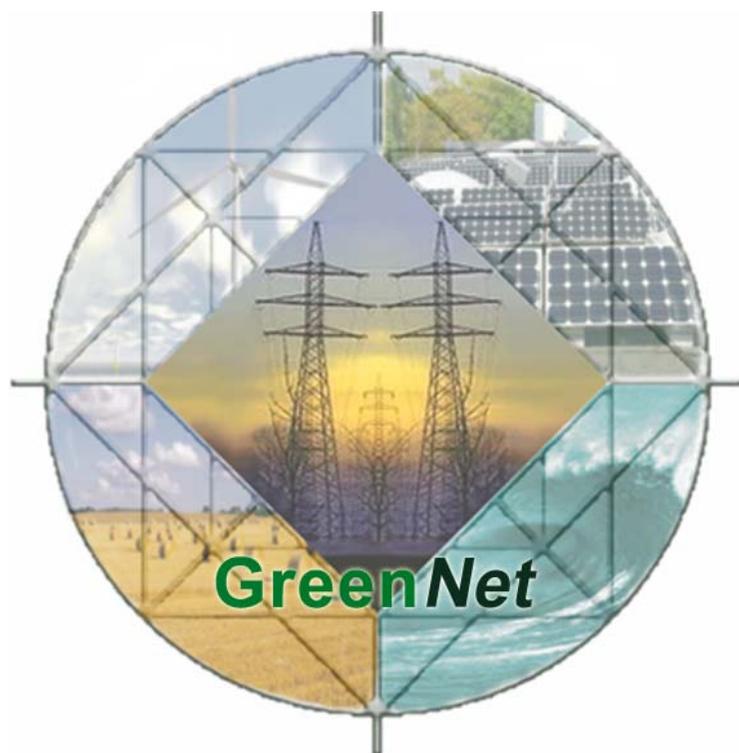


Entwicklungsrahmen für die Netzintegration dezentraler Stromerzeugung



Hans Auer

**Energy Economics Group
Technische Universität Wien
Gusshausstrasse 25-29/373-2
1040 Wien
Email: auer@eeg.tuwien.ac.at**

Inhalt

1. Motivation
2. Praxis der Netzintegration dezentraler Erzeugung
3. Dezentrale Erzeugung aus der Sicht der Netzbetreiber
 - a) Netzregulierungs- und Netztariffestsetzungspraxis
 - b) Problem der nicht berücksichtigten Zusatzkosten der dezentralen Erzeugung
4. Lösungsansätze zur Berücksichtigung der Kostentreiber der dezentralen Erzeugung in der Netzregulierungsformel
5. Re-Design energiepolitischer Förderinstrumente
6. Schlussfolgerungen

1. Motivation

Derzeit 2 parallele Prozesse im Gange, deren gegenseitige Beeinflussung unzureichend wahrgenommen wird...

1. Förderinstrumente für dezentrale (erneuerbare) Erzeugung (Regulator <-> Anlagenbetreiber)

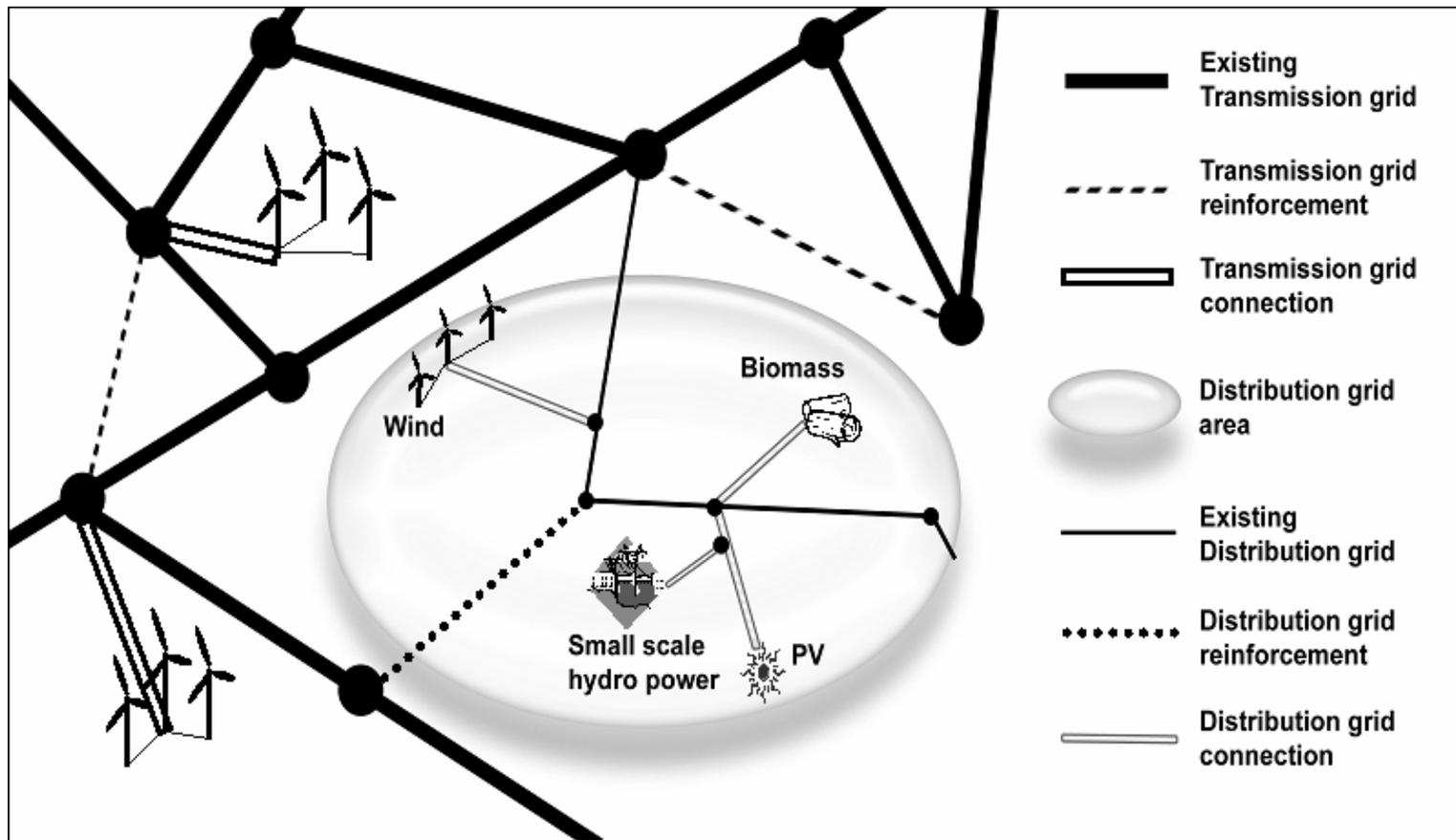
- * Netzanschluss
- * Netzverstärkung und Netzerweiterung
- * Systembetrieb (Regelreserve, Back-Up)

2. Kosten-Benchmarking und Regulierung elektrischer Netze (Regulator <-> Netzbetreiber)

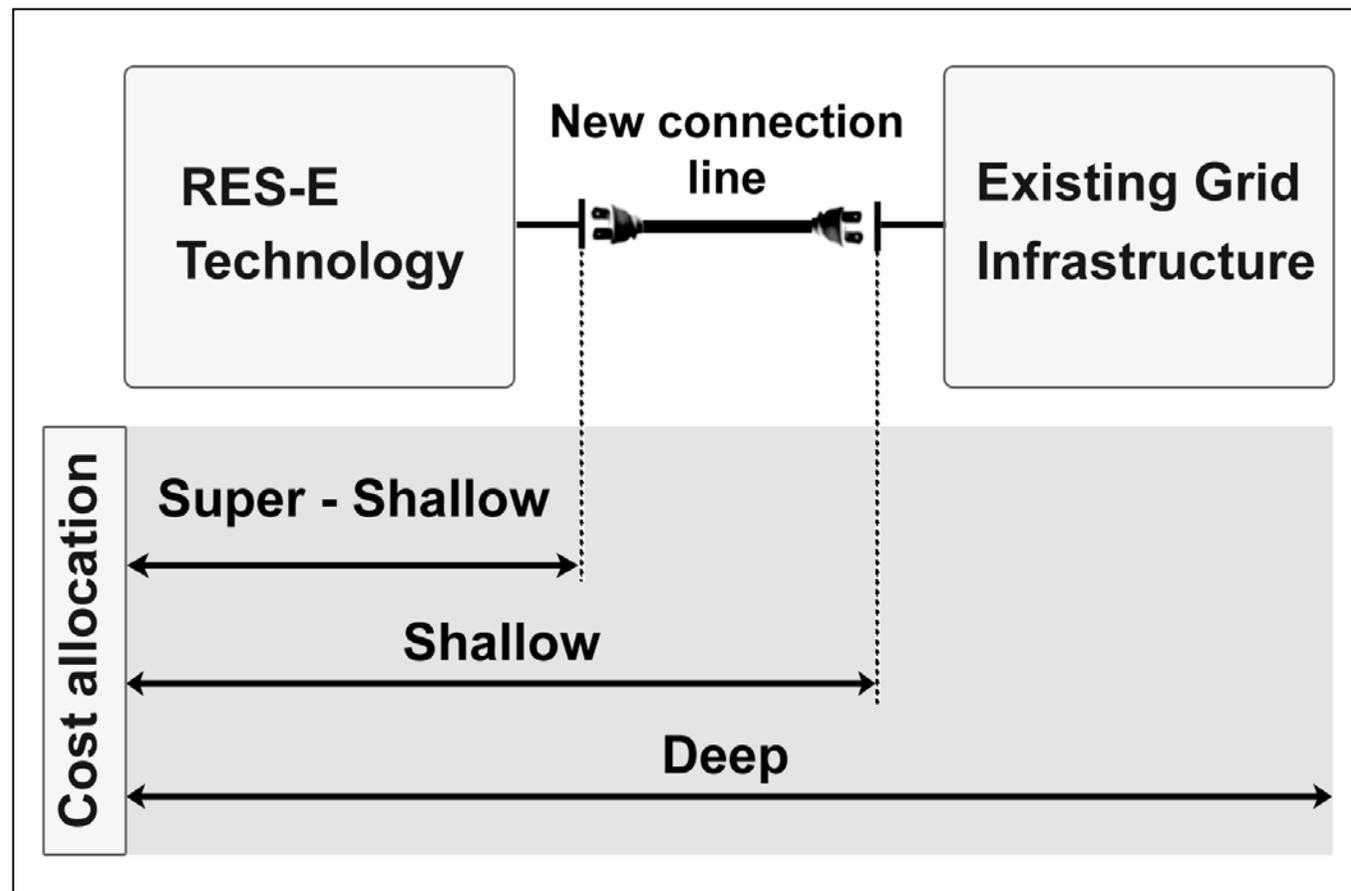
- * Kostenermittlungsverfahren bei Netzbetreibern
- * Kosten-Benchmarking von Netzbetreibern
- * Neue (Anreiz-)Regulierungsmodelle für zukünftigen “effizienten”
Netzbetrieb, Netzerweiterung und Netztariffestsetzung

2. Praxis der Netzintegration dezentraler Erzeugung

Netzanschluss, Netzverstärkung und Netzerweiterung



Strategien der Zuordnung der disaggregierten Kostenelemente bei der Netzintegration dezentraler (erneuerbarer) Erzeugung ...

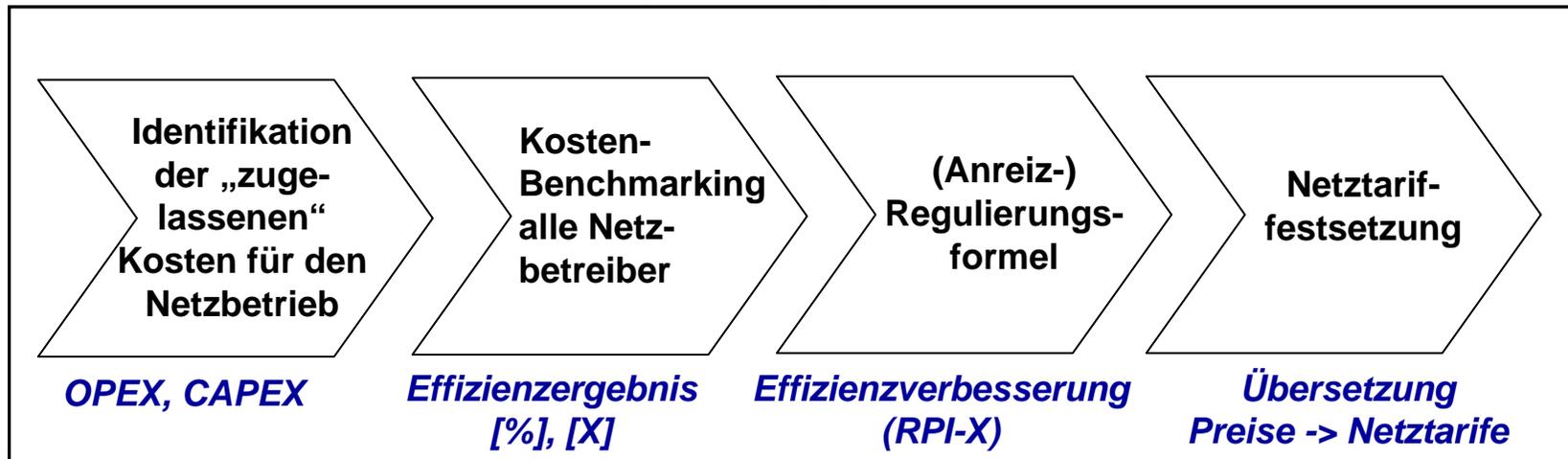


**... derzeitige Praxis der Kostenallokation bei der Netzintegration
dezentraler (erneuerbarer) Erzeugung in den EU15-Ländern
(siehe www.elep.org)**

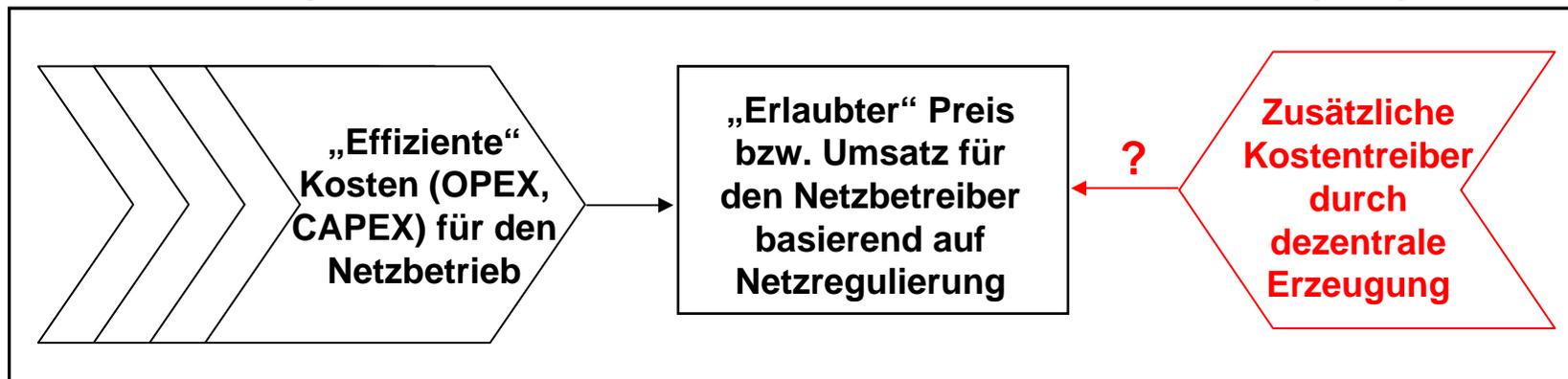
	Cost allocation scheme	Max. grid connection cost	Cost transparency
Austria	Hybrid	10% of investment	Low
Belgium	Hybrid	5-10% of investment	High
Denmark	Shallow	5-10% of investment	High
Finland	No standard approach	-	Medium
France	Hybrid	10-20% of investment	Medium
Germany	Hybrid	-	Low
Greece	Hybrid	-	Low
Ireland	Deep	3-8% of investment	High
Italy	Deep	-	Low
Luxembourg	Deep	-	Low
Netherlands	Hybrid	-	High
Portugal	Deep	15% of investment	Medium
Spain	Deep	-	Low
Sweden	Deep	10% of investment	Low
UK	Hybrid	8-12% of investment	High

3. Dezentrale Erzeugung aus der Sicht der Netzbetreiber

Netzregulierungsprozess



„Vergessene“ Kostentreiber der dezentralen Erzeugung



Beispiele für Kostentreiber der dezentralen Erzeugung

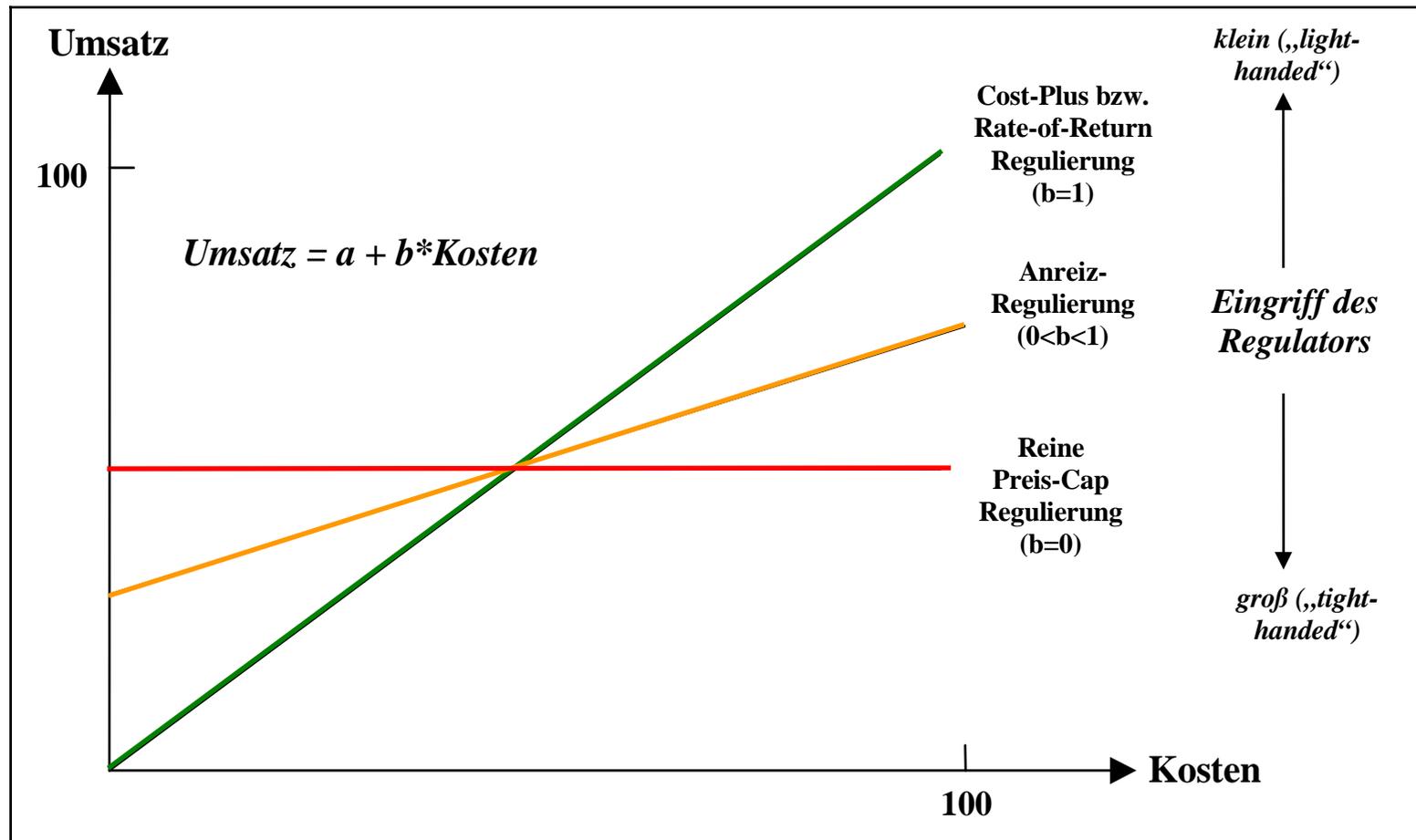
Allgemein

- **Durch bidirektionale Lastflüsse generell geänderte Design und Betriebsanforderungen von aktiven Verteilnetzen**
- **Durch verringerten Stromdurchsatz „top-down“ geringerer Umsatz für Verteilnetzbetreiber**
- **Höhere Transaktionskosten für Betrieb und Unterhalt der Netze**

Technisch

- **Direkte Verbindung vom Kraftwerk zum Netzanschlusspunkt**
- **Verstärkungs- und Erweiterungsmaßnahmen bei Freileitungen und Kabeln sowie bei Trafostationen und Schaltanlagen**
- **Höhere Anforderungen an Fehlerschutz, U/f-Regelsysteme sowie an die Messwerterfassung**
- **Installation einer teuren und zuverlässigen Kommunikationsinfrastruktur für den aktiven Netzbetrieb nötig**

Bandbreite der (Anreiz-)Regulierungsmodelle und jeweiliger Eingriff des Regulators



Vor- und Nachteile der jeweiligen (Anreiz-)Regulierungsmodelle

1. Renditen- bzw. kostenbasierte Regulierung (der Vergangenheit)

Erlaubter Umsatz = Kapitalverzinsung + Abschreibung + Betriebskosten + Abgaben

VT: einfach, billig

NT: keine Kosteneffizienz der EVU, Überkapitalisierung der EVU (geringe Innovation, da Stromabsatz de facto risikoloses Geschäft), überhöhte Tarife

2. Preis-Obergrenze

$$P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X)$$

VT: Kosteneffizienz, Schutz der Kunden vor überhöhten Netztarifen

NT: Netzbetreiber bestrebt, Stromabsatz zu maximieren (Energieeffizienz?, dezentrale Energieversorgung?), Keine Anreize für Investitionen in Netzerweiterung und Versorgungssicherheit

3. Umsatz-Obergrenze

$$R_t = R_{t-1} * (1 + RPI - X), R_t = (R_{t-1} + \Delta C_{Neukunde,i} * \Delta kW_{Neukunde,i}) * (1 + RPI - X)$$

VT: Neutralisiert sämtliche Nachteile des Preis-Obergrenzen Modells

NT: Kosteneffizienz und Schutz vor überhöhten Netztarifen auch gegeben, jedoch nicht so absolut wie bei Preis-Obergrenzen Modell

Preis-Obergrenze

Grundformel: $P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X)$

Betriebswirtschaftliches Optimierungskalkül des Netzbetreibers:

$$\text{Gewinn } \pi = \max_{x, c} px - c \quad p = \text{fix} \quad x, c = \text{variabel}$$

Was passiert, wenn Netzbetreiber dezentrale Erzeugungsanlagen anschließen soll und dies „halt a bissl was kost“, diese Kosten jedoch im Netzregulierungsverfahren nicht registriert bzw. anerkannt werden...

$$\frac{\partial \pi}{\partial c} < 0 \quad \text{Erhöhung der Kosten reduziert Gewinn}$$

...läuft dem betriebswirtschaftlichen Optimierungskalkül zuwider.

Fazit: Netzbetreiber hat aus betriebswirtschaftlicher Sicht keinen Anreiz, dezentrale Erzeugungsanlagen anzuschließen, wenn dies auch nur mit geringen Kosten verbunden ist !

Umsatz-Obergrenze

Grundformel: $R_t = R_{t-1} * (1 + RPI - X)$

Betriebswirtschaftliches Optimierungskalkül des Netzbetreibers:

$$\text{Gewinn } \pi = \max_{p, x, c} px - c \quad p, x, c = \text{variabel}$$

Hinsichtlich des Null-Anreizes des Anschlusses dezentraler Erzeugungsanlagen besteht kein Unterschied zum vorigen Preis-Obergrenzenmodell: $\frac{\partial \pi}{\partial c} < 0$

Unterschied Umsatz- versus Preis-Obergrenzenmodell

Preis-Obergrenze: Hinsichtlich Preis (p) und Menge (x) ist für Netzbetreiber nur Menge (x) variabel. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird Netzbetreiber versuchen, Menge (x) zu maximieren, d.h. so viel wie möglich Strom durch alle Netzebenen zu „schicken“.

$$\frac{\partial \pi}{\partial x} > 0 \quad \text{Preis-Obergrenzenmodell und Energieeffizienz bzw. dezentrale Erzeugung passen genauso gut zusammen wie der Teufel und das Weihwasser!}$$

Umsatz-Obergrenze: Sowohl Preis (p) als auch Menge (x) ist für Netzbetreiber variabel, d.h. Netzbetreiber hat einen Freiheitsgrad mehr, Umsatz bzw. Gewinn zu maximieren.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi}{\partial p} > 0 \quad x = \text{const.} & \quad \text{Netzbetreiber kann auch durch Preissteigerung Gewinn steigern (bei gleichbleibender Menge) bzw. Gewinn konstant halten (bei sinkender Menge).} \\ \frac{\partial \pi}{\partial p} = 0 \quad x = \text{reduziert} & \quad \text{Deshalb Energieeffizienz und dezentrale Erzeugung bei Umsatz-Obergrenzenmodell möglich!} \end{aligned}$$

4. Lösungsansätze zur Berücksichtigung der Kostentreiber der dezentralen Erzeugung in der Netzregulierungsformel

Einfachste Lösung: additives Element (nicht empfohlen, keine Kosteneffizienz)

$$R_t = R_{t-1} * (1 + RPI - X) + \Delta C_{DG/RES, i} * \Delta kW_{DG/RES, i}$$

Bessere Lösung: additives Element inkl. „aufgezwungene“ zukünftige Lernrate für die Netzintegration dezentraler Erzeugung (empfohlen, Anreiz zur Kosteneffizienz)

$$R_t = R_{t-1} * (1 + RPI - X) + \Delta C_{DG/RES, i} * \Delta kW_{DG/RES, i} (1 + RPI - LR_{\Delta CDG / RES, i})$$

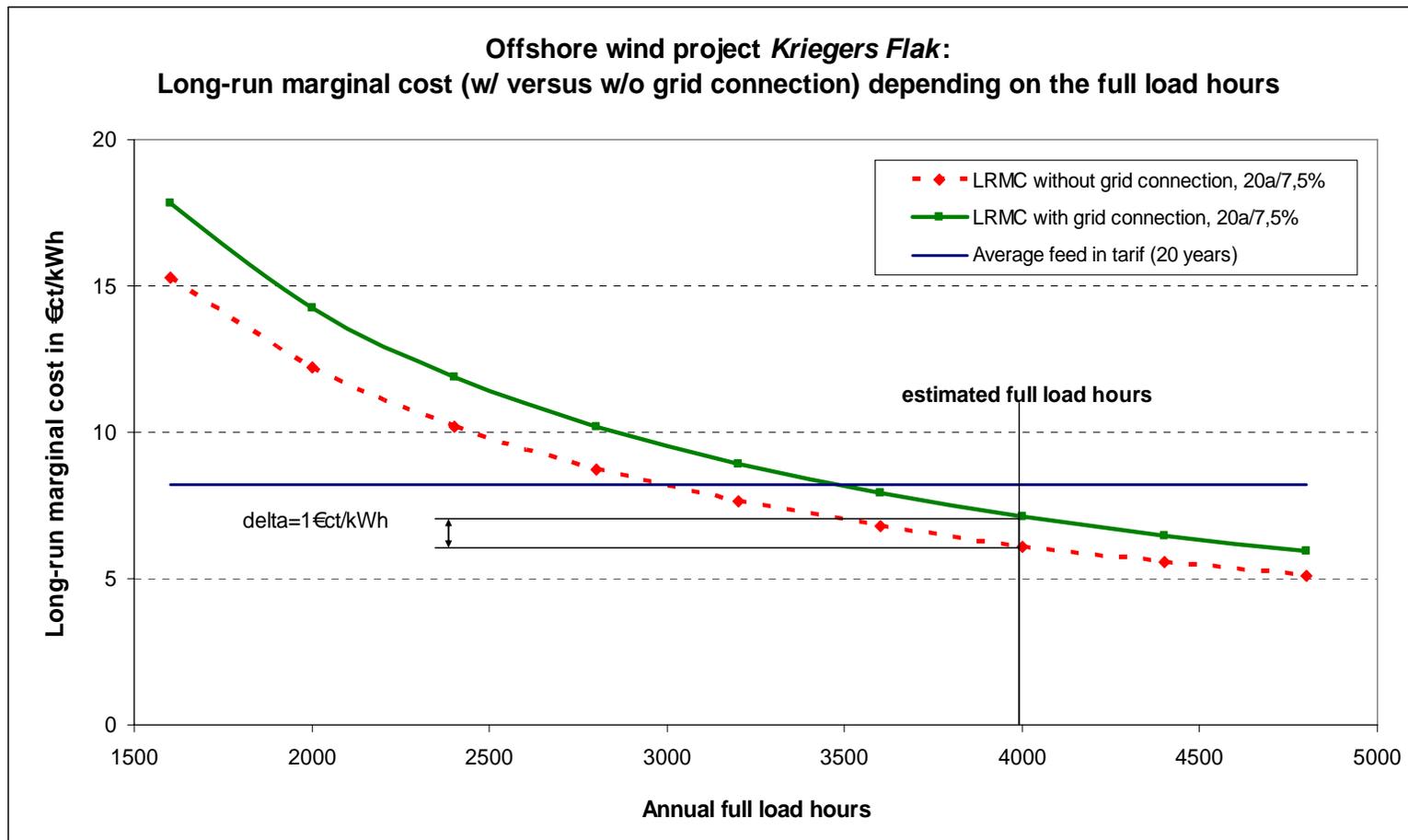
Herausforderung: Empirische Ermittlung / Quantifizierung von $\Delta C_{DG/RES, i}$ bzw. $LR_{\Delta CDG / RES, i}$ pro DG/RES-Technologie unter verschiedensten Randbedingungen

Beispiel UK: Novellierung des Netzregulierungsansatzes (April 2005)

- Gleichbehandlung des Netzes am Verbraucher und Erzeuger (Deep -> (Super-)Shallow)
- 80% der Netzanschluß- und Netzverstärkungskosten werden dem Netzbetreiber direkt im Rahmen des Netzregulierungsverfahrens abgegolten (Abschr. 15 Jahre, Verz. 6,9%)
- Anschlusskapazitätskosten von 2,16 €/kW und Netzbetriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten von 1,44 €/kW/yr dem DG/RES Erzeuger verrechnet
- Zusätzlich: *Innovation Funding Incentives (IFI)* und *Registered Power Zones (RPZ)*

5. Re-Design energiepolitischer Förderinstrumente

Reduktion des Einspeisetarifs bei Allokation der Netzanschlusskosten in Netztarif



6. Schlussfolgerungen

Großflächige dezentrale (erneuerbare) Erzeugung...

....erfordert klares Unbundling (Abgrenzung zwischen Kraftwerk, Netzinfrastruktur, Systembetrieb; „Gleichbehandlung“ des Netzes beim Erzeuger und Verbraucher)

....und darf nicht zu Lasten bestimmter Marktteilnehmer (z.B. Netzbetreiber) gehen.

Deshalb sind...

....explizite ex-ante Mechanismen im Zuge der Netzregulierung erforderlich, um entsprechende Kosten der dezentralen (erneuerbaren) Erzeugung für Netzbetreiber zu berücksichtigen.

Schließlich hat...

....ein Re-Design der energiepolitischen Förderinstrumente (z.B. Einspeisetariffestsetzung „bereinigt“ um Netzinfrastrukturkomponenten) zu erfolgen.

Erst dann ist ein konsistenter Vergleich der Wirtschaftlichkeit von dezentralen (erneuerbaren) Erzeugungsanlagen mit konventionellen Kraftwerkstechnologien möglich!