

Deutsche Strommarktregulierung : quo vadis?

Autor(en): **Vaterlaus, Stephan**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **106 (2015)**

Heft 5

PDF erstellt am: **24.04.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-856641>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Deutsche Strommarktregulierung: Quo vadis?

Evolutionäre Weiterentwicklung des deutschen Regulierungsrahmens

Nachdem 2014 in Deutschland die zweite Regulierungsperiode für die Stromverteilnetzbetreiber begonnen hat, wird aktuell über die Ausgestaltung der Anreizregulierung ab der dritten Regulierungsperiode diskutiert. Für die Schweiz zeigt die Diskussion, wie schwierig sich der Ausgleich zwischen Effizienz- und Investitions- respektive Innovationsanreizen gestaltet. Zudem verdeutlicht die Erfahrung in Deutschland, dass ein möglichst repräsentativer Datenpool aufseiten der Branche für die Abschätzung der Konsequenzen eines Regulierungsinstruments sehr wichtig ist.

Stephan Vaterlaus

In Deutschland werden die Obergrenzen für die Netzerlöse der Stromnetzbetreiber seit dem Jahr 2009 im Rahmen einer Anreizregulierung festgelegt. Basierend auf den Kosten- und Strukturdaten eines definierten Referenzjahrs (Fotojahr) wird jedem Netzbetreiber für die Dauer einer Regulierungsperiode von fünf Jahren eine Erlösvorgabe definiert. Schafft es der Netzbetreiber, seine Kosten unterhalb der vorgegebenen Erlöse zu senken, kann er seinen Gewinn gegenüber der in den Vollkosten enthaltenen Eigenkapitalverzinsung erhöhen. Dieser zusätzliche Gewinn innerhalb einer Regulierungsperiode verbleibt beim Netzbetreiber. Um die Erlösvorgabe zu ermitteln, wird ausgehend von den geprüften Kosten eine Regulierungsformel mit verschiedenen Elementen angewandt.

Wie **Bild 1** zeigt, müssen die Erlöse, die im Fotojahr noch kostenbasiert sind, bis zum Ende der Regulierungsperiode typischerweise reduziert werden. Die Erlössenkungsvorgabe ergibt sich aus einem allgemeinen Produktivitätsfaktor, der eine Erlössenkung für die gesamte Branche bewirkt, und einer individuellen Effizienzvorgabe, die dem Effizienzzrückstand eines Netzbetreibers auf die effizientesten Unternehmen der Branche entspricht. Der so ermittelte Erlöspfad wird jährlich an die Inflation angepasst.

Aufgrund der Tatsache, dass die Erlösvorgabe auf vergangenen Ist-Kosten des Netzbetreibers definiert wird, beinhaltet die Regulierungsformel in Deutschland auch einen Mechanismus, der sicherstellen soll, dass kostenerhöhende Investitionen aufgrund der Erweiterung der Versorgungsaufgabe auch während der Regulierungsperiode berücksichtigt werden

können. Schliesslich wird der Erlös auch noch um einen Bonus oder Malus angepasst, der sich in Abhängigkeit der Versorgungsqualität ergibt.

2014 hat in Deutschland für die Stromnetzbetreiber die zweite Regulierungsperiode begonnen, die bis Ende 2018 dauert. Das energiewirtschaftliche Umfeld in den Jahren 2006 und 2007, in welchem die heute gültige Anreizregulierung entwickelt und eingeführt wurde, hat sich inzwischen durch die Energiewende stark gewandelt. Mit den angedachten Veränderungen im Erzeugungspark (weg von Atomstrom und hin zu vermehrter dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien) sind erhebliche Netzinvestitionen verbunden. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) als Regulierungsbehörde ihren Evaluierungsbericht verfasst, den sie gemäss Anreizregulierungsverordnung (ARegV) [1] dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bis Ende 2014 vorlegen musste (ARegV, § 33 Abs. 1 und 2).

$$\text{Erlöse}_t = \text{Kosten}_{(t-2)} - \text{Effizienzvorgabe} + \text{Inflation} - \text{allg. Produktivität} + \text{Kosten Erweiterungsinvestitionen} -/+ \text{Qualitätsmalus/-bonus}$$

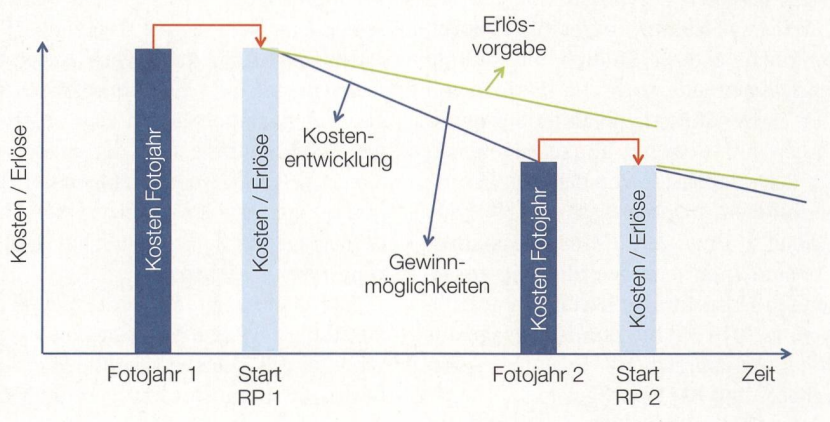


Bild 1 Auf Basis von um zwei Jahre verzögerten Kosten wird dem Netzbetreiber eine Erlösvorgabe für die Dauer einer Regulierungsperiode vorgegeben. Gelingt es dem Netzbetreiber, die Kosten unter die Erlösvorgabe zu senken, kann er Gewinne erzielen. Um Investitionskosten während der Regulierungsperiode nicht zu behindern und Gewinne nicht auf «Kosten» der Qualität zu erzielen, werden in der Regulierungsformel entsprechende Elemente eingeführt (Erweiterungsfaktor und Qualitätsbonus/-malus).

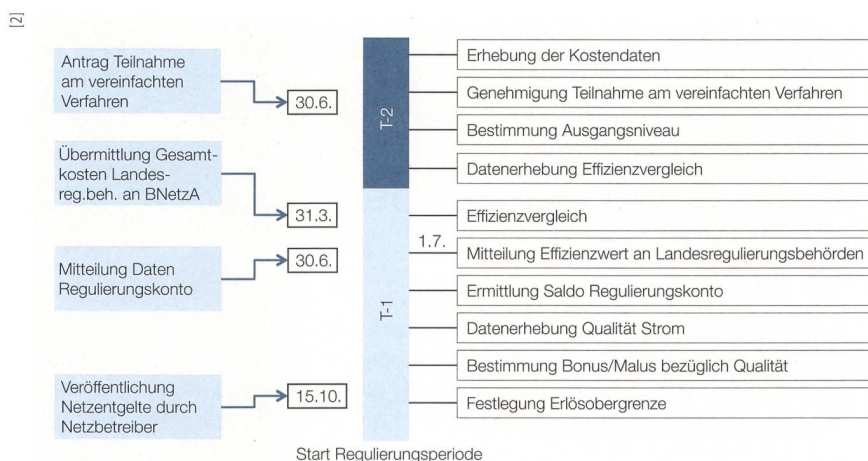


Bild 2 Der Prozess von der Datenerhebung bis zur Publikation der Netzentgelte durch die Netzbetreiber ist in Deutschland sehr eng getaktet. In der Vergangenheit konnten immer wieder diverse Fristen nicht eingehalten werden. Um den Prozess zu vereinfachen, schlägt die Bundesnetzagentur an verschiedenen Stellen Modifikationen vor.

Ziel des Evaluierungsberichts ist die Beurteilung der Erfahrungen mit der Anreizregulierung in der ersten und zweiten Regulierungsperiode als Grundlage des Regulierungsrahmens ab der dritten Regulierungsperiode. Leiten liess sich die Bundesnetzagentur dabei von den mit der Einführung der Anreizregulierung verbundenen Zielsetzungen [2]:

- Kostensenkungspotenziale erschliessen und an die Netznutzer weitergeben.
- Investitionen und Investitionsfähigkeit sichern.
- Innovationen ermöglichen.
- Effizienz steigern.
- Versorgungssicherheit erhalten.
- Stablen Rahmen gewähren.
- Möglichst schlanke Regulierung sicherstellen.

Im Rahmen der Evaluation hat die Bundesnetzagentur, unterstützt durch zahlreiche externe Studien, die relevanten Themen untersucht. Im Rahmen von vier sogenannten Evaluierungsworkshops und diversen Einzelgesprächen mit den wichtigsten von der Regulierung betroffenen Anspruchsgruppen (Netzbetreiber, Erzeuger, Gewerkschaften, Konsumenten usw.) wurden die vorliegenden Erkenntnisse jeweils vorgestellt. Anfang 2015 hat die Bundesnetzagentur den umfangreichen Evaluierungsbericht [2] dem BMWi vorgelegt.

Das BMWi wird nun basierend auf diesen Erkenntnissen und unter Berücksichtigung weiterer (politischer) Einflussfaktoren in den nächsten Monaten eine Überarbeitung der ARegV vornehmen. In welcher Richtung das BMWi die möglichen Änderungen der ARegV sieht,

hat das Ministerium Mitte März 2015 im Rahmen eines Eckpunkte papiers dargelegt. [3]

Investitions- und Effizianzanreize im Zentrum

Auf knapp 500(!) Seiten stellt die Bundesnetzagentur verschiedenste Untersuchungen vor, würdigt die jeweiligen Argumente, zieht Schlussfolgerungen und leitet Empfehlungen zu den einzelnen Themenbereichen ab. Einen ausgearbeiteten Vorschlag zur konkreten Gestaltung des Regulierungsrahmens ab der dritten Regulierungsperiode erarbeitet die Bundesnetzagentur im Bericht nicht, da die Neukonzeption des zukünftigen Regulierungsrahmens nicht Teil des Evaluierungsauftrags ist. Wie in der Schweiz ist auch Deutschland die Regulierungsbehörde Vollzugs- und nicht gesetzgeberische Instanz. Trotz des Verzichts auf einen konkreten Ausgestaltungsvorschlag für den kommenden Regulierungsrahmen lassen sich aufgrund der Schwerpunkte und der gezogenen Schlussfolgerungen im Rahmen der Evaluation gewisse Präferenzen der Bundesnetzagentur zum zukünftigen Regulierungsrahmen ableiten.

Vor allem zeigt der Bericht, dass der zukünftige Regulierungsrahmen aus Sicht der Bundesnetzagentur mit drei wichtigen Herausforderungen umgehen muss:

Investitionsanreize

Mit den anstehenden grossen Investitionsvorhaben als Folge der Energiewende muss der Regulierungsrahmen auch die entsprechenden Investitionsan-

reize aussenden. Inwieweit diese Anreize bereits in der heutigen Ausgestaltung der Anreizregulierung gesetzt werden, war und ist Gegenstand kontroverser Diskussionen zwischen der Bundesnetzagentur und den Netzbetreibern. Zwar kommt die Bundesnetzagentur aufgrund empirischer Analysen zum Schluss, dass die Anreizregulierung das Investitionsverhalten nicht negativ beeinflusst hat, wobei gemäss Bundesnetzagentur die vorliegenden Daten eine abschliessende Einschätzung nicht erlauben. [2] Im Hinblick auf die zukünftigen Herausforderungen sieht die Bundesnetzagentur Handlungsbedarf bei der Art, Investitionsanreize zu setzen. Besonders der aus Sicht der Netzbetreiber sehr problematische Zeitverzug zwischen dem Anfallen der Investitionskosten beim Netzbetreiber bis zu dem Jahr, in welchem er die höheren Kosten über Erlösanpassungen wieder geltend machen kann, soll aus Sicht der Bundesnetzagentur gemildert werden. Zudem sieht die Bundesnetzagentur auch Handlungsbedarf, nicht nur Anreize für Erweiterungsinvestitionen zu setzen, sondern auch einen regulatorischen Rahmen zu setzen, der technologieneutral Innovationen fördert.

Effizianzanreize

Im heutigen System der Anreizregulierung erhält jeder Netzbetreiber eine individuelle Effizienzvorgabe. Diese wird im Rahmen eines sehr umfangreichen Effizienzvergleichs zwischen den Netzbetreibern ermittelt. Die Bundesnetzagentur sieht auch weiterhin die Notwendigkeit, im Rahmen der Erlösvorgabe solche individuellen Effizienzvorgaben zu bestimmen. Ebenso könne auch weiterhin eine allgemeine Produktivitätsvorgabe gerechtfertigt werden, da angenommen wird, dass die Netzbetreiber verglichen mit der Gesamtwirtschaft noch weitere Produktivitätssteigerungen realisieren können. Handlungsbedarf erkennt die Bundesnetzagentur bei verschiedenen Umsetzungsthemen, wobei die Vorschläge hauptsächlich darauf zielen, dass die Regulierungsbehörde mehr Freiheiten bei der Umsetzung des Effizienzvergleichs erhält. Dies wird von der Branche sehr kritisch beurteilt. Es wird befürchtet, dass die bereits im aktuellen System nur schwer nachvollziehbare Berechnung des eigenen Effizienzwertes noch undurchsichtiger wird. Bei einigen der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Modifikationen hat sich gezeigt, dass die jahrelange Begleitung des Effizienzver-

gleichs durch einen von der Branche initiierten Datenpool (Benchmarking Transparenz, BMT) Früchte getragen hat und die einzelnen Elemente im Sinne eines belastbareren Vergleichsmassstabs diskutiert und aufgenommen wurden.

Verfahrensverbesserungen

Der Prozess von der Erhebung der Kostendaten durch die Regulierungsbehörden (Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden) bis zur Publikation der Netzentgelte durch die Netzbetreiber ist sehr eng getaktet (Bild 2). Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die Bundesnetzagentur insbesondere mit der Durchführung des Effizienzvergleichs, aber auch mit der Übermittlung der Bescheide zu den definitiven Erlösobergrenzen, welche die Basis für die Bestimmung der Netzentgelte darstellen, regelmässig Termine nicht einhalten konnte. Als Ergebnis der Evaluation sieht deshalb die Bundesnetzagentur an verschiedenen Stellen potenziellen Handlungsbedarf. Änderungen bei Fristen und beim Prozess, wie Teilnetzübergänge zwischen Netzbetreibern während der Regulierungsperiode bearbeitet werden, sowie die Behandlung der kleinen Unternehmen, welche in Deutschland an einem vereinfachten Verfahren teilnehmen können, sind nur einige Aspekte der Vorschlagsliste.

Empfehlungen der Bundesnetzagentur

Die Empfehlungen der Bundesnetzagentur beinhalten zum einen die Anpassung einzelner Teilaspekte. Zu nennen sind beispielsweise:

- Reformen bei der Behandlung der Personalzusatzkosten (z.B. Ausgaben für Lohnzusatz- und Vorsorgeleistungen) im Rahmen des Effizienzvergleichs.
- Reformen beim Regulierungskonto, weil hier heute kein zeitnaher Ausgleich von Minder- oder Mehrerlösen möglich ist.
- Reformen beim vereinfachten Verfahren, weil hier die bisher angesetzten pauschalen Abzugsmöglichkeiten von nicht beeinflussbaren Kosten anstelle der tatsächlichen individuellen Kostenpositionen als zu grosszügig von der Bundesnetzagentur interpretiert werden.
- Reformen beim Effizienzvergleich, damit zum einen die Bundesnetzagentur weniger Einschränkungen bei der Umsetzung des Effizienzvergleichs hat (z.B. Wegfall der heute vorge-

schriebenen Pflichtparameter) und zum anderen der Struktur des Datensatzes besser Rechnung getragen wird (z.B. Unterstellung von konstanten Skalenerträgen oder Anpassungen bei der Ausreisseranalysen).

- Weitere Reformen bei der Transparenz sowie vermehrte Monitoringmöglichkeiten im Bereich der Qualität und der Investitionstätigkeiten.
 - Neue Instrumente, um die Innovationstätigkeit zu steigern. Hier stehen vor allem ein Bonusmodell (Netzbetreiber dürfen im Effizienzvergleich auch über 100% effizient sein und erhalten so einen Bonus) oder der aus Österreich bekannte Efficiency-Carry-Over-Mechanismus (nicht alle Kostensenkungen müssen am Ende der Regulierungsperiode an die Konsumenten weitergegeben werden) im Vordergrund.
- Aus diesen einzelnen Reformempfehlungen entwickelt die Bundesnetzagentur zum anderen vier Modellvorschläge für ein zukünftiges Regulierungssystem (Tabelle 1).

ARegV-Reform

In diesem Vorschlag sollen keine grundsätzlichen Änderungen des Regulierungsmodells und damit der ARegV vorgenommen werden. Im Vordergrund stehen die Anpassungen beim Erweiterungsfaktor, damit die Kosten von Erweiterungsinvestitionen zeitnahe und treffgenauer durch den Netzbetreiber in den Erlösen berücksichtigt werden können. Zudem soll ein Bonusmodell oder ein Efficiency-Carry-Over zusätzliche Mittel für Innovationen generieren.

Kapitalkostenabgleich

In diesem Modell sollen die Kapitalkosten auf Plankosten inklusive einer

Betriebskostenpauschale umgestellt werden, um den Zeitverzug abzubauen. Es findet ein jährlicher Plan-Ist-Abgleich statt. Weiterhin gibt es alle fünf Jahre ein Benchmarking auf den Gesamtkosten (Totex).

Gesamtkostenabgleich mit Bonus

Die Regulierungsperiode wird auf zwei Jahre verkürzt und die Kapitalkosten werden über Plankosten mit nachträglichem Abgleich berücksichtigt. Der Effizienzvergleich findet alle zwei Jahre statt, inklusive eines Bonusmodells für die effizientesten Unternehmen.

Differenzierte Regulierung

Dieser Vorschlag lehnt sich an das erste Modell an. Zusätzlich sieht er vor, dass Netzbetreiber, die besonders von Investitionen aufgrund der Energiewende betroffen sind, ihre Investitionen auf Plankostenbasis geltend machen können.

Mögliche Lehren für die Schweiz

Deutschland diskutiert wie die Schweiz aktuell die mögliche zukünftige Ausgestaltung der Regulierung von Stromnetzbetreibern. Während Deutschland dabei mit der mehrjährigen Erfahrung einer Anreizregulierung in die Diskussion startet, stellt für die Schweiz die jährliche Kostenregulierung den Ausgangspunkt dar. Unabhängig dieser unterschiedlichen Ausgangssituationen können einige Erfahrungen aus der deutschen Diskussion für die Schweiz von Nutzen sein. Die bisher in Deutschland aufgrund des Regulierungsrahmens starke Effizienzorientierung ist in der aktuellen Diskussion durch die Frage der richtigen und genügend ausgeprägten Investitions- und Innovationsan-

ARegV-Reform	Kapitalkostenabgleich	Gesamtkosten	Differenzierte Regulierung
– Angepasster Erweiterungsfaktor – Efficiency-Carry-Over	– Jährlicher Abgleich der Capex auf Plankostenbasis inkl. Opex-Pauschale – Alle 5 Jahre: Totex-Benchmarking	– Alle 2 Jahre: Abgleich der Totex und Totex-Benchmarking – Jährlicher Abgleich der Capex auf Plankostenbasis inkl. Opex-Pauschale – Bonus für Netzbetreiber, die die Effizienzgrenze setzen	– Öffnung der Investitionsmassnahmen für besonders von der Energiewende betroffene VNB – Differenzierungsmerkmal: Planung und Abstimmung des Ausbaubedarfs und der Massnahmen

Tabelle 1 Neben modellunabhängigen Reformvorschlägen hat die Bundesnetzagentur aufgrund der Ergebnisse des Evaluierungsberichts vier mögliche Regulierungssysteme skizziert. Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Modellen betreffen die Art der Berücksichtigung der Kapitalkosten, die Dauer der Regulierungsperiode und die Art, wie Investitionskosten in den Erlösen berücksichtigt werden sollen. [4]

reize ergänzt worden. Dabei hat sich gezeigt, dass es eine grosse Herausforderung ist, in einer Anreizregulierung einen idealen Ausgleich zwischen Effizienz- und damit Kostensenkungsanreizen sowie Investitionsanreizen und damit verbundenen steigenden Kosten zu finden.

Ein wichtiges Instrument für die Branche in Deutschland war der seit 2008 existierende Datenpool «Benchmarking Transparenz» (BMT). Indem die Branchenverbände und die Unternehmen Analysen auf einem mit dem der Bundesnetzagentur vergleichbaren Datenbestand durchführen lassen konnten, konnte der Diskussionsprozess im vergangenen Jahr sachlich fundiert begleitet werden. Insbesondere war es dadurch möglich, Vorschläge der Bundesnetzagentur zeitnah auch hinsichtlich der erwarteten Wirkung für die Branche insgesamt und für die Teilnehmer am BMT individuell zu beurteilen. Schliesslich hat die jahrelange Begleitung des Regulierungsprozesses durch BMT auch einige Probleme insbesondere im Bereich der Effizienzmessung aufzeigen können, welche von der Bundesnetzagentur in ihrer Evaluation aufgenommen wurde.

Somit lassen sich aufgrund der deutschen Diskussion zwei wesentliche Schlussfolgerungen für die künftige schweizerische Diskussion ableiten:

- Unabhängig des gewählten Regulierungsrahmens ist ein sorgfältiger Ausgleich zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen vor dem Hintergrund der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation wichtig. Die Wechselwirkungen zeigen sich dabei vielfach erst bei der detaillierten Ausgestaltung der vorgesehenen Regulierungsinstrumente.

Résumé

Régulation du marché allemand de l'électricité: quel avenir?

Un développement évolutif du cadre réglementaire allemand

En Allemagne, les plafonds des recettes liées à l'utilisation des réseaux pour les exploitants de réseaux d'électricité sont fixés depuis 2009 dans le cadre d'une réglementation incitative. Pour chaque exploitant de réseau, une prescription individuelle de recettes est définie par l'Agence fédérale des réseaux, et ce, pour une période de cinq ans à chaque fois. La deuxième période de régulation a débuté en 2014. Toutefois, le contexte a radicalement changé au cours des dernières années pour la branche de l'électricité, et ce, en raison du tournant énergétique. C'est pourquoi une réorganisation de la réglementation incitative à partir de la troisième période de régulation – qui commence en 2018 – est désormais en discussion. Sur la base des expériences faites jusqu'à présent, l'Agence fédérale des réseaux a rédigé un rapport d'évaluation qui doit servir de base au ministère fédéral compétent pour l'adaptation de la législation.

Ce rapport identifie trois domaines dans lesquels il est particulièrement nécessaire d'agir: d'abord, il convient de garantir que les investissements nécessaires dans le cadre du tournant énergétique soient effectués; en même temps, il faut optimiser les prescriptions d'efficacité en vigueur jusqu'à présent pour les gestionnaires du réseau de distribution; enfin, le rapport entrevoit également un potentiel d'amélioration pour les procédures. Sur la base de ces conclusions, le rapport propose alors quatre modèles d'un système de régulation futur. La Suisse peut elle aussi tirer des enseignements de la situation allemande, bien que les conditions diffèrent dans les deux pays. D'une part, il importe d'effectuer une comparaison minutieuse entre les incitations à l'efficacité et les incitations à l'investissement. D'autre part, un pool de données aussi représentatif et anonymisé que possible est essentiel, afin que la branche tout comme les acteurs individuels puissent évaluer suffisamment tôt les conséquences d'un élément de régulation donné.

Se

- Um diese Auswirkungen bereits im Rahmen der Diskussion des zukünftigen Regulierungsrahmens abschätzen zu können, ist ein möglichst repräsentativer und anonymisierter Datenpool, in dem die Netzbetreiber ihre Daten auch der Regulierungsbehörde übermitteln, wichtig. So kann die Branche, aber auch der einzelne Teilnehmer frühzeitig abschätzen, welche Konsequenzen die eine oder andere Ausgestaltungsart eines Regulierungsinstrumentes hat.

Referenzen

- [1] Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), Stand: 9. März 2015.

- [2] Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach §33 Anreizregulierungsverordnung, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung, Bonn, 2015; Grafik: S. 312.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilnetze, Berlin, 2015.
- [4] Bundesnetzagentur, Präsentation am 4. Workshop zur Evaluierung der ARegV vom 23. Oktober 2014, S. 27.

Autor

Dr. **Stephan Vaterlaus** ist Geschäftsführer von Polynomics AG
Polynomics AG, 4600 Olten
stephan.vaterlaus@polynomics.ch

Anzeige



Ihr unabhängiger Energiedienstleister

Wir unterstützen Sie kompetent in folgenden Bereichen:

- Zählerfernauslesung
- Energiedatenmanagement
- Smart Metering
- Energieprognosenerstellung
- Support und Reporting

Sysdex AG

Usterstrasse 111
CH-8600 Dübendorf

Telefon +41 44 801 68 88
www.sysdex.ch

NEUTRAL ■ SICHER ■ ZUVERLÄSSIG