

erschienen unter: www.bulletin-online.ch

Wechsel von einer IST-Kosten- zu einer investitionslenkenden Regulierung in Stromverteilnetzen

Dr. Manfred Benthous

Vorbemerkung

Dieser Artikel soll als Diskussionsbeitrag für einen weiteren Schritt in eine sachgerechtere Regulierung der Stromverteilnetze verstanden werden. Das derzeitige norwegische Regulierungssystem und die deutschen Stromverteilnetzbetreiber mit ihren Netzen zur öffentlichen Stromversorgung sind wesentliche Grundlagen.

Einleitung und Aufgabenbeschreibung

Stromnetze sind in der heutigen Stromversorgung ein zentrales Element. Ihre Aufgabe ist es, die elektrischen Energiequellen (Erzeuger) mit den Energiesenken (Verbraucher) zu verbinden und den benötigten Energiefluss zeitgleich zu transportieren. Stromnetze gehören zur Gruppe der natürlichen Monopole. Die daraus abzuleitenden volkswirtschaftlichen Konsequenzen, speziell die Notwendigkeit einer staatlichen Aufsicht über die Akteure, ist ausführlich in der Literatur beschrieben [1]. Die Notwendigkeit der Regulierung ist direkt an das natürliche Monopol und über dies an die genutzte Netztechnologie gekoppelt. Regulierung muss einen effizienten und nicht marktverzerrenden Beitrag zur Erreichung und Erhaltung des Oberziels der Stromversorgung leisten.

Wie könnte ein sachgerechtes Oberziel für die Stromversorgung aussehen?

Für die nachfolgenden Betrachtungen soll die erreichte Versorgungsqualität¹ der Stromkunden, so wie sie mindestens seit Ende des letzten Jahrhunderts in Deutschland Realität ist, als Oberziel postuliert werden.

Ist das Stromnetz dauerhaft eine zentrale Säule der Stromversorgung?

Technologien sind grundsätzlich an ihre Existenzgrundlagen gebunden, bei den Stromnetzen sind es die leitfähigen Verbindungen und die Gleichzeitigkeit in der Energieübertragung. Der räumliche Abstand und die jeweilige Stromerzeugungsstruktur sind Wesensmerkmale für die Gestaltung von Stromnetzen. Aus der Abstandsbedingung ist unmittelbar eine Kausalität ablesbar: je näher die Erzeugung an den Verbraucher heranrückt, desto weniger Netz ist notwendig. In letzter Konsequenz bedeutet dies, wird die elektrische Energie dort erzeugt wo sie gebraucht wird so gäbe es keine Notwendigkeit für ein Stromnetz im Sinne der öffentlichen Stromversorgung mehr. Die Netztechnologie im energiewirtschaftlichen System ist damit nicht als originär einzustufen. Dieser Sachverhalt ist für die nachfolgenden Überlegungen von Bedeutung.

¹ Hier wird auf eine technisch-physikalische Zuverlässigkeit abgehoben

Es ist sehr bemerkenswert, dass bei praktisch konstanter Versorgungsaufgabe der Kunden (Abnehmer), das reale Stromnetz seit Jahren stetig weiter wächst. Diese Entwicklung steht den vorab gemachten Überlegungen konträr entgegen. Sie findet ihre Begründung in einem politisch motivierten intensiven Dezentralisierungsimpuls in der Stromerzeugung². Das Ablösen von klassischen Großkraftwerkserzeugungseinheiten durch dezentralere Erzeugungsanlagen wirkt in diesem Zusammenhang netzaufbauend und damit netzsystemstabilisierend [2].

Es sind aber auch technische Innovationen vorstellbar, die eine reale netzreduzierende Wirkung haben. So wirken beispielsweise die Eigenschaften von lokalen elektrischen Speichern reduzierend auf die notwendige Netzdimensionierung. Die sich daraus ergebenden Konsequenzen sind ebenfalls regulatorisch relevant und werden deshalb auch hier im Sinne von möglichen Innovationsimpulsen einbezogen.

Das Stromnetz bleibt mindestens noch mittelfristig als tragende Säule in der elektrischen Energieversorgung erhalten und damit auch die Stromnetzregulierung. Aufgrund der hier aufgezeigten Erkenntnisse muss die Regulierung der Zukunft notwendig anders gestaltet werden als bisher, um den anstehenden Herausforderungen gerecht zu werden.

Stromnetz

Die technischen Investitionen sind die primäre technisch-kaufmännische Netzgröße und damit zwangsläufig auch eine Besonderheit in der Regulierung. Sie teilen sich in zwei Bereiche auf: der eingesetzten Anlagentechnik und der tatsächlich realisierten Netzstruktur.

Eingesetzte Anlagentechnik

Die derzeit eingesetzte Netztechnik, mit jahrzehntelanger Betriebserfahrung, ermöglicht heute ein hohes Maß an technischer Zuverlässigkeit und leistet damit einen wesentlichen Beitrag im Gesamtsystem. In den letzten Jahren hat der Grad der Standardisierung der verwendeten Anlagen in der Branche zugenommen. Eine Entwicklung die sich positiv auf Zuverlässigkeit und Kosten auswirkt. Stellt man jedoch die Innovationen der Netztechnik der letzten Jahrzehnte in Beziehung zum z.B. ebenfalls regulierten Infrastruktursegment der Telekommunikation, dann sind die Innovationen der Netztechnik als nahezu verschwindend gering zu bewerten.

Die Situation, dass die Stromnetze natürliche Monopole und in diesen die einzelnen Netzgebiete weiterhin gegeneinander demarkiert sind, führt zu besonderen Situationen im Netzmarkt. Eine ist die Beziehung zwischen Herstellern und Netzbetreibern, denn sie definieren gemeinsam in den geschützten Markträumen den genutzten Technologiestand der Anlagen. Es hat sich so ein stabiler Systemzustand eingestellt, der zum genannten praktisch statischen Anlagentechnik ohne Innovationskraft geführt hat. Ein Regulator kann den erreichten technologischen Systemzustand im regulatorischen Umfeld in erster Näherung praktisch nur verwalten.

² Politisch in Deutschland als Energiewende bezeichnet

Realisiertes Netz

Das tatsächlich realisierte Netz ist wesentlich durch den Anschluss der Netzkunden (Einspeiser und Abnehmer) bestimmt und es folgt damit sowohl in der technischen Dimensionierung, der räumlichen Struktur als auch der zeitlichen Entwicklung prioritär den Kundenbedürfnissen. Daraus ergeben sich zeitlich und räumlich unterschiedliche Netzgebietsstrukturen, die bei den Netzbetreibern zu stark individuell geprägten Anlagenaltersstrukturen führen. Über alle 900 Netzbetreiber im deutschen Netzmarkt und über die traditionell langen Lebensdauern der Betriebsmittel folgt daraus ein breites und feines Spektrum von Beschaffungs- und Wiederbeschaffungszeitpunkten von benötigter Anlagentechnik. Der Umgang mit diesem speziellen Spektrum stellt eine weitere Herausforderung für den Regulator dar, da dieser Sachverhalt in den derzeit genutzten Regulierungssystemen i.d.R. nicht sachgerecht abgebildet ist.

Regulierung

Die klassische operative Regulierungsaufgabe ist die Feststellung der sachgerechten Kosten (CAPEX, OPEX) eines Netzbetreibers und damit für das jeweilig betrachtete Netzgebiet. Die Schwierigkeit liegt in der *Sachgerechtigkeit*, die von mehreren Faktoren abhängt. Um dieses Ziel zu erreichen, ist das möglichst gleichzeitige Setzen der richtigen Effizienz- und Investitionsanreize bei den Netzbetreibern die übergeordnete Regulierungsaufgabe. Diese sich zunächst widerstrebenden grundlegenden Anreizwirkungen³ müssen unter der weiteren systembedingten Randbedingung, z.B. der regulatorischen Informationsasymmetrie, erfolgen. In ihr kommt der Umstand zu Ausdruck, dass ein Regulator immer weniger Informationen über den einzelnen Netzbetreiber hat, als dieser selbst. Verallgemeinert gilt dies für die gesamte Branche. In Anlehnung an das energiewirtschaftliche Dreieck macht das regulatorische Dreieck die Zusammenhänge deutlich (Abb. 1).

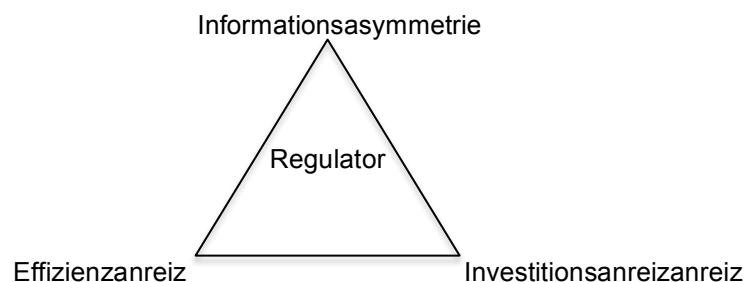


Abb.1 Regulatorisches Dreieck

Um die Anforderungen des Dreieckes zu erfüllen, werden unterschiedliche Regulierungssysteme eingesetzt. Die elementaren Systeme sind die Kosten- und die Anreizregulierung, auf deren Wesenselemente hier kurz eingegangen wird, da sie für die weiteren Betrachtungen von Bedeutung sind [3, 4].

³ In erster Näherung wirken Effizienzanreize kostensenkend und Investitionsanreize kostensteigernd

Kostenregulierung

Im Fokus stehen die jährlichen IST-Kosten eines Netzbetreibers. Das System ist als eindimensional zu bezeichnen, da nur die Kosten eines jeden Netzbetreibers in sich betrachtet werden. Es gibt keine Wettbewerbsebene die Netzbetreiber untereinander vergleicht, d.h. es ist keine Marktsituation vorhanden.

Nachteil dieser Regulierungsform ist: der Regulator hat eine hohe Informationsasymmetrie und es fehlen ihm die Informationen aus einem direkten Vergleich der Unternehmen untereinander.

Vorteil der Kostenregulierung ist: der Regulator wirkt über die zugestandene Verzinsung des Eigenkapitals des Asset-Owners direkt auf dessen wirtschaftliches Ergebnis ein. Damit ist die Kostenregulierung ursächlich ein direkt investitionslenkendes regulatorisches Instrument, welches je nach angewandter Regulierungspraxis investitionsfördernd oder –hemmend⁴ wirken kann.

Anreizregulierung

In Ergänzung zur Kostenregulierungssystematik wird hier eine zweite Regulierungsdimension zugelassen, die die Bildung eines wettbewerblichen Netzbetreibermarktes ermöglicht.

Ziel ist die weitere Reduzierung der regulatorischen Informationsasymmetrie und eine branchenweite Steigerung der Gesamt-Kosteneffizienz bei den Netzbetreibern, letztlich zur Steigerung der Konsumentenrente. Leitlinie ist der klassische Wettbewerbsmarkt in der Marktwirtschaft. Als Instrumente dienen verschiedene Effizienzbestimmungsverfahren, um mögliche Kosteneffizienzen im Netzbetrieb bei den Netzbetreibern aufzuzeigen. Kernelement ist die Entkopplung der IST-Kosten eines Netzbetreibers von seinen erzielbaren Netzerlösen. Je höher der Grad der Entkopplung desto geringer wird auch die regulatorische Informationsasymmetrie, d.h. der Netzbetreibervorteil bei der Kostenermittlung verschwindet mit dem Grad der Entkopplung.

Mit dem Yardstick-Competition-Ansatz (YC) von Shleifer [5], kann bisher die maximale Entkopplung methodisch umgesetzt werden. In erster Näherung ist hier die Kausalität, Kosten führen zu den Erlösen eines Netzbetreibers aufgehoben. In zweiter Näherung noch nicht, da die Kosten eines jeden Netzbetreibers z.B. noch in Durchschnittswertbildungen oder Peeranalysen eingehen. Ein aktives oder passives gleichartiges Netzbetreiberverhalten kann auch so nicht vollständig regulatorisch durchbrochen werden.

Die Nutzung der Stärken von Kosten- und Anreizregulierung sind Ausgangspunkt für den hier neu zu gestaltenden Regulierungsansatz, deren Potenziale und Wirkungen im Folgenden dargelegt werden.

Investitionslenkende Regulierung

Es sollen zunächst zwei heuristische Kausalketten vorgestellt werden, die zu unterschiedlichen Konsequenzen führen.

Die Erkenntnis, dass es im natürlichen Monopol Stromnetz zu Überrenditen für den Asset-

⁴ - investitionsfördernd, wenn die zugestandene Verzinsung Marktniveau hat oder besser ist
- investitionshemmend, wenn die zugestandene Verzinsung unter Marktniveau ist

Owner kommen kann, ist der Angangspunkt für eine vorherrschende Kausalitätskette: Gesamtkosten → Kosteneffizienz → Gesamtkostensenkungen → Netzpreissenkung → Maximierung der Konsumentenrente.

Wird diese Logik angewendet, so ergibt sich eine Kostensenkung (OPEX, CAPEX) mit der langfristigen Wirkung der Minimierung von Mitarbeiterkapazitäten/–qualifikationen und des eingesetzten Kapitals des Asset-Owners. Konsequenz daraus ist eine Niveauabsenkung bei der technischen Zuverlässigkeit.

Alternativ kann auch die Kausalitätskette: Investitionen → Investitionslenkung → Zuverlässigkeit → Technologieänderungen → Netzpreissenkungen → Netztechnologiewechsel verfolgt werden.

Sie führt zu einer dauerhaften Sicherung der erreichten technischen Zuverlässigkeit, dem Setzen von regulatorischen Innovationsimpulsen zur Entwicklung von Technikveränderungen und der Verschiebung von Technologiegrenzen mit dem Ziel der Kostensenkung und hat das Potenzial eines regulatorisch-innovativen Entwicklungspfad (Innovationsgradient) der wiederum technologische Entwicklungen (Technologiegradient) initiiert. In dieser Kausalitätskette bleibt die technische Zuverlässigkeit im Netz als Bestandteil des Oberziels, die Qualitätserhaltung der Energieversorgung, als Führungsgröße erhalten. Deshalb soll diese Kausalitätskette soll hier weiterverfolgt werden.

Für diesen Weg gibt es im norwegischen Regulierungssystem gute Grundlagen.

Norwegisches Regulierungssystem

In Norwegen wird seit 2007 ein Anreizregulierungssystem (revenue cap) genutzt, welchem als Wettbewerbsinstrument eine Yardstick-Competition (YC) zugrunde liegt. Wichtige Ziele der Regulierung sind ein möglichst weitgehender Abbau der Informationsasymmetrie des Regulators und eine regulatorische Stärkung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber.

Über einem YC-Ansatz von Agrell et al. wird die Data Envelopment Analysis (DEA) als zentrales Wettbewerbssteuerungsinstrument eingeführt [6]. Dem regulatorischen Wettbewerb liegt damit ein Effizienzverfahren zugrunde, welches unternehmerische Peer-Groups als Vergleichsbasis bildet und relativ den individuellen unternehmerischen Effizienzwert bestimmt. Aufgrund dieser YC-Logik sind individuelle Effizienzwerte größer 100 % möglich und zugelassen.

Übergeordnet ist eine kombinierte Form von Kosten- und Anreizregulierungssystematik eingeführt worden, mit der die individuelle Erlösobergrenze eines jedes Netzbetreibers kombiniert festgelegt wird. Aus der norwegischen Regulierungssystematik ist mit der Gleichung (F1) eine verkürzte Revenue-Cap-Gleichung angegeben.

$$F1: \quad R_i = \underbrace{(1 - \rho) \cdot C_i}_{1. \text{ Term}} + \underbrace{\rho \cdot C^{DEA}}_{2. \text{ Term}}$$

mit:

R_i	Revenues des i-ten Netzbetreibers	$i \in \mathbb{N}$
C_i	Kosten nach Kostenregulierungssystematik	des i-ten Netzbetreibers
C^{DEA}	Kosten nach Anreizregulierungssystematik	incl. DEA-Yardstick-Competition
ρ	Kopplungsfaktor zwischen Regulierungssystemen	$\rho \in \mathbb{R}$ und $\rho \in [0,6; 1]$

Die Wirkung von Kostenregulierung (1. Term) und Anreizregulierung (2. Term) ist als Addition gegeben. Dabei erfolgt die Gewichtung in den Netzerlösen über den konstanten Vorfaktor ρ , der je nach vom Regulator gewählten Wert, die Wirkung der Kosten aus den beiden Regulierungssystemen vorgibt. In seiner Definition zeigt sich, dass die Anreizregulierung das regulatorische Führungssystem ist. In der sich gegenseitig summierenden prozentualen Verteilung zum 100 %-igen Gesamtwert, kann nur der Anreizregulierungsterm den 100 % Wert erreichen. Der Anteil der Kostenregulierung ist in Norwegen auf max. 40 % begrenzt.

Instrumentelle regulatorische Investitionslenkung

In den nachfolgenden Betrachtungen soll der Ausgangspunkt die notwendigen technischen Investitionen sein. Die beschriebenen regulatorischen Systeme von Kosten- und Anreizregulierung seien als gegeben angenommen, in der Anreizregulierung sei weiter ein Wettbewerbselement auf der Basis einer YC fester Systembestandteil integriert. Zielgröße sind auch hier die regulatorisch festgestellten netzbetreiberspezifischen Kosten, die dann im Markt in der Form von maximalen Erlösbergrenzen realisiert werden können.

Ausgehend von der kombinierten norwegischen Revenue-Cap-Gleichung (F1) werden drei Elemente verallgemeinert aufgenommen:

1. zur Steuerung eines NB-Marktes wird ein allgemeines YC-Element genutzt
2. zur Steuerung von einzelnen NB, NB-Gruppen, bis hin zur gesamten Branche, wird eine regulatorische Gewichtungsfunktion eingeführt, die in den netzbetreiberspezifischen Netzerlösen individuelle IST-Kosten gezielt wirksam werden lässt
3. zur Steuerung des Investitionsverhaltens von einzelnen Netzbetreibern wird ein individueller regulatorischer Faktor h eingeführt

Definition einer neuen Erlösbergrenzenformel (F2):

$$F2: \quad EOG_i(t) := \underbrace{\{(1 - \varphi_k(t)) \cdot C_i^{BM-YC}(t)\}}_{\text{I. Term}} + \underbrace{h_i \cdot \varphi_k(t) \cdot C_i^{IST}(t)}_{\text{II. Term}} \cdot \alpha_{i,k}$$

mit:

t	Laufzeit in der Regulierung
i	Laufindex regulatorisches NB-Ensemble $N := \{NB_1; \dots; NB_i; \dots; NB_{n_0}\}$ mit $i, n_0 \in \mathbb{N}$ und $i \leq n_0$
k	Laufindex für NB-Cluster $K := \{\{NB\}_k \mid k \in \mathbb{N} \text{ und jedes } NB_i \text{ eindeutig in einer Clustermenge}\}$
$EOG_i(t)$	Erlösbergrenze des i -ten NB
$C_i^{BM-YC}(t)$	Kostenverlauf des i -ten NB nach Anreizregulierungssystematik; incl. YC
$C_i^{IST}(t)$	Kostenverlauf des i -ten NB nach Kostenprüfungssystematik
$\varphi_k(t)$	Gewichtungsfunktion der Wirkungen aus Kosten- und Anreizregulierung $\varphi_k(t)$ ist eine eindimensionale reelle Funktion, mit jeweils eigener Definition für jedes k
h_i	Steuerungsfaktor des Kostenprüfungsergebnisses des i -ten NB; $h \in \mathbb{R}$ und $h \in [0,2]$
$\alpha_{i,k}$	Filterelement für die Zuordnung eines i -ten NB zur bestimmten zur k -ten Gewichtungsgruppe $\alpha_{k,i} := 1$, wenn $NB_i \in \{NB\}_k$; sonst = 0

Erläuterungen:

1. Term:

Er ist das Basiselement der EOG-Formel, da er für jeden Netzbetreiber immer ungleich null ist. Hier kommt die jeweils zugrundeliegende Anreizregulierungssystematik mit dem ausgewählten YC-Element zum Tragen. Die Wirkung der Gesamtkosten ($C_i^{BM-YC}(t)$) im Netzbe-

trieb wird branchenweit bewertet und findet so im Sinne einer Kosteneffizienz in der EOG Berücksichtigung. Der Anreiz auf die im Abschnitt *eingesetzte Anlagentechnik* beschriebene technologische Weiterentwicklung im Netz ist jedoch auf dieser pauschalen Basis noch von untergeordneter Wirkung.

Die Gewichtungsfunktion $\varphi_k(t)$ stellt das wirksame Verhältnis zwischen den genehmigungsfähigen Kosten aus der Anreizregulierung $C_i^{BM-YC}(t)$ und denen der Kostenregulierung $C_i^{IST}(t)$ ein. Sie ist eine variable Funktion und keine konstant vorgegebene Größe. Mit ihr werden neue Freiheitsgrade im regulatorischen System ermöglicht. Die volle gestalterische Wirkung erfolgt geschieht bei einem nicht linearen Verlauf. Der zeitliche Wirkungszeitraum kann eine oder mehrere Regulierungsperioden oder jeden anderen Zeitraum umfassen. Die Anwendung in der Gleichung F2 führt zu den Forderungen, dass der Wertebereich der Funktion das Intervall $[0,1]$ ist und am Ende des vorbestimmten Zeitintervalls $\varphi_k(t_{\text{Ende}}) := 0$ ist⁵, d.h. dann nur noch die Kosten aus der Anreizregulierung in den Netzerlösen wirksam sind.

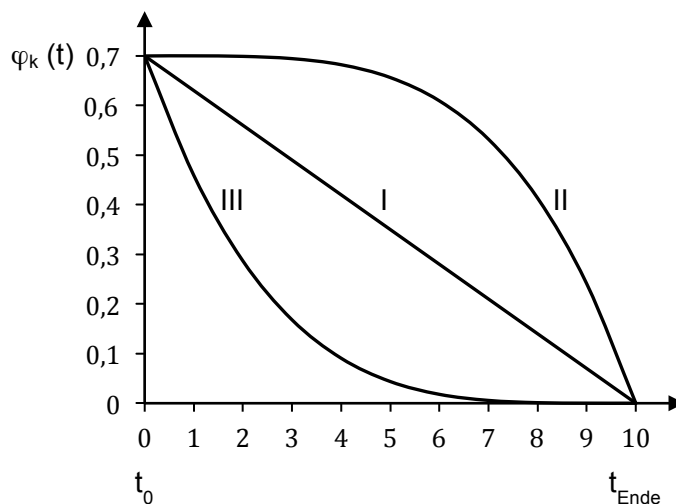


Abb. 2 Gewichtungsfunktion $\varphi_k(t)$ - drei Musterfunktionen⁶

In der Abbildung 2 sind drei Musterfunktionen qualitativ dargestellt. Alle drei Varianten sind im Zeitverlauf monoton fallend, was nicht zwingend notwendig ist. Die Wirkung der Gesamtkosten nach Anreizregulierung ($C_i^{BM-YC}(t)$) in den Netzerlösen ist auf einen Minimalwert von 30 % eingestellt worden. Das Zeitintervall wird aus Vergleichsgründen gleich gehalten.

Im Anwendungsfall I. wird der EOG-Anteil aus der Kostenregulierung linear auf den 100 % Wert der Anreizregulierungs-EOG zurückgefahren. Die beiden nicht linearen Varianten verhalten sich in ihrer Auswirkung invers zueinander. Im Anwendungsfall II. wird der Anteil aus der Kostenregulierung überproportional lange hochgehalten und dann mit höherer Rückführungsgeschwindigkeit, in Relation zu I., abgebaut. Im Anwendungsfall III. werden regulatorisch erhöhte Netzkosten überproportional schnell wieder abgebaut. Endwert sind dann die

⁵ Aufgrund einer leicht veränderten Definition gilt: $\varphi_k(t_{\text{Ende}}) = 0 \Leftrightarrow \rho(t_{\text{Ende}}) = 1$ (Norwegenformel)

⁶ Annahmen: Laufzeit $t_{\text{Ende}} = 10$ Jahre; Kostenanteil aus Anreizregulierung minimal 30 %
Musterfunktionen:
I. $\varphi_i(t) = -0,07 \cdot t + 0,7$
II. $\varphi_i(t) = -0,7 \cdot 10^{-4} \cdot t^4 + 0,7$
III. $\varphi_i(t) = 0,7 \cdot 10^{-4} \cdot (t-10)^4$

Kosten des Netzbetreibers, die nach der Anreizregulierungssystematik gerechtfertigt sind. Über den Index k der Gewichtungsfunktion lassen sich verschiedene Funktionsverläufe festlegen. Dies erzeugt in der Anwendung zwei weitere Freiheitsgrade:

1. Es können Netzbetreiber-Cluster gebildet werden, d.h. der im definierten Anwendungsfall der Gewichtungsfunktion vorgegebene regulatorische Sachverhalt wirkt auf eine bestimmte Netzbetreibergruppe $\{NB\}_k$. Die Gruppenbildung ist vom Regulator frei gestaltbar. Die Grenzfälle, alle Netzbetreiber im Ensemble bilden eine Gruppe oder für jeden Netzbetreiber gibt es eine Gruppe, spannen den Möglichkeitsraum auf.
2. Mit der beschriebenen Clusterbildung können regulatorisch verschiedene Gewichtungsfunktionen $\varphi_k(t)$ in verschiedenen Gruppen, bei gleichzeitig durchaus unterschiedlichen Zeitverläufen, parallel wirken.

2. Term

Dieser Term hat eine investitionslenkende Wirkung auf die möglichen Netzbetreiber-Cluster. Speziell in der Kostenregulierung wird die individuelle Netzbetreibersituation sichtbar. Besonderheiten bei den Kosten $C_i^{IST}(t)$ können vom Regulator erkannt und sachgerecht gewürdigt werden.

Die individuelle Gewichtung erfolgt über den Steuerungsfaktor h_i , für den es drei Einsatzmöglichkeiten gibt:

1. individueller Investitionsanreiz, $h_i > 1$
Überhöhung des Netzerlösanteils aus der Kostenregulierung. Der jeweilige Netzbetreiber erhält durch diese Maßnahmen u.a. mehr Liquidität um beispielsweise anstehende besondere Investitionen zu tätigen. Wäre er beispielsweise einziges Element in der Cluster-Menge $\{NB\}_{k=1}$ so würde die Funktion $\varphi_{k=i}(t)$ direkt nur auf ihn wirken.
2. individuelle Erlösbremse, $h_i < 1$
Reduzierung des Netzerlösanteils aus der Kostenregulierung. Es kann aus der Prüfung die Erkenntnis gewonnen werden, dass ein Netzbetreiber Erlöse zugestanden bekommt, denen keine adäquaten Kostenpositionen gegenüberstehen. Dies könnte durchaus bei der Effizienzwertbestimmung (YC-DEA) innerhalb der Anreizregulierung auftreten. So könnte ein Netzbetreiber der nicht sachgerecht in den Erhalt seines Anlagenbestandes investiert, durch Substanzverzehr zu ungerechtfertigten hohen Effizienzwerten gelangen und daraus nicht begründete Netzerlöse generieren. Ein Regulator kann die Situation jetzt methodisch schnell und intensiv korrigieren.
3. Neutralstellung, $h_i = 1$
Die Wirkung des Individualisierungsfaktors wird neutral gestellt.

Das Filterelement $\alpha_{i,k}$ soll sicherstellen, dass die gleichzeitig mehrfache Wirkung von verschiedenen Gewichtungsfunktionen auf einen Netzbetreiber ausgeschlossen wird. Soll die in der Gewichtungsfunktion $\varphi_k(t)$ festgelegte Maßnahme auf NB_i wirken, dann ist $\alpha_{i,k} = 1$, sonst null.

Zusammenfassung

In der kombinierten Wirkung von Anreiz- und Kostenregulierung wird ein regulatorischer Lösungsraum aufgespannt in dem branchenweit wirksame kostenbestimmende Wettbewerbs-

selemente, das Investitionsverhalten von Netzbetreiber-Clustern und individuelle Kostensituationen einzelner Netzbetreiber gleichzeitig wirksam sein können. Die Steuerungsmöglichkeiten des Regulators im natürlichen Monopol Netz erhöhen sich im Vergleich zur Nutzung nur eines regulatorischen Systems erheblich.

Die Gewichtungsfunktion dämpft in der EOG-Gleichung (F2) temporär die Wirkung der Anreizregulierung zugunsten anderer Maßnahmen. Ihre Wirkung verschwindet vollständig, wenn $\varphi_k(t) = 0$ für alle k vom Regulator gewählt wird. Dann gilt für F2: $EOG_i(t) = C_i^{BM-YC}(t)$, also es ist nur die Anreizregulierungssystematik wirksam.

Der durch die Gleichung F2 aufgespannte Lösungsraum ist zugleich auch eine gute Ausgangsbasis für eine mehrdimensionale Beschreibung von Regulierungssystemen.⁷

Investitionslenkende Regulierung - Beispiele

Anhand von zwei Fallbeispielen sollen die Möglichkeiten der Erlösobergrenzenformel (F2) aufgezeigt werden:

Fallbeispiel 1: Energiewende und individuelle Altersstruktur

Anforderung: Regulator

- Umsetzung der Regulierung des eingeschwungenen Netzbetriebes
- Umsetzung der Energiewende

Anforderung: Netzbetreiber-Cluster (k) und Netzbetreiber (i)

- Umsetzung des regulatorisch definierten eingeschwungenen Netzbetriebes
- anteilige Umsetzung Energiewende
- Umsetzung überproportionaler Anlagen-erneuerungsbedarf

In Ergänzung zur Basis-Regulierungsaufgabe für die Branche soll der Regulator zusätzlich die netzseitige Einführung und Umsetzung der Energiewende in Deutschland sicherstellen. Dieser umfangreiche Prozess wirkt in den einzelnen Netzgebieten zeitlich und inhaltlich stark unterschiedlich, d.h. er ist inhomogen. Regulatorisch ist es daher notwendig, die Netzbetreiber in unterschiedliche Cluster einzuteilen, je nach zu erwartender Belastung. Das Cluster mit der höchsten Priorität könnte in der Anfangsphase der Umsetzung aus den Netzbetreibern mit hohen Netzanschlussleistungen bestehen. Für dieses Netzbetreibercluster $\{NB\}_k$ müssen regulatorisch auch die entstehenden Kosten nach der zugrundeliegenden Kostenregulierungssystematik ermittelt werden, damit der Regulator dann für dieses Cluster die Gewichtungsfunktion auf beide Kostenarten anwenden kann.

In diesem Cluster sei auch der Netzbetreiber NB_i , der in seinem Anlagenbestand durch seine individuelle Netzaltersstruktur vor einem überproportionalen Erneuerungsbedarf und damit Investitionsbedarf steht. Diese Situation muss zusätzlich regulatorisch berücksichtigt werden, um ganz wesentlich die technische Zuverlässigkeit des Bestandsnetzes zu gewährleisten.

In einer exemplarischen Musterrechnung zu Umsetzung ist der Kostenregulierungsanteil zu Beginn der Maßnahme mit 70 % gewichtet worden. Damit die Einführungsphase mit den notwendigen Baumaßnahmen sicher erfüllt werden kann, ist insgesamt ein Zeitraum von 10

⁷ Für eine Beschreibung von mehrdimensionalen Regulierungssystemen können die Methoden der linearen Algebra hilfreich sein.

Jahren vorgesehen. Um einen zeitnahen Realisierungsdruck beim Netzbetreiber zu erzeugen, soll die Gewichtung über die Laufzeit nicht linear sein. In der Anfangszeit sind die Umsetzungsanreize hoch und danach fallen sie überproportional schnell ab (Musterfunktion Typ II in Abb. 2), um dann ggf. weiteren regulatorischen Maßnahmen Raum zu geben. Der individuelle Steuerungsfaktor h_i für den Netzbetreiber N_i für die zusätzliche Wirkung auf die Kostenregulierung wird mit 1,2 als zusätzlicher Investitionsanreiz ausgelegt.

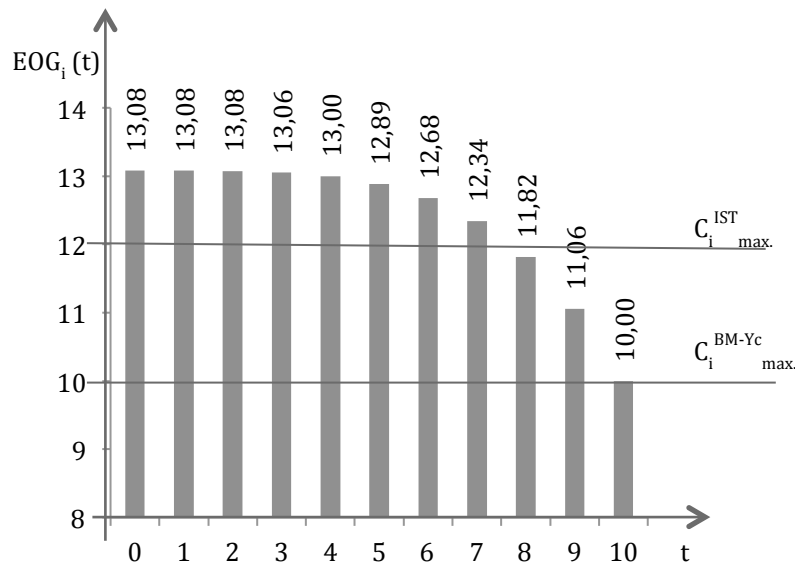


Abb. 3 Entwicklung der EOG (F2) des NB_i im Fallbeispiel 1

Die regulatorische Steuerung in der zeitlichen EOG-Entwicklung des i-ten Netzbetreibers durch Investitionslenkung nach F2 ist in Abb. 3 deutlich wirksam.

Fallbeispiel 2: Technologiegradient im Stromnetz

Anforderung: Regulator	Anforderung: Netzbetreiberbranche und k-tes Netzbetreiber-Cluster
<ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung der Regulierung des eingeschwungenen Netzbetriebes • Technologische Weiterentwicklung des Netzes durch setzen eines Innovationsimpulses mit dem Potenzial einer Netzpreissenkung 	<ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung des regulatorisch definierten eingeschwungenen Netzbetriebes • Umsetzung des regulatorischen Innovationsimpulses

In Ergänzung zur Basis-Regulierungsaufgabe für die Branche soll der Regulator zusätzlich einen signifikanten technischen Technologiegradienten erzeugen, der auch zu Kostensenkungen im Netzbetrieb führt. Für einen Regulator eine besondere Herausforderung da einerseits die Branche seit Jahren eine solche Entwicklung nicht initiiert hat und andererseits ein Regulator naturgemäß kein Netzbetreiber ist. Auf dieser Grundlage kann der Regulator die Netzbetreiber nicht zielführend zu konkreten netztechnischen Maßnahmen auffordern. Jeder Technologieänderung muss jedoch eine Idee vorausgehen. Mit anderen Worten: Innovationen führen zu neuen Technologien. Wenn der Regulator sich nicht auf die Technologie,

sondern die Innovation konzentriert, dann kann er mit geeigneten regulatorischen Instrumenten einen Innovationsgradienten erzeugen und damit einen entsprechenden Technologiegradienten hervorbringen.

Die spezifischen Kosten im Bau von Mittelspannungsleitungen, bezogen auf ein entsprechendes durchschnittliches Branchen-Kostenniveau, sollen um 50 % gesenkt werden. Als Auswahlkriterium für ein relevantes Netzbetreiber-Cluster $\{NB\}_k$ könnten deren Marktanteile in diesem Segment dienen. Mit der Bündelung eines Marktvolumens von z.B. 30 % sollte die Ausgangsbasis gut definiert sein. Um eine zeitnahe Wirkung zu erreichen, wird regulatorisch eine Gewichtungsfunktion von Typ III ausgewählt, die erhöhte Netzerlöse nur in einem kurzen zeitlichen Segment zulässt (Abb.4). Wenn diese regulatorisch erzeugte Situation betriebswirtschaftlich für Netzbetreiber und Hersteller attraktiv gestaltet ist, werden diese auch im vorgegebenen regulatorischen Rahmen technische Lösungen finden und umsetzen.

Im Anschluss wird die erreichte Technologieverschiebung zeitnah auf die gesamte Branche ausgerollt, so dass es auch in Summe zu nachhaltigen Kostensenkungen für die Netzkunden kommt. Die beschriebene Maßnahme wirkt regulatorisch investitionslenkend und mit Wirkung einer Kosteneffizienzsteigerung. Da gleichzeitig mehrere Cluster gebildet werden können, können auch mehrere Maßnahmen in der Branche parallel laufen. Der Regulator kann so zielgerichtet einen Innovationsgradienten entwickeln, der sich dann in einem umfassenden Technologiegradienten der Branche realisiert.

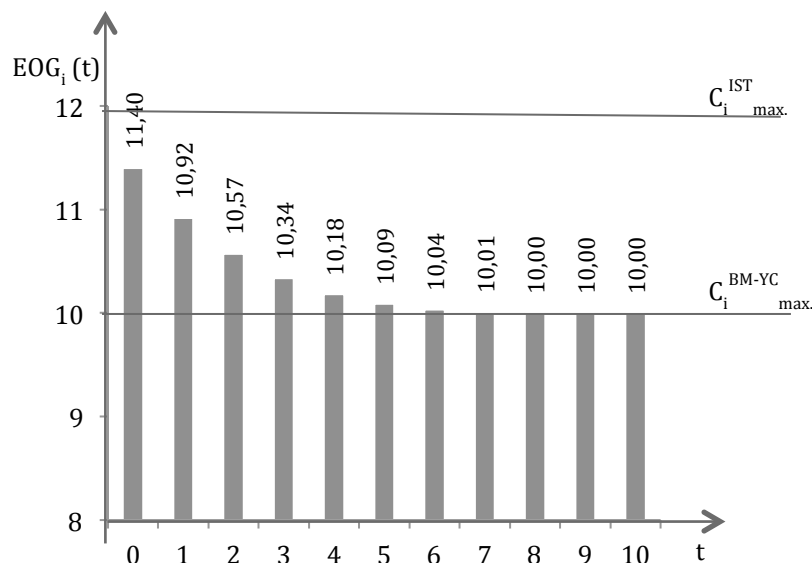


Abb. 4 Entwicklung der EOG (F2) eines NB im Cluster $\{NB\}_k$ nach Fallbeispiel 2⁸

Fazit

Die elektrische Energieversorgung ist eine elementare gesellschaftliche Aufgabe. Die in Mitteleuropa erreichte technische Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist steht nicht wirklich

⁸ Änderungen zum Fallbeispiel 1

- Ausgangswerte für die Kosten Anreiz- und Kostenregulierung sind konstant gehalten worden
- Gewichtungsfunktion wurde von Typ II auf Typ III geändert, Zeitbasis konstant
- Individualisierungsfaktor ist für alle Netzbetreiber neutral gestellt worden.

zur Diskussion, denn jede spürbare Reduktion würde auch zu nicht akzeptablen volkswirtschaftlichen Schäden führen. Die technische Zuverlässigkeit ist das eindeutige Oberziel der Stromversorgung.

Weder aus den physikalischen Grundlagen, noch aus dem Oberziel der Stromversorgung lässt die Existenzgrundlage eines umfassenden öffentlichen Stromnetzes ableiten. Die Netztechnologie birgt sogar inhärent Risiken, die es grundsätzlich nicht erlaubten ein absolutes volkswirtschaftliches Optimum zu erreichen.

Aber die Stromnetze sind in den heutigen mitteleuropäischen Stromversorgungssystemen als ein wesentliches technologisches Element vorhanden, d.h. man muss sich mit ihrer Existenz und ihrer Weiterentwicklung auseinandersetzen. Da es sich um natürliche Monopole handelt, liegt in der Stromnetzregulierung als staatliches Steuerungselement letztlich die Verantwortung für den funktionierenden Netzbetrieb und die Entwicklung des Netzes.

Der hier vorgestellte Regulierungsansatz versetzt den Regulator in die Lage unter dem oben formulierten Oberziel das Netz und die Branche regulatorisch aktiv zu steuern. Darüberhinaus könnte er bei einer sich wirklich dezentral-lokal entwickelnden Erzeugungsstruktur, das Netz praktisch auf null reduzieren, um so auch die systemimmanenten Risiken zu minimieren.

München, im Oktober 2015

Dr. Manfred Benthaus
manfred.benthaus@googlemail.com

Literatur

- [1] Gabler, Kompakt-Lexikon Wirtschaft; 11. Auflage; Springer Gabler, 2013
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Auftraggeber der Studie) Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilnetzstudie), 2014
- [3] Benthaus, M.; Vorlesungsscript: Stromnetze und Energiemärkte (Teil 2) ; Technische Universität München; 2015
- [4] Benthaus, M.; Stromnetze langfristig überflüssig machen; emw, energate; Heft 4/15
- [5] Shleifer, A.; A Theory of Yardstick Competition; RAND Journal of Economics 16 (3), 319 – 327; 1985
- [6] Agrell, P.J.; Bogetoft, P. und Tind, J. DEA and Dynamic Yardstick-Competition in – Scandinavian Electricity Distribution, Journal of Productivity Analysis 23, 173 – 201; 2005