

Regulierung für die Stromnetze der Zukunft: Integration zentraler und dezentraler Optionen, Angebot und Verbrauch

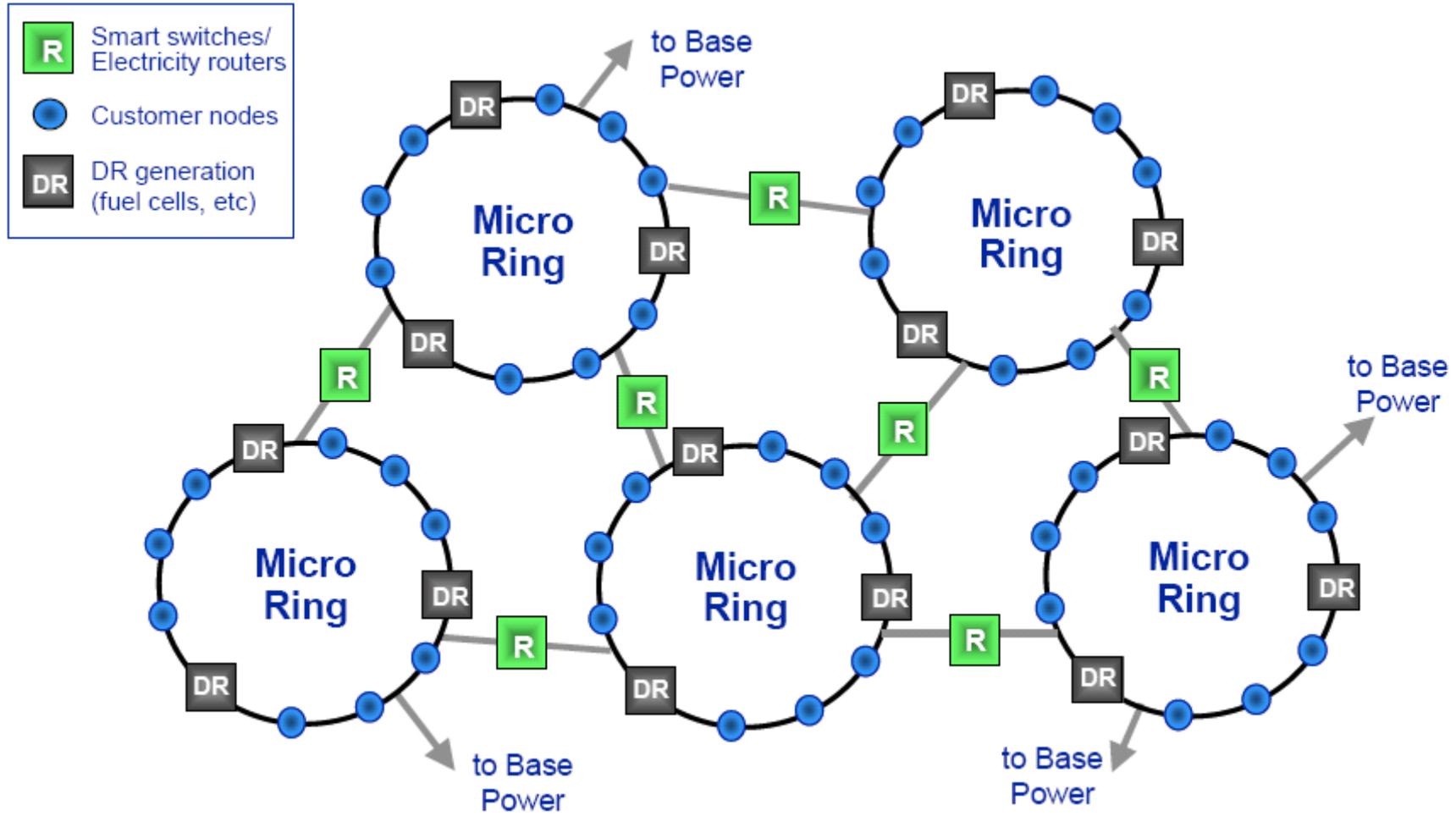
Vortrag auf den Berliner Energietagen im Rahmen des Fachforums E.11 „Infrastruktur der Energiewende“

Uwe Leprich
Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)
Berlin, 7. Mai 2008

Stromnetze der Zukunft ?

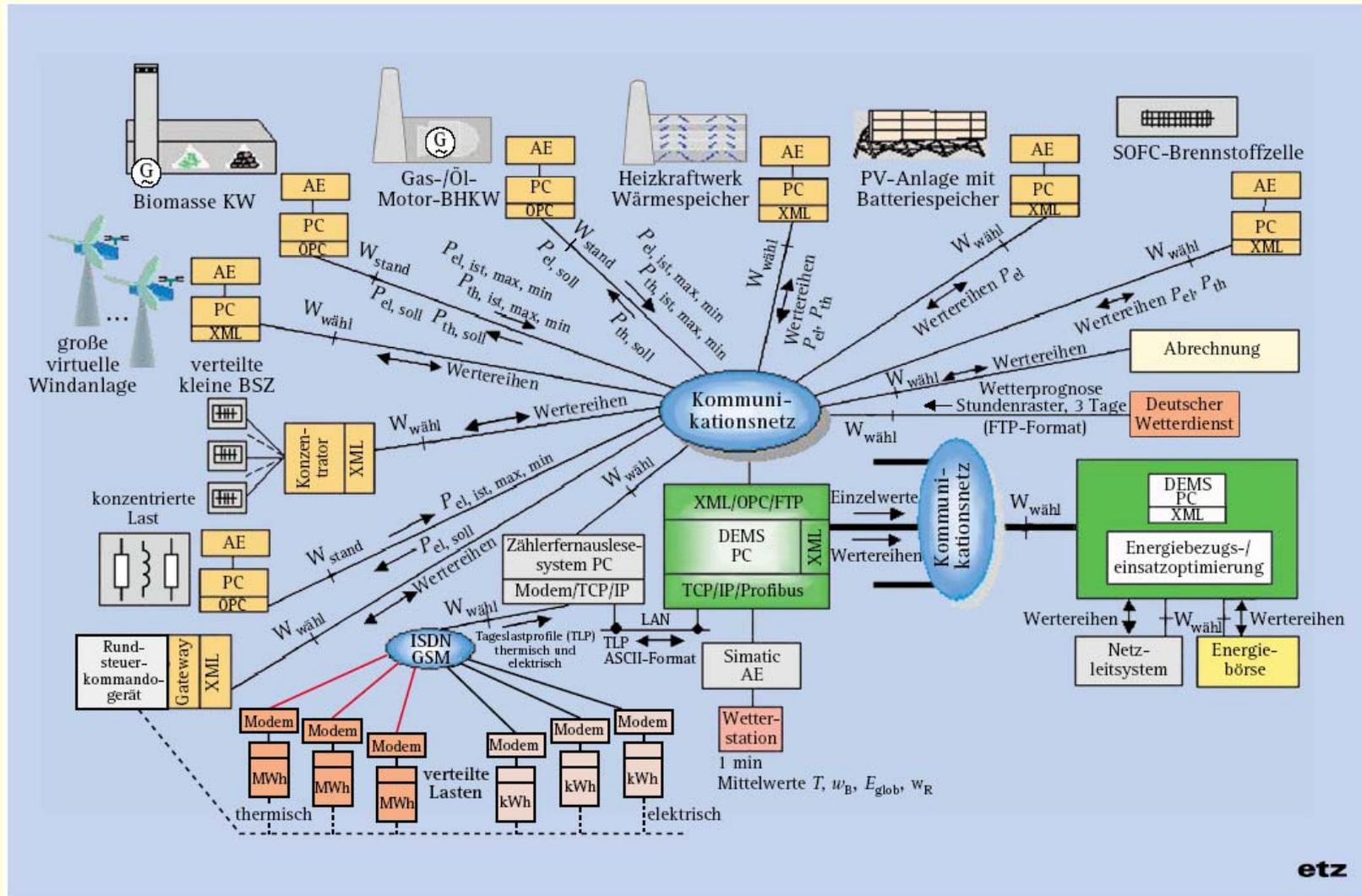
- supraleitend und „too cheap to meter“?
- wireless?
- afrikanisch-asiatisch-europäischer Hochspannungs-Gleichstrom-übertragungsnetzverbund?

Fragmentierung / Micro-Grids ?



Leprich, Berlin, 7. Mai 2008

Verteil-, Steuerungs-, Regelungs-, Kommunikationsnetz?



Quelle: Bitsch/Feldmann/Aumayr 2002

Leprich, Berlin, 7. Mai 2008

Stromnetze der absehbaren Zukunft

- Vernetzung und Steuerung dezentraler Erzeuger
- Vernetzung und Steuerung von Kunden
- Integration zu intelligentem Netzlastmanagement
- interaktiv – Verbraucherinformation, flexible Tarifierung, Rundsteuerung von Geräten ...

Innovationen im Stromnetz hängen davon ab, dass die Netzregulierung

- die Innovationen nicht bremst, sondern sie vielmehr
- aktiv ermuntert und unterstützt

Dies gilt zumindest für alle Innovationen, die nicht unmittelbar netzkostensenkend wirken.

- Ofgem hat zwei komplementäre Instrumente entwickelt, um RD&D-Aktivitäten der Verteilnetzbetreiber zu befördern
- Innovation Funding Incentive (IFI)
 - Forschungs- und Entwicklung in den Bereichen Netzdesign, -betrieb und -unterhalt
 - Bis zu 0,5% des Umsatzes dürfen für IFI aufgewendet werden
 - Kosten werden zu durchschnittlich 80% von den Netznutzern getragen
- Registered Power Zones (RPZ)
 - Demonstrationsprojekte: Neue Lösungen für den Anschluss und Betrieb dezentraler Erzeugung
 - Erlaubtes zusätzliches Einkommen wird für 5 Jahre erhöht

Hinweise des Gesetzgebers auf Netzinnovationen

RICHTLINIE 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 26. Juni 2003

über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

Artikel 14

Aufgaben der Verteilernetzbetreiber

(7) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.

Energiewirtschaftsgesetz

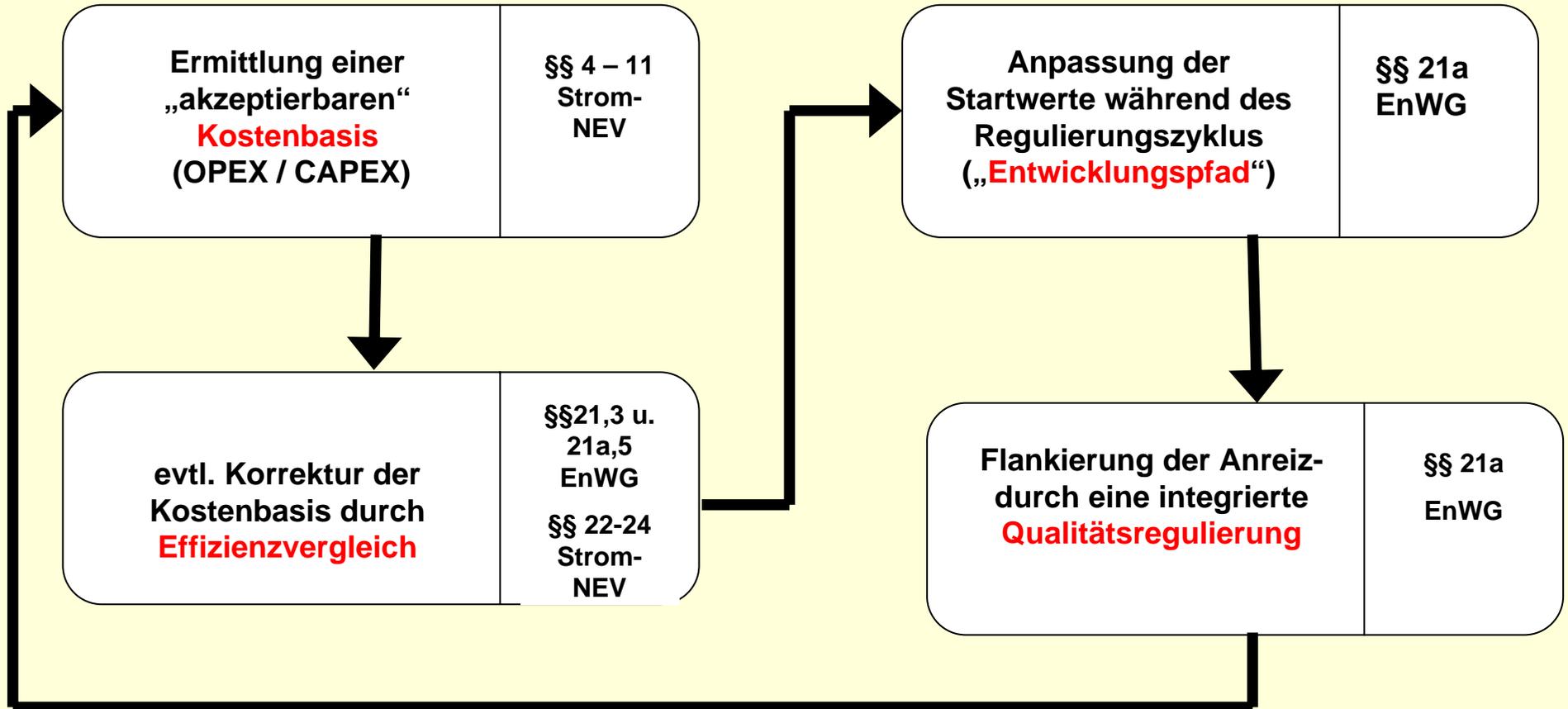
§ 14

Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen

(2) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der in Satz 1 genannten Belange bei Planungen festzulegen.

- Anreizregulierungsverordnung (ARegV) am 29. Oktober 2007 verabschiedet
- Netzentgelte werden ab 1. Januar 2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt
- Eine Regulierungsperiode dauert 5 Jahre

Künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte



1. Kostenanerkennung

Zusatzkosten durch dezentrale Anlagen

Kostenkategorie	Verursachung durch
Vertragskosten / Messkosten / sonstige Transaktionskosten	Anzahl der Vertragspartner, d.h. in der Regel Anzahl der Anlagen
Abwicklung von Förderungen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Betriebsführungsaufwendungen	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Leistungscharakteristika
Eventuelle Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten inkl. Netzleitsysteme	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast

- **Kostenkategorien bilden, z.B.**
 - Netznutzungsmanagement, Vertragswesen
 - laufender Netzbetrieb
 - Metering und Datenverwaltung
 - Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, Prognosen
 - Abrechnung
- **Pauschalisierung der Kosten anstreben (€/kW), evtl. Differenzierung nach Anlagengröße (< 100 kW, < 1 MW)**
 - einmalige Kosten
 - laufende Kosten
- **Beispiel: in UK werden den VNB 1,44 €/kW pro Jahr für Wartungs- und Instandhaltungskosten anerkannt**
- **Kurzfristig: zumindest Daten im Netzentgelterhebungsbogen vorsehen**
- **Mittelfristig: Kostenkategorien explizit in der Stromnetzentgeltverordnung vorsehen**
- **grundsätzlich: auch möglichen Nutzen quantifizieren und gegenrechnen**

Wird effizientes Verhalten auch belohnt?

**GRIMMELSHAUSER
ANZEIGER**

Meldung

**GRIMMELSHAUSER
ANZEIGER**

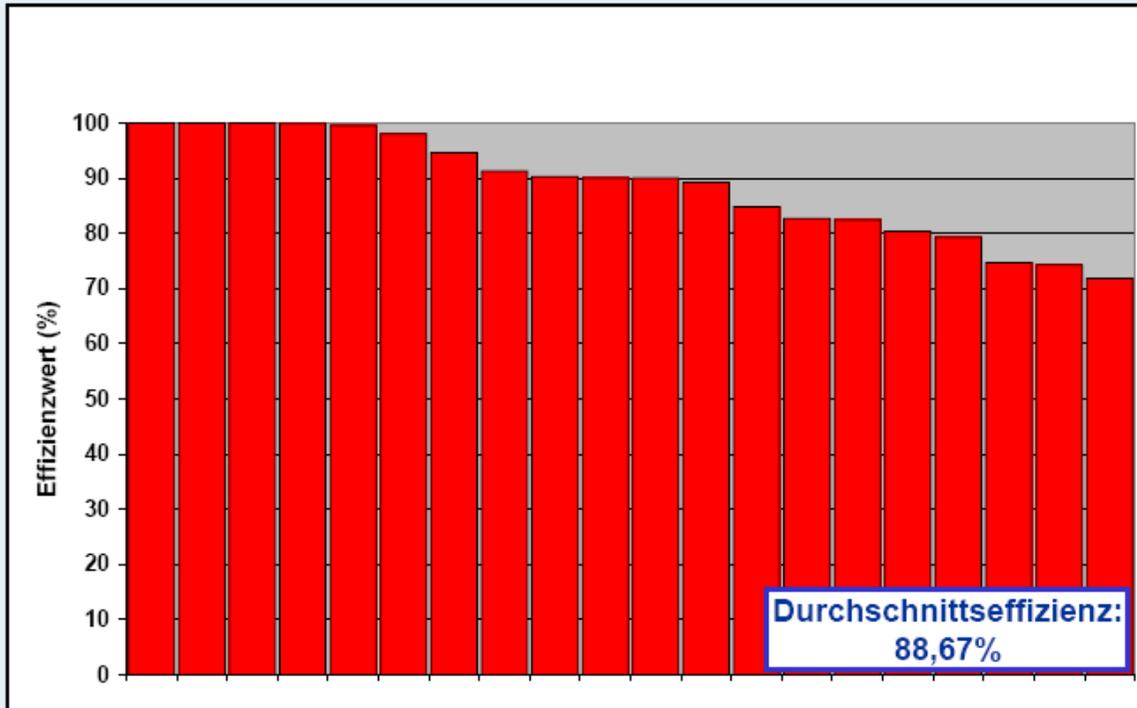
Stromnetzbetreiber Grimmelshausen vermeidet teuren Ausbau der Anschlussleistung an das vorgelagerte Netz durch dezentrale Anlagen

Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext

2. Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich in Österreich

Benchmarkinganalyse – Effizienzwert 2005

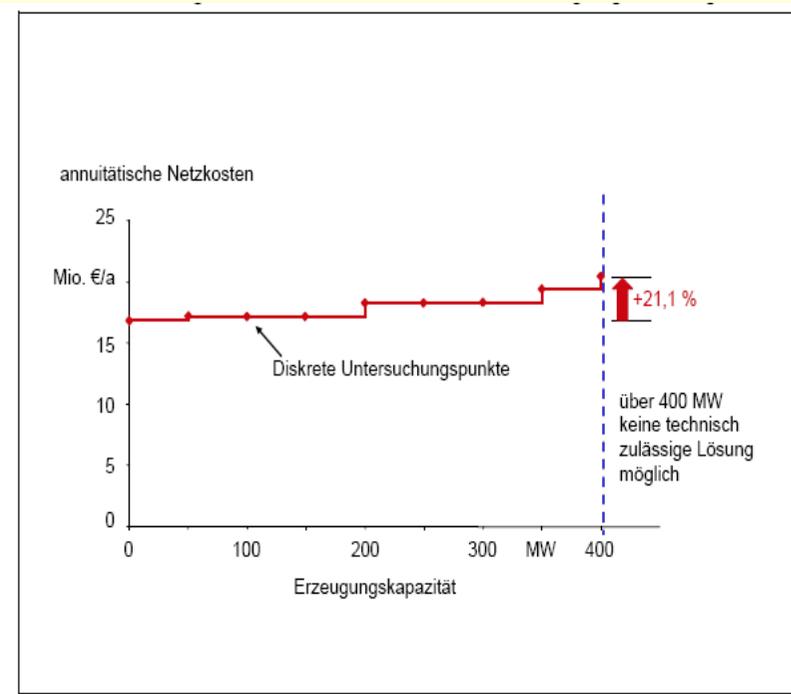


**74,76
%**

**Durchschnittseffizienz:
88,67%**

- Vergleichsparameter relativieren den reinen Aufwandsvergleich zwischen den Netzbetreibern
- In der ersten und zweiten Regulierungsperiode sind die Vergleichsparameter
 - Anzahl der Anschlusspunkte
 - Fläche des versorgten Gebietes
 - Leitungslänge
 - zeitgleiche Jahreshöchstlastzu berücksichtigen (§13 Abs. 4)
- Zusätzlich **kann** die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie berücksichtigt werden (§13 Abs. 3)
- Nicht berücksichtigt werden jedoch
 - Arbeit/Nutzungsdauer
 - Räumliche Verteilung
 - Spannungsebene
- Mögliche Lösung: Aggregiertes Strukturmerkmal aus mehreren DE-relevanten Parametern bilden

Der Bericht der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung 2006:



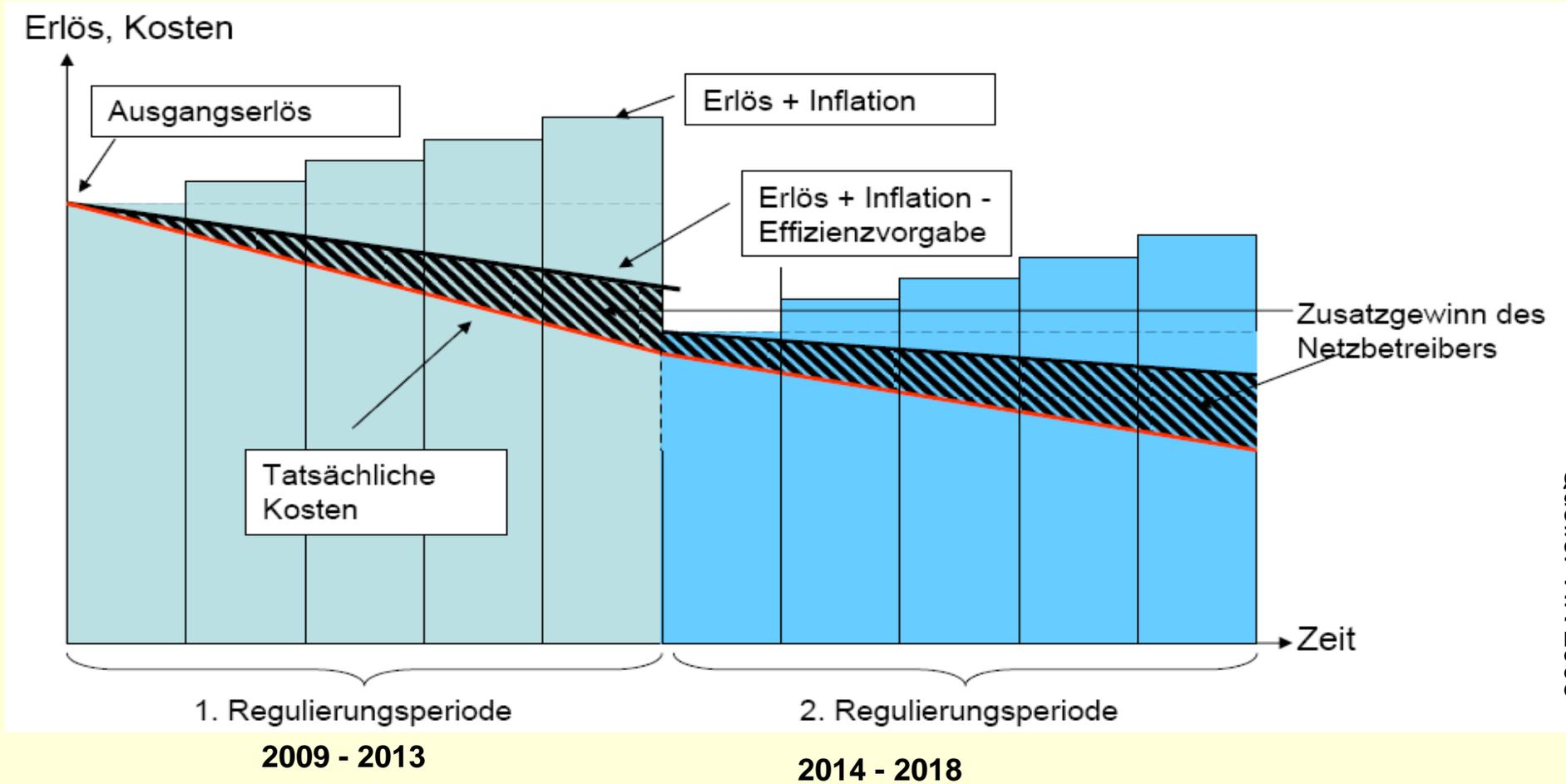
(1040) Die Erkenntnis, dass in der Anschlussebene von Erzeugungsanlagen mit nennenswerten Mehrkosten zu rechnen ist, hat auch die für Mittelspannungsnetze durchgeführte Untersuchung bestätigt. Hier haben sich in dem betrachteten Mittelspannungsnetz Mehrkosten von rund 5 % bei einer Gesamtkapazität der 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.

Wie schlägt sich diese Erkenntnis quantitativ beim Effizienzvergleich nieder ?



3. Laufende Anpassung

Entwicklungspfad



Quelle: VIK 2005

Leprich, Berlin, 7. Mai 2008

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

Elemente

- dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil (KA_{dnb})
- vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (KA_{vnb})
- beeinflussbarer Kostenanteil (KA_b)
- Individuelle Effizienzvorgabe (V)
- Inflationsausgleich durch Verbraucherpreisgesamtindex (VPI)
- genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (PF)
- Erweiterungsfaktor (EF)
- Qualitätsfaktor (Q)

Der Erweiterungsfaktor

- berücksichtigt Veränderungen von Kostentreibern innerhalb der Regulierungsperiode
- ist daher grundsätzlich geeignet, negative Anreize der VNB gegenüber „ungeplanten“ Kostenzuwächsen innerhalb der Regulierungsperiode zu neutralisieren

Als Kostentreiber sind zunächst festgeschrieben:

- Fläche des versorgten Gebiets
- Anzahl der Anschlusspunkte
- Jahreshöchstlast

Erlösanpassungen erfolgen erst nach Erreichung eines Schwellenwertes der zusätzlichen Kosten. (+0,5%)

- Keine expliziter Berücksichtigung dezentraler Einspeisung und der dafür notwendigen Investitionen im Erweiterungsfaktor vorgesehen
- Nach §32 Abs. 1 Nr. 3 kann die Regulierungsbehörde Entscheidungen zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors treffen

4. Qualitätsregulierung

- eine besondere Servicequalität gegenüber Kunden und Einspeisern könnte über den Qualitätsfaktor Q in der Netzentgeltfestlegung berücksichtigt werden
- ein Unterschreiten bestimmter vorgegebener Mindeststandards könnte mit Hilfe von Q sanktioniert werden
- Q könnte auch Freiräume schaffen für Innovationskosten

Meldung

**GRIMMELSHAUSER
ANZEIGER**

**GRIMMELSHAUSER
ANZEIGER**

Landesregulierungsbehörde belohnt Stadtwerke Grimmelshausen für schnellen Anschluss dezentraler Anlagen – Rekordwert vom letzten Jahr wiederum übertroffen

Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext
Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext Blindtext

- Entwicklung von **Kennzahlen** zur Kostenanerkennung von Zusatzkosten durch dezentrale Optionen
- Entwicklung von weiteren **Strukturmerkmalen** zur Berücksichtigung dezentraler Effizienz beim Effizienzvergleich
- Entwicklung von aussagekräftigen **Qualitätskennziffern** zur Berücksichtigung dezentraler Effizienz bei der Qualitätsregulierung
- Praxistest Regenerative **Innovationszone**: modellhafter regulatorischer Umgang mit den Ansätzen eines aktiven Netzbetreibers

RPZ und Innovationszone im Vergleich

Registered Power Zone	Innovationszone
Experimentieren in Nischen	
Regulierungsbehörde fördert Experimente	
Auf technische Innovationen fokussiert ->technische Innovationszone	Erprobung der verschiedenen Elemente eines dezentralen Stromsystems Technik, Akteure, Modell, Regulierung ->regulatorische Innovationszone
nur einzelne Innovationen innerhalb eines Netzgebiets	Virtuelles Netzlastkraftwerk ->Reduktion der Netzlast am Übergabepunkt
Technische Innovation als Entdeckungsverfahren	Regulierung als Entdeckungsverfahren

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)

Altenkesslerstr. 17, Gebäude A1

66115 Saarbrücken

Tel. 0681 – 9762 840

Fax 0681 – 9762 850

email: leprich@izes.de

Homepage www.izes.de

