

Schrittweise Evolution oder Quantensprung?

Zukunftsgestaltende Regulierung in Stromverteilnetzen

In der Stromnetzregulierung besteht die grösste Herausforderung darin, Investitions- und Effizienzreize miteinander in Einklang zu bringen. Bei der Beurteilung unterschiedlicher Regulierungssysteme lohnt sich ein Blick über die Landesgrenzen: Die Systeme aus anderen europäischen Staaten befinden sich auf unterschiedlichen Entwicklungsstufen. Die Schweiz hat die Chance, von den bisherigen Erfahrungen in Europa zu profitieren und einen regulatorischen Quantensprung zu einem neuen System zu vollziehen.

Manfred Benthous

Aus der Energiestrategie 2050 und der Strategie Stromnetze des Bundes geht hervor, dass das Stromnetz auch zukünftig zentraler Bestandteil der schweizerischen Stromversorgung sein wird.

Dies ist eine politisch-technologische Entscheidung, wie sie in Europa üblich ist. Eine naturwissenschaftliche Grundsatzentscheidung ist es hingegen nicht. Die Physik lässt auch eine Stromversorgung zu, die die elektrische Energie dort erzeugt, wo sie energiewirtschaftlich gebraucht wird. Erzeugung und Verbrauch fallen dann praktisch zusammen, d.h. ein Stromversorgungssystem ohne Grossflächennetze ist physikalisch ohne Einschränkungen möglich. Ein solches System hätte zwingend eine andere Stromerzeugungsstruktur zur Grundlage, welche heute grundsätzlich auch technologisch möglich ist. Dies sah in der Gründerzeit der heutigen Stromversorgungstechnologie, vor zirka 100 Jahren, anders aus. Bei Zukunftsbetrachtungen ist es deshalb, auch die konsequent lokale Stromerzeugung mit in den Lösungsraum aufzunehmen.

Mit der politischen Grundsatzentscheidung des Bundes bleibt das natürliche Monopol Stromnetz und damit zwangsläufig auch die staatliche Regulierungsaufgabe bis auf Weiteres erhalten. Damit steht die grundlegende Erwartungshaltung an den Regulator im Raum, möglichst gleichzeitig Effizienz- und Investitionsreize für den Netzbetrieb und seine Entwicklung zu setzen. Dies

führt direkt zu einem fundamentalen Problem: der regulatorischen Informationsasymmetrie. Sie weist auf den Umstand hin, dass der Regulator immer weniger Wissen über den Netzbetrieb und seine Potenziale hat als der jeweilige Netzbetreiber selbst. Diese Ausgangssituation ist im regulatorischen Dreieck, in Anlehnung an das energiewirtschaftliche Dreieck, in **Bild 1** veranschaulicht.

Die beiden wesentlichen regulatorischen Steuerungsimpulse Effizienz- und Investitionsanreiz wirken zunächst inners zueinander. Effizienzreize sollen branchenweit zu Kostensenkungen führen, um letztlich die Netzpreise zu senken. Investitionen wirken kostenerhöhend und damit netzpreiserhöhend. Eine zentrale Aufgabe der Regulierung ist es, die Mittelherkunft für den Netzbetrieb der gesamten Branche in diesem Spannungsfeld festzulegen.

Nachfolgend sollen mögliche Regulierungssysteme jeweils in ihren wesentlichen Elementen erläutert und in eine Struktur gestellt werden. Bei der Kosten- und der Anreizregulierung wird vorausgesetzt, dass sie in den Grundstrukturen bekannt sind.

Kostenregulierung

Im Fokus der Kostenregulierung stehen die Ist-Kosten eines Netzbetreibers, die vom Regulator in der Regel jährlich geprüft werden. Die Besonderheit dieses Systems liegt in der Wirkung des Regulators auf die erreichbare Verzinsung des

eingesetzten Kapitals des Kapitalbesitzers. Je nach Regulierungspraxis kann sie ihr investitionslenkendes Potenzial entfalten.

Anreizregulierung

Bei der Anreizregulierung steht die Trennung der Kosten von den Erlösen der Netzbetreiber im regulatorischen Fokus. Zusätzlich zur Kostenprüfung wird ein regulatorischer Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern erzeugt, der den Netzbetreibern unternehmensindividuelle Effizienzwerte zuordnet. Beim Kostenansatz hierfür gibt es zwei unterschiedliche Verfahren:

- Die Kostenermittlung auf der Basis von Ist-Kosten enthält die netzbetreiberspezifisch geprüften Kosten, d.h. die eigene Kostenbasis wirkt weiter direkt auf die zu erwartenden Erlöse, nur nicht mehr allein. Der Entkopplungsgrad der Kosten von den Erlösen ist gegeben, allerdings nur schwach ausgeprägt. Dies gilt auch für die Reduzierung der Informationsasymmetrie des Regulators.
- Die Kostenermittlung auf der Basis einer sogenannten Yardstick-Competition (YC) enthält die netzbetreiberspezifischen geprüften Kosten bei den zugestandenen Erlösen nicht. Die eigene Kostenbasis ist von den eigenen Erlösen entkoppelt. Die Reduktion der Informationsasymmetrie erreicht in der heutigen Regulierungspraxis ein Maximum.

Nachdem der Regulator für eine Regulierungsperiode die jeweiligen Netzbetreiberkosten und -erlöse für eine Regu-

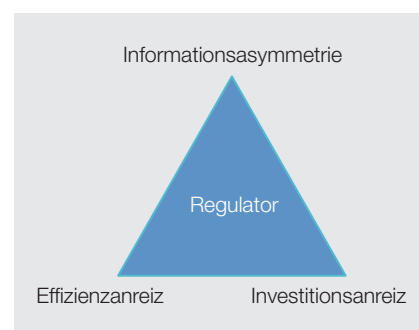


Bild 1 Regulatorisches Dreieck.

lierungsperiode über eine Schätzfunktion fixiert hat, gibt es den Anreiz für die Netzbetreiber, unterhalb dieser Kostenfestlegung zu verbleiben. So kann das wirtschaftliche Ergebnis temporär verbessert werden.

Kombinierte Kosten- und Anreizregulierung

In der norwegischen Regulierung wird versucht, die Vorteile von Kosten- und Anreizregulierung durch gleichzeitige Anwendung beider Systeme zu bündeln. Zur Ermittlung der effizienten Kosten wird ein YC-Modell genutzt. Der systemische Parallelbetrieb hat folgende Vorteile:

- Eine eigenständige Kostenprüfung, die individuelle Netzbetreibersituationen berücksichtigt. Ein Beispiel dafür ist die Vermeidung von regulatorischen Verzerrungen: Die zeitlich sehr unterschiedlichen Investitionsnotwendigkeiten in Ersatzanlagen ist ein wesentlicher Kostentreiber, der sich aus dem Anschlussbegehren der Netzkunden ergibt. Die Notwendigkeiten des historischen Netzausbaus stehen nicht im Einklang mit branchenweiten Regulierungsnotwendigkeiten und -zyklen. Ein weiteres Beispiel ist die Vermeidung von Substanzerverzehr: Durch ein nicht ausreichendes Reinvestitionsniveau könnte ein Netzbetreiber ein überproportional niedriges Kostenniveau aufweisen. Konsequenz wären hohe, nicht sachgerechte Effizienzwerte, die wiederum zu Zusatzgewinnen führen würden. Diese Situation wäre netzbetreiberspezifisch nicht sachgerecht und würde auch in der Branche ein falsches Effizienzsignal setzen.
- Eine Anreizregulierungssystematik, die insbesondere durch das Wettbewerbselement den Branchenbezug herstellt.

In der norwegischen Regulierung ist die Anreizregulierung zum Führungssystem erklärt worden, d.h. ihr Einfluss zur Bestimmung der Erlösbergrenzen verschwindet im Gegensatz zur Kostenregulierung nicht. Der Markt-/Wettbewerbsgedanke ist also immer präsent. Der zusätzliche Vorteil einer YC im Benchmarking liegt darin, dass der Netzbetreibermarkt durch ein Best-Practice-Verfahren auf der Grundlage einer Data-Envelope-Analysis gebildet wird. Damit werden drei Elemente erreicht: die grösstmögliche Entkopplung der Kosten von den Erlösen, die praktische Aufhebung der Informationsasym-

metrie und die Realisierung von Effizienzwerten grösser als 100% durch die Netzbetreiber.

Das norwegische Regulierungssystem verbindet brancheneinheitlich die Kostensituation der Netzbetreiber und die Belange des Marktes gleichzeitig miteinander.

Weiterentwicklung des norwegischen Systems

Der norwegische Ansatz kann weiterentwickelt werden unter dem Gesichtspunkt, die Steuerungsmöglichkeiten des Regulators zu erhöhen.[1] Die wesentlichen Elemente sind:

- Individualisierung der Kostenregulierung: Die Ergebnisse aus der Kostenprüfung werden nicht einheitlich für alle Netzbetreiber in die Regulierungssystematik eingebracht, sondern individualisiert. Durch diese Massnahme kann insbesondere eine netzbetreiber-spezifische Investitionslenkung erfolgen.
- Bildung von Netzbetreiber-Clustern: Durch gezielte Festlegung von temporären Netzbetreibergruppen können gleichzeitig unterschiedliche regulatorische Massnahmen im Netzbetreibermarkt umgesetzt werden.
- Gewichtung beider Regulierungssysteme durch eine Gewichtungsfunktion: Der Zeitraum für die Massnahmen ist jeweils durch eine längerfristige Gewichtungsfunktion regulatorisch festgelegt, die je nach Ziel und Zweck auch nichtlinear sein kann.
- Erhöhung des regulatorischen Gestaltungsraumes: Der Regulator übernimmt, durch innovative/individuelle Investitionslenkung und brancheneinheitliche Effizienzgestaltung, im Rah-

men des vorgegebenen Oberzieles aktiv die Regulierungssteuerung der Netzbetreiber im natürlichen Monopol Stromnetz. Er verlässt damit wesentlich seine Rolle als Verwalter eines Technologiezustandes und entwickelt sich hin zu einem Gestalter des Stromnetzes.

Auf dieser Grundlage kann eine neue mehrdimensionale Regulierungssystematik gestaltet werden. Dies wäre der Fall, wenn die Zuverlässigkeit der Stromversorgung eindeutig zum politischen Oberziel erklärt werden würde, also nicht mehr nur eine Variable im energiewirtschaftlichen Dreieck wäre. Die dann zwangsläufig notwendigen Veränderungen zur eingesetzten Stromversorgungstechnologie (Erzeugung und Netz), könnten so netzseitig sicher beherrscht werden.

In Bild 2 ist eine hierarchische Struktur von Regulierungssystemen angegeben. Als Ordnungskriterium ist der Grad des steuernden Einflusses des Regulators auf die Netzbetreiberbranche gewählt worden. Den Graden 1 bis 4 sind exemplarisch Länder zugeordnet, die auf der jeweiligen Ebene arbeiten. Für die fünfte Ebene gibt es noch keine Regulierungspraxis, deshalb hier auch keine Länderzuordnung.

Regulatorische Situation in der Schweiz

Das aktuelle Regulierungssystem in der Schweiz ist die Kostenregulierung, sie steht auf der niedrigsten Entwicklungsstufe der hier betrachteten Systematik. Es ist wahrscheinlich, dass auch die schweizerische Regulierung denselben Entwicklungspfad nimmt, wie ihn die anderen Länder auch beschreiten:

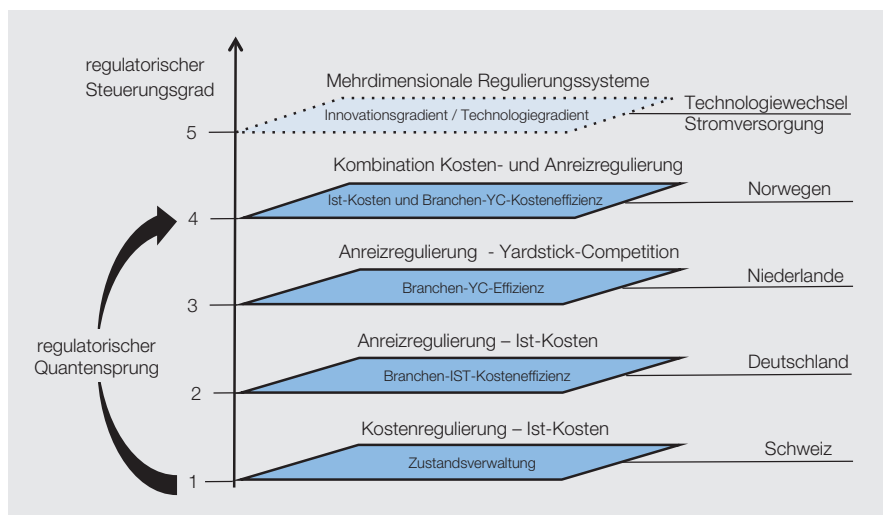


Bild 2 Entwicklungsstufen von Regulierungssystemen.

- Kostenregulierung über die Anreizregulierung auf Basis Ist-Kosten.
- Anreizregulierungsregulierung auf Basis Yardstick-Competition.
- Kombinationslösungen.

Der Grund dafür, dass die Länder in dieser Struktur Stufe für Stufe vorgehen, liegt vermutlich darin, dass sie Risiken minimieren wollen. Die Risikominimierung hat bei einem so wichtigen System wie dem Stromnetz zweifellos die höchste Priorität. Dies führt zur Frage, ob ein schrittweises Vorgehen mit seinen jeweiligen Teilrisiken ein geringeres Risiko birgt als bei einem Stufensprung.

Für die nachfolgenden Überlegungen wird davon ausgegangen, dass die Schweiz nicht den klassischen Entwicklungspfad geht, sondern einen regulatorischen Quantensprung macht von der Kostenregulierung (Ebene 1) hin zu einer Kombination von Kosten- und Anreizregulierung nach norwegischem Vorbild (Ebene 4). In dieser Situation empfiehlt sich ein Blick auf die bisherigen Erfahrungen mit den unterschiedlichen Regulierungssystemen.

Systemerfahrungen

- Die Kostenregulierung (Ebene 1) ist durch die Schweiz selbst repräsentiert und wird deshalb als bekannt vorausgesetzt.
- Das weit verbreitete System der Anreizregulierung auf Basis der Ist-Kosten (Ebene 2) kann durch die deutsche Regulierungspraxis beschrieben werden. Der regulatorische Wettbewerb der Verteilnetzbetreiber führte in den beiden bisherigen Regulierungsperioden zu hohen durchschnittlichen Effizienzwerten von 92,2% bzw. 94,7%. Die durchschnittlichen Netzpreise der Endkunden sind in der gesamten Zeit in etwa konstant geblieben. Zieht man diese beiden wesentlichen Ergebnisse zur Bewertung heran, können bereits hier Zweifel über die Systemwirksamkeit auf die Branchen-Kosteneffizienz aufkommen. Darüber hinaus sind die grundsätzlichen Probleme eines nachhaltigen Investitionsverhaltens, wie oben bereits beschrieben, vorhanden. Der Regulator hat aufgrund der wirkenden Ist-Kosten der Netzbetreiber weiterhin eine erhebliche Informationsasymmetrie, die er durch intensive Datensammlungen und diverse Monitoringverfahren zu kompensieren versucht. Deutschland wird vermutlich in der dritten Regu-

lierungsperiode in diesem Grundsystem bleiben, als Gründe werden u.a. genannt, dass die Netzbetreiber-Branche an das System gewöhnt ist und der Kapitalmarkt stabile regulatorische Rahmenbedingungen verlangt.

- Die Anreizregulierung mit einer YC-Kostenbasis (Ebene 3) wird durch die unterschiedlichen Systeme in den Niederlanden und Norwegen beschrieben. In den Niederlanden gibt es nur eine sehr geringe Anzahl von Netzbetreibern, d.h. die regulatorische Marktbildung ist schwierig. Man hat ein System gewählt, welches auf die Durchschnittskosten der Netzbetreibergruppe als Referenzgrösse abzielt. Das Ziel, die Ist-Kostenabhängigkeit zu beseitigen, gelingt aufgrund der geringen Anzahl der Netzbetreiber nicht wirklich. Ein umfangreiches Durchschnittskostensystem beseitigt gut die Investitionsnachteile eines einzelnen Netzbetreibers, schützt jedoch nicht vor einem kollusiven Netzbetreiberverhalten. In Norwegen wird ein Best-Practice-Verfahren genutzt. Es hat den zusätzlichen Vorteil, auch ein kollusives Netzbetreiberverhalten deutlich zu reduzieren. Beide Systeme verringern die regulatorische Informationsasymmetrie. Ein positives Investitionsverhalten ist auch möglich, d.h. wer investiert, ver-

liert nicht mehr systembedingt. Eine aktive systembedingte Investitionsförderung liegt nicht vor.

- Die Kombination von Kosten- und Anreizregulierung (Ebene 4) gibt es derzeit nur in der norwegischen Regulierungspraxis. Wesentlich ist, dass die Kostenregulierung in der Kombination mit der gleichzeitigen Marktbildung der Netzbetreiber ihre investitionslenkenden Vorteile einbringen kann. Nachteilig ist die einheitliche branchenweite Wirkung, die durch eine Weiterentwicklung aufgehoben werden könnte.

Stakeholdererfahrungen

Das Verhalten von Netzbetreibern ist häufig durch Vergangenheitsorientierung geprägt. Es herrscht vielfach die Prämisse vor, dass das Zukünftige nur schlechter sein kann als die gegebene Situation. Daraus folgt zwangsläufig ein erhebliches Beharrungspotenzial, einen einmal erreichten Zustand zu erhalten. Bei anstehenden Veränderungen ist das Verhalten daher eher durch Problemorientiertheit und nicht durch Lösungsorientiertheit bestimmt.

Der Kapitalbesitzer im Netz ist zukunftsorientiert, denn er möchte möglichst langfristig seine Renditevorstellungen stabilisiert wissen. Ganz wesentlich ist dabei der sichere Mittelrückfluss von

Résumé

Évolution progressive ou révolution?

Régulation essentielle pour l'avenir dans les réseaux de distribution d'électricité

Voici l'un des grands défis en matière de régulation des réseaux électriques : concilier les incitations à l'efficacité et les incitations à l'investissement. Différentes approches peuvent régir la conception du système de régulation. En Suisse, c'est la régulation des coûts qui est actuellement utilisée, celle-ci se concentrant sur les coûts effectifs des gestionnaires de réseau, qui sont vérifiés chaque année par le régulateur.

D'autres pays tels que l'Allemagne utilisent le système de la régulation incitative sur la base des coûts effectifs. Celui-ci prévoit la séparation des coûts et des bénéfices, produisant une concurrence entre les gestionnaires de réseau avec pour objectif d'augmenter leur efficacité. Une deuxième variante de la régulation incitative fonctionne sur la base d'une concurrence par comparaison (« yardstick competition », YC) : la base de coûts des gestionnaires de réseau est alors détachée des bénéfices. Les Pays-Bas utilisent un système de ce genre.

Quant à la régulation norvégienne, elle tente d'associer les avantages de la régulation des coûts à ceux de la régulation incitative en utilisant les deux systèmes en parallèle. Cela permet d'une part de vérifier les coûts de manière autonome en tenant compte des particularités individuelles des gestionnaires de réseau et, d'autre part, d'appliquer une systématique de régulation incitative qui établit le lien avec la branche via l'élément de concurrence.

Une nouvelle étape attend le système de régulation suisse qui se dirige vers un système de régulation incitative sur la base des coûts effectifs. Les avantages et les inconvénients de chacun des systèmes, cités dans l'article, montrent toutefois qu'une révolution réglementaire menant à un système combiné selon l'exemple norvégien mérite réflexion : elle permettrait à la Suisse d'être assez tôt en bonne position pour diriger son approvisionnement en électricité de façon ciblée pour le futur.

Se

Investitionen, die sehr lange technische Nutzungs- und Abschreibungsdauern haben. Jede System- oder Zustandsänderung hat das Risiko der Verschlechterung der finanziellen Rahmenbedingungen und ist daher zu vermeiden.

Beide Stakeholder bilden mit ihren Interessen eine Vergangenheits-Zukunfts-Klammer, um einen einmal erreichten Entwicklungszustand zu konservieren.

Ausblick

Das derzeitige schweizerische Regulierungssystem steht davor, einen nächsten Entwicklungsschritt zu tun. Aufgrund der Erkenntnisse über Stärken und Schwächen von praktizierten Regulierungssystemen und der dem grundlegenden Verhalten von wesentlichen Stakeholdern ist in dieser Situation ein regulatorischer Quantensprung für die schweizerischen Stromkunden sicher nicht von Nachteil. Wegen der individuellen nationalen Gegebenheiten würde sich das

neue Regulierungssystem der Ebene 4 vom norwegischen unterscheiden, es könnte sogar eine deutlich steuernde Wirkung bekommen.

Die Versorgung der Kunden mit elektrischer Energie kann heute auch technologisch in der physikalischen Möglichkeit angegangen werden, dies ohne Grossflächennetze zu tun. Neben der sich natürlich einstellenden Kostenreduktion bei den Netzen, der Rückgabe von verbrauchten ökologischen Reserven würde es auch zu einer erheblichen Verringerung von volkswirtschaftlichen Risiken kommen. Diese Risiken liegen in der kombinierten Nutzung von Grosskraftwerken mit den notwendigen Grossflächennetzen. Hier sind nicht die Kraftwerke, sondern die Netze gemeint. Ihnen wohnt das systemimmanente hohe sicherheitstechnische Risiko eines sensiblen nicht sicherbaren Gross-Flächenbauwerkes inne.

Die Realisierung des beschriebenen neuen Stromversorgungssystems wird,

initiiert durch die Technologieentwicklung in der Erzeugung und Speicherung, kommen. Ein regulatorischer Quantensprung würde die schweizerische Stromnetzregulierung auch frühzeitig in die Lage versetzen, die kommenden Innovations- und Technologiegradienten verantwortungsvoll und zielorientiert zu lenken.

Literatur

- Benthous, M., Wechsel von einer IST-Kosten- zu einer investitionslenkenden Regulierung in Stromverteilnetzen, 2015. Der vorliegende Artikel ist eine gekürzte Version dieses Aufsatzes, der in vollständiger Länge auf www.bulletin-online.ch verfügbar ist.

Autor

Dr. **Manfred Benthous** war zwischen 1992 und 2014 in leitender Funktion beim E.ON-Energiekonzern tätig. Seit 2014 ist er Lehrbeauftragter der Technischen Universität München und freier Mitarbeiter bei einem Beratungsunternehmen der Energiewirtschaft.

Manfred Benthous, DE-80802 München
manfred.benthous@googlemail.com