei Datenverfügbarkeit
 - Unterscheidung Frontier-Shift - Catch-up
 - Unterscheidung Strom - Gas
 - Unterscheidung Netz - Wettbewerbsbereiche



Bestimmung des generellen Produktivitätsfortschritts (1)

■ Genereller X-Faktor (2. Referenzbericht)

- Zuvor: Törnquist-Index auf Basis DESTATIS-Daten
 - Mangel netzspezifischer Datengrundlagen
 - Differenzierung hinsichtlich Strom- und Gasnetzen für betrachteten Zeitraum nicht möglich; bei der Verwendung der Rechenergebnisse zu berücksichtigen.
 - Für den Zeitraum 1977 bis 1997 ergibt sich als Produktivitätsdifferential ein Wert von 2,23% p.a. Unter Einbeziehung des Inputpreisdifferentials von 0,31% ergibt sich als Summe der Differentiale ein Wert für den generellen X-Faktor von 2,54% p.a.
 - Internationale Werte für Gas höher als für Strom.
 - In der ersten Phase der Regulierung erhebliche Produktivitätssteigerungen zu erwarten.
 - Korrektur über Malmquist-Berechnung in Folgeperiode



Bestimmung des generellen Produktivitätsfortschritts (2)

■ Kritik an 2. Referenzbericht

- Forderung eines generellen X in Höhe von 0 %, da es keine Hinweise auf ein systematisch höheres Produktivitätswachstum der Energiewirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft gebe
- Konsequenzen aus der Sondersituation der Wiedervereinigung seien nicht sachgerecht berücksichtigt
- Gleiche Gewichtung der unterschiedlich langen Zeiträume vor und nach 1992 überhöhe die Gewichtung des Zeitraums 1993-1997. Sachgerecht sei eine jahresanzahlorientierte Gewichtung.
- Ausreißer wie das Jahr 1996 müssten aus der Berechnung ausgeklammert werden, da sie das Ergebnis verfälschten
- Der Zeitraum ab 1998 müsste in die Berechnungen integriert werden
- Auswahl der Indexreihen zur Ermittlung der branchenspezifischen Inputpreise sei nicht sachgerecht.

■ Ziele der Qualitätsregulierung in Deutschland

Kurzfristig:

- Absenkung der Sicherheit und der Zuverlässigkeit verhindern
- Steigerung der kommerziellen Qualität fördern

Mittelfristig:

- Orientierung an gesamtwirtschaftlichem Optimum



Qualitätsregulierung (2)

- **Unterschiedliche Aspekte der Qualitätsregulierung**
 - **Sicherheit:** Vermeidung von Schäden an Personen oder fremden Sachen
 - **Produktqualität:** Technische Betrachtung der übertragenen Energie
 - **Versorgungszuverlässigkeit:** Fähigkeit eines Versorgungsnetzes, Energie unterbrechungsfrei zu liefern
 - **Servicequalität:** Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Netzkunden



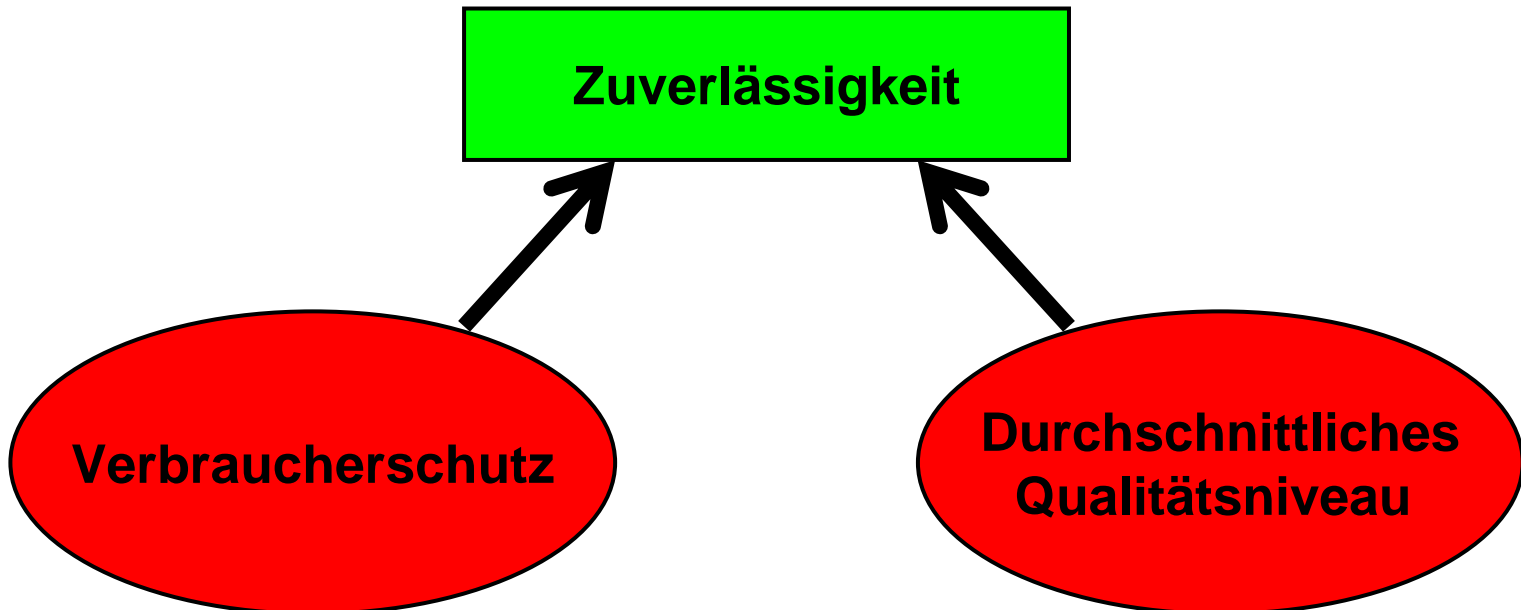
Qualitätsregulierung (3)

- **Ansätze für Qualitätsregulierung in Deutschland**
 - Technische Standards
 - Berichtspflichten und Veröffentlichungen
 - Qualitätsmanagementsysteme (QMS)
 - Garantierte Mindeststandards
 - Anreizsysteme für Kennzahlen



Qualitätsregulierung (4)

- **Ziel:** Regulierung des durchschnittlichen Qualitätsniveaus und Schutz des einzelnen Netzkunden





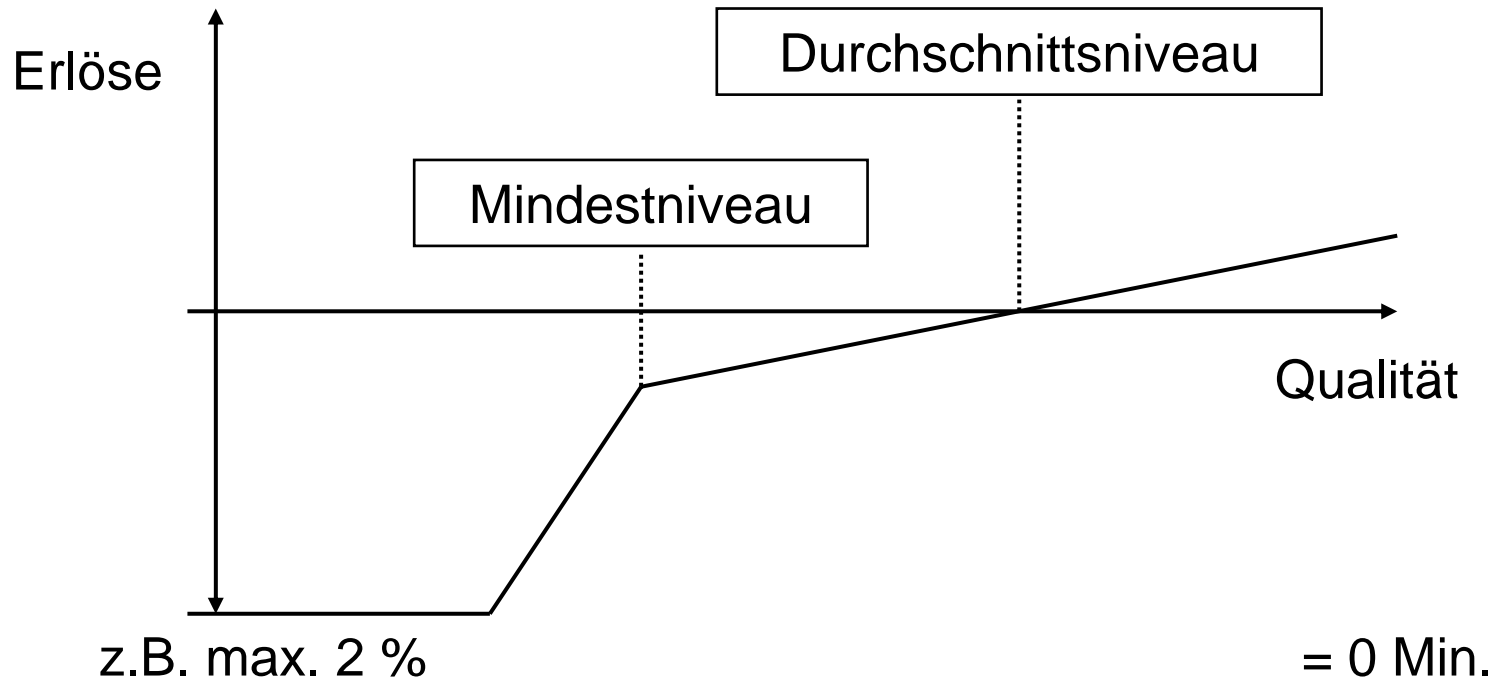
Qualitätsregulierung (5)

- **Verbraucherschutz** – Garantierte Mindeststandards (Auszahlung durch Verteilnetzbetreiber und Weiterbelastung)
 1. Langzeitunterbrechungen
 - max. 18 Stunden = 30 € (automatisch)
 2. Mehrfache Unterbrechungen pro Kalenderjahr
 - max. 3 x 4 Stunden = 30 € (auf Anforderung)



Qualitätsregulierung (6)

- **Durchschnittliches Qualitätsniveau**





Qualitätsregulierung (7)

■ **Garantierte Mindeststandards (automatische Zahlung) z.B.**

1. Angebot für durchzuführende Arbeiten
max. 20 Arbeitstage = 10 €
2. Durchführung von Arbeiten
max. 15 Arbeitstage = 30 €
3. Legen von Neuanschlüssen
max. 8 Arbeitstage = 25 €
4. Wiederversorgung nach Trennung
max. 1 Arbeitstage = 40 €
5. Zeitfenster für Terminabsprachen
max. 20 Arbeitstage = 30 €
6. Ersatz einer Hausanschluss-Sicherung (nur für Stromnetze)
max. 5 Stunden = 25 €
7. Lösung von Mess- oder Spannungsproblemen (nur für Stromnetze)
max. 10 Arbeitstage = 30 €



Zusammenfassung

