

Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf

Dierk Bauknecht und Matthias Koch

Die Anreizregulierung der Stromnetzmonopole, die Anfang 2009 auch in Deutschland gestartet ist, wurde vor allem entwickelt, um Anreize für einen möglichst kosteneffizienten Netzbetrieb zu vermitteln. Vor allem in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der dezentralen Erzeugung stellt sich aber die Frage, wie auch andere politische Ziele und die langfristige Entwicklung der Netzinfrastruktur in diesen Regulierungsrahmen integriert werden können. Insbesondere bei der Entwicklung von intelligenten Netzen geht es dabei nicht mehr nur um Erweiterungsinvestitionen im Rahmen der bestehenden Netzstruktur, sondern auch um die Entwicklung innovativer Netzkonzepte. Ein Blick nach Großbritannien zeigt, wie sich durch die Wahl geeigneter Regulierungsinstrumente Kosteneffizienz und Investitionen in Netzinnovationen vereinbaren lassen.

Inwieweit die Anreizregulierung den Netzbetreibern ermöglicht, in Forschung und Entwicklung (F&E) aktiv zu sein und wie sie weiterentwickelt werden kann, wird derzeit vom Öko-Institut im Forschungsprojekt „Innovative Regulierung für intelligente Netze“ (IRIN) untersucht.

Auswirkungen der Anreizregulierung auf Innovationen

Die Anreizregulierung ist vor allem eingeführt worden, um die kurzfristige Effizienz in den Netzen zu erhöhen. Mit dem Wechsel von der kostenbasierten Regulierung zur Anreizregulierung war aber auch die Hoffnung verbunden, dass damit auch die Innovationsfähigkeit der Netze gestärkt wird. Betrachtet man jedoch genauer, wie die Anreizregulierung auf die regulierten Unternehmen wirkt, dann wird diese Vermutung kaum untermauert. Zwar gibt es im Stromsektor auch international weder für die eine noch für die andere These aussagekräftige empirische Belege – teilweise weil die Anreizregulierung erst vor kurzem eingeführt wurde, teilweise weil Stromnetzbetreiber in der alten Welt vor der Anreizregulierung sowieso nur ein sehr geringes Interesse an F&E hatten und entsprechend auch kein Rückgang beobachtet werden kann.

Die folgenden Überlegungen stützen jedoch die These, dass die reine Anreizregulierung nicht wie ursprünglich erwartet eine innovationsfördernde Wirkung hat und Innovationen im Vergleich zur zuvor verbreiteten kostenbasierten Regulierung sogar eher behindern kann [1, 2, 3].



Für eine erfolgreiche Integration dezentraler und erneuerbarer Energien in die Netze muss die Anreizregulierung um Innovationsanreize ergänzt werden
Foto: Getty Images

Innerhalb der Anreizregulierung können die Unternehmen die Kosten und damit das Innovationsrisiko nicht mehr wie bei der kostenbasierten Regulierung direkt an die Kunden weiterreichen. Vielmehr müssen sie die Kosten für F&E dadurch erwirtschaften, dass die Innovationen zu tatsächlichen Kostensenkungen im Netz führen. Im Gegensatz zur kostenbasierten Regulierung haben die regulierten Unternehmen also zunächst einen Anreiz, F&E nicht als Selbstzweck zu betreiben, sondern möglichst effektive und effiziente Innovationen zu entwickeln.

Allerdings können die Unternehmen nur zeitlich begrenzt von den Innovationsge-

winnen profitieren. Dadurch wird es für die Netzbetreiber schwierig, Innovationskosten zu refinanzieren, gerade wenn die Innovationen zu kurzfristig hohen Kosten und langfristigen Verbesserungen im Netz führen. Innerhalb einer Regulierungsperiode werden die genehmigten Netzentgelte von der Regulierungsbehörde zwar im Prinzip nicht angetastet, wodurch niedrigere Kosten zu höheren Renditen führen. Mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode werden die Effizienzgewinne dann allerdings abgeschöpft und die Netzentgelte entsprechend nach unten angepasst.

Bei dieser Anpassung der Netzentgelte berücksichtigt der Regulierer nicht, ob Kos-

tensenkungen durch aufwendige F&E-Anstrengungen erzielt worden sind. Vielmehr werden „normale“ Effizienzgewinne und F&E-basierte Kostensenkungen in einen Topf geworfen. Während Innovationsgewinne in nicht-regulierten Märkten von Patenten geschützt werden, bieten die Regulierungsperioden nur einen zeitlich sehr viel eingeschränkteren Schutz.

Sind die Innovationsanstrengungen eines Unternehmens weniger erfolgreich, dann kann es seine F&E-Kosten weder an die Kunden weitergeben noch über Kostensenkungen finanzieren. Führt F&E jedoch zu tatsächlichen Verbesserungen im Netz und niedrigeren Kosten, dann kann das Unternehmen aufgrund der regulatorischen Anpassung der Netzentgelte nur bedingt von höheren Renditen profitieren.

Diese asymmetrische Behandlung von Kosten und Nutzen ist auch deshalb problematisch, weil F&E gemeinhin kein reiner Optimierungsprozess ist, bei dem das Unternehmen ex-ante höhere Kosten vollständig gegen den Nutzen von F&E abwägen kann. F&E ist naturgemäß mit Unsicherheit und mit einem höheren Risiko verbunden als andere unternehmerische Aktivitäten und der Erfolg von F&E lässt sich nur bedingt vorab einzuschätzen. Auch das Scheitern von Projekten kann nicht ausgeschlossen werden. In der dargestellten regulatorischen Behandlung von Innovationsgewinnen wird diese Unsicherheit jedoch nicht berücksichtigt.

Kostenrisiken liegen hauptsächlich bei den Netzbetreibern

Dadurch, dass Unternehmen F&E-Kosten über Innovationsgewinne erwirtschaften müssen, diese Gewinne jedoch recht zügig an die Netzkunden weitergegeben werden, kann ein Ungleichgewicht bei der Verteilung von Kosten und Nutzen entstehen. Liegt das Kostenrisiko hauptsächlich bei den Netzbetreibern, dann sind die Anreize entsprechend gering, auf diesem Feld aktiv zu werden.

Die dargestellten Probleme bei der regulatorischen Behandlung von F&E betreffen zunächst Innovationen, die dazu beitragen, die Kosten der Netze zu senken und die damit

eigentlich im Fokus der Anreizregulierung stehen sollten. Darüber hinaus verschärft sich das Problem aber in den Fällen, in denen die Innovationen nicht nur die Kosten der Versorgungsfunktion des Netzes reduzieren, sondern dazu beitragen, zusätzliche Ziele zu erfüllen, wie z. B. die Integration der erneuerbaren Energien in die Netze. Denn diese zusätzlichen Aufgaben führen meist zu höheren Kosten und stehen damit ohnehin schon in einem Spannungsverhältnis zur Anreizregulierung.

Während kostensenkende Innovationen im Prinzip auch dem Netzbetreiber nutzen, dient eine bessere Integration von erneuerbaren Energien vor allem der Erfüllung nationaler Politikziele und den Betreibern der jeweiligen Erzeugungsanlagen. Wenn der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung einerseits seine F&E-Kosten durch Innovationsgewinne erwirtschaften muss, andererseits jedoch zumindest ein Teil des Nutzens von F&E überhaupt nicht beim Netzbetreiber anfällt, dann sinkt der Anreiz für F&E weiter. Anders gesagt: Wenn die Netzbetreiber keinen ausreichenden Anreiz haben, erneuerbare Energien und dezentrale Erzeugung in ihre Netze zu integrieren, dann haben sie erst recht keinen Anreiz, dafür innovative Konzepte zu entwickeln.

Innovationsorientierte Regulierungsmechanismen

Ausgehend von der Analyse der Innovationswirkung der Anreizregulierung stellt sich daher die Frage, mit welchen Instrumenten die Regulierung auf Innovationsdefizite reagieren kann. Grundsätzlich stehen der Regulierung zwei Ansatzpunkte für die Berücksichtigung von Innovationen zur Verfügung: zum einen die Innovationsinputs, also vor allem die Ausgaben für F&E, zum anderen die Innovationen selbst, also die Outputs der F&E-Aktivitäten eines Unternehmens.

Inputorientierte Maßnahmen

Inputorientierte Maßnahmen basieren darauf, dass die Kosten, die dem Unternehmen für F&E entstehen, in der Regulierung explizit berücksichtigt werden. Grundsätzlich können bei der kostenbasierten Regulierung zwei Ansätze unterschieden werden:

erstens eine direkte Kostenerstattung und zweitens die regulatorische Behandlung von F&E-Ausgaben als Investitionen.

Bei der direkten Kostenerstattung können Netzbetreiber die Kosten, die durch F&E entstehen, direkt über die Netzentgelte an die Netzkunden weitergeben. Dieser Mechanismus sichert die regulierten Netzbetreiber gegen das Kostenrisiko von F&E ab und überträgt das Kostenrisiko auf die Netzkunden, die letztendlich auch von den Innovationsgewinnen profitieren. Den Netzbetreibern wird so ein Anreiz gegen F&E genommen.

Beim zweiten Ansatz werden F&E-Kosten grundsätzlich nicht als Betriebskosten, sondern als Investitionen behandelt, d. h. die berücksichtigten F&E-Kosten werden in das regulierte Anlagevermögen eingestellt und abgeschrieben. Dem Netzbetreiber wird es so ermöglicht, die Kosten nicht nur direkt an die Netzkunden weiterzugeben, sondern zusätzlich auf diese Ausgaben eine Rendite zu erzielen. F&E-Aktivitäten werden für die Unternehmen entsprechend attraktiver. Begründet werden kann die regulatorische Behandlung von F&E als Investitionen damit, dass die Ausgaben zukunftsorientiert sind und erst in späteren Jahren einen Nutzen generieren.

Es gibt einige Hinweise darauf, dass die Behandlung von F&E-Ausgaben als Investitionen dazu führt, dass die regulierten Unternehmen ihre F&E-Ausgaben erhöhen (vgl. [4]). Das Problem dabei ist, dass die Unternehmen dadurch einen Anreiz haben, ihre F&E-Ausgaben, auf die sie eine Rendite erzielen können, zu erhöhen – unabhängig von den tatsächlich entwickelten Innovationen.

Bei allen Mechanismen, die eine Sonderbehandlung von innovationsbezogenen Kosten vorsehen, stellt sich das Problem der Abgrenzung von F&E-Ausgaben. Es besteht die Gefahr, dass die Netzbetreiber versuchen, möglichst viele Kosten zu Innovationskosten zu erklären, auch solche, die in anderen Bereichen angefallen sind. Das F&E-Budget, das direkt an die Kunden weitergereicht oder als Kapitalkosten behandelt wird, sollte deshalb in jedem Fall nach oben begrenzt werden.

Outputorientierte Maßnahmen

Im Gegensatz zu den kostenbasierten Mechanismen setzen outputorientierte Maßnahmen nicht an den Kosten für F&E an, sondern an den tatsächlich entwickelten und umgesetzten Innovationen. Unter einem solchen Regime wird den Unternehmen für erfolgreich umgesetzte Innovationen eine Erhöhung der Erlös- oder Preisobergrenze, der sie im Rahmen der Anreizregulierung unterliegen, zugestanden. Ein solcher Ansatz entspricht damit der preisbasierten Regulierung.

Outputorientierte Maßnahmen geben den Netzbetreibern im Gegensatz zu inputorientierten Mechanismen einen stärkeren Anreiz für effiziente und effektive F&E-Aktivitäten. Die Unternehmen können keine Rendite auf die Forschungskosten erzielen, sondern nur von den tatsächlich realisierten Innovationen profitieren. Denn nur dann wird ihre Preis- oder Erlösbergrenze entsprechend erhöht.

Das zentrale Problem, das sich der Regulierungsbehörde bei diesem Ansatz stellt, ist, wie Innovationen ermittelt und bewertet werden können. Eine Möglichkeit ist, sich an Innovationsindikatoren, wie z. B. Patenten, zu orientieren ([2], S. 4). Allerdings werden sich die Innovationsaktivitäten der Netzbetreiber nur in den wenigsten Fällen in Patenten niederschlagen, da Netzbetreiber vor allem im Bereich der Umsetzung und Demonstration von Innovationen aktiv sind. Alternativ können Innovationen in einem ex ante festgelegten Bereich adressiert werden. So wird in den britischen Registered Power Zones (siehe unten) der innovative Anschluss dezentraler Erzeugung einer regulatorischen Sonderbehandlung unterworfen.

Entwicklungen in Großbritannien

In Großbritannien, dem Pionier der Anreizregulierung, werden diese Fragestellungen schon länger diskutiert und das Regulierungsregime wird entsprechend angepasst. In der Regulierungsperiode 2005 bis 2010 für Verteilnetze (DPCR 4) sind erstmalig zwei Instrumente zur Förderung von Netzinnovationen eingeführt worden: Registered

Power Zones (RPZ) für den innovativen Anschluss dezentraler Erzeugung und Innovation Funding Incentive (IFI) für allgemeine Netzinnovationen [5]. Bei beiden Instrumenten können Verteilnetzbetreiber zusätzliche Erlöse erzielen, wenn sie in F&E aktiv sind. Während sich das Instrument der RPZ nicht bewährt hat und bis März 2012 eingestellt wird, wird das IFI-Instrument auch in der aktuellen Regulierungsperiode 2010 bis 2015 (DPCR 5) zunächst fortgeführt [6].

Beide Instrumente stellen einen Versuch dar, F&E-Anreize mit Hilfe der oben beschriebenen Mechanismen direkt in die Anreizregulierungsformel zu integrieren. RPZ hat dabei output- und input-basierte Mechanismen kombiniert, während beim IFI inputorientiert 80 % der Kosten an die Netzkunden weitergegeben werden können. Die restlichen 20 % des Kostenrisikos verbleiben beim Netzbetreiber. Die Kosten, die dabei in den einzelnen Netzen entstehen, werden von den jeweiligen Netzkunden getragen.

In der gerade begonnenen Regulierungsperiode (DPCR 5) zeigt sich jedoch eine Abkehr von dem Versuch, F&E-Instrumente unmittelbar in die Anreizregulierung zu integrieren – sowohl was die Begründung auf der Zielebene angeht als auch bezüglich der Entwicklung von Mechanismen, die in die Anreizregulierungsformel einfließen und entsprechend von den Netzkunden des jeweiligen Netzbetreibers finanziert werden.

Während in den vorangegangenen Regulierungsperioden in erster Linie Kosteneffizienz und Servicequalität für die Endkunden im Vordergrund standen und als Begründung für die Innovationsinstrumente dienen, ist jetzt auch die Netztransformation zum Aufbau einer klimafreundlichen und nachhaltigen Stromerzeugung ein gleichberechtigtes Ziel. Mit diesem Ziel werden auch die neuen Innovationsinstrumente gerechtfertigt [5,7].

Low Carbon Network Fund

Unter dem neu eingerichteten Low Carbon Network Fund (LCN), ausgestattet mit 500 Mio. £ für die laufende Regulierungsperiode, werden vor allem F&E-Projekte zur Einbindung von dezentralen und erneuerbaren

Energien in das britische Stromsystem gefördert. Die Kosten dieser Projekte werden zu 90 % direkt über die genehmigten Netznutzungsentgelte (und damit von den Endkunden) und zu 10 % von den beteiligten Netzbetreibern getragen.

Neu ist allerdings, dass der LCN-Fund von allen Netznutzern gespeist wird und die Innovationskosten somit nicht nur von den Kunden einzelner Netzbetreiber finanziert werden. Damit ist der LCN-Fund primär auch kein Mechanismus, mit dem Aufschläge auf die Netzentgelte der einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden. Diese werden vielmehr vorab für alle Netzbetreiber festgelegt. Die Netzbetreiber müssen sich dann, ähnlich wie in der konventionellen F&E-Förderung, in einem mehrstufigen Auswahlverfahren um Finanzierung bewerben.

Ein Großteil des Budgets ist dabei für Leuchtturmprojekte vorgesehen. Die Förderentscheidung für diese Projekte trifft ein Expertengremium, in dem neben der Regulierungsbehörde Ofgem auch externe Experten aus verschiedenen Branchen vertreten sind. Während die F&E-Finanzierung also aus der Anreizregulierungsformel herausgenommen wird, bleibt sie im Aufgabenbereich des Regulierers, der eine wichtige Rolle in der Governance von F&E einnimmt. Gleichzeitig soll F&E stärker an die übergeordnete Energiepolitik gekoppelt werden. Als Auswahlkriterium für LCN-Projekte wird u. a. deren Beitrag zum Low Carbon Transition Plan der britischen Regierung herangezogen.

Die in den Projekten des LCN-Fund gewonnenen Lerneffekte sollen dabei explizit auch von anderen Netzbetreibern genutzt werden können, so dass der Schutz und die Nutzung von geistigem Eigentum gesondert geregelt werden. Dass die Netzbetreiber ihr innovatives Wissen nicht ausschließlich für sich behalten können, ist der Sozialisierung der Kosten geschuldet. Diese trägt wiederum der Tatsache Rechnung, dass es nicht um Probleme in einzelnen Netzen geht, sondern um den landesweiten Ausbau neuer Erzeugungstechnologien mit einer starken regionalen Differenzierung der Ausbauswerpunkte und der damit verbundenen Kosten. Jedoch untergräbt diese teilweise Sozialisierung der Innovationsergebnisse

möglicherweise auch die Innovationsanreize für die einzelnen Netzbetreiber.

Darüber hinaus wurde im Rahmen der RPI-X@20 Initiative, welche sich mit den grundsätzlichen und langfristigen Zielen und Aufgaben der Netzregulierung in Großbritannien beschäftigt, das sog. RIIO-Modell (Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs) entwickelt [8, 9]. Kernpunkte dieses zukünftigen Regulierungsmodells, welches den bisherigen RPI-X-Ansatz ersetzt, sind eine outputorientierte Regulierung sowie eine langfristige Regulierungsperspektive. So wird bspw. die Regulierungsperiode auf acht Jahre verlängert, um verstärkt auch erst längerfristig wirkende Kostensenkungspotenziale zu erschließen. Kosten für die Entwicklung von Netzinnovationen werden ebenfalls und zum Teil auch periodenübergreifend im neuen RIIO-Modell berücksichtigt. Damit verfolgt RIIO das Ziel, separate F&E-Instrumente durch einen Regulierungsansatz zu ersetzen, der den Netzbetreibern inhärente Anreize gibt, die vorgegebenen Outputs wo immer sinnvoll auch mit innovativen Mitteln zu erreichen.

Der Innovationsbedarf für den Umbau der Netzinfrastruktur ist jedoch so hoch, dass Ofgem sich zunächst nicht alleine auf die outputorientierten Elemente im RIIO-Modell verlassen will. Vielmehr wird mit dem „Innovation Stimulus Package“ zunächst ein spezieller Innovationsfond eingerichtet, der auf dem LCN-Fund aufbauen und Netzinnovationen gezielt fördern soll. Das RIIO-Modell wird zusammen mit dem „Innovation Stimulus Package“ erstmalig bei dem nun anstehenden Review für die Übertragungsnetze im Stromsektor (TPCR5) sowie die Verteilnetze im Gassektor (GDPCR2) angewendet [9].

Ist die Integration von F&E der richtige Weg?

Die relativ schwachen Innovationsanreize der Anreizregulierung stehen im Widerspruch zum zunehmenden Innovationsbedarf in den Netzen. Dieser Widerspruch wird weiter verschärft, wenn die Innovationen nicht nur dazu dienen, die Kosten der bisherigen Versorgungsfunktion der Netze zu reduzieren, sondern wenn sie vor allem

benötigt werden, um dezentrale und erneuerbare Energien in die Netze zu integrieren. Dies spricht dafür, die reine Anreizregulierung entsprechend zu ergänzen. Dafür stehen input- und outputorientierte Mechanismen zur Verfügung.

Die Erfahrungen Großbritanniens zeigen einerseits, wie Innovationsanreize in die Anreizregulierungsformel integriert werden können und wie die beschriebenen input- und outputorientierten Mechanismen in einem hybriden Instrument kombiniert werden können. Dies kann dazu beitragen, Innovations- und Effizianzanreize zu verknüpfen. Andererseits werfen die Entwicklungen in Großbritannien aber auch die Frage auf, ob eine Integration von F&E in die Anreizregulierungsformel der zielführende Weg ist oder ob F&E-Aktivitäten nicht besser außerhalb der eigentlichen Anreizregulierung und mit eher konventionellen F&E-Instrumenten adressiert werden sollten.

Quellen

- [1] Brunekreeft, G.; Bauknecht, D.: Regulierung und Innovationstätigkeit: eine ökonomische Perspektive. In Hoffmann-Riem, W.; Eifert, M. (eds), Innovationsfördernde Regulierung, Berlin: Duncker&Humblot 2009, S. 243-256.
- [2] Holt, D.: Where has the innovation gone? R&D in UK utility regulation. Oxera, Agenda November 2005.

[3] Jamasb, T. and Pollitt, M.: Liberalisation and R&D in network industries: The case of the electricity industry. In: Research Policy, 37 (6-7) 2008, S. 995-1008.

[4] Mayo, J. W. and Flynn, J. E.: The effects of regulation on research and development: theory and evidence. Journal of Business, 61 (3) 1988, S. 321-336.

[5] Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (ed): Electricity Distribution Price Control Review – Final Proposals. London 2004.

[6] Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (ed): Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals – Incentives and Obligations Decision Document Ref. 145/09. London 2009.

[7] Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (ed): Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals Decision Document Ref. 144/09. London 2009.

[8] Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (ed): Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 Recommendations: Implementing Sustainable Network Regulation. Supporting paper, London 2010.

[9] Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (ed): RIIO: A new way to regulate energy networks – final decision. London 2010.

*Dipl.-Pol. D. Bauknecht und Dr. M. Koch,
Öko-Institut e. V., Freiburg
D.Bauknecht@oeko.de*

Das IRIN-Projekt wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Weitere Informationen: www.bremer-energie-institut.de/irin/de/background

BDEW-Informationstage: Gleichbehandlungsbericht 2010

Stichtag für den von allen Netzbetreibern vorzulegenden Gleichbehandlungsbericht ist der 31.3.2011. Der BDEW bietet daher zu diesem wichtigen Thema zwei Informationstage an, die am 2.2.2011 in Bonn und am 16.2.2011 in Berlin stattfinden. Die Informationstage wenden sich an die Gleichbehandlungsbeauftragten bzw. die Verantwortlichen für die Gleichbehandlungsstelle und Berichterstattung. Im Mittelpunkt der Informationstage werden die Anforderungen an den Bericht und die Diskussion über den Umfang und die Darstellung der Entwicklungen bei den Entflechtungsaktivitäten in den Unternehmen stehen. Ein weiterer Schwerpunkt wird das novellierte EnWG und die Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes sein. Regelungen zur Entflechtung werden mit Blick auf die unterschiedlichen Netzbetreiber vorgestellt und deren Auswirkungen auf die Unternehmenspraxis diskutiert. Praxisberichte von Gleichbehandlungsbeauftragten zeigen den Teilnehmern Lösungen für ihre Arbeit und geben Anregungen für neue Aktivitäten. Zudem wird dem Erfahrungsaustausch zwischen den Teilnehmern breiter Raum gegeben.

Weitere Informationen: www.bdew.de