

Alfons Haber



Im Rahmen der Anreizregulierung ist es möglich, dass notwendige Investitionen in die Netze, die vorwiegend durch das Anlagenalter bzw. deren Zustand und den Netzausbau getrieben sind, verzögert werden. In verschiedenen Ländern hat sich eine Reihe unterschiedlicher Ansätze herausgebildet, um einer solchen Verzögerung und der damit einhergehenden Minderung der Versorgungsqualität zu begegnen. Eine Übersicht über die Netzregulierung in Österreich, den bisher gemachten Erfahrungen mit dem Regulierungsverfahren und neuen Herausforderungen im Energiemarkt zeigt auf, was berücksichtigt werden muss, um zukünftig Investitionsstaus zu vermeiden.

Die kostenbasierte Regulierung orientiert sich am Prinzip der Kostendeckung. Die Regulierung der Preise für den Zugang, d. h. der Nutzung der Netze, sieht vor, dass jeder Netzbetreiber seine betriebsnotwendigen Kosten (inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) ersetzt bekommt.

Die Funktionsweise des Anreizregulierungssystems – in Österreich für die Stromverteilernetze seit 2006 angewendet [1] – beruht dagegen grundsätzlich darauf, dass ausgehend von einer definierten bzw. ermittelten Kostenbasis die Erlösbergrenze sinkt. Dies begründet sich u. a. im Abbau von Ineffizienzen und einem Produktivitätsfortschritt. Der Gewinn ist abhängig davon, ob entsprechende Reduktionen der Kosten realisiert werden können. Liegt der Kostenpfad über eine Regulierungsperiode t (z.B. $t =$ vier Jahre) unter dem vorgegebenen Erlöspfad, kann ein

zusätzlicher Gewinn erzielt werden, der somit einen sog. Anreiz zu einer wesentlichen Reduktion der Kosten bildet.

Bei der anreizorientierten Regulierung können sich verschiedene Herausforderungen im Zusammenhang mit Investitionsanreizen ergeben. Neben der Kapitalverzinsung als Folge der Regulierung ist hier auch die Rechtssicherheit zu nennen. In einzelnen Ländern spiegelt sich das insbesondere beim Wechsel von Regulierungssystemen wider.

Beim Übergang von einer Regulierungsperiode zur nächsten sind ebenfalls die jeweils gesetzten Anreize zur Effizienzsteigerung zu berücksichtigen. Denn bei der Anreizregulierung liegt ein wesentlicher Ansatz in der – zeitlich begrenzten – Entkoppelung von Preisen respektive Erlösen von den tatsächlichen Kosten. Parallel hierzu wird die Stärke des Anreizes zur produktiven Effizienz davon beeinflusst, wie Kostenreduktionen von Unternehmen in die Festlegung der Regulierungsparameter der nächsten Regulierungsperiode einfließen. Wenn die Kosteneinsparungen des Unternehmens in der ersten Regulierungsperiode direkt in die Abschläge des Unternehmens in der zweiten Regulierungsperiode einfließen, werden damit die Anreize zur produktiven Effizienz geschwächt. Zusätzlich hängt der Anreiz zur produktiven Effizienz davon ab, über welchen Zeitraum das Unternehmen durch oder aufgrund von Kostensenkungen einen Profit erzielen kann.

Anreizregulierung in Österreich

Die Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) bestimmt in Österreich auf der Grundlage von § 25 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) [2] die Grundsätze für die Ermittlung und die Zuordnung der Kosten, die Kriterien für die Tarifbestimmung sowie die Tarife für die für die Netznutzung zu entrichtenden Entgelte.

Im Zusammenhang mit der Tarifbestimmung und den zugehörigen Kriterien wird hier auszugsweise auf die Effizienz des Netzbetreibers eingegangen. § 16 Abs 4 SNT-VO (2010) [3] führt hierzu Folgendes aus: „Das Effizienzsteigerungspotenzial ist dadurch zu ermitteln, dass die Kosten eines Netzbetreibers den Kosten vergleichbarer, rationell geführter Unternehmen gegenübergestellt werden.“ Für die Realisierung des ermittelten Effizienzsteigerungspotenzials wurde den Unternehmen ein Zeitraum von acht Jahren beginnend zum 1.1.2006 eingeräumt. Zwischen dem Effizienzsteigerungspotenzial und der daraus abgeleiteten jährlichen Zielvorgabe besteht ein linearer Zusammenhang.

Neu ist seit dem Jahr 2010, dass ein Investitionsfaktor zur Erhöhung der Anreize für Investitionen in die Stromnetze eingeführt wurde und dieser den bisher angewandten Mengen-Kosten-Faktor ablöst. Jener basierte auf folgendem Grundsatz: Die Kostenstruktur von Verteilnetzbetreibern zeichnet sich durch eine Fixkostendegression aus. Bei nicht voll ausgelasteten Kapazitäten sinken die Durchschnittskosten mit einem Anstieg der Mengen an durchgeleiteter Energie, da bis zur Kapazitätsgrenze die Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit verteilter Energie unter den Durchschnittskosten liegen. Erst bei Erreichen der

Kapazitätsgrenze ist eine zusätzliche Investition in Kapazitäten notwendig, wobei in diesem Fall erneut eine Reserve für zukünftiges Mengenwachstum vorgesehen wird. Grundsätzlich steigen die Kosten jedoch nur unterproportional mit dem Mengenwachstum an (vgl. [4]).

Der Investitionsfaktor wird auf Basis der letztverfügbaren Kapitalkosten (Capital Expenditure – CAPEX) ermittelt und berücksichtigt nur mehr den individuellen Abschlag X_{ind} (bisher auch allgemeiner Abschlag X_{gen}) auf die Investitionen, die bis zum Jahr 2005 getätigt wurden. Ab 2006 werden keine Abschläge mehr vorgenommen, da ab diesem Zeitpunkt von einer effizienteren Investitionstätigkeit bei allen Netzbetreibern ausgegangen wird.

Die erstmalige Anwendung des Investitions- und Betriebskostenfaktors wird für die Tarifierung zum (voraussichtlich) 1.1.2011 erfolgen, da für 2010 die Kapitalkosten auf Basis der Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres 2008 unangepasst zur Anwendung kommen. Als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Investitionen wird ein Zuschlag (Mark Up) zu den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital – WACC) auf die Buchwertzugänge ab 2009 in Höhe von 1,05 % für die zweite Regulierungsperiode gewährt, der auch künftig Innovationen im Netz fördert (vgl. [5]).

Um ausschließlich notwendige Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize für die Durchführung von Investitionen zu gewährleisten, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen, welcher durch die Einführung eines entsprechenden Deckels abgefedert wird. Ein negativer Investitionsfaktor (vor Berücksichtigung des Mark-Ups) kommt nur dann zur Anwendung, falls dieser einen größeren Wert von mehr als 1,95 % der regulatorisch berücksichtigten CAPEX aufweist. Der die Toleranzgrenze übersteigende negative Investitionsfaktor wird...

Die aktuelle Ausgabe der „et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ mit dem vollständigen Beitrag können Sie [hier](#) bestellen.