

STELLUNGNAHME

4. Workshop zum Evaluierungsbericht

Berlin, 17. November 2014

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	3
1. Evaluierungsergebnisse und Befunde.....	3
2. Anpassungsvorschläge im geltenden Rahmen	7
1. Effizienzvergleich.....	7
2. Weitere Vorschläge	9
3. Modellvorschläge für die politische Diskussion	11
1. Modell „ARegV-Reform“.....	11
2. Modell „Kapitalkostenabgleich“	12
3. Modell „Gesamtkostenabgleich mit Bonus“	12
4. Modell „Differenzierte Regulierung“.....	13
4. Fazit.....	13
Anhang „Effizienzvergleich“	15

Einleitung

Die Bundesnetzagentur legt gem. § 33 Abs. 1 ARegV bis 31. Dezember 2014 dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Evaluierungsbericht der Anreizregulierung vor. Im Rahmen des Evaluierungsprozesses hat die Bundesnetzagentur am 23.10.2014 in einem öffentlichen Workshop die vorläufige Struktur des Evaluierungsberichts vorgestellt. Demnach bildet die Bestandsaufnahme mit bisherigen Erfahrungen und die Auswertung der von den in der Stichprobe enthaltenen Unternehmensdaten einen wesentlichen Schwerpunkt des Berichts.

Den zweiten Schwerpunkt des Evaluierungsberichts bilden Anpassungs- und Verbesserungsvorschläge für die Regulierung. Auf der einen Seite werden Anpassungsvorschläge unabhängig vom zukünftigen Regulierungsmodell unterbreitet und auf der anderen Seite werden vier unterschiedliche Modelle für eine Anpassung der Regulierung vorgestellt. Damit sollte ausdrücklich die Meinung der BNetzA für die weitere (politische) Diskussion formuliert werden.

Der VKU nimmt in den folgenden Ausführungen Stellung zu den im 4. Workshop am 23.10.2014 vorgestellten Zwischenergebnissen und Überlegungen der BNetzA zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung. Die Gliederung der VKU-Stellungnahme orientiert sich daher an der von Herrn Achim Zerres vorgestellten Präsentation, die auf der Internetseite der BNetzA zur Verfügung gestellt wurde. Der VKU hat zudem am 25.09.2014 zum Evaluierungsprozess und am 26.05.2014 zu den Regulierungsbedingungen je ein Positionspapier veröffentlicht, deren Inhalte nach wie vor Bestand haben.

1. Evaluierungsergebnisse und Befunde

Besondere Schwerpunkte dieses Abschnitts der BNetzA-Präsentation liegen auf der Untersuchung der Entwicklung des Investitionsverhaltens, der Effizienz sowie der Kosten und Erlöse. Abschließend werden die Gründe für die Verzögerungen im Verwaltungshandeln und Äußerungen von Stakeholdern zusammengefasst.

Obwohl die vorgenommene Trennung der Abschnitte sinnvoll gewählt ist und eine Übersicht der Schwerpunkte bietet, ist es kritisch, dass in den Evaluierungsergebnissen und Befunden bereits zahlreiche Anpassungsvorschläge unterbreitet werden. Diese Vorgehensweise erweckt den Anschein, dass diese Vorschläge als gesetzte Maßnahmen schon im Ergebnis feststehen. Aus diesem Grund müssen Evaluierungsergebnisse strikt von den Anpassungsvorschlägen getrennt werden; hierzu gehören insbesondere Themen rund um den Effizienzvergleich wie Skalenerträge, Best-of-four und Pflichtparameter. Somit werden diese Themen im nächsten Kapitel behandelt, soweit es sich um Anpassungsvorschläge handelt.

Investitionen

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass der bisherige Verlauf der Investitionen seit der Einführung der Anreizregulierung konstant geblieben sei bzw. ein leicht „positiver“ Effekt im Basisjahr (ebenfalls etwas schwächer im Jahr davor) zu beobachten sei. Diese Aussage sollte in dieser Form nicht stehen bleiben. Folgende Punkte sind zu beachten bzw. im Rahmen der Ausformulierung des Evaluierungsberichts ausführlich zu erläutern, um die Qualität dieser Untersuchung bewerten zu können und eine sinnvolle Interpretation zu ermöglichen:

- Wurden Investitionen aus dem Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV mit einbezogen, wenn ja, in welcher Höhe? Investitionen im Geltungsbereich des § 23 ARegV sind „privilegierte Investitionen“, so dass hierdurch keine Aussage zur Anreizwirkung der Regulierung im Allgemeinen getroffen werden kann. Zudem dürften diese Investitionen überwiegend Pflichtinvestitionen sein (EE-Ausbau, Netzanschluss von Kunden), so dass ein Einfluss der Anreizregulierung nicht unterstellt werden kann. Hier fordern wir die BNetzA auf (wie bereits in früheren Positionen), die Investitionsarten (EE-Ausbau, Erweiterung, Erneuerung, § 23 etc.) genau aufzuschlüsseln und im Evaluierungsbericht einzeln darzustellen. Denn es gibt Hinweise, dass solche Pflichtinvestitionen erforderliche Netzerneuerungen verdrängen. Es sollte in diesem Zusammenhang verstärkt betrachtet werden, wie sich die Ersatzinvestitionen in der Anreizregulierung entwickeln. Auch die Aussagen des Gutachtens von DIW/ECON zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Ersatzinvestitionen im Jahr 2012 gegenüber 2006, dem Jahr, in dem die Einführung der Anreizregulierung angekündigt wurde, gesunken sind (S. 36 und 50).
- Die BNetzA führt aus, dass die vorgelegten Planwerte keinen Anstieg der Erweiterungsinvestitionen und keine Bugwelle der Ersatzinvestitionen aufzeigen. Das ist auch nicht zu erwarten, da die Investitionen unter den bestehenden unzulänglichen Regulierungsbedingungen geplant wurden. Es wäre fahrlässig, mit diesem Argument zu folgern, dass daher kein besonderer Ersatzinvestitionsbedarf vorhanden ist. Offensichtlich wird hier der Zusammenhang zwischen Ursache und Wirkung verwechselt. Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt den Anreiz, Investitionen zu unterlassen, so dass auch die Planungen von diesem Anreiz beeinflusst werden. Dieser Zusammenhang müsste im Evaluierungsbericht sauber beschrieben werden, um die Gefahr von Fehlinterpretationen zu vermeiden.
- Nach wie vor ist es erforderlich, dass die Investitionen über Netzbetreiber verteilt dargestellt werden. Reine Darstellungen von Mittelwerten zeigen nur ein sehr eingeschränktes Bild der Realität. Weitere Forderungen des VKU nach differenzierten Darstellungen des Investitionsverhaltens sollten im Evaluierungsbericht ebenfalls berücksichtigt werden. Dazu gehören u. a. die getrennte Darstellung der Investitionen nach Ost und West.

Das von DIW/Econ im Auftrag der BNetzA vorgelegte und veröffentlichte Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber macht deutlich, dass die Stromnetzbetreiber in den Jahren 2009 – 2012 ein anderes Investitionsverhalten zeigten als die Gasnetzbetreiber. Während die Stromnetzbetreiber im Basisjahr deutlich mehr investierten, ist dieser Effekt bei den Gasnetzbetreibern kaum zu erkennen. Da in diesem Zeitraum aber derselbe Regulierungsrahmen für beide Netzbetreiber galt, muss es weitere wesentliche Effekte gegeben haben. Die Analyse im Evaluierungsbericht sollte deshalb nicht bei der Aussage stehen bleiben, es habe einen signifikant positiven Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Investitionsverhalten der Strom-Verteilnetzbetreiber gegeben.

Effizienz

Die präsentierten Mittelwerte und Bandbreiten verschleiern die bei vielen Netzbetreibern auftretenden starken Schwankungen der Effizienzwerte zwischen den beiden Perioden und das trotz Vergleichbarkeitsrechnung durch die BNetzA. Dies nährt Zweifel an der Belastbarkeit des Effizienzvergleichs. Aufgabe der Evaluierung muss es vor diesem Hintergrund sein, die Ursachen für

die Schwankungen qualitativ und quantitativ nachzuvollziehen. Sollte hier etwas anderes als Effizienz gemessen werden, so muss die Frage nach der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Erlösvorgaben thematisiert werden.

Weitere Ausführungen zu möglichen Berücksichtigung von Heterogenitäten im Effizienzvergleich finden sich im Anhang unter Punkt 4.

Kosten und Erlöse

Die Aussagen und genannten Werte zu den Sockeleffekten sind für uns qualitativ und quantitativ nicht nachvollziehbar. Die Argumentation, dass die Sockelbeträge ein Budget stellen, das selbst einen 1- zu-1- Ersatz der im Zeitablauf kalkulatorisch entfallenden Anlagen ermöglicht, ist für uns nicht überzeugend.

Offenbar liegt hier ein gravierendes Missverständnis über die betriebswirtschaftliche Bedeutung der Abschreibungen vor: Abschreibungen sind Tilgungsraten, kein Sparguthaben. Das soll an einem einfachen Beispiel verdeutlicht werden: Ein Netzbetreiber ohne Eigenkapital errichtet ein Netz in einem Zuge. Hierfür muss er ein Darlehen in Höhe der Investitionssumme aufnehmen. Die Abschreibungen auf die Netzanlagen dienen dann ausschließlich der Darlehenstilgung. Das Geld ist nicht frei für Reinvestitionen. Für Netzerneuerungen muss der Netzbetreiber in der Zukunft neue Darlehen aufnehmen, soweit der Unternehmenseigentümer kein Eigenkapital stellt.

Die BNetzA hat im Rahmen der Evaluierung bisher keinerlei Stellungnahme zum Anstieg der Assetbase durch laufende Ersatzinvestitionen abgegeben und damit ein wesentliches Investitionshindernis für die Stromverteilnetzbetreiber unberücksichtigt gelassen. Durch geknickte Abschreibungsverläufe seit Beginn der Netzentgeltregulierung führt die regelmäßige Netzerneuerung (auch ohne Netzerweiterungen) zu kontinuierlich ansteigenden Restbuchwerten. Dementsprechend steigen auch die hierfür anzurechnenden CAPEX noch über Jahrzehnte mit jeder Kostenprüfung kontinuierlich an.¹ Das im 4. Workshop vorgestellte Ergebnis, die Sockelbeträge würden für einen 1-zu-1-Ersatz der im Zeitablauf kalkulatorisch entfallenden Anlagen ausreichen (Folie 13), ignoriert diesen Anstieg und ist deshalb für alle Stromnetzbetreiber mit geknickten Abschreibungsverläufen falsch. Wir fordern die BNetzA auf, diesen Sachverhalt in Ihre Analyse mit aufzunehmen und das auf Folie 13 dargestellte Ergebnis für den Evaluierungsbericht entsprechend zu korrigieren.

Erweiterungsfaktor

Die Analyse der BNetzA ist an dieser Stelle methodisch problematisch. Es stellt sich die Frage, ob die im Rahmen des Kosten-Erlös-Abgleichs verwendeten Kostennachweise aus den Antragsverfahren zum Erweiterungsfaktor die richtigen Kosten widerspiegeln. Im Antragsverfahren geht es nur darum, die Überschreitung einer Bagatellgrenze nachzuweisen. Es sollte sichergestellt sein, dass Datenmeldungen von Netzbetreibern, die ihre Kosten nur bis zum Überschreiten der Bagatellgrenze gemeldet haben, nicht in die Auswertung eingehen. Aus solchen Meldungen gezogene Schlussfolgerungen zu Unter- und Überdeckungen wären daher nicht möglich. Hier sollte eine klare Darstellung über die verwendeten Daten im Evaluierungsbericht erfolgen.

¹ zum Anstieg 2006 bis 2011 siehe auch Präsentation zum 2. Workshop zur Evaluierung der ARegV am 19.03.2014, S. 26

Innovationen

In der momentanen Ausgestaltung der ARegV sehen wir ebenfalls kaum Anreize, die Innovationen fördern. Denkbar wäre die jährliche Ausschreibung eines Bonus für innovative Netzbetreiber, um diesem Mangel entgegenzuwirken.

In zahlreichen Studien (BMW-Verteilnetzstudie, DENA, VKU) wird eine deutliche Steigerung der operativen Kosten bzw. eine Verschiebung zwischen OPEX und CAPEX bei den Netzbetreibern prognostiziert. Bisher sieht der Regulierungsrahmen keine Möglichkeit vor, um die OPEX-Steigerungen adäquat zu berücksichtigen und entsprechende Maßnahmen anzureizen, die den konventionellen Netzausbau begrenzen können. Der VKU schlägt daher vor, die Möglichkeit von sog. OPEX-Renditen im Evaluierungsbericht zu diskutieren.

Verfahrensfragen

Die Bundesnetzagentur hat mögliche Gründe für die Verzögerung des Regulierungsvollzugs aufgelistet und dabei die Verfahrensfragen ausschließlich aus Behördensicht beurteilt. Im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung ist aber eine volkswirtschaftliche Sichtweise angezeigt: Was muss geändert werden, damit die Regulierung insgesamt effizienter wird? Der Aufwand der Netzbetreiber ist zwingend einzubeziehen.

Unklar bleibt, wie diese Auflistung mit dem Auftrag zur Vereinfachung der Regulierung und zum Bürokratieabbau zu vereinbaren ist. Zu erwarten sind Vorschläge, die volkswirtschaftlichen Kosten der Regulierung reduzieren. Erforderlich wäre eine Analyse des behördlichen Handelns, die aufzeigt, welche Schritte unternommen werden sollen, um dem Ziel einer effizienten Regulierung näher zu kommen. Interessant wäre in diesem Zusammenhang auch eine Analyse der durch die BNetzA selbst auferlegten Prüfungstiefe, z. B. im Bereich der Personalzusatzkosten. In der Vergangenheit sind häufig aufwendige Auseinandersetzungen mit einem letztlich hierzu nicht im Verhältnis stehenden Ergebnis geführt worden.

Der VKU hat in seinem Positionspapier von 25.05.2014 eine Reihe von Vorschlägen für die Reduktion von Aufwand im Regulierungsvollzug unterbreitet. Gerne würden wir eine Reaktion bzw. eine Bewertung dieser Vorschläge durch die BNetzA im Evaluierungsbericht erfahren.

Ursprünglich hatte die BNetzA eine Arbeitsgruppe „Verfahrensvereinfachungen“ gebildet. Unklar ist, ob diese Arbeitsgruppe zu weiteren als den dargestellten Ergebnissen gekommen ist und ob diese im Evaluierungsbericht thematisiert werden.

Äußerungen von Stakeholdern

Der erhobene Pauschalvorwurf einzelner „Stakeholder“ der systematisch mangelnden Effizienz der Netzbetreiber wird durch diese nicht weiter mit expliziten Analysen belegt. Ebenfalls existiert kein Zusammenhang zwischen Größe und Effizienz der Netzbetreiber. Wir fordern daher, dass Äußerungen von Stakeholdern, die als reine Behauptungen aufgestellt werden und für die keine objektiven Beweise vorgelegt wurden, wenn überhaupt, dann nur mit einem entsprechenden Kommentar in den Evaluierungsbericht aufgenommen werden.

2. Anpassungsvorschläge im geltenden Rahmen

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Workshops Vorschläge für zahlreiche Anpassungen innerhalb des Regulierungsrahmens unterbreitet. Wie in Kapitel 1 bereits ausgeführt, werden an dieser Stelle auch Anpassungsvorschläge zum Themenbereich „Effizienz“ kommentiert.

Die ausgeführten Anpassungsvorschläge werden in unseren Augen nicht ausreichend begründet und lediglich als Thesen vorgestellt. Wenn einem Anpassungsvorschlag eine eingehende Untersuchung zugrunde liegt, muss dieses im Evaluierungsbericht deutlich hervorgehoben und mit Datenmaterial untermauert werden. Auch bitten wir die BNetzA darzulegen, warum ihre Vorschläge ganz überwiegend zu einer deutlichen Verschärfung des Regulierungsrahmens führen würden. Welche Gründe sprechen aus Behördensicht dafür, dass der heutige Regulierungsrahmen den Netzbetreibern unsachgemäße wirtschaftliche Spielräume eröffnet?

1. Effizienzvergleich

Die Bundesnetzagentur stellt zunächst fest, dass in Bezug auf die Effizienzanalysemethoden eine vollumfängliche Bestätigung durch die Gerichte erfolgt sei und somit kein Anpassungsbedarf bestehe. Nach unserem Verständnis ist dies ein Fehlschluss, da die Gerichte nur die Konformität mit dem aktuellen Rechtsrahmen beurteilen. Ob die Effizienzmessung betriebswirtschaftlich und methodisch sachgerechte Ergebnisse erzielt, kann daraus nicht abgeleitet werden. Mit dieser Vorgehensweise wird in unseren Augen der Untersuchungsauftrag des Evaluierungsberichts verfehlt.

Ausreißer-Analyse

Den Vorschlag, in Zukunft Unternehmen mit extremen Werten der Cook's Distance sowohl für die SFA als auch für die DEA als Ausreißer zu klassifizieren, können wir grundsätzlich begrüßen. Weitere Ausführungen zu dem Themenbereich finden sich im Anhang unter Punkt 2.

Pflichtparameter

An dieser Stelle schlägt die BNetzA vor, die durch die ARegV vorgegebenen Pflichtparameter zu reduzieren oder zu streichen. Diesen Vorschlag sehen wir kritisch. In unseren Augen ist es weiterhin notwendig, in der ARegV Vorgaben zu setzen, die die Verwendung der wesentlichen Kostentreiber vorschreiben. Zudem muss betont werden, dass das vordringliche Interesse der regulierten Netzbetreiber an einem stetigen, verlässlichen und langfristig planbaren Regulierungsrahmen besteht, da die Investitionsentscheidungen langfristig ausgelegt sind. Eine regelmäßige Veränderung von Parametern würde die Planungssicherheit reduzieren, so dass verstärkte Investitionszurückhaltung die Folge sein könnte.

Weitere Ausführungen zu dem Themenbereich finden sich im Anhang unter Punkt 3.

Skalenerträge

Eine von der BNetzA in Erwägung gezogene Änderung der ARegV in Bezug auf den Effizienzvergleich betrifft die Annahme der Skalenerträge. Gemäß Anlage 3 ARegV sind bei der DEA nicht fallende Skalenerträge (NDRS) zu unterstellen. Als Neuerung wird nun vorgeschlagen, dass bei der Bestimmung der DEA-Effizienzwerte konstante Skalenerträge (CRS) angewandt werden. Als Grund wird seitens der BNetzA angefügt, dass im Datensatz die kleinen Unternehmen nicht ver-

treten sind, da sich diese im vereinfachten Verfahren befinden. Der VKU lehnt diesen Anpassungsvorschlag klar ab.

Mit diesem Ansatz setzt die Bundesnetzagentur sich dem Vorwurf aus, eine Strukturpolitik zu betreiben, die kleine Unternehmen besonders benachteiligen soll. Die durch die BNetzA vorgestellte Begründung überzeugt nicht. Strukturpolitik ist nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur. Zudem bleibt die Bundesnetzagentur auch bei diesem Vorschlag einer schlüssigen Analyse schuldig, die die Notwendigkeit eines derartigen Vorgehens belegt.

Die Annahme gleicher Skalenerträge aller Netzbetreiber im regulären Verfahren ist unzutreffend. Auch nach Ausschluss „kleiner“ Netzbetreiber (30.000 Kunden Strom, 15.000 Kunden Gas) verbleibt eine extrem inhomogene Gruppe. Beispielsweise überschreitet die Stromkundenanzahl der Westnetz GmbH die Marke von 30.000 Stromkunden um rd. 16.700 %. Angesichts dieser Sachlage Skalenerträge auszuschließen, erscheint absurd. Zudem sind kleine Netzbetreiber nicht verpflichtet, ins vereinfachte Verfahren zu gehen, es ist eine Option. Durch Wechsel auf konstante Skalenerträge würde man die Entscheidungsfreiheit dieser Netzbetreiber in unzulässiger Weise einengen.

Bestabrechnung der Effizienzwerte über unterschiedliche Kostenrechnungsarten

Bereits mehrfach hat die Bundesnetzagentur die Abschaffung der Bestabrechnung „best-of-four“ in die Diskussion gebracht. Der aktuelle Vorschlag der BNetzA zielt nun auf eine Mittelwertbildung zwischen den beiden Kostenbasen ab. Es ist unbestritten, dass das Benchmarking-Verfahren lediglich eine theoretische Annäherung an die tatsächlichen Effizienzen darstellt. Der Verordnungsgeber hat daher im geltenden Recht festgelegt, dass Absicherungsmechanismen zwingend anzuwenden sind; sowohl zwischen den beiden Effizienzanalysemethoden als auch in Bezug auf die verwendete Kostenbasis.

Der neue Vorschlag erfolgt alleine aufgrund einer unbelegten Behauptung. Dieser Ansatz wird vom VKU strikt abgelehnt. Die detaillierte Begründung findet sich im Anhang unter Punkt 1.

Vereinfachtes Verfahren

Die BNetzA hat mehrfach das Vereinfachte Verfahren für kleine Verteilnetzbetreiber zur Disposition gestellt. Der VKU widerspricht mit Nachdruck diesen Bestrebungen, insbesondere vor dem Hintergrund der Bemühungen die Verwaltungskosten in der Regulierung zu senken und auf den Nutzen hin zu überprüfen. Eine mögliche Abschaffung würde ein unverhältnismäßig hohes Maß an Verwaltung und Kosten erzeugen, die keinem positiven Effekt gegenüberstehen. Die Erschwerung der Regulierungsbedingungen kleinerer Unternehmen hat zudem eine strukturpolitische Dimension und gehört insoweit nicht zum Untersuchungsauftrag der BNetzA.

Wir heben hervor, dass auch im vereinfachten Verfahren Effizianzanreize gesetzt werden, da diese vor allem von der Entkopplung von Kosten und Erlösen ausgehen. Außerdem werden die Unternehmen durch den Pauschalansatz der Effizienz nicht besser gestellt als der Durchschnitt der Netzbetreiber im Regelverfahren.

Hinsichtlich der Anwendung einiger Instrumente, wie beispielsweise dem Qualitätselement und dem Ausschluss von Investitionsmaßnahmen, werden die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren unter Umständen sogar schlechter gestellt als die Netzbetreiber im Regelverfahren.

2. Weitere Vorschläge

Pauschalierung Kapitalkosten

Grundsätzlich könnten zwar Pauschalierungen geeignet sein, um die Kostenprüfung bzw. die Ermittlung der kalkulatorischen EK-Verzinsung zu vereinfachen. Unklar ist allerdings aus den bisherigen Ausführungen die konkrete Ermittlung der Verzinsungsbasis, der Umgang mit Umlaufvermögen, erhaltenen Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen, Pensionsrückstellungen, etc. Aus unserer Sicht wäre eine Umstellung der Berechnungsmethode mit sehr vielen und schwer zu beantwortenden Umsetzungsfragen verbunden, so dass fraglich ist, ob eine sachgerechte Ausgestaltung möglich ist, die keinen Netzbetreiber benachteiligt.

Neben einem generellen Liquiditätsbedarf eines Netzbetreibers, ist in vielen Fällen erheblicher zusätzlicher Eigenkapitalbedarf aufgrund vorgegebener Wälzungssystematiken (bspw. EEG) notwendig. Das Volumen an gewälzten Beträgen kann sich sogar auf dem Niveau der eigenen Erlöse bewegen. Dieser Effekt ist bei der Ermittlung des Umlaufvermögens zwingend zu berücksichtigen.

Eine Beurteilung ist somit auf dieser allgemeinen Basis für uns nicht möglich. Beispielsweise erscheint die vorgeschlagenen 40 % pauschale EK-Quote uns nicht wie dargestellt hoch, sondern eher niedrig. Soweit es zu Pauschalierungen kommt, sollte die BNetzA die statistische Verteilung der tatsächlichen Werte dem Pauschalwert gegenüber stellen. Pauschalierungen dürfen sich nicht am Bestwert orientieren und nicht zu gravierenden Nachteilen für einzelne Netzbetreiber führen.

Bei einer adäquaten Weiterentwicklung der Anreizregulierung müssen bestehende Inkonsistenzen der Kapitalkostenkalkulation bereinigt werden. Folgende Maßnahmen sollten daher im Evaluierungsbericht vorgestellt und diskutiert werden:

- Berichtigung der asynchronen kalkulatorischen Behandlung von kurzfristigen Vermögens- und Kapitalpositionen, insbesondere die einseitige Kürzung von Umlaufvermögen
- Abschaffung der Benachteiligungen verschiedener betrieblicher Organisationsformen bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung (Benachteiligung von Pacht- ggü. Eigentumsmodellen)
- Berücksichtigung von Investitionen im Basisjahr bereits im Anfangsbestand.
- Korrektur der steuerrechtswidrigen Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer durch die Regulierungsbehörden.

Anpassung Regulierungskonto

Wir begrüßen den Vorschlag der BNetzA das Regulierungskonto an die Systematik der ehemaligen PÜS anzulehnen. Die zeitnahe Auflösung und Verstetigung der Zahlungsströme wäre abwicklungstechnisch von Vorteil und wünschenswert. Dabei sind Kosten- und Erlösabgleiche der vorgelegerten Netzkosten und Messkosten beizubehalten. In Ergänzung könnte geprüft werden, ob es vorteilhaft ist, bei den erzielbaren Erlösen auf die Erlöse des Jahresabschlusses anstelle von Menge*Preis abzustellen, wie es im Gasbereich bereits in Anwendung ist.

Personalzusatzkosten (PZK)

Der Vorschlag in Zukunft die PZK nicht mehr als dnbK zu klassifizieren wird vom VKU abgelehnt. Neben dem Wunsch einer Komplexitätsreduktion und einer Verfahrensvereinfachung scheint die BNetzA die Angemessenheit der Personalzusatzkostenregelung aber auch grundsätzlich in Frage

zu stellen. Die Einstufung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten soll tarifvertragliche Regelungen zugunsten der Arbeitnehmer, die vor Einführung der Anreizregulierung zwischen den Tarifpartnern vereinbart wurden, dem regulatorischen Druck entziehen. Dieses sozialpolitische Anliegen des Bestandsschutzes hat weiterhin Gültigkeit, wird aber durch die von der Behörde formulierten Vorschläge – unter dem Vorwand, Vereinfachungen der Personalzusatzkostenregelung anzustreben - ausgehebelt. Mit allen vorgeschlagenen Varianten werden die Netzbetreiber angereizt, die Kosten – zu Lasten der Arbeitnehmer – in diesem Bereich zu senken.

Darüber hinaus ist in Bezug auf Überlegungen zu einer Abschaffung bzw. Modifikation der Stichtagsregelungen dem Sachverhalt Rechnung zu tragen, dass die Stichtagsregelung Anpassungen der Tarif- und Betriebsvereinbarungen – auch wenn diese eine personalkostensenkende und effizienzsteigernde Wirkung entfalten – faktisch unmöglich machen.

Eine Differenzierung bei den Personalzusatzkosten innerhalb eines Konzerns, der in Erfüllung der Entflechtungsvorschriften einen rechtlich selbständigen Netzbetreiber gegründet hat, ist mit geltendem Recht nicht vereinbar. Die Bundesnetzagentur hat es in der ersten Regulierungsperiode als zulässig angesehen, Personalzusatzkosten für Mitarbeiter konzernverbundener Gesellschaften, die Leistungen für die Netzgesellschaft erbringen, als dauerhaft nicht beeinflussbare (Personalzusatz-)Kosten der Netzgesellschaft anzuerkennen. In der zweiten Regulierungsperiode wurde diese Vorgehensweise dahingehend geändert, dass die Personalzusatzkosten derjenigen konzernangehörigen Mitarbeiter nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr. 9 ARegV anerkannt wurden, die Leistungen für den Netzbetreiber erbringen. Im Rahmen einer Anpassung der Anreizregulierungsverordnung ist eine dahingehende Klarstellung erforderlich, dass von dieser Regelung die mit Netzaufgaben befassten Konzernmitarbeiter umfasst sind.

Um eine Diskussion über die Pauschalierung dieser Kosten an dieser Stelle überhaupt auf fundierter Grundlage führen zu können, sollte die BNetzA zunächst die statistische Verteilung der tatsächlichen Werte den möglichen Pauschalwerten gegenüberstellen.

Netzübergänge

Grundsätzlich sehen wir die Notwendigkeit, im Rahmen des Konzessionswettbewerbs, weitere Klarstellungen in die gesetzlichen Vorgaben aufzunehmen und begrüßen daher etwaige Überlegungen. Allerdings sehen wir ein Risiko, dass bei Festlegung eines möglichen Maßstabes bzw. bei behördlich durchgeführten Aufteilungen der Erlösobergrenze bei künftigen Verhandlungen zwischen abgebendem und aufnehmendem Netzbetreiber eine Blockade-Politik zur Regel wird. Ein Problem bestünde ebenfalls darin, dass Teilnetzdaten für die Regulierungsbehörden auch im Falle von Festlegungen nicht verfügbar sind.

Bei der Aufteilung der Erlösobergrenzen im Falle von Netzübergängen sollte die gleiche Systematik angewendet werden wie bei der Ermittlung der gesamten Erlösobergrenze von Netzbetreibern. Somit sollte, um systematische Fehler zu vermeiden, ein kostenorientierter Ansatz maßgeblich sein. Grundlage sollten an dieser Stelle die Kosten für die Infrastruktur des Teilnetzes sein und nicht eine Ermittlung auf Basis der Absatzmenge.

Transparenz

Wie bereits im VKU-Positionspapier ausgeführt, bekräftigt der VKU ausdrücklich seine Ablehnung der Forderungen nach zusätzlichen Veröffentlichungspflichten sensibler Daten der Netzbetreiber.

Den Regulierungsbehörden sind alle notwendigen Werte und Parameter aus den einzelnen Verfahren bekannt. Es existieren bereits zahlreiche Veröffentlichungspflichten hinsichtlich Struktur und Jahresabschluss für die Netzbetreiber. Ein weitergehendes Interesse – etwa der Öffentlichkeit oder anderer Netzbetreiber – ist nicht ersichtlich und wird nicht begründet. Auch wird nicht ansatzweise erläutert, welches Ziel damit verfolgt werden soll. Ein Mehrwert bzw. Nutzen ist für uns nicht erkennbar. Jede zusätzliche Veröffentlichungspflicht generiert zusätzlichen Aufwand sowohl für die Veröffentlichung selbst, als auch für daraus entstehende Nachfragen und Erläuterungen. Die komplexe Datenlage und aufwendige Aufbereitung erzeugen bereits zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden zahlreiche kontroverse Diskussionen. Somit werden zwangsläufig Missinterpretationen des Datengeflechts entstehen, so dass sowohl die Netzbetreiber als auch die Regulierungsbehörden im fortwährenden Rechtfertigungszwang stünden. Das kann nicht im Sinne einer effizienten Regulierung sein.

3. Modellvorschläge für die politische Diskussion

Die BNetzA wird im Evaluierungsbericht vier mögliche Reformansätze für die ARegV zur Diskussion stellen. Eine Priorisierung der Vorschläge wurde im Rahmen des Workshops nicht vorgenommen.

1. Modell „ARegV-Reform“

Mit dem ersten Modell soll der Regulierungsrahmen praktisch unverändert erhalten werden. Lediglich eine Anpassung des Erweiterungsfaktors und eine Übertragung der Effizienzgewinne in die nächste Regulierungsperiode sind mit diesem Modell verbunden.

Die Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors als Summand halten wir nicht für zielführend, diese Variante sollte nicht weiterverfolgt werden. Eine Pauschalierung der Kosten für Erweiterungsinvestitionen führt in der Praxis genauso zu Unter- oder Überdeckungen wie das heutige System. Einen Vorteil können wir nicht erkennen. Ein Pauschalkostenansatz wäre zudem in der initialen Ausgestaltung mit gravierenden Schwierigkeiten verbunden, gleiches gilt für die notwendigen Anpassungen im weiteren Zeitverlauf.

Der Vorschlag des „Efficiency-Carry-Over“ erscheint grundsätzlich interessant, denn er adressiert ein der Anreizregulierung innewohnendes Problem: Kurz vor dem Basisjahr hat der Netzbetreiber kaum Anreize zur Kostensenkung, denn er profitiert hiervon nur bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode. Damit könnte der vorgeschlagene Prozess grundsätzlich zu einer Vergleichmäßigung des Netzgeschäfts, d. h. Schwächung des Basisjahreffekts, beitragen. Sollte unser Vorschlag der Investitionskostendifferenz keine Berücksichtigung finden, so wären solche oder vergleichbare Ansätze weiter zu diskutieren, etwa im Hinblick auf Höhe und Dauer des „Carry-Over“.

Wir weisen jedoch schon jetzt darauf hin, dass solche Ansätze nur ganzheitlich beurteilt werden können. Beispielsweise würden die von der BNetzA vorgeschlagenen Verschärfungen beim Effizienzvergleich (Skalenerträge, Best-of-Two) sowie die bereits früher von der BNetzA in die Diskussion gebrachte Fortführung des Generellen Sektoralen Produktivitätsfaktors dazu führen, dass nur ein verschwindend kleiner Anteil der Netzbetreiber die Chance hätte, durch Unterschreitung der Erlösobergrenze vom „Efficiency-Carry-Over“ überhaupt zu profitieren. Die Diskussion des „Efficiency-Carry-Over“ verkäme dann zur Scheindebatte.

2. Modell „Kapitalkostenabgleich“

Das zweite Modell beschreibt einen vollständigen Kapitalkostenabgleich zur Beseitigung des Zeitverzugs in der Anreizregulierung. In der VKU-Position „Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland“ vom 26.05.2014 hat der VKU die Nachteile eines vollständigen Kapitalkostenabgleichs beschrieben.

Nach wie vor sehen wir das Modell „Investitionskostendifferenz“ (IKD) als die weitaus geeignetere Alternative, um den Regulierungsrahmen sinnvoll zu ergänzen. Die BNetzA verwirft das IKD-Modell allerdings mit dem Verweis auf Mehrkosten gegenüber dem vollständigen Kapitalkostenabgleich. Nach eigener Erfahrung mit der Berechnung der Auswirkungen der IKD auf die Netzbetreiber und dem Unterschied zum Status-Quo wissen wir, dass derartige Berechnungen äußerst sensitiv gegenüber den getroffenen Annahmen sind.

Die knappe Abhandlung des Instruments der Investitionskostendifferenz auf zwei Folien in der Präsentation der BNetzA erscheint der Bedeutung des Vorschlags und der Dringlichkeit des Problems nicht angemessen. Ohne die Offenlegung der für die negative Beurteilung zugrunde liegenden Berechnungen durch die BNetzA, ist eine sachgerechte Kommentierung nicht möglich. Wir bitten daher, diese Berechnungen der Branche zur Verfügung zu stellen.

Bei einer Beschäftigung mit dem Kapitalkostenabgleich und dem Instrument der Investitionskostendifferenz sollte auch betrachtet werden, ob der Kapitalkostenabgleich im Unterschied zur Investitionskostendifferenz zu einer Überkapitalisierung anreizt. Beim Kapitalkostenabgleich hat der Netzbetreiber durch den sofortigen Entfall des Sockeleffekts einen Anreiz zu investieren, auch wenn der Bedarf hierfür noch nicht vorhanden ist. Ansonsten würden aufgrund des Entfalls der Kapitalkosten unmittelbar auch seine Erlöse reduziert. Bei dem Instrument der Investitionskostendifferenz ist dieser Anreiz deutlich geringer, da es erst dann zu einer Reduktion der Erlösobergrenze kommt, wenn die Anlage vollständig abgeschrieben ist.

3. Modell „Gesamtkostenabgleich mit Bonus“

Der VKU sieht im Modell 3 keinen geeigneten Ansatz, die Anreizregulierung adäquat weiterzuentwickeln. Obwohl das Ziel des Modells, intelligentes Verhalten anzureizen und zu belohnen teilweise zutreffend ist, sehen wir in der zusätzlichen Komplexität des Modells und vor allem in der massiven Erhöhung des Verwaltungsaufwandes erhebliche Probleme. Gerade für Netzbetreiber die sowohl Strom- als auch Gasnetze betreiben, hieße das ein im Wechsel jährlich durchzuführender Genehmigungsprozess. Verstärkt wird der damit ohnehin schon verbundene Aufwand mit dem zusätzlich noch durchzuführenden Kapitalkostenabgleich.

Darüber hinaus besteht bei kurzen Regulierungsperioden die Gefahr, dass häufig grundlegende Parameterveränderungen am regulatorischen Handlungsrahmen vorgenommen werden. Damit wäre jegliche Kontinuität und Verlässlichkeit im Regulierungssystem verloren. Netzbetreiber müssten stets damit rechnen, dass es bei jeder Kostenprüfung bzw. bei jedem Effizienzvergleich zu Veränderungen in Definitionen, Auslegungen oder in der regulatorischen Abwicklung käme. Ein verantwortungsvolles, geplantes und wirtschaftliches Handeln wäre kaum noch möglich.

Der von der BNetzA angeführte Bonus für besonders effiziente Unternehmen ist aufgrund bisher ungenauer Darstellung kaum bewertbar. Daher ist auch nicht klar, ob dieses Instrument ausreichend Anreiz entfalten würde, um daraufhin eine entsprechende Investitionsstrategie aufzubauen.

Zumal durch den integrierten Wettbewerbscharakter ein hohes Risiko besteht, dass die bei von einem Netzbetreiber unternommenen Anstrengungen ins Leere laufen würden.

Weiter möchte der VKU darauf hinweisen, dass in diesem Modell nur die Netzbetreiber einen Bonus erhalten, die einen Effizienzwert von 100 % oder mehr erhalten. Das ist methodenimmanent nur bei der DEA möglich. Bei der SFA liegt der maximal erreichbare Effizienzwert immer knapp unter 100 %. Das von der BNetzA vorgeschlagene Bonusmodell würde deshalb die Netzbetreiber benachteiligen, deren Effizienzwert mit der SFA festgestellt wird.

4. Modell „Differenzierte Regulierung“

Der VKU lehnt Modell 4 in der durch die BNetzA vorgestellten Ausgestaltung ab. Die Idee zu diesem Modell-Ansatz kommt aus der Erkenntnis, dass nur wenige Unternehmen von den Herausforderungen der Energiewende betroffen sind. Diese Erkenntnis ist zwar nicht falsch, allerdings löst der Modellansatz nicht das grundsätzliche Problem der Investitionen für die Verteilernetzbetreiber, das vielfach auch im Bereich der Erneuerungsinvestitionen liegt.

Die präsentierte Lösung, das Zeitverzugsproblem für Verteilernetzbetreiber über eine Beantragung des Zugangs zum Instrument der Investitionsmaßnahmen zu lösen, halten wir für ungeeignet. Dies gilt vor allem in Anbetracht der Notwendigkeit eine ausführliche, verbindliche und mit den Interessengruppen abgestimmte Ausbau- und Investitionsplanung für die nächsten fünf Jahre vorzulegen. Dieser Prozess würde den Netzbetreibern weder Investitionssicherheit noch Investitionsanreize bieten, die lediglich mit einem Aufwuchs des Verwaltungsaufwands einhergehen.

4. Fazit

Es entsteht der Eindruck, dass die Bundesnetzagentur den Evaluierungsbericht dazu nutzen möchte, um möglichst geringe Veränderungen am Regulierungssystem vorzunehmen und die Regulierungsbedingungen zugleich deutlich zu verschärfen.

Das aktuelle System der Anreizregulierung bedarf einer gezielten Anpassung zur Behebung des Zeitverzugs, da dieser das wesentliche und dringendste Problem in Bezug auf die Investitionen darstellt. Mit einem vollständigen Kapitalkostenabgleich könnte dieses Problem zwar gelöst werden, allerdings würde man sich von der Grundidee der Anreizregulierung verabschieden und den Netzbetreibern die Möglichkeit nehmen, ihren Bestand zu optimieren. Auch würden in diesem Modell steigende operative Kosten - als Folge der Energiewende - nicht abgebildet. Wohingegen das Modell „Investitionskostendifferenz“ zwischen den Basisjahren eine Steigerung der operativen Kosten zumindest auffangen kann. Es ist uns daher nicht ersichtlich, aus welchem Grund das IKD-Modell nicht als ergänzender Vorschlag zu Diskussion gestellt wird.

Der VKU hat in seiner Position „Regulierungsbedingungen für Verteilernetzbetreiber“ von 26.05.2014 eine Liste von Vorschlägen vorgelegt, die dazu geeignet wären, den Aufwand in der regulatorischen Praxis zu reduzieren. Bislang hat der VKU keinerlei Reaktion auf dieses Papier erhalten, geschweige denn, eine Bewertung der Vorschläge oder eine weitere Auseinandersetzung vernommen.

Die bislang von der BNetzA vorgelegten Überlegungen zur weiteren Behandlung zukünftiger Herausforderungen deutscher Verteilnetzbetreiber überzeugen den VKU nicht. Ein klares Konzept ist nicht erkennbar.

In ihren Ausführungen lässt die BNetzA wesentliche Punkte offen. Teilweise stützt die BNetzA ihre Thesen auf bislang unbelegte Behauptungen und nicht auf nachprüfbare Fakten. Wir fordern die BNetzA erneut dazu auf, eine unvoreingenommene Sicht auf das Handeln der Netzbetreiber einzunehmen und ein Regulierungssystem zu entwickeln, in dem eine Ausgewogenheit zwischen Investitions- und Effizianzanreizen hergestellt wird.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft:

Victor Fröse

Tel: 030-58580-195

froese@vku.de

Anhang „Effizienzvergleich“

1. „Best-of-four“ als zwingend notwendiger Bestandteil des Benchmarking

Auf dem 4. Workshop zur Evaluierung der Anreizregulierung am 23.10.2014 hat die BNetzA vorgeschlagen, künftig keine Bestabrechnung mehr über die vier ermittelten Effizienzwerte vorzunehmen, sondern zunächst Mittelwerte über die Effizienzwerte beider Kostenbasen einer Methode zu bilden und erst anschließend eine Bestabrechnung über die beiden Mittelwerte (DEA und SFA) durchzuführen.

Begründet wurde der Vorschlag von der BNetzA mit einer möglichen „Versuchung“ von Netzbetreibern, die ihren Besteffizienzwert gemäß den Kosten nach §14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV (TOTEX) erhalten, durch Investitionszurückhaltung ihren Effizienzwert zu steigern. Tatsächlich kann sich durch den Vorschlag aber auch der Effizienzwert von Netzbetreibern verschlechtern, die ihren Bestwert aufgrund der Kosten nach §14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV (sTOTEX) erhalten.

Allerdings hat die BNetzA keinerlei Zahlen zur Bestätigung ihrer These anhand der Effizienzwerte der ersten und zweiten Regulierungsperiode vorgelegt. Es wurden innerhalb des BMT-Projekts die möglichen Auswirkungen einer solchen Änderung anhand der Effizienzwerte der 2. Regulierungsperiode analysiert. Die Effizienzwerte der Netzbetreiber würden sich durch die Änderung der Bestabrechnung unterschiedlich stark verschlechtern, teilweise um bis zu 5 Prozentpunkte.

Folgt man dem von der BNetzA unterstellten Zusammenhang zwischen Investitionen und Effizienzwertsteigerung, würde sich die vorgeschlagene Mittelwertbildung jedoch auch nachteilig auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber auswirken. Netzbetreiber, die einen Effizienzwert anhand der sTOTEX erwarten, würden künftig auch die höheren Restbuchwerte bei den TOTEX in ihre Investitionsentscheidung einbeziehen, da die TOTEX ihren Effizienzwert zur Hälfte beeinflussen würden.

Historische Besonderheiten der Regulierung in einigen alten Bundesländern:

Im Rahmen des 4. Workshops zur Evaluierung stellt die BNetzA die Methode best-of-four zur Bewertung der 4 Effizienzwerte in Frage. Die Effizienzwerte der beiden Kostenbasen sollen gemittelt werden. Die Bewertung best-of-DEA/SFA wird zurecht nicht in Frage gestellt, denn methodisch bedingte Differenzen sollten nicht als Ineffizienzen bewertet werden.

Nun argumentiert die BNetzA, dass die Methode best-of-four im Benchmarking Reinvestitionen behindert. Die oben aufgeführten Effekte aus Effizienzvergleichen mit den beiden Kostenbasen sind im Wesentlichen nicht (!) im tatsächlichen Anlagenalter begründet, sondern in rein kalkulatorischen Effekten. Diese Begründung läuft ins Leere.

Die Kosten nach §14 ARegV bilden, soweit praktikabel, zumindest auf der Kapitalkostenseite eine akzeptable Vergleichskostenbasis für den Effizienzvergleich. Durch die annuitätische Kostenermittlung können große Verzerrungen wie sie bei der Kostenbasis nach NEV vorliegen, vermieden werden. Eine Methode, um den OPEX Bestandteil dieser Kostenbasis zu bereinigen, liegt allerdings nicht vor. Die alleinige CAPEX Bereinigung könnte dazu führen, dass ältere Anlagen mit bereinigter Capex aber unbereinigter hoher Opex ineffizient früh und kapitalintensiv ersetzt werden. Methoden zur Opex-Bereinigung liegen nicht vor.

Im Gegensatz zur Kostenbasis nach §14 zeigen die Kosten nach NEV eine andere genau so richtige bzw. falsche Kostenwahrheit.

Die Kosten nach NEV beinhalten eine Reihe von Effekten, die diese Kostenbasis für einen Effizienzvergleich eigentlich als ungeeignet erscheinen lassen. Einerseits sind diese Effekte kein Ergebnis von statistischer Streuung oder von Fehlverhalten von Netzbetreibern, sondern resultieren in wesentlichen Teilen aus vorangegangenen Regulierungssystemen. Andererseits, was sehr wesentlich auch für den Effizienzvergleich ist, bilden die Kosten nach NEV die Basis der Erlösobergrenze, die später um ermittelte Ineffizienzen abzusenken ist.

Der §32(3) NEV spielt hier eine besondere Rolle. In den Regulierungen der Länder vor in Krafttreten der bundeseinheitlichen NEV wurden teils sehr unterschiedliche Abschreibungsdauern zwischen 10 und 50 Jahren genehmigt, sehr junge Anlagen können nach NEV kalkulatorisch schon abgeschrieben sein. So ist es möglich, dass Netzbetreiber mit Anlagen gleichen Alters sehr unterschiedliche Anlagenwerte in ihrer Kostenbasis nach NEV führen, denn gem. §32(3) ist ein Wiederaufleben einer abgeschriebenen kalkulatorischen Anlagenbasis untersagt.

Um eine Fehlregulierung zu vermeiden, ist der Zusammenklang von einerseits Benchmarking und andererseits seiner Umsetzung in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Das Resultat von Benchmarking wäre für Netzbetreiber, die von kurzen Abschreibungsdauern betroffen bzw. anderen, die nicht betroffen sind, folgendes:

- Netzbetreiber mit ehemals kurzen genehmigten Abschreibungsdauern: Diese Netzbetreiber müssten „Ineffizienzen“ senken, die in ihrer Kostenbasis nicht mehr enthalten sind.
- Netzbetreiber mit ehemals höheren Abschreibungsdauern: In einem Benchmarking mit Kosten (NEV) werden diese Netzbetreiber mit Netzbetreibern verglichen, deren Anlagenbasis gem. §32(3) teils mit sehr kurzen Abschreibungsdauern erheblich verkürzt ist. Die ermittelten „Ineffizienzen“ haben zu wesentlichen Teilen mit Ineffizienz im technisch wirtschaftlichen Sinn wenig gemein, sondern sind bedingt durch eine gekürzte Kostenbasis bei konkurrierenden Netzbetreibern im Effizienzvergleich.

Historische Besonderheiten in neuen Bundesländern:

Zudem erkennt die BNetzA historisch bedingte erhöhte Kapitalkosten nicht als Besonderheit der Versorgungsaufgabe an. Die ostdeutschen Netzbetreiber weisen im Gegensatz zu vergleichbaren Netzbetreibern mit Belegenheit West in der Regel ein deutlich jüngeres durchschnittliches Anlagenalter auf.

Seitens der Beschlusskammer 8 der BNetzA wird zu diesem Sachverhalt folgendermaßen argumentiert: *„Aus Sicht der Beschlusskammer stellt der vorgebrachte Punkt der unterschiedlichen Investitionszyklen und somit die unterschiedlichen Altersstrukturen der Netze keine Besonderheit im Sinne des § 15 Abs. 1 ARegV dar. Diesbezüglich wird nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten durchgeführt, die Verzerrungen im Hinblick auf die unterschiedlichen Investitionszyklen möglichst vermeiden soll. **Dem Verordnungsgeber war bewusst, dass Verzerrungen diesbezüglich nicht vollkommen auszuschließen sind. Deshalb sollte durch die Einführung des „Best-of-four“ nach § 12 Abs. 3 und 4a ARegV ein weitergehender Ausgleich geschaffen werden.**“* Um Netzbetreiber mit relativ jungem kalkulatorischen Anlagenalter gegenüber Netzbetreibern mit durch kurze Abschreibungsdauern kalkulatorisch be-

reits abbeschriebene „alte“ Anlagen nicht übermäßig zu benachteiligen, ist von einer Mittelung der Effizienzwerte über Kostenbasen dringend abzuraten.

Fazit:

Wie bereits bei der Einführung der ARegV vom Verordnungsgeber erkannt, ist Best-of-four als Methode geeignet, ungerechtfertigte Verzerrungen und Fehlanreize, die aus einem alleinigen Benchmarking nach §14 oder NEV resultieren würden, zu minimieren. Die Gründe, die hinter den oben vorgelegten Verzerrungen stehen, liegen nicht im Verschulden der Netzbetreiber, sondern sind politisch und durch unterschiedliche behördliche Genehmigungspraxis in den Bundesländern bedingt. Jeder der beiden Kalkulations- und Benchmarkingmethoden hat seine eigene Begründung, die nicht in Ineffizienzen von Netzbetreibern begründet ist. Eine Mittelung wird diesen Voraussetzungen nicht gerecht, denn durch diese wird eine hohe Differenz zwischen beiden Benchmarkingergebnissen pönalisiert und Netzbetreiber mit Besonderheiten benachteiligt.

2. Ausreißeranalyse

Die BNetzA schlägt unter anderem vor, Anpassungen an der Ausreißeranalyse vorzunehmen, um den Effizienzvergleich zu verbessern. Gemäß ARegV Anlage 3 werden mögliche Verfahren zur Ausreißeridentifikation sowohl für die Methode der Data-Envelope-Analyse (DEA) als auch für die Stochastic-Frontier-Analyse (SFA) vorgeschrieben. Die Erfahrungen, insbesondere des zweiten Effizienzvergleichs haben jedoch gezeigt, dass die definierten Verfahren und bisher von den Beratern der BNetzA angewandten Vorgehensweisen nicht geeignet sind, wenn in einem Datensatz strukturell nicht vergleichbare Unternehmen enthalten sind. Für die Durchführung eines Effizienzvergleichs ist eine vergleichbare Datenbasis von objektiv strukturell vergleichbaren Unternehmen sowohl gesetzlich gefordert (§ 21a, Abs. 2, S. 4 EnWG) als auch statistisch unabdingbar. Auch die BNetzA scheint sich dieser Tatsache bewusst zu sein. Sie schlägt deshalb als Weiterentwicklung vor, in Zukunft Unternehmen mit extremen Werten der Cook's Distance sowohl für die SFA als auch für die DEA als Ausreißer zu klassifizieren. Dieser Vorschlag ist grundsätzlich zu begrüßen, sofern der folgende Aspekt berücksichtigt wird:

Die Identifikation der Unternehmen mit hohen Cook's-Distance-Werten ist dem Effizienzvergleich vorgeschaltet. Das bedeutet, dass zuerst – unter Anwendung des gleichen Modells, welches dann für die Effizienzbestimmung verwendet wird – die Unternehmen mit hohen Cook's-Distance-Werten identifiziert werden. Diese Unternehmen werden für die weiteren Berechnungen zur Ermittlung der Effizienz ausgeschlossen. Mit den im Datensatz verbleibenden Unternehmen wird anschließend der Effizienzvergleich mittels der Methoden DEA und SFA durchgeführt. Dabei wird dieser verbleibende Datensatz – wie heute in der ARegV vorgeschrieben – unter Anwendung der bekannten Verfahren sowohl bei der DEA als auch der SFA einer Ausreißerbereinigung unterzogen. Die Ermittlung der relativen Effizienz der Unternehmen erfolgt somit nach Ausschluss der objektiv strukturell unterschiedlichen Unternehmen sowie der danach noch identifizierten Ausreißer. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass zum einen keine strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen und zum anderen keine Ausreißer im Datensatz die Ermittlung der Effizienz verzerren.

3. Mindestvorgaben zu Parametern auch weiterhin notwendig

In §13 ARegV schreibt der Verordnungsgeber die Verwendung bestimmter Mindestparameter für die ersten beiden Perioden vor. Auch soll gem. §13(3) die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber im Effizienzvergleich gewährleistet sein. Diese Vorgehensweise hat sich grundsätzlich bewährt und sollte deshalb auch für die zukünftigen Benchmarkingverfahren in der ARegV festgeschrieben werden. Darüber hinaus hat die BNetzA weitere geeignete Parameter berücksichtigt und die Modelle vom 1. zum 2. Benchmark weiterentwickelt. Auf Basis der Betrachtung der positiven Entwicklung der durchschnittlichen Effizienz kann man von einem robusten Benchmarkingverfahren sprechen. Dennoch haben die letzten Benchmarkingverfahren auch gezeigt, dass für Gruppen von Netzbetreibern, insbesondere für kleinere Gruppen, relevante Parameter (Kostentreiber) systembedingt durch die Masse der übrigen Netzbetreiber nicht identifiziert werden.

Die Bildung von Gruppen bei der Kostentreiberanalyse und im Effizienzvergleich, eigentlich die systematisch genaueste Methode, wurde von der BNetzA jedoch aus umsetzungstechnischen Gründen verworfen und auf die **Verwendung von mehr und für die heterogenen Gruppen relevanten Parameter verwiesen**. Eine Methode, die in der Lage ist, solche Parameter zu identifizieren, liegt jedoch nicht vor. **Es ist daher notwendig, in der ARegV Vorgaben zu setzen, die die Verwendung der wesentlichen Kostentreiber vorschreiben**.

Es sind in § 13 ARegV Parameter auch ab der 3. Periode festzuschreiben, die die Eigenarten auch von kleineren heterogenen Gruppen hinreichend berücksichtigen. Darüber hinaus sind Analysen vorzunehmen, die die Berücksichtigung weiterer Gruppen gewährleisten.

Zur Berücksichtigung dieser heterogenen Gruppen sind mindestens folgende kostentreibende Parameter erforderlich:

- Regionale, überregionale Flächennetzbetreiber: **Parameter „Netzlängen“** getrennt nach Spannungsebenen und Kabel und Freileitungen (der einzige bekannte Parameter, der die gebietsstrukturelle Zergliederung und Kosten großer Hochspannungsanteile hinreichend abbildet)
- **Parameter „Zeitgleiche Jahreshöchstlasten“** (die einzigen bekannten Parameter, die die notwendigen Kapazitäten der Netze und Dimensionierungen beim Ausbau hinreichend abbilden)
- Stark von dezentraler K-Einspeisung betroffene Netzbetreiber: **Parameter „installierte Leistungen in den einzelnen Spannungsebenen“** (Parameter, die dies berücksichtigen wurden im Benchmarking 2013 systembedingt nicht identifiziert)
- Für von hoher Versorgungsdichte- und Struktur betroffene Netzbetreiber hat die BNetzA im 2. Benchmarking mit der Berücksichtigung der **Parameter „Zählpunkte“ bzw. „Messstellen“** über alle Netzebenen hier bereits erste Schritte zur Berücksichtigung von Heterogenitäten vorgenommen.

4. Berücksichtigung von Heterogenität bei der Modellbildung

Auch nach der von der BNetzA vorgeschlagenen Anpassung zur Identifikation von Ausreißern verbleiben im Datensatz heterogene Netzbetreiber. Um diesen Unterschieden gerecht zu werden, wurde bisher seitens der BNetzA auf zwei Instrumente hingewiesen:

1. Eine Kostentreiberanalyse soll für die im Effizienzvergleich verbleibenden Unternehmen sicherstellen, dass die wesentlichen Einflussfaktoren für die Netzbetreiber im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.
2. Individuelle Besonderheiten von Unternehmen sollen über den § 15 ARegV geltend gemacht werden können.

Für die bisherigen Effizienzvergleiche der Verteilnetzbetreiber wurde die Kostentreiberanalyse jeweils auf Basis einer Schätzung mit der Methode der Ordinary Least Squares (OLS) durchgeführt. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Kostentreiber, welche für eine genügend große Zahl an Netzbetreibern relevant sind, Eingang in das Effizienzvergleichsmodell finden. Dabei wurde im Wesentlichen auf die statistische Signifikanz der Kostentreiber abgestellt, um Parameter als Modellkandidaten zu identifizieren. Ein statistisch signifikantes Resultat ergibt sich jedoch nur, wenn eine durch Spezifika, z.B. hoher Photovoltaik-Ausbau, betroffene Gruppe ausreichend groß ist. Durch das Abstellen auf die statistische Signifikanz bei der Ermittlung der Kostentreiber ergeben sich folgende Herausforderungen:

Identifikation von kleinen Gruppen: Aufgrund der nach wie vor heterogenen Struktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland sowie der unterschiedlichen Betroffenheit der Unternehmen von der Umsetzung der Energiewende können für eine kleine Gruppe von Netzbetreibern unterschiedliche Kostentreiber von Bedeutung sein. Durch das Abstellen auf die statistische Signifikanz bei der Ermittlung der für das Benchmarkingmodell zu berücksichtigenden Parameter besteht die Gefahr, dass diese Kostentreiber im Modell nicht als Outputparameter verwendet werden.

Abbildung von Innovation (intelligente Netze) im Benchmarking: Dies ist zum Beispiel dann der Fall, wenn geförderte Innovationen nur für eine kleine Gruppe an Netzbetreibern relevant sind.

Die mit der Innovation verbundenen Outputs erweisen sich aber aufgrund der geringen Betroffenheit im Rahmen der Kostentreiberanalyse als nicht signifikant. Dadurch erscheint diese Gruppe an Netzbetreibern im nächsten Benchmarking als weniger effizient. Die damit verbundenen höheren Kostensenkungsvorgaben reduzieren somit den ursprünglich angestrebten Anreizeffekt. Da es auch zukünftig so sein sollte, dass über den Effizienzvergleich effektives und wirtschaftlich sinnvolles Handeln belohnt wird, sollte der Effizienzvergleich grundsätzlich technikneutral ausgestaltet sein. Netzbetreiber werden zukünftig zunehmend vor der Entscheidung zwischen konventionellem und intelligentem Netzausbau stehen. Die Entscheidung sollten Netzbetreiber unabhängig von Restriktionen (z.B. Ergebnis einer Kostentreiberanalyse), sondern vielmehr vor dem Hintergrund von Effizienz- und Kostenüberlegungen treffen können. Intelligenter Netzausbau wird konventionellen Netzausbau nicht ablösen, was in der Konsequenz aber bedeutet, dass der Effizienzvergleich beiden Optionen gleichermaßen technikneutral gerecht werden muss.

Identifikation von zukünftigen Herausforderungen (auch weiterentwickelte Regulierungsmodelle): Um die auf der OLS-Methode basierte Kostentreiberanalyse durchführen zu können, wird auf Daten des Fotojahres abgestellt. Basierend auf diesen Daten werden Effizienzwerte ermittelt, welche den Kostenabsenkungspfad für die kommende Regulierungsperiode definieren.

Durch diese starke Vergangenheitsorientierung ist die Kostentreiberanalyse nicht in der Lage, zukünftige Änderungen bezüglich der Kostentreiber zu erkennen. Besonders ausgeprägt ist dies dann der Fall, wenn sich die Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber beispielsweise aufgrund der Umsetzung der Energiewende stark ändern. Diese Problematik verschärft sich insbesondere dann, wenn wie im dritten des von der BNetzA im Rahmen des 4. Evaluierungsworkshops vorgeschlagenen Modells zur Anpassung der Anreizregulierung (Modell 3: Gesamtkostenabgleich mit Bonus) die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs über mehrere Regulierungsperioden konstant gehalten werden soll.

Fazit: Sowohl bei der Identifikation von Kostentreibern, welche nur für eine kleine Gruppe von Netzbetreibern relevant sind, als auch bei der Berücksichtigung von relevanten zukünftigen Kostentreibern gibt es aktuell keinen einfach umsetzbaren Lösungsvorschlag. Neben der Möglichkeit, den Prozess der Modellfindung über eine entsprechend angepasste Kostentreiberanalyse zu verbessern, ist auch denkbar, dass beispielsweise die Benchmarkingkostenbasis um die mit der Innovation verbundenen Kosten bereinigt wird. Wichtig erscheint, dass für die Konkretisierung der Vorgaben für die nächste Regulierungsperiode ein Prozess eingerichtet wird (Korrektur auf der Inputseite), in welchem die bei den verschiedenen Experten vorhandenen Überlegungen und Ideen bezüglich des Umgangs mit heterogenen kleinen Gruppen respektive mit der Berücksichtigung von zukünftigen Herausforderungen ausgetauscht und diskutiert werden können.