

Eckpunktepapier Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor

Hintergrund

Hinsichtlich der Vorgaben einer schnellen, effizienten und die Versorgungssicherheit gewährleistenden Energiewende und den damit einhergehenden, notwendigen Kosten der Netzbetreiber zur Bewerkstellung dieser Herausforderungen bedarf die Methodenkonzption und Anwendung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktor einer dringlichen Überarbeitung. Sowohl die externen Schocks der vergangenen Jahre als auch die anstehenden Herausforderungen der Energiewende (angestrebte Umwidmungen und Stilllegungen im Gas, schnellerer und umfangreicherer Ausbau Strom) lassen die Annahme eines wesentlich von der Gesamtwirtschaft abweichenden, positiven Produktivitätsfortschritts der Netzwirtschaft zweifelhaft erscheinen. Dieser Effekt sollte entsprechend der ökonomischen Theorie nach Abzug von gesamtwirtschaftlichen Skalen- und Kompositionseffekten nachweisbar sein. Die volkswirtschaftliche Natur des Produktivitätsfaktors gibt eine kostensenkende Komponente im Sinne eines bspw. auf technischen Entwicklungen basierenden Fortschritts vor, kann aufgrund der Komponente der Inputpreisentwicklung aber auch kostenerhöhend wirken. Die Inputpreisentwicklung trägt den Preissteigerungen in Vorleistungen, Kapital und Arbeit Rechnung. Beide Komponenten haben ihre Berechtigung und sollten weiterhin berücksichtigt werden. Allerdings müssen sie in ihrer Maßgabe vergleichbar und sachgerecht dargestellt werden. Unstrittig ist eine weiterhin notwendige Berücksichtigung der Inflationierung der Kosten. Der Ansatz, dabei die Kapitalkosten, welche ohnehin durch den Kapitalkostenabgleich jahresscharf ausgeglichen werden, zu beseitigen, erscheint nachvollziehbar. Weiterhin wäre es sachgerecht, den zweijährigen Verzug des Verbraucherpreisindex zuzüglich Produktivitätsfaktor auf die Erlösobergrenze zu beseitigen.

Im Zusammenspiel mit der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Verkürzung der Regulierungsperioden bestünden in Anbetracht der hohen Komplexität sowie zeitintensiven Prüfung der Netzbetreiberdaten noch größere Zweifel an der sachgerechten Durchführbarkeit eines Xgen. Die aufwendige Datenerhebung und Datenplausibilisierung beschäftigt dabei nicht nur die Netzbetreiber, sondern maßgeblich auch die Landesregulierungsbehörden und auch die Bundesnetzagentur selbst. So zeigt sich gerade wieder in der Erlösobergrenzenfestlegung zur 4. Regulierungsperiode Gas wie auch Strom, dass ein korrekt durchgeführtes Xgen-Verfahren den gesamten Festlegungsprozess lähmen kann. Aufgrund dieser Verfahrensträgheit und Komplexität des aktuellen Verfahrens müsste der Xgen jedenfalls bei kürzeren Regulierungsperioden abgeschafft werden oder aber lediglich im Strom beibehalten, aber das Verfahren zu seiner Bestimmung maßgeblich vereinfacht werden.

Wir als Netzbetreiber lehnen die Verkürzung der Regulierungsperiode weiterhin ab. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür wäre die signifikante Verkürzung der Bearbeitungszeiten unserer Anträge und Verwaltungsverfahren bei den Regulierungsbehörden. Aktuell beträgt der Zeitverzug zwischen dem Auftreten einer Erlösabweichung und der erstmaligen

Berücksichtigung der Korrektur in den Netzerlösen zwei Jahre. Einige Landesregulierungsbehörden benötigen aktuell fünf Jahre, bis sie alle Bescheide zur Kostenprüfung erstellt und versandt haben.

Vor diesem Hintergrund befürchten wir, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre nicht nur zu einem Mehr an bürokratischem Aufwand, sondern zusätzlich auch zu noch mehr Rechtsunsicherheit führt, ohne das eigentliche Problem der aufwachsenden OPEX adäquat zu lösen.

Sollte die Bundesnetzagentur an der Ermittlung eines generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts in bestehender Form festhalten, so sollten Fehler der Vergangenheit bewusst analysiert und - wo möglich - korrigiert werden. Im Hinblick auf die einschneidenden, strukturellen Veränderungen der Energiewirtschaft und einhergehender, wirtschaftlicher Rahmenbedingungen erscheint eine sachgerechtere Ermittlung anhand von zukunftsgerichteten Prognosen anstatt einer ausnahmslosen Vergangenheitsbetrachtung notwendig. Dabei ist insbesondere eine adäquate Berücksichtigung der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung zwingend erforderlich. Die bislang verwendeten Modelle stellen hierzu sowohl im angewandten Betrachtungszeitraum als auch bei den verwendeten Deflatorindexreihen keinen sachgerechten Vergleich zur Gesamtwirtschaft her. Die Branche hatte bereits bei der Festlegung des Xgen im Strombereich in der 3. RP darauf hingewiesen, dass aufgrund der unsachgemäßen Abbildung der Netzentgelte der von der BNetzA ermittelte Xgen zu hoch war. Er hätte deutlich auf einen Wert von Null oder sogar geringer angepasst werden müssen. Der Bundesgerichtshof hatte im letzten Jahr eine greifbare Überlegenheit der seinerzeit alternativ vorgebrachten Deflatoren der BNetzA verneint. Es sollte ein entsprechender Deflator gewählt werden, der alle Netzebenen berücksichtigt. Aufgrund der unabdingbaren Transformationskosten der Netzbetreiber sollte bei Beibehaltung eines Xgen eine konsistente Modellgrundlage Anwendung finden. Hierbei möchten wir auf die ermittelten Optimierungspotenziale des durch den BDEW in Auftrag gegebene „Methodengutachten Xgen“ von Oxera verweisen. Im Falle einer Erlösbergrenzenregulierung sollte neben der Entwicklung von Inputpreisen und technischem Fortschritt auch die Entwicklung der Outputmenge berücksichtigt werden. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (im Zusammenspiel mit dem VPI) der aktuellen Anreizregulierung wurde für eine Preisobergrenzenregulierung konzipiert und berücksichtigt die Entwicklung der Outputmengen nicht. Hier liegt bereits ein konzeptioneller Fehler in der aktuellen Regulierung vor, der behoben werden muss. Dies gilt umso mehr, da zur erwarten ist, dass sich der Output der Strom- und Gasnetze in den kommenden Jahren signifikant ändern wird.

Angesichts der Transformation der Gasnetze, die zu kürzeren Gasnetzlängen führen wird, allerdings nicht zu in gleichem Maße sinkenden Kosten, halten wir den sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas für noch stärker überarbeitungsbedürftig als im Strombereich. Dies kann auch zu einem vollständigen Wegfall bei alleiniger Berücksichtigung der Preissteigerung führen. Mindestens eine sorgfältige Prüfung auf Anwendbarkeit, Relevanz und Verhältnismäßigkeit des Xgen, oder aber die Entwicklung einer neuen Anreizsystematik, welche den neuen Herausforderungen der Gasnetzbetreiber (KANU2.0, Umwidmungen, Wärmeplanung, Mengenbedarfe, Stilllegungen) Rechnung trägt, muss durchgeführt werden, um die Energiewende gezielt auch mittels der Gasnetztransformation zu bewerkstelligen.

Allgemeines

Das Eckpunktepapier verengt den Anpassungs- und Handlungsbedarf zur Reform des sektoralen Produktivitätsfaktors aus unserer Sicht zu sehr auf wenige Punkte. Daher möchten wir an dieser Stelle die Gelegenheit nutzen, auch die zahlreichen weiteren Optimierungsansätze für eine Weiterentwicklung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors aufzuführen.

Stand der Wissenschaft

Die sachgerechte Ermittlung des Xgen muss auf Methoden beruhen, die dem aktuellen Stand der Wissenschaft entsprechen. Dies erfordert die Einhaltung wissenschaftlicher Standards bei der Methodenauswahl, einschließlich robuster, nachvollziehbarer und transparenter Verfahren. Die BNetzA schlägt in diesem Zusammenhang mehrere Methoden als geeignete Ansätze vor, welche in ihrer Sachdienlichkeit ausgiebig geprüft werden müssen. Dabei ist insbesondere darauf zu achten, dass die Modelle unter Berücksichtigung und datentechnischer und methodischer Unsicherheiten sowie im Vergleich zu Alternativen den wissenschaftlichen Anforderungen vollständig gerecht werden. Auch gilt es zu beachten, dass sich durch die zukunftsorientierten Überlegungen eine Abwägung zwischen wissenschaftlicher Korrektheit und zielführendem Pragmatismus die Waage hält.

Damit die Transformation der Energienetze gelingt und die dafür notwendigen Investitionen getätigt werden können, ist es wichtig, dass ein Xgen nicht das Erzielen einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG durch die Netzbetreiber verhindert. Insbesondere muss gewährleistet sein, dass der Xgen überschneidungsfrei zum Effizienzvergleich ermittelt und angewendet und eine Doppelbelastung der Netzbetreiber durch beide Instrumente vermieden wird. Insbesondere ist eine saubere Trennung zwischen der Angleichung der Effizienz der Netzbetreiber (Catch Up) und der Verbesserung der Effizienz der besten Netzbetreiber (Frontier Shift) erforderlich.

Im Folgenden möchten wir auf einige Aspekte hinweisen, welche diese Abwägungen präzisieren.

Zweijahresverzug (t-2)

Einen wesentlichen oft adressierten Kritikpunkt der bisherigen Xgen-Methodik stellt der Zweijahresverzug zwischen dem Eintreten von Preissteigerungen und der Berücksichtigung durch VPI und Xgen in der EOG-Formel dar. Kosten eines Regulierungsperiodenjahres werden hierbei nicht auf ihre realen Kosten des entsprechenden Jahres der Regulierungsperiode inflatiert, sondern auf die Kosten des vorletzten Jahres (t-2). Somit können Netzbetreiber ihre tatsächlichen Kosten nicht über die Netzentgelte einnehmen. Dies verursacht sachlich ungerechtfertigte Einbußen der Netzbetreiber, speziell in Phasen hoher Inflation und sorgt für Unmut auf Kundenseite, wenn in realwirtschaftlichen Niedriginflationsjahren „plötzlich“ die Netzentgelte erhöht werden.

Dieser Zeitverzug muss daher beseitigt und die Preisentwicklung ohne Zeitverzug berücksichtigt werden.

Sachgerechte Berücksichtigung von Prognosefehlern

Die Prognosegüte der vergangenen Xgen-Verfahren und einhergehender Veröffentlichungen haben deutlich gemacht, dass die BNetzA die Prognosequalität ihrer Berechnungen nicht

ausreichend überprüft, die ermittelten Ergebnisse nicht ausreichend plausibilisiert und die Prognosefehler zu Lasten der Netzbetreiber auch nicht korrigiert.

Ein grundlegender Methodenkonzeptionsprozess im Rahmen der NEST-Konsultation bietet nun die Gelegenheit die Prognosefähigkeit der verwendeten Methoden an tatsächlich realisierten Werten des Törnqvist- und Malmquist-Indexes zu verproben.

Die Prognosequalität lässt sich dabei sehr einfach anhand der vergangenen Prognosen sowie der realisierten Abweichungen, dem Prognosefehler, messen. Für die dritte Regulierungsperiode legte die BNetzA einen Xgen von 0,90 % fest, der im Übrigen nur unwesentlich vom konsultierten Wert der 4. Regulierungsperiode Strom (0,91 %) abweicht.

Die im Rahmen der Xgen-Ermittlung für die dritte Regulierungsperiode prognostizierten Werte lagen dabei bei 1,35 % für den Malmquist- und bei 1,82 % für den Törnqvist-Index. Die tatsächlich im Ist realisierten Werte im Zeitraum seit der letzten Festlegung lagen hingegen bei 0,18 % für den Malmquist- und bei -0,84 % für den Törnqvist-Index. Die Mittelwerte der realisierten Indizes bilden in der Logik der Festlegung zur dritten Regulierungsperiode sowie des Entwurfs der 4.RP Strom den realisierten sachgerechten Wert des Xgen. Dieser Wert liegt bei -0,33 %. Der für die dritte Regulierungsperiode festgelegte Wert des Xgen überschreitet somit den tatsächlich realisierten Wert um 1,23 Prozentpunkte.

Dies bedeutet, dass es selbst den Netzbetreibern mit einem Effizienzwert von 100 % nicht möglich war, ihre zugestandene kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auch nur annähern zu erwirtschaften.

Diese Erkenntnis muss dazu führen, dass künftige Prognosefehler bestenfalls vermieden, zumindest jedoch bereinigt werden. Die Methodik ist entsprechend anzupassen.

Um die Prognosequalität zu verbessern, bieten sich grundsätzliche folgende Optimierungsmöglichkeiten:

- Überprüfung und Verbesserung der Auswahl der herangezogenen Daten
- Überprüfung und Verbesserung der Repräsentativität und Relevanz des herangezogenen Zeitraums.
- Prüfung aufgetretener Abweichungen und Eliminierung systematischer und nicht zufälliger Abweichungen.

Im Folgenden stellen wir einige Ansatzpunkte dar, die zu einer wesentlichen Verbesserung der Prognosequalität führen können. Dabei beziehen wir uns im Wesentlichen auf die Ausführungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zum Festlegungsentwurf 4.RP Strom.

Verbesserung der Prognose in Törnqvist und Malmquist

Ableitung der Stützintervalle

Die bisherigen Plausibilisierungen der Stützintervalle, zuletzt von 2006-2022 mit einem Mittelwert aus Stützintervallen, die im Jahr 2007 beginnen und sukzessive in den Jahren 2010 bis 2022 enden, erscheint willkürlich und ohne Bezug zu den eigentlich zu prognostizierenden Zeiträumen.

Dies gilt umso mehr, da der Einbezug der Anfangsjahre im Hinblick auf die Prognose der Produktivitätsentwicklung offensichtlich nicht repräsentativ ist. Die Anfangsjahre waren geprägt von Anpassungseffekten an das seinerzeit neue Regulierungsregime, während das Regulierungsregime heute bereits eingeschwungen ist. Dieser Sachverhalt lässt sich auch daraus ableiten, dass bei Ermittlung des Törnqvist-Indexes für die ab dem Jahr 2022 sukzessive länger zurückreichenden Intervalle bis zum Jahr 2010 eine wesentlich größere Konvergenz der Ergebnisse beobachtet wird, als dies bei Einbeziehung der Jahre von 2006 bis 2009 der Fall ist. Diese

Analyse zeigt auch, dass die in den Jahren 2006 bis 2009 zu beobachtende Effekte gerade nicht, wie von der Bundesnetzagentur dargestellt, in späteren Jahren wieder ausgeglichen werden. Die Jahre 2006 bis 2009 sollten somit nicht in die Betrachtung einfließen. Weiterhin sollten die Stützintervalle grundsätzlich mit einem stärkeren Bezug auf den zu prognostizierenden Zeitraum ausgewählt werden.

Deflationierung der Umsatzerlöse

Hinsichtlich der Deflationierung der Umsatzerlöse bestehen erhebliche methodische Mängel durch die Verwendung des Index Monitoring Netzentgelte durch die BNetzA. Diesen erachten wir als ungeeignet zur Deflationierung der Umsatzerlöse. Zur Untermauerung verweisen wir auf die vom BMT-Datenpool-Projekt der Verbände BDEW, Geode und VKU beauftragte und von PwC durchgeführte Analyse zur Überprüfung alternativer Deflatoren. Die im Rahmen dieser Analyse als Deflator ausgewählten Reihen von Destatis, Eurostat sowie die VDE Abnahmefälle führen alle zu Xgen-Werten um 0 % (Eurostat -0,21 %, VDE-Abnahmefälle +0,18 %, Destatis +0,06 %).

Die von der BNetzA angeführte Begründung, dass die Nichtberücksichtigung der Spannungsebenen ab der Umspannebene Mittelspannung zu Hochspannung sachgerecht sei, da diese Netzentgelte zu einem Großteil in die Netzentgelte der nachgelagerten Ebenen einfließen, ist nicht stichhaltig.

Unzutreffend nimmt die BNetzA dabei an, dass die Netzentgelte bzw. Netzentgeltsteigerungen auf den höheren Spannungsebenen wegen des Kaskadierungseffektes in Verbindung mit der Inanspruchnahme individueller Netzentgelte hinreichend abgebildet wird. Die erforderliche, mathematisch korrekte Deflationierung der Umsatzerlöse gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 EnWG setzt allerdings voraus, dass die Preisbestandteile, die in den Umsatzerlösen enthalten sind, auch im Netzentgeltdeflator berücksichtigt werden, denn dieser muss die durchschnittliche Preisentwicklung aller Umsatzbestandteile abbilden.

Erst recht erscheint es uns nicht plausibel, dass dieser Sachverhalt einen so viel größeren Produktivitätsanstieg um 1,20% (von ca. 0 % ausgehend) auf den von der BNetzA im Rahmen des Festlegungsentwurfs abgeleiteten Törnqvist-Wert rechtfertigen soll.

Entwicklung der Inputpreise

Für eine sachgerechte Prognose der Inputpreise muss die in den letzten Jahren eingetretene Zinswende und das damit einhergehende Ende der bis dahin historisch einmaligen Niedrigzinsphase als eingetreten und für den Prognosezeitraum als unumkehrbar betrachtet werden. Die Inputpreise für „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“, aber auch die unterstellten Eigenkapitalzinsen sind entsprechend anzupassen.

Für die Abschreibungen ist eine Steigerung zu unterstellen. Dies resultiert bereits daraus, dass aufgrund des zur Transformation notwendigen Netzausbaus für nahezu alle hierzu benötigten Materialien und Betriebsmittel ein knappes Angebot herrscht, das zu flächendeckenden Preissteigerungen führt. Dies führt selbst bei Unterstellung eines bloßen Substanzerhalts im Stromnetz zwangsläufig zu einem Anstieg der Abschreibungsbeträge.

Überprüfung und Anpassung der SFA-Berechnungen

Die Verwendung eines gepoolten Datensatz im Malmquist führt dazu, dass Aufholeffekte der Netzbetreiber (Catch-Up Effekte) nicht von der abzuleitenden tatsächlichen Produktivitätsentwicklung (Frontier Shift) separiert werden können. Im Falle systematischer Aufholeffekte würden diese unzutreffend ebenfalls als Frontier Shift identifiziert. Somit würden in diesem Fall die

ganze Branche mit einem höheren Xgen dafür bestraft, dass die ineffizienten Netzbetreiber der vergangenen Perioden zu ihren effizienteren Peers aufgeschlossen haben.

Eine Lösung könnte hier in der Anwendung von Paneldatenmodellen bestehen. Die Anwendung der Paneldatenmodelle wird vom Gutachter der Bundesnetzagentur im Rahmen der Festlegung zum Xgen 4. RP für Stromverteilnetzbetreiber mit dem Hinweis auf eine verminderte Präzision verworfen. Zur Begründung dieser Aussage wird jedoch keine statistische Analyse angeführt. Vielmehr wird diese Aussage nur indirekt abgeleitet. Eine solche Begründung genügt nicht den wissenschaftlichen Ansprüchen. Die BNetzA muss entweder eindeutig transparent machen, warum hier die Prognosemethode mit dem geringeren Aussagegehalt gewählt wurde oder mit Paneldatenmodellen arbeiten. Darüber hinaus müssen auch die weiteren Analysen zur Auswahlentscheidung der verwendeten Modelle transparent dargestellt werden.

Wie auch bei der Ermittlung des Törnqvist-Index muss auch beim Malmquist-Index die seit dem Jahr 2022 eingetretene Zinswende berücksichtigt werden, indem höhere Kosten für Eigen- und Fremdfinanzierung in die verwendeten TOTEX einfließen.

Entsprechend der Rechtsprechung zum Effizienzvergleich im Gasbereich müssen auch im Strombereich die Netzbetreiber ohne eigene Konzessionsfläche aus der Betrachtung ausgeschlossen werden. Im Hinblick auf die durchgeführten Szenarioanalysen darf die Sensitivitätsanalyse nicht nur in Bezug auf einzelne unabhängige Effekte durchgeführt werden. Stattdessen muss zusätzlich eine Betrachtung der kumulierten Effekte von Anpassungen erfolgen.

Rechtliche Grundlagen

Keine Anmerkungen.

Reform- und Handlungsbedarf

Doppelanpassung von Kapitalkosten

Die diesbezügliche Argumentation der Bundesnetzagentur können wir in Teilen nachvollziehen. Historisch gewachsen mussten Kapitalkosten im Sinne des Budgetprinzips für die 1. und 2. Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Mit Einführung eines rollierenden Kapitalkostenabgleichs ab der 3. Regulierungsperiode ist diese Notwendigkeit allerdings entfallen und verursacht seitdem eine Verfälschung im Xgen, nämlich um die Kapitalkosten der Bestandsanlagen im jeweiligen Jahr einer Regulierungsperiode.

Allgemein sind, wie auch durch die BNetzA festgestellt, konsistente Annahmen zur Bewertung von Kapitalkosten anzuwenden. Neben der Inputpreisanpassung im Xgen sind aus unserer Sicht die Kapitalkosten der Effizienzwermittlung und des technischen Produktivitätsfortschritts zu berücksichtigen. Die Anwendung der Preissteigerung allein auf die aufwandsgleichen Kosten erscheint hier als die naheliegendste, einfachste und rechtssicherste Methode.

Doppelanpassung von Verlustenergiekosten

Entsprechend den Ausführungen zur Doppelanpassung der Kapitalkosten ist bei den Verlustenergiekosten zu berücksichtigen, dass diese in der aktuellen Regulierungsformel doppelte Berücksichtigung finden über die Inbezugsetzung der volatilen Kosten des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode zu denen des Basisjahrs.

Hier ist allerdings zusätzlich zu hinterfragen, inwiefern mit dem derzeitigen Referenzbandpreissystem den stetig stärker schwankenden Beschaffungsmengen und daraus resultierenden

schwankenden Preisen während einer Regulierungsperiode sachgerechte Berücksichtigung zukommt. Nicht zuletzt durch die extremen Preisschwankungen der vergangenen Jahre kam es hier wiederholt zu massiven Kostenunterdeckungen, welche bei zeitnaher Berücksichtigung in der Erlösobergrenzenformel eine Anpassung mittels Xgen unnötig machen würde.

Unseres Erachtens ist das Problem der Doppelberücksichtigung der Verlustenergiekosten jedoch ohnehin wesentlich leichter und nachvollziehbarer über die Festlegung zu den volatilen Kosten der Verlustenergie zu bereinigen als auf dem Wege der Anpassung der Inflationierung und oder des Xgen. Dies gilt auch deshalb, weil die Festlegung zu den volatilen Kosten jede Regulierungsperiode neu erlassen wird und daher die volatilen Entwicklungen zeitnah abbilden kann, während die Methodik zum Xgen grundsätzlich überprüft und angepasst werden soll.

Aufwand

Die Absicht, Aufwand für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden zu verringern, begrüßen wir ausdrücklich. Allerdings sollte dies nicht zu Lasten einer sachgerechten Bewertung im Xgen gehen. Es muss darauf geachtet werden, alle zur Bemessung und Bewertung eines Xgen – auch im Zeitverlauf - sachgerecht anwendbaren Optionen in Betracht zu ziehen und eine festgelegte Methodik nicht, wie bislang angewandt, als fixe Vorgabe zu definieren sondern fortlaufend auf Aktualität und Anwendbarkeit zu prüfen.

Sollte die Bundesnetzagentur weiter auf eine Verkürzung der Regulierungsperioden abzielen, weisen wir darauf hin, dass dies ausschließlich bei konsequenter Vereinfachung an allen möglichen Stellen, also auf jeden Fall über die vorgeschlagene Vereinfachungen im Xgen hinaus, und einer sachgerechten Abwägung des Aufwands-Nutzenverhältnisses von Maßnahmen vertretbar sein könnte.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass eine solche Vereinfachung des Prozesses den selbstgestellten Anforderungen der BNetzA im Rahmen des NEST-Prozesses ebenfalls entsprechen würde. Dies würde außerdem die Chance eröffnen, zukünftig mehr Rechtssicherheit für weitere Festlegungsverfahren und Beschlüsse seitens Beschlusskammern und Landesregulierungsbehörden zu erhalten und etwaige Unsicherheiten aus schwebenden Verfahren oder Verfahren ohne Rechtsbescheide zu beseitigen. Die zeitweise Verfahrensträgheit, geschuldet der Komplexität der einzelnen Verfahrensschritte zur Festlegung einer unternehmensindividuellen Erlösobergrenze, erschwert dabei nicht nur den ohnehin hoch ausgelasteten Netzbetreibern den operativen Alltag, sondern lähmt auch die Behörden und führt zu Netzentgeltschwankungen, die wegen des großen Zeitverzugs zu Ungerechtigkeiten auch auf Kundenseite führen. Zur Beseitigung dieses Zustands regen wir die Einführung einer Genehmigungsfiktion an. Konkret sollten Anträge der Netzbetreiber grundsätzlich als bewilligt gelten, wenn dies nicht innerhalb einer Frist von eineinhalb Jahren abschließend bearbeitet und beschieden wurden.

Modifizierter TOTEX-Xgen

Mit Bezug auf die obigen Ausführungen ist dieser Vorschlag abzulehnen, da er weiter die Inkonsistenz in der Ermittlung und Berücksichtigung der Kostenbasen für Kapitalkosten im allgemeinen Produktivitätsfortschritt beibehält.

Zunächst muss erwähnt werden, dass die fehlerhafte Anwendung von Produktivitätsfaktoren auf Kapitalkosten zu einer systematischen Untererfassung der tatsächlich anfallenden Kosten und damit zu einer Verletzung des Gesamtkostenprinzips führt. Dies steht im Widerspruch zu

den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), das eine kostendeckende Regulierung vorschreibt.

Durch die TOTEX-Produktivitätsvorgaben werden auch effiziente Netzbetreiber, welche ihre Produktivitätsziele erreichen, benachteiligt. Sie unterliegen weiterhin überhöhten, nicht erreichbaren CAPEX-Produktivitätsvorgaben, welche bereits durch den direkten Kapitalkostenabgleich erfasst wurden. Daraus resultiert eine Überkompensation der Produktivitätsvorgaben anhand von OPEX und die Nichterstattung eines Teils dieser gerechtfertigten Kapitalkosten. Dies widerspricht dem Anreizcharakter der Regulierung und kann zu Investitionshemmnissen führen. Darüber hinaus untergräbt der vorgeschlagene Mechanismus den Anreiz zur Steigerung der Effizienz, da Produktivitätssteigerungen noch nicht einmal vorübergehend zu einer Erhöhung der Netzbetreibergewinne führen. Dies steht im Widerspruch zu dem Ziel der Regulierung, Investitionen in die Netzinfrastruktur zu fördern und gleichzeitig die Kosten für die Verbraucher langfristig zu begrenzen.

Außerdem sind die vorgeschlagenen Deflationsmethoden methodisch unzureichend und führen zu verzerrten Ergebnissen, was den Anforderungen an eine transparente und nachvollziehbare Regulierung widerspricht.

Ganz im Gegensatz zu den Zielen der Regulierung kann die Benachteiligung effizienter Netzbetreiber zu Wettbewerbsverzerrungen führen und die Innovationsaktivitäten in der Branche beeinträchtigen.

Somit ist langfristig zu erwarten, dass die vorgeschlagenen Änderungen potenziell zu höheren Preisen für die Verbraucher führen, da die Investitionskosten nicht mehr vollständig über die Netzentgelte gedeckt werden können. Dies macht deutlich, dass das vorgeschlagene Modell der BNetzA mit den grundlegenden Prinzipien der Regulierung nicht vereinbar ist. Es ist dringend erforderlich, die regulatorischen Rahmenbedingungen so anzupassen, dass eine kostendeckende, anreizkompatible und transparente Regulierung der Netze gewährleistet wird.

Erschwerend kommt noch hinzu, dass die BNetzA bisher keine ausreichende Transparenz über die zugrunde liegenden wissenschaftlichen Studien und Modelle geschaffen hat.

Überhaupt nicht nachvollziehbar ist es für uns, dass die BNetzA zur Bereinigung der Inflationierung der Kapitalkosten die Entwicklung eines weiteren Index zur entsprechenden Deflationierung in Betracht zieht. Im Rahmen der geplanten Abschaffung der Nettosubstanzerhaltung führt die Behörde aus, dass sie sich nicht in der Lage sieht, die Indizes zur Ermittlung der Tagesneuwerte gerichtsfest zu ermitteln. Beim Index zur Berücksichtigung der Inflation für die Kapitalkosten soll es nun möglich sein, dass die BNetzA einen solchen Index findet und auch gerichtsfest festlegen kann?

Weitere Alternativen zur künftigen Ausgestaltung des Xgen

OPEX-Xgen

Den Vorschlag eines OPEX-Xgen begrüßen wir. Er beseitigt die Kritikpunkte des bisherigen Systems insofern, als dass die Doppelanpassung der Kapitalkosten wie auch die Exklusion volatiler Kosten durch die reine Berücksichtigung der operativen Kosten vermieden werden kann. Die Erwägungen der BNetzA zur Ungleichbehandlung von OPEX und CAPEX sind aus unserer Sicht nicht zutreffend, da dies gerade keine sachlich ungerechtfertigte Ungleichbehandlung

darstellt, sondern vielmehr eine systemisch notwendige Gleichstellung zwischen den nach dem Budgetprinzip gesteuerten OPEX und den durch den Kapitalkostenabgleich direkt abgetragenen Produktivitätsfortschritten in den CAPEX.

Die durch die BNetzA angeführten konzeptionellen Kritikpunkte teilen wir insoweit, dass eine klare Unterscheidung in Frontier Shift und Catch-Up Effekte notwendig erscheint.

Die Verwendung der Malmquist-Methode in bisheriger Form lässt eine klare Trennung dieser beiden Effekte methodisch nur bedingt zu und bedarf somit einer genauen Analyse der Modellfähigkeit. Thüga sieht hierin einen essenziellen Teilaspekt einer umfassenden Reform und verweist auf die Möglichkeit der Anpassung des SFA-Modells mittels Paneldatenmodellen. Allerdings wäre auch damit die Problematik der notwendigen Zerlegung der Kosteneffekte in Preis und Mengen nicht gelöst. Folglich muss die Anwendbarkeit eines Malmquist auch diesbezüglich hinterfragt werden.

Soweit eine Unterteilung in Catch-Up und Frontier Shift methodisch nicht möglich ist, muss hinterfragt werden, ob die Produktivitätsfortschritts-Komponente im Xgen nicht grundsätzlich entfallen sollte, da ansonsten die Gefahr besteht, von Frontier Shifts auszugehen, die tatsächlich gar nicht stattgefunden haben.

Zuletzt stellt aus unserer Sicht die ebenfalls durch die BNetzA angeführte Studie von Pfrommer und Kanberger (2023) eine denkbare Variante mittels Törnqvist-Berechnung dar, welche es lohnend erscheint weiterzuverfolgen, da bislang ausschließlich die Törnqvist-Methode eine Unterteilung in Inputpreise und Inputmengen ermöglicht. Um Methodenoffenheit sicherzustellen, sollten stets alle Möglichkeiten in Betracht gezogen und abgewogen werden.

OPEX-Inflator

Dieser Vorschlag, der die Anpassung anhand eines Preisindex vorsieht, bietet eine transparente Lösung für die Herausforderungen der Kostenstruktur der Netzbetreiber.

Die einfache Umsetzbarkeit des Modells spricht für seine Praktikabilität und könnte eine einheitliche Handhabung der Kostenanpassungen ermöglichen. Zudem erlaubt der OPEX-Inflator eine flexible Reaktion auf operative Kostenänderungen, was in Zeiten steigender Betriebskosten von großer Bedeutung ist. Im Vergleich zu den anderen Vorschlägen der BNetzA bietet er den Vorteil, direkte Anpassungen an die tatsächlichen Kostenentwicklungen zu ermöglichen.

Allerdings stellt es eine Herausforderung dar, wie die Konstruktion eines geeigneten Mischindizes für die unterschiedlichen OPEX-Kosten in einer heterogenen Netzbetreiberlandschaft gelingen könnte. Eine starre Gewichtung der Indexreihen könnte Ungenauigkeiten verursachen, wenn individuelle Kostenstrukturen nicht ausreichend berücksichtigt werden. Auch die Diskussion über die Auswahl und Gewichtung spezifischer Einzelpreisindizes ist erforderlich.

Besonders begrüßenswert erscheint bei dieser Methodik die nachträgliche Anpassbarkeit an die reale Entwicklung der Netzwirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft. Die Sichtweise der BNetzA, dass für die Umsetzung eines OPEX-Inflators eine Verkürzung der Regulierungsperioden notwendig sei, teilen wir ausdrücklich nicht. Vielmehr erscheint der OPEX-Inflator in Kombination mit der Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperioden gut geeignet, um die wachsenden Versorgungsaufgaben angemessener abzubilden, als dies bislang geschieht.

„OPEX-Xgen“ (Netze BW)

NetzeBW schlägt in einem eigenen Modellansatz den OPEX-Xgen vor, der auf der durchschnittlichen OPEX-Entwicklung der Branche basiert. Die von der BNetzA gegen diesen

Vorschlag vorgebrachten Einwände sind, wie in der Stellungnahme des BDEW näher erläutert, auch aus unserer Sicht in weiten Teilen nicht nachvollziehbar.

Entgegen der Annahme der BNetzA ist die Hypothese einer linearen Entwicklung der Versorgungsaufgabe für kurzfristige Zeiträume unproblematisch. Tatsächlich ist dieser Ansatz der Einzige, der die dadurch entstehenden Betriebskostensteigerungen überhaupt berücksichtigt. Es wäre daher sinnvoll, diesen Aspekt auch in die weiteren Methodenalternativen zur Xgen-Ausgestaltung zu integrieren, um eine umfassendere und realistischere Abbildung der tatsächlichen Kostenentwicklung zu gewährleisten. Dies könnte dazu beitragen, eine sachgerechtere Anpassung der Regulierung an veränderte Versorgungsanforderungen zu ermöglichen.

Die Einschätzungen der Bundesnetzagentur über die mangelnde Trennbarkeit zwischen Frontier Shift und Catch-Up Effekt teilen wir hingegen.

Meinungsstand

Die angestrebte Beseitigung der Doppelanpassung der Kapitalkosten in der Erlösbergrenzenfunktion ist nachvollziehbar. Unbedingt müssen darüber hinaus in diesem Zusammenhang aber auch der Zweijahresverzug in der Anwendung des VPI eliminiert und bestehende Fehlindikationen in Datengüte und -plausibilisierung berücksichtigt werden, gerade vor dem Hintergrund der fehlenden Prognosegüte der vergangenen Regulierungsperioden.

Die BNetzA favorisiert eine modifizierte TOTEX-Xgen-Methode. In Einklang mit der Einschätzung des BDEW und VKU sieht die Thüga in diesem Ansatz jedoch erhebliche Mängel und lehnt ihn folglich ab.

Die geplante Anwendung eines modifizierten TOTEX-Xgen für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor durch die BNetzA könnte zu erheblichen negativen Konsequenzen für Verbraucher und Netzbetreiber führen. Es ist zu befürchten, dass die vorgeschlagene Methode zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber führt und durch die ausbleibende Netzentgeltumwandlung zu einer Gefährdung der Investitionsfähigkeit in die Netzinfrastruktur. Dies könnte langfristig zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führen.

Die grundlegende Idee eines OPEX-Xgen wird begrüßt. Allerdings weist die Methodik nach Malmquist gravierende Mängel in der sachdienlichen Zuordnung der Kostenänderungen (Frontier Shift und Catch-Up Effekt) sowie der Berücksichtigung von Mengenveränderungen auf. Ergänzend dazu sollten zukünftig unbedingt die Veränderungen in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber berücksichtigt werden.

Daher fordert die Thüga eine grundlegende Überarbeitung der Methodik sowie Offenheit speziell gegenüber der Törnqvist-Methode, um eine belastbare Prognose der zukünftigen Kostenentwicklung zu ermöglichen.

Ansprechpartner Thüga:

Patrick Kunkel
Leiter Regulierung
T: 089/38197-1295
patrick.kunkel@thuega.de

Martin Ziegler
Regulierung
T: 089/38197-1417
martin.ziegler@thuega.de

Marcel Rauschenbach
Regulierung
T: 089/38197-1273
marcel.rauschenbach@thuega.de