

Stellungnahme

Evaluierungsbericht Anreizregulierung

BNetzA-Evaluierungsbericht nach § 33 ARegV
vom 21. Januar 2015

Berlin, 9. März 2015

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Hintergrund.....	3
3	Kernforderungen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung.....	4
3.1	Attraktive Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen	4
3.2	Anreize für innovative Lösungen beim intelligenten Netzaus- und -umbau.....	6
3.3	Generellen sektoralen Produktivitätsfaktor abschaffen.....	7
3.4	Wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals	8
3.5	Korrekturen an Methodik der Kapitalkostenkalkulation.....	9
3.6	Belastbare und nachvollziehbare Effizienzvergleiche.....	10
4	Bewertung BNetzA-Vorschläge zu modellunabhängigen Anpassungen.....	10
4.1	Personalzusatzkosten.....	10
4.2	Regulierungskonto	11
4.3	Vereinfachtes Verfahren	12
4.4	Effizienzvergleich	13
4.5	Aufteilung der Erlösobergrenzen bei Teilnetzübergängen.....	16
4.6	Transparenz.....	17
4.7	Pauschalisierung der Kapitalkosten	18
4.8	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	18
4.9	Instrumente zur Steigerung der Innovationstätigkeit.....	19
4.10	Versorgungsqualität.....	20
4.11	Indikatorbasiertes Investitionsmonitoring	21
4.12	Weitere Verfahrensvorschläge.....	21
5	Bewertung BNetzA-Modellvorschläge.....	22
5.1	ARegV 2.0	22
5.2	Differenzierung in ARegV 2.0.....	24
5.3	Gesamtkostenabgleich mit Bonus.....	25
5.4	Kapitalkostenabgleich	25
5.5	Fazit zu Modellvorschlägen.....	25
6	Zielgerichtete Investitionsanreize durch BDEW-Antragsmodell.....	26
6.1	Kriterien für Antragsmöglichkeit bei besonders betroffenen Verteilnetzbetreibern	27
6.2	Bindung für eine Regulierungsperiode	27
6.3	Prozessablauf	28
7	Weitere Dokumente	29

1 Zusammenfassung

Am 21. Januar 2015 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung veröffentlicht. Der Evaluierungsbericht kommt zu dem Ergebnis, dass das Anreizregulierungssystem sich grundsätzlich bewährt hat, gleichwohl aber weiter entwickelt und angepasst werden sollte. Hierzu unterbreitet die BNetzA eine Reihe von Vorschlägen.

Der BDEW hat bereits im März 2014 eigene Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung der Anreizregulierung eingebracht. Um bestehende Schwächen zielgerichtet zu beseitigen, sollte das derzeitige Regulierungsmodell evolutionär weiterentwickelt werden. Der BDEW hat die im Evaluierungsbericht vorgestellten Anpassungsvorschläge analysiert und bewertet. Die Kernforderungen des BDEW zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung werden mit den Anpassungsvorschlägen der BNetzA nicht oder nur teilweise erfüllt. Insbesondere hält der BDEW weiterhin das vorgetragene Antragsmodell für geeignet, zielgerichtet Investitionsanreize für die betroffenen Verteilnetzbetreiber zu setzen.

2 Hintergrund

Vor dem Hintergrund der geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen stellt sich die Frage, ob das gegenwärtige Anreizregulierungsregime den richtigen Rahmen insbesondere für den notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur setzt. Im Zentrum der Diskussion steht die Frage, wie eine zeitverzugslose Berücksichtigung von Netzinvestitionen (Erweiterung und Erneuerung) auch für Verteilnetzbetreiber erreicht werden kann.

Die BNetzA hat am 21. Januar 2015 den Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung veröffentlicht. Der umfassende Bericht enthält eine Bestandsaufnahme zur Wirkung des Regulierungssystems seit 2009 und unterbreitet Vorschläge zur Anpassung der Anreizregulierung. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hat angekündigt, auf Grundlage des Evaluierungsberichtes und der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zu novellieren. Da im Evaluierungsbericht die BNetzA-Sicht überwiegt, sollte die Diskussion nicht nur auf den Evaluierungsbericht und die hier vorgeschlagenen Handlungsoptionen und Modelle begrenzt werden.

Der Evaluierungsbericht sollte Auftakt für einen breiten Dialog auf einer fundierten Basis sein. Einige Vorschläge mit hoher wirtschaftlicher Relevanz sind heute noch nicht hinreichend konkretisiert und können derzeit noch nicht bewertet werden. Hierzu sind vertiefte Erörterungen z.B. durch Expertengespräche zwischen BNetzA, BMWi und der Branche erforderlich. Ausgehend von den Kernforderungen, die an eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung zu stellen sind, nimmt der BDEW Stellung zu den wesentlichen Ergebnissen und Empfehlungen des Evaluierungsberichts. Dabei wird auf eine ausführliche Kommentierung zu den Einzelthemen verzichtet, detaillierte Darlegungen enthalten die bereits eingebrachten zwölf BDEW-Stellungnahmen¹.

¹ Vgl. Auflistung der BDEW-Stellungnahmen in Abschnitt 7

3 Kernforderungen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung

Nachfolgend werden Kernforderungen des BDEW für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung beschrieben. Die in den nachfolgenden Abschnitten 4 und 5 vorgenommene Bewertung der BNetzA-Vorschläge spiegelt diese mit den Kernforderungen. Hierdurch werden einzelne Themengebiete mehrfach angesprochen.

Die Anreizregulierung dient der Erreichung der energiepolitischen Ziele. Im Fokus stehen dabei vor allem die Investitionsbedingungen. Messlatte für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung ist deshalb, ob damit die politisch geforderte investitionsfreundliche Ausgestaltung erreicht werden kann.

Die Evaluierung hat gezeigt, dass ein **stabiler und verlässlicher Regulierungsrahmen** einen Wert an sich darstellt. Bei Investitionen in langlebige Wirtschaftsgüter benötigen Netzbetreiber, deren Kapitalgeber und Anteilseigner eine hohe Sicherheit bezüglich der zu erwartenden Mittelrückflüsse und Verzinsung. Aus Sicht des BDEW muss die derzeitige **Anreizregulierung evolutionär weiterentwickelt** werden. Systembrüche sind kontraproduktiv für das Investitionsklima. Gleichwohl sollten Defizite des Regulierungsmodells an einzelnen Punkten und Probleme bei der Regulierungspraxis zielgerichtet behoben werden.

Die BNetzA thematisiert im Evaluierungsbericht das grundsätzliche **Problem des Zeitverzugs in den Verteilnetzen** und der **Finanzierung von Innovationen** und beschreibt hierzu differenzierte Lösungsansätze. Diese Lösungsansätze sind jedoch nicht für alle Netzbetreiber treffsicher, stellen mitunter Scheinlösungen dar und blenden wesentliche Gruppen von Netzbetreibern mit ihren Herausforderungen aus. Im Evaluierungsbericht wurde entgegen der Vorschläge der Branche nur ungenügend auf Handlungsbedarfe bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV eingegangen.

Der BDEW unterstützt Ansätze zur **Reduzierung des Regulierungsaufwands**, die damit auch allgemeinen Bestrebungen nach einer Entbürokratisierung folgen. Auch ohne Rechtsänderungen können Datenerhebungen vereinfacht und Verfahrensdauern verkürzt werden. Es ist bedauerlich, dass die BNetzA die hierzu eingebrachten Vorschläge nicht aufgegriffen und die Ursachenanalyse nicht auch auf die internen Abläufe und die gelebte Regulierungspraxis ausgeweitet hat. Zukünftig sollte bei allen Datenerhebungen stärker die Relation von Aufwand zu Nutzen betrachtet werden. Verfahrensdauern können durch verbindliche Fristen und eine Genehmigungsfiktion bei Fristablauf verkürzt werden.

3.1 Attraktive Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen

Im Mittelpunkt der Diskussion über das gegenwärtige Regulierungssystem steht die Frage, ob ausreichend Anreize einerseits für die notwendigen Investitionen und andererseits für einen effizienten und langfristig sicheren Betrieb der Gas- und Stromnetze gesetzt werden.

Der Evaluierungsbericht kommt zu dem Ergebnis, dass die Einführung der Anreizregulierung sich nicht grundsätzlich negativ auf die Investitionstätigkeit ausgewirkt hat, die Effizienzen der Netzbetreiber gestiegen sind und die Versorgungszuverlässigkeit nach wie vor auf international höchstem Niveau ist. Anzeichen in dem Evaluierungsbericht, dass die Ersatzinvestitionen

unter dem für den Substanzerhalt notwendigen Niveau liegen könnten (z.B. stetig steigendes Anlagenalter), geht die BNetzA in dem Bericht aber leider nicht vertieft nach.

Nach jahrelangen Debatten besteht mittlerweile ein breiter Konsens, dass die **Investitionsbedingungen in den Verteilnetzen** verbessert werden müssen, da hier insbesondere das **Ziel der Beseitigung des Zeitverzugs** erreicht werden muss. Dabei dürfen nicht nur der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Dezentralisierung des Energieversorgungssystems betrachtet werden. Investitionen sind auch notwendig, um die Netze an veränderte Kunden- und Marktanforderungen anzupassen, innovative Lösungen zu ermöglichen und die Substanz zu erhalten. Die BMWi-Verteilernetzstudie hat neben dem substanziellen konventionellen Ausbaubedarf in den Stromverteilnetzen auch aufgezeigt, wie durch Nutzung innovativer Planungskonzepte, Anwendung intelligenter Netztechnologien und Erzeugungsmanagement der Ausbaubedarf erheblich reduziert werden kann. Dennoch bleibt auch bei Anwendung intelligenter Netztechnologien ein erheblicher Netzausbaubedarf vorhanden. Den Aus- und Umbaubedarf für Netzbetreiber mit Veränderungen auf der Nutzerseite (z.B. Neubaugebiete bzw. Rechenzentren) sowie den Ersatz- und Erneuerungsbedarf hat die Studie des BMWi nicht untersucht.

Für die **wesentlichen Investitionen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber** existiert mit den **Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV** bereits ein **geeignetes Instrument**, mit dem die daraus resultierenden Kapital- und Betriebskosten ohne Zeitverzug sachgerecht erfasst werden können.

Kernfragen bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung sind also, wie die Investitionsbedingungen für die Verteilnetzbetreiber substanziell verbessert werden, Anreize für innovative Lösungen gesetzt werden und dabei ein verlässliches Regulierungssystem mit ausreichend Planungssicherheit für Investoren sichergestellt wird.

Die von der BNetzA im Evaluierungsbericht dargelegten **Anpassungs- und Modellvorschläge erreichen dieses Ziel für die Verteilnetze nicht oder wirken gar kontraproduktiv**. Die Investitionsbedingungen würden bei der „Differenzierung in Modell ARegV 2.0“ nur für einen Teilbereich des Investitionsgeschehens und für eine sehr eng begrenzte Gruppe von Unternehmen verbessert werden. Wie sich die Umstellung des Erweiterungsfaktors auf einen Summandenansatz auswirkt, könnte erst zum Start der dritten Regulierungsperiode (2019) bewertet werden, wenn Benchmarking-Parameter und „effiziente Kosten“ bekannt sind. Darüber hinaus vernachlässigen diese Ansätze die Tatsache, dass Verteilnetzbetreiber auch notwendige Investitionen tätigen müssen, die nicht über den Erweiterungsfaktor abgedeckt sind und deren Refinanzierung genauso über das Regulierungssystem sicher zu stellen ist.

Die BNetzA lehnt das projektspezifische Investitionskalkül bei der Beurteilung von Investitionsalternativen ab. Aus Sicht der BNetzA sind die Rückflüsse aus dem Sockeleffekt für den Ausgleich von Zeitverzugsnachteilen bestimmt. Die BNetzA hat jedoch selbst im Evaluierungsbericht festgestellt, dass der Sockeleffekt zum Erreichen der Effizienzvorgaben notwendig sein kann. So seien z.B. aus der Anwendung von individuellen Effizienzvorgaben und allgemeinen Produktivitätsvorgaben („X Generell“) auf an sich nicht beeinflussbare Kapitalkosten die resultierenden, nicht realisierbaren Einsparungen mit dem Sockeleffekt zu kompensieren. Der Sockeleffekt kann also auch nach der Logik der BNetzA nur zum Teil als Vor-

schuss für künftige Ersatzinvestitionen betrachtet werden. In der im Evaluierungsbericht dargestellten Berechnungslogik zum Sockeleffekt bleibt allerdings offen, inwieweit Effekte aus Produktivitäts- und Effizienzvorgaben berücksichtigt wurden. Somit ist die errechnete Größenordnung der Sockeleffekte doch sehr fragwürdig und wird auch in deren Höhe höchstwahrscheinlich überschätzt.

Des Weiteren vertritt die BNetzA die Meinung, dass Netzbetreiber mit einem vergleichsweise kleinen Sockeleffekt und erheblichen Ersatzinvestitionen in naher Zukunft dies ihrem Investitions-, Bilanzierungs- und Ausschüttungsverhalten der vergangenen Jahre zuschreiben müssen. Es gibt aber auch Netzbetreiber mit geringem Sockeleffekt aus Bestandsanlagen, weil sie sich vor Einführung der Anreizregulierung im Investitionszyklus „unten“ befanden. Diese Netzbetreiber befinden sich nicht aufgrund eines Investitionsstaus in dieser Situation, sondern weil die Investitionserfordernisse (Ersatz der Anlagen) zu diesem Zeitpunkt noch nicht gegeben waren. Demnach kann diese Gruppe von Netzbetreibern ihre negativen Sockeleffekte aus dem Zeitverzug für Neuinvestitionen nicht durch die positiven Effekte aus Bestandsanlagen unter Berücksichtigung von Effizienz- und Produktivitätsvorgaben kompensieren. Dem unternehmerischen Handeln dieser Netzbetreiber unter Einbeziehung der damaligen technischen Netzsituation ist daher nichts vorzuwerfen. Vielmehr entsteht diesen Netzbetreibern ein regulatorisch/systematisches Verteilungsproblem, da es diesen Netzbetreibern nicht möglich ist, über den positiven Sockeleffekt den Zeitverzug bei den Neuinvestitionen vollständig zu reduzieren.

Ein nachhaltiges Regulierungssystem sollte sich langfristig selbst tragen können. Dazu gehört auch eine für Netzbetreiber und Investoren auskömmliche Rendite für Investitionen. Mit dem BDEW-Antragsmodell wird eine passende Lösung für die Heilung des Zeitverzugs in den Verteilnetzen geliefert. Damit werden die zukünftigen Investitionsbedingungen für Verteilnetzbetreiber zielgenau verbessert.

3.2 Anreize für innovative Lösungen beim intelligenten Netzaus- und -umbau

Die von der BNetzA vorgeschlagenen Instrumente zur Steigerung der Innovationstätigkeit, Efficiency-Carry-Over-Mechanismus und Bonus für Supereffizienz, berücksichtigen nur solche Innovationen, die im nächsten Basisjahr zu Kostensenkungen führen (vgl. Abschnitt 4.9). Ob damit langfristig wirkende innovative Lösungen und die erhoffte Senkung des konventionellen Ausbaubedarfs erreicht werden kann, ist fraglich. Beide Methoden bieten eher Anreize zu kurzfristiger Kostensenkung. Innovative, gesamtwirtschaftlich effiziente Lösungen führen jedoch häufig erst zu Mehrkosten, höheren Risiken und veränderten Kostenstrukturen.

Im September 2014 wurde die BMWi-Verteilernetzstudie veröffentlicht. E-Bridge, IAEW und OFFIS haben darin den Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2032 in den Stromverteilnetzen ermittelt. Bei Zugrundelegung konventioneller Planungsgrundsätze liegt das Investitionsvolumen zwischen 23 Mrd. und 49 Mrd. Euro. Durch innovative Planungskonzepte, Anwendung intelligenter Netztechnologien und Erzeugungsmanagement kann der Ausbaubedarf erheblich reduziert werden. Aus Sicht der Gutachter können durch Abregelung von 3 % der jährlichen Einspeisung von EE-Anlagen bereits 40 % des Netzausbaus eingespart werden. Durch

den Einsatz intelligenter Netztechnologien (regelbare Ortsnetztransformatoren, Spannungslängenregler und Hochtemperaturleiterseile) sind weitere Einsparungen möglich.

Diese „intelligenten“ Maßnahmen sind mit Kosten für IKT-Ausstattung, höhere Betriebskosten und Investitionskosten z.B. für regelbare Ortsnetztransformatoren verbunden. Die langfristig mögliche Senkung der Gesamtkosten kann jedoch mit einem steigenden Betriebskostenanteil einhergehen.

Auszug aus BMWi-Verteilernetzstudie – Handlungsempfehlungen, S. 125:

Das heutige Anreizsystem ist auf die Einnahmen durch die Eigenkapitalrendite und auf die kurzfristigen Gewinne durch die Kürzung von Betriebskosten ausgerichtet. Maßnahmen, die zu langfristig sinkenden Kapitalkosten und steigenden Betriebskosten führen, sind für einen Verteilernetzbetreiber im aktuellen Regulierungsrahmen weniger interessant, selbst wenn durch diese Maßnahmen die Gesamtkosten sinken. Vom heutigen Regulierungsregime geht deshalb nur bedingt ein ausreichendes Signal zur Kostenoptimierung aus, das zur Erreichung der Einsparungspotentiale bei den Um- und Ausbaurkosten in den Verteilernetzen erforderlich wäre.

Das heutige Regulierungsregime sollte weiterentwickelt werden, um jede Kosteneffizienz zu stimulieren, unabhängig davon, ob diese durch Kapital- oder Betriebskostensenkungen erreicht wird. Nur wenn seitens der Regulierung ein deutliches Signal zu intelligenten Planungskonzepten gegeben wird, können die ermittelten Vorteile erreicht werden. Dazu muss das betriebswirtschaftliche Optimum für den Netzbetreiber mit dem gesamtwirtschaftlichen Optimum in Übereinstimmung gebracht werden. Aufgrund der langfristigen Lebensdauern und Abschreibungszeiträumen sollte auch der langfristige Nutzen innovativer Konzepte ausreichend berücksichtigt werden.

Um Anreize für den intelligenten Aus- und Umbau der Netze zu setzen, dürfen Netzbetreiber hierbei wirtschaftlich nicht schlechter gestellt sein, als bei einem konventionellen Ausbau. Deshalb muss geprüft werden, ob die Verzinsung von Eigenkapital um Margen auf ausgewählte Betriebskosten ergänzt werden sollte.

3.3 Generellen sektoralen Produktivitätsfaktor abschaffen

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor („X Generell“) wird als Differenz zwischen der um die Einstandspreise bereinigten gesamtwirtschaftlichen und netzwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung berechnet. Die Annahme eines generell über den gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt hinausgehenden sektorspezifischen Produktivitätsfortschritts ist zu hinterfragen.

Die Energieversorgungsnetze sind gekennzeichnet durch vergleichsweise lange Nutzungsdauern. Im Vergleich zur Gesamtwirtschaft höhere Produktivitätssteigerungen sind mit belastbaren Methoden nicht aufzeigbar.² Die Produktivitätssteigerung der Gesamtwirtschaft wird über die allgemeine Preissteigerungsrate (VPI) in der Erlösobergrenze abgebildet. Mit einem generellen Produktivitätsfaktor in Höhe von 1,5 % p.a. wird unterstellt, dass entweder die

² Ruge, Reinhard: § 18 Kritische Würdigung ausgewählter Aspekte der Anreizregulierung, S. 1022ff. In: Schneider/Theobald (Hrsg.): Recht der Energiewirtschaft, 2.Aufl.

Produktivitätsentwicklung im Betrieb eines Energieversorgungsnetzes um eineinhalb Prozent über der Produktivitätsentwicklung in der Gesamtwirtschaft liegt, oder dass die Entwicklung der Einstandspreise im Netzbetrieb um eineinhalb Prozent unter der gesamtwirtschaftlichen Inflationsrate liegt. Beide Annahmen sind wenig plausibel und lassen sich empirisch im langfristigen Trend auch nicht nachweisen. Angesichts der langen Kapitalbindungsdauer, der hohen Kapitalintensität und der begrenzten Möglichkeiten zu technischem Fortschritt im Netzbetrieb scheint eine im Vergleich zur gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung sogar langsamere verlaufende netzwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung sehr wahrscheinlich.

Sofern durch den generellen Produktivitätsfaktor vermeintliche beschleunigte Produktivitätsfortschritte aufgrund der Liberalisierung der Energieversorgung abgebildet werden sollten, besteht hierfür nach zwei Regulierungsperioden und insgesamt 10 Jahren zusätzlicher Produktivitätsvorgaben keine Grundlage mehr.

Zudem ist in einem Szenario mit hohem Erweiterungs- und qualitativen Umstrukturierungsbedarf ein Instrument, das schlicht nur auf Minderung der Eigenkapitalverzinsung von Bestandsanlagen abzielt, das falsche Signal an die Kapitalgeber. **Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor hat auch aufgrund des dynamischen Umfeldes im Bereich der Energienetze seine Berechtigung verloren und sollte deshalb entfallen.**

3.4 Wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals

Infolge der Finanz- und Eurokrise sind die Renditen quasi-risikofreier festverzinslicher Wertpapiere seit 2008 auf ein historisch einmalig niedriges Niveau gesunken („Zinsloch“). Gleichzeitig sind jedoch die Risikozuschläge, die die Kapitalgeber für ihre Geldanlagen in risikobehaftete Investments fordern, nachweislich deutlich gestiegen. Im Ergebnis verbleiben die Renditeanforderungen der Eigenkapitalgeber an die besonders langfristigen Investitionen in Strom- und Gasnetze auf einem relativ stabilen Niveau.

Die bislang angewandte Methodik zur Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes bildet diese Effekte jedoch nicht ab. Während der risikolose Basiszinssatz über einen 10-jährigen Beobachtungszeitraum vergleichsweise kurzfristig ermittelt wird, wird die für den Risikozuschlag maßgebliche Marktrisikoprämie über einen Zeitraum von über 110 Jahren bestimmt. Hieraus resultiert eine einseitige Berücksichtigung des aus der Finanz- und Eurokrise resultierenden Zinsverfalls. Während der historische Einbruch der Renditen der festverzinslichen Anlagen stark auf den risikolosen Basiszinssatz durchschlägt, bleibt der gegenläufige Anstieg des Risikozuschlags durch den langen Referenzzeitraum (110 Jahre) nahezu unberücksichtigt. Sollte die BNetzA auch für die Zukunft an dieser Methodik festhalten, droht eine **massive Unterschätzung der Kapitalkosten** für die zur Umsetzung der Energiewende dringend erforderlichen Investitionen. **Dieses Szenario droht sich dann zu verschärfen, wenn Inflation und Zinssätze in den nächsten Jahren wieder steigen werden.**

Es besteht daher dringender Korrekturbedarf bei der Methodik zur Eigenkapitalzinssatzfestlegung mit dem Ziel, der Langfristigkeit der Entscheidung für Investitionen in Strom- und Gasnetze durch stabile regulatorische Eigenkapitalzinssätze besser Rechnung zu tragen.

3.5 Korrekturen an Methodik der Kapitalkostenkalkulation

Entgegen der Forderung des BDEW hat sich die BNetzA im Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung nicht mit der bisherigen Praxis der Regulierungsbehörden zur Bestimmung der kalkulatorischen Kosten nach den Vorgaben der Strom/GasNEV befasst, obwohl die Bestimmung der Kostenbasis im Rahmen der Kostenprüfung das Ausgangsniveau zur Festlegung der Erlösbergrenzen nach § 6 ARegV determiniert. Die Evaluierung der Anreizregulierung ist folglich unvollständig, wenn man die Logik zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösbergrenzen bewusst ausklammert.

Es besteht hierzu jedoch dringender Reformbedarf, weil die bisherige Methodik zur Festlegung der kalkulatorischen Kosten durch die Regulierungsbehörden bei folgenden Punkten nachweisliche betriebswirtschaftliche Inkonsistenzen aufweist:

- Benachteiligung Pachtmodell gegenüber dem Eigentumsmodell
- Einseitige Kürzung des Umlaufvermögens
- Unvollständige Berücksichtigung der Investitionen im Basisjahr
- Fehlerbehaftete Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer

Diese Kalkulationsfehler führen bei sehr vielen Netzbetreibern dazu, dass das in Netzanlagen investierte Kapital unvollständig verzinst wird und die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung nicht erreicht wird. Auch die BNetzA hat erkannt, dass mit der bisherigen Kalkulationspraxis eine Ungleichbehandlung von Pacht- und Eigentumsmodellen erfolgt.³

Hieraus resultiert für die Netzbetreiber und ihre Kapitalgeber, dass die in § 21 EnWG geforderte angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals nicht erreicht wird. Die Diskussion zur Verbesserung der Investitionsbedingungen darf sich folglich nicht nur auf die Frage der Heilung des Zeitverzugs während der Regulierungsperiode beschränken. Vorab muss sichergestellt werden, dass das bis zum nächsten Basisjahr der Kostenprüfung in Netzanlagen investierte Kapital auch vollständig mit den vorgesehenen regulatorischen Zinssätzen verzinst und im Ausgangsniveau nach § 6 ARegV berücksichtigt wird.

Alle zuvor genannten Inkonsistenzen können im Rahmen der bislang praktizierten Kalkulationsmethodik nach den Vorgaben der Strom/GasNEV behoben werden. Der BDEW hat hierzu konkrete Lösungsvorschläge⁴ unterbreitet und steht für Fachgespräche jederzeit zur Verfügung.

³ Evaluierungsbericht S. 339: „Zudem sei darauf hingewiesen, dass durch eine stärkere Pauschalisierung eine Gleichbehandlung von Pächter- und Verpächterkonstellationen erreicht werden kann.“

⁴ Vgl. BDEW Positionspapier zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung vom 21.3.2014, Kapitel 3.2.

3.6 Belastbare und nachvollziehbare Effizienzvergleiche

Der Grundsatz, dass die **Heterogenität** auch von Gruppen der **Verteilnetzbetreiber** im Benchmarking zu berücksichtigen ist, sollte unbedingt explizit in der ARegV verankert werden. Die Methoden, die die BNetzA bisher anwendet, sind hierfür nicht geeignet. Die weitere **Festlegung von Pflichtparametern** auch für zukünftige Regulierungsperioden würde die wesentlichen Heterogenitäten der Verteilnetzbetreiber im Benchmarking berücksichtigen.

Ein **hinreichendes Maß an Kontinuität** beim Einsatz von Parametern stärkt das Vertrauen und damit die Anreizwirkung der Regulierung. Der **Vorschlag der BNetzA zur Verbesserung der Ausreißeranalyse** ist ein Schritt in die richtige Richtung. Zu begrüßen ist der Vorschlag zur erweiterten Ausreißeranalyse, die eine Prüfung von mit der SFA ermittelten Ausreißern in der DEA ermöglichen soll. Die von der BNetzA vorgeschlagene Verwendung von Dichteparametern ist sachgerecht durchzuführen. Methoden hierzu liegen bisher nicht vor.

Sollte die BNetzA einen Prüfauftrag zur Verwendung der **stoNED** Methode bekommen, sollte dieser unbedingt ergebnisoffen ausgestaltet sein.

Der BDEW lehnt die **Integration von Qualitätskennzahlen** in den Effizienzvergleich ab. Dieser Vorschlag dient nicht der Transparenz von Anreizen für Qualität und Effizienz, denn diese werden vermengt.

Es ist sachgerecht, dass die BNetzA den **Best-of-four Ansatz** nicht in Frage stellt. Die Zufälligkeit methodischer Eigenarten und Unterschiede in der früheren behördlichen Genehmigungspraxis sollten nicht zu scheinbaren Ineffizienzen führen.

Bei den **Stromübertragungsnetzbetreibern** teilt der BDEW die kritische Einschätzung bezüglich der Umsetzbarkeit von (internationalen) Effizienzvergleichen. Angesichts fehlender Erfahrungen bleiben auch bezüglich der Referenznetzanalyse viele Umsetzungsfragen offen. Solange die Belastbarkeit der Methoden nicht eindeutig belegbar ist, sollten grundsätzlich verschiedene Instrumente zur Absicherung der Ergebnisse angewendet werden.

Für die **Gasfernleitungsnetzbetreiber** sieht der BDEW dagegen keine Notwendigkeit für die Einführung eines „Prüfungsvorbehalts“ im Sinne der Einräumung eines Entscheidungsspielraums, gegebenenfalls auch eine relative Referenznetzanalyse durchführen zu können. Es sollte bei der vorrangigen Durchführung des nationalen Effizienzvergleiches bleiben, da der neue Entscheidungsspielraum für die BNetzA und die damit verbundene Unsicherheit der Effizienzwertbestimmung von den Investoren als zusätzliches Risiko wahrgenommen würde.

4 Bewertung BNetzA-Vorschläge zu modellunabhängigen Anpassungen

4.1 Personalzusatzkosten

Nach BNetzA-Auffassung ist die Regelung zu den Personalzusatzkosten reformbedürftig, da sie unternehmerische Entscheidungen verzerrt und Verfahrensverzögerungen verursacht. Als Lösungsmöglichkeiten sieht die BNetzA:

- Alternative 1: **Personalzusatzkosten als Kategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (dnbK) abschaffen**
- Alternative 2: **Pauschalierung** Personalzusatzkosten (z.B. 25 % der Personalkosten)
- Alternative 3: **Personalzusatzkosten** auf dem Niveau der 2. Regulierungsperiode **festschreiben und** über einen längeren Zeitraum **auslaufen lassen**.

Bei der im Rahmen der Workshops vorgeschlagenen Abschaffung des Stichtags (Alternative 4) sieht die BNetzA gravierende Nachteile.

Bewertung BDEW:

Die Einstufung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten soll dazu dienen, dass trotz des Kosten- und Effizienzdrucks tarifvertragliche Regelungen zugunsten der Arbeitnehmer beibehalten werden können. Dieses Anliegen hat weiterhin Gültigkeit, wird jedoch durch die BNetzA-Vorschläge in Frage gestellt. Aus Sicht des BDEW bergen die von der BNetzA vorgeschlagenen Varianten für die Mehrzahl der Netzbetreiber erhebliche Nachteile und Risiken. Durch eine Abschaffung bzw. Modifikation der Stichtagsregelung sollten zukünftig auch Neuabschlüsse oder Änderungen von Tarif- und Betriebsvereinbarungen berücksichtigt werden können.

Der BDEW lehnt die BNetzA-Vorschläge zur (teilweisen) Überführung von Personalzusatzkosten in die beeinflussbaren und damit dem Effizienzdruck unterliegenden Kostenanteile ab.

Zur Vermeidung von Verzerrungen und Reduzierung des Prüfungsaufwandes sollte zudem klargestellt werden, dass Personalzusatzkosten, die im Rahmen des Netzbetriebs bei einem vom Netzbetreiber unmittelbar oder mittelbar beauftragten Energieversorgungsunternehmen (Dienstleister) entstehen, auch unter die Regelungen der Personalzusatzkosten fallen.

4.2 Regulierungskonto

Das Regulierungskonto führt in seiner derzeitigen Ausgestaltung nicht zu einem zeitnahen Ausgleich von Minder- oder Mehrerlösen und ist maßgeblich für Verzögerungen bei der Festlegung der Erlösobergrenzen.

Das Regulierungskonto soll im Grundsatz beibehalten, aber wie bei der früheren **periodenübergreifenden Saldierung (PÜS)** jährlich saldiert und als dreijährige Annuität aufgelöst werden. Die Saldierungsbeträge sollen nicht mehr Teil der neu festzulegenden Erlösobergrenzen sein, sodass diese Verfahren hierdurch zeitlich nicht belastet werden.

Bewertung BDEW:

Der BDEW unterstützt eine Anpassung der Regelungen zum Regulierungskonto mit dem Ziel eines zeitnahen und fortlaufenden Ausgleichs sowie einer Abkopplung von der Erlösobergrenzenfestlegung zu Beginn einer Regulierungsperiode.

Über die Höhe der zu saldierenden Auflösungsbeträge sollte die BNetzA dem Netzbetreiber rechtzeitig vor der Neukalkulation der Netzentgelte einen Kontoauszug übermitteln.

4.3 Vereinfachtes Verfahren

Die BNetzA sieht weiterhin grundsätzlich die Berechtigung für ein vereinfachtes Verfahren für kleine Netzbetreiber. Korrekturbedarf wird insbesondere bei den pauschal auf 45 % festgelegten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (dnbK) gesehen.

Die BNetzA empfiehlt, die **vorgelagerten Netzkosten** und die **vermiedenen Netzentgelte** (nur Strom) **netzbetreiberindividuell in der Erlösobergrenze** abzubilden und nur noch einen **Pauschalwert für die restlichen dnbK** anzusetzen.

Bewertung BDEW:

Es ist richtig, dass das vereinfachte Verfahren im Grundsatz erhalten bleiben soll. Das vereinfachte Verfahren gemäß § 24 ARegV soll nicht der Besser- oder Schlechterstellung einer Gruppe von Netzbetreibern dienen, sondern verhindern, dass kleine Netzbetreiber durch den regulatorischen Aufwand des Anreizregulierungssystems überproportional belastet sind.

Im Evaluierungsbericht hebt die BNetzA einseitig die Besserstellungen im vereinfachten Verfahren hervor. Das vereinfachte Verfahren ist aber ein Gesamtpaket und unterscheidet sich in folgenden Punkten vom regulären Verfahren:

- 45 % der Kosten gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (dnbK)
- Kein Effizienzvergleich, Anwendung eines gewichteten Mittelwerts aus Vorperiode
- Keine Verfahrensregulierung § 11 Abs. 2 Sätze 2 und 3 ARegV
- Keine Geltendmachung struktureller Besonderheiten § 15 ARegV
- Kein Qualitätselement § 19 ARegV
- Auf HS-Ebene beschränkte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV
- Kein pauschalierter Investitionszuschlag § 25 ARegV (2013 ausgelaufen)
- Weniger Berichtspflichten (u.a. § 21 ARegV)

Das vereinfachte Verfahren hat somit Vor- und Nachteile und bietet Chancen und Risiken gegenüber dem regulären Verfahren. Die bestehende Pauschale für dnbK deckt die in der Praxis vorkommende Bandbreite ab und kompensiert einzelne Nachteile.

Grundsätzlich ist bei der Festsetzung der Pauschale bzw. einem Vergleich der dnbK mit den Netzbetreibern im Regelverfahren zu beachten, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren in der Regel keine so genannte „kleine“ Netzgesellschaft haben, das Personal (und damit auch die Personalzusatzkosten) also direkt beim Netzbetreiber anfallen.

Von den BNetzA-Anpassungsvorschlägen würde das Bonussystem (vgl. 4.9) im vereinfachten Verfahren nicht greifen. Auch der Modellvorschlag „Differenzierung in ARegV 2.0“ bringt für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren keine Verbesserung, da diese von Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 5 ARegV ausgeschlossen sind, selbst wenn die Anforderungen des zweistufigen Zugangsverfahrens erfüllt sind.

Wenn die Attraktivität des vereinfachten Verfahrens verschlechtert wird, muss damit gerechnet werden, dass zukünftig mehr kleine Netzbetreiber sich für das reguläre Verfahren ent-

scheiden. Infolgedessen würde der regulatorische Aufwand bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden erhöht werden.

Kernziel muss weiterhin sein, dass kleine, effiziente Netzbetreiber nicht allein durch den bürokratischen Aufwand aus dem Markt gedrängt werden. Mit der Anreizregulierung darf keine Strukturpolitik gemacht werden.

4.4 Effizienzvergleich

In den letzten Jahren haben sich die Effizienzen der Netzbetreiber verbessert und gleichzeitig haben die Effizienzunterschiede abgenommen.

Bei der Auswahl der **Parameter** zum Effizienzvergleich möchte die BNetzA größere **Spielräume**, deshalb sollen z.B. **Pflichtparameter in der ARegV** zum Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber **gestrichen** werden. Die BNetzA beabsichtigt, den **DEA-Effizienzvergleich mit konstanten Skalenerträgen** zu rechnen da keine Notwendigkeit bestehe, die Unternehmensgröße im Effizienzvergleich gesondert zu berücksichtigen. Zukünftig soll in den Methoden **DEA und SFA mit unterschiedlichen Parameterspezifikationen** gerechnet werden können. Hinsichtlich der durchzuführenden **Ausreißeranalyse** beabsichtigt die Behörde, Extremwerte besonders zu analysieren und ggfs. vom allgemeinen Effizienzvergleich auszuschließen. Zukünftig könnte beim Effizienzvergleich eine **neue Methodik** (Stochastic Nonparametric Envelopment of Data- „**stoNED**“) Anwendung finden, hierzu soll in der ARegV der BNetzA die Möglichkeit zur Überprüfung der konkreten Anwendbarkeit eingeräumt werden. Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit, **Qualitätskennzahlen in den Effizienzvergleich** einzubeziehen. Bei Gas könnte dies sogar eine Alternative zur Einführung eines Qualitätselements sein.

Bei den Effizienzvergleichen für die **Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber** präferiert die BNetzA einen „**Prüfungsvorbehalt**“, wonach sie im Anschluss an die regulatorische Kostenprüfung entscheiden könne, ob ein ergänzender **Effizienzvergleich** oder eine **Referenznetzanalyse** durchgeführt oder ausgesetzt werden sollte.

Bewertung BDEW:

⇒ **Effizienzvergleich bei Verteilnetzbetreibern**

Die BNetzA-Forderung nach größeren Entscheidungsspielräumen wird abgelehnt, da sie zu einer größeren Unsicherheit bezüglich zukünftiger Effizienzvorgaben führt und somit auch das Investitionsklima beeinträchtigt.

Mindestvorgaben für die zu verwendenden Parametern würden die Heterogenität der Versorgungsaufgaben und gebietsstrukturellen Gegebenheiten der Verteilnetzbetreiber berücksichtigen können und außerdem den Unternehmen ein größeres Maß an Planungssicherheit geben. Die Feststellung der BNetzA, dass sechs Parameter das Optimum für die Parameteranzahl bilden, hält BDEW für höchst fragwürdig. Denn die bisher von der BNetzA verwendeten bzw. vorgeschlagenen Methoden berücksichtigen die Heterogenität der Versorgungsaufgaben und gebietsstrukturellen Gegebenheiten der Netzbetreiber nicht! Relevante Merkmale kleiner Gruppen von Netzbetreibern zur Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe

und struktureller Besonderheiten bleiben bei der Kostentreiberanalyse bisher unberücksichtigt. Dies liegt an der verwendeten Methode Ordinary-Least-Square (OLS). Ein hinreichendes Maß an Kontinuität beim Einsatz von Parametern stärkt das Vertrauen und damit die Anreizwirkung der Regulierung. Zur Berücksichtigung der Eigenarten von kleinen, heterogenen Gruppen von Netzbetreibern sollten in § 13 ARegV mindestens folgende Parameter festgeschrieben werden:

- Regionale, überregionale Flächenverteilnetzbetreiber: **Parameter „Netzlängen“** getrennt nach Netzebenen (der einzige bekannte Parameter, der die gebietsstrukturelle Zergliederung und Kosten großer Hochspannungsanteile hinreichend abbildet),
- **Parameter „Zeit-(un)gleiche Jahreshöchstlasten“** (die einzigen bekannten Parameter, die die notwendigen Kapazitäten der Netze und Dimensionierungen beim Ausbau hinreichend abbilden),
- Stark von dezentraler Einspeisung betroffene Verteilnetzbetreiber: **Parameter „installierte Erzeugungs-Leistungen in den einzelnen Spannungsebenen“** (Parameter, die dies berücksichtigen wurden im Benchmarking 2013 systembedingt nicht identifiziert),
- Von hoher Versorgungsdichte- und Struktur betroffene Verteilnetzbetreiber: **Parameter „Zählpunkte“ bzw. „Messstellen“** inkl. Messstellen für dezentrale Erzeugungsanlagen (die hohen Abrechnungskosten können so angemessen berücksichtigt werden).

Zu begrüßen ist der **Vorschlag zur erweiterten Ausreißeranalyse**, die eine Prüfung von mit der SFA ermittelten Ausreißern in der DEA ermöglichen soll. Dies trägt der zunehmenden breiteren Streuung der Versorgungsaufgaben zumindest Rechnung. Zu begrüßen wäre es, wenn Ausreißer der SFA auch auf die DEA angewendet würden und umgekehrt.

Der bestehende Mangel der SFA, die faktische Unerreichbarkeit der 100%-Effizienz, wird nicht thematisiert, obwohl wissenschaftliche Methoden zur Behebung derer vorhanden sind.

Die von der BNetzA vorgeschlagene Verwendung von **Dichteparametern** ist sachgerecht durchzuführen. Methoden hierzu liegen bisher nicht vor. Dichteparameter sind so auszugestalten, dass gebietsstrukturelle Gegebenheiten, wie die unterschiedliche Last- und Anschlussverteilung in der Fläche, berücksichtigt werden, dies konnte bisher durch die Verwendung der Netzlänge gewährleistet werden. Auch sind Flächenparameter für alle VNB gleich zu definieren und zu verwenden, was bisher im Effizienzvergleich nicht immer der Fall war.

Es ist positiv, dass die BNetzA nicht mehr den **Sicherungsmechanismus „Best-of-4“** in Frage stellt. Die Zufälligkeit der methodisch bedingten Unterschiede in den Ergebnissen der zu verwendenden Methoden DEA und SFA sowie die Einflüsse der individuellen Länderregulierungen in Zeiten vor Beginn der Anreizregulierung auf die Kalkulation gem. NEV und damit auf die Benchmarking-Kosten werden so abgedeckt. Bei Einführung einer neuen Methode muss dieser Sicherungsmechanismus weiterhin beibehalten werden.

Der Prüfauftrag für die **stoNED Methode** sollte unbedingt ergebnisoffen formuliert werden, denn diese Methode ist zu neu um derzeit ihre Anwendbarkeit im sehr heterogenen deutschen Netzbetreiberumfeld bewerten zu können. Sollte später eine Entscheidung zu Gunsten

der stoNED-Methode fallen, so wäre diese in den Sicherungsmechanismus "Best-of-4" zu integrieren.

Die **Integration von Qualitätskennzahlen** in den Effizienzvergleich wird weiterhin abgelehnt. Gesonderte Qualitätselemente können die Netzzuverlässigkeit besser, schneller und transparenter abbilden und liefern zielgenauere Anreize.

Die Vorschläge der BNetzA zum Effizienzvergleich bei Verteilnetzbetreibern dienen in einzelnen wesentlichen Themen der Weiterentwicklung aber auch der Wahrung von Bewährtem. Unklar ist, ob die Problematik der **Heterogenität** der deutschen Verteilnetzbetreiber hinreichend Würdigung findet. Verteilnetzbetreiber mit sehr hoher Lastdichte, mit einem sehr hohen Hochspannungsanteil, mit einem sehr hohen Anteil an Zählpunkten, mit Zweiphasen- anstelle von Dreiphasensystemen oder von EEG Ausbau besonders betroffene Netzbetreiber bedienen mit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben sehr unterschiedliche Gebietsstrukturen, werden aber im Rahmen des selben Effizienzvergleiches analysiert. Das ist anspruchsvoll. Bei der Erforschung diesbezüglicher Methoden steckt die Wissenschaft heute noch in den Anfängen. **Das Ziel sollte aber im Rahmen der ARegV unmissverständlich festgeschrieben werden und auch Übergangslösungen sollten die Akzeptanz des Gesetzgebers und der BNetzA finden.**

⇒ **Effizienzvergleich bei Übertragungsnetzbetreibern**

Bei den Stromübertragungsnetzbetreibern teilt der BDEW die kritische Einschätzung bezüglich der Umsetzbarkeit von (internationalen) Effizienzvergleichen. Angesichts fehlender Erfahrungen bleiben auch bezüglich der Referenznetzanalyse viele Umsetzungsfragen offen. Solange die Belastbarkeit der Methoden nicht eindeutig belegbar ist, sollten grundsätzlich verschiedene Instrumente zur Absicherung der Ergebnisse angewendet werden.

Mit dem Hinweis auf die fehlende Belastbarkeit der Datengrundlage greift die BNetzA den zentralen Kritikpunkt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am internationalen Effizienzvergleich auf. So hat die Erfahrung aus den ersten beiden Effizienzvergleichen gezeigt, dass eine hinreichende Belastbarkeit der Datengrundlage angesichts der geringen Anzahl von Vergleichsunternehmen und deren starker Heterogenität nicht gewährleistet werden kann. Die BNetzA verweist zu Recht darauf, dass die Berücksichtigung nationaler und struktureller Besonderheiten zukünftig noch schwerer werden dürfte.

Vor diesem Hintergrund schlägt die BNetzA vor, die Durchführung des ÜNB-Effizienzvergleichs unter einen Prüfungsvorbehalt zu stellen und bzgl. der Methodik die Referenznetzanalyse als gleichrangige Alternative neben dem internationalen Effizienzvergleich in der ARegV zu verankern. Dabei bleibt jedoch unklar, nach welchen Kriterien über die Durchführung bzw. die Wahl der Methodik entschieden werden soll. Grundsätzlich sollte im gesamten Prozess des Effizienzvergleichs, d.h. bei Auswahl der Methodik, deren Parametrierung, der verwendeten Datengrundlage als auch der Durchführung, den ÜNB größtmögliche Transparenz gewährt werden.

Angesichts fehlender Erfahrungen bleiben auch bezüglich der Referenznetzanalyse viele Umsetzungsfragen offen. Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob die Referenznetzanalyse den generellen Anforderungen hinsichtlich Vergleichbarkeit, Robustheit und der angemessenen Berücksichtigung von Heterogenität hinreichend gerecht wird. Insbesondere die Verwendung von Standardkosten, welche von projektspezifischen bzw. unternehmensindividuellen Besonderheiten naturgemäß abstrahieren und denen angesichts eines durch historische Entwicklungen und gesetzliche Vorgaben (Bundesbedarfsplangesetz und Energieleitungsausbaugesetz) weitgehend vorstrukturiertes Netz jedoch eine entscheidende Bedeutung zukommen würde, ist kritisch zu bewerten. Aufgrund von Erschwernissen bei der Strecken- bzw. Trassenführung, genehmigungsrechtlichen Auflagen wie Trassenbündelungen, politischen Entscheidungen, Auflagen zum Naturschutz etc. entziehen sich die Standardkosten der Beeinflussbarkeit der ÜNB, sodass die gesamte Datenbasis der Referenznetzanalyse von den ÜNB faktisch nicht beeinflussbar ist. Die BNetzA merkt zudem zu Recht an, dass die Referenznetzanalyse nicht zur Bewertung der Gesamteffizienz herangezogen werden kann.

Solange die Belastbarkeit der Methoden nicht eindeutig belegbar ist, sollten grundsätzlich Instrumente zur Absicherung der Ergebnisse angewendet werden. Analog der „best-of-four“-Regelung für die Verteilnetzbetreiber gem. § 12 ARegV sollte auch bei den ÜNB eine Abrechnung über mehrere Effizienzergebnisse auf Basis verschiedener Methoden, verschiedener Parameterkombinationen bzw. differenzierter Standardkostensätze vorgesehen werden.

Partielle Kostenvergleiche im Rahmen der Kostenprüfung stellen keine sachgerechte Alternative zum Effizienzvergleich dar und dürfen daher auch nicht hilfsweise, z.B. im Falle fehlender Voraussetzungen für die zuvor genannten Methoden, zur Anwendung kommen.

⇒ **Effizienzvergleich bei Fernleitungsnetzbetreibern**

Für die Gasfernleitungsnetzbetreiber sieht der BDEW dagegen keine Notwendigkeit für einen derartigen „Prüfungsvorbehalt“. Es sollte hier bei der vorrangigen Durchführung des nationalen Effizienzvergleiches bleiben. Die Einräumung des Entscheidungsspielraums, gegebenenfalls auch eine relative Referenznetzanalyse durchführen zu können, würde von den Investoren als neues, zusätzliches Risiko ihrer Kapitalanlage wahrgenommen werden.

4.5 Aufteilung der Erlösobergrenzen bei Teilnetzübergängen

In Folge von Teilnetzübergängen z.B. bei Konzessionswechseln müssen die Erlösobergrenzen aufgeteilt werden. In der Praxis kann nicht immer Einigkeit zwischen Käufer und Verkäufer erreicht werden.

Wenn sich die Parteien nicht innerhalb von sechs Monaten einigen, sollen die **Regulierungsbehörden** von Amts wegen die **Erlösobergrenzen** für den Rest der Regulierungsperiode **festlegen**. Dies soll auf Basis eines **in der ARegV fixierten Aufteilungsmaßstabs** erfolgen. Die BNetzA schlägt eine Aufteilung anhand der **Verbrauchsmengen** vor, eine Alternative könnte ein Rückgriff auf die **Restwerte des Anlagevermögens** (AHK) sein.

Bewertung BDEW:

Eine gütliche Einigung und sachgerechte Netzbewertung im Verkaufsprozess würde durch die Vorab-Festlegung eines pauschalen Aufteilungsmaßstabs in der ARegV eher erschwert als erleichtert werden: Jene Partei, die vom pauschalen Aufteilungsmaßstab profitiert, hätte einen Anreiz, sachgerechtere Lösungen zu blockieren.

Die Aufteilung anhand der Verbrauchsmengen lässt sich betriebswirtschaftlich nicht fundieren, verursacht erhebliche Netzentgeltschwankungen beim Übergang zur regulären Erlösobergrenzenfestlegung und führt zu Fehlanreizen zum Wettbewerb um Konzessionen. Die Aufteilung anhand der Restwerte des Anlagevermögens scheint auf den ersten Blick weniger ungenau zu sein, kann aber auch die unterschiedlichen Kosten- und Altersstrukturen nicht sachgerecht abbilden. Dies gilt insbesondere für kalkulatorisch weitgehend abbeschriebene Netze. Die Aufteilung der Erlösobergrenze muss dann einzelfallbezogen und orientiert an den Kosten erfolgen.

Es besteht kein Bedarf für die Festlegung eines Aufteilungsmaßstabs in der ARegV. Bei Teilnetzübergängen darf eine Erlösobergrenzenaufteilung von Amts wegen nur für den Fall greifen, dass keine Einigung zwischen den Parteien erreicht wird und muss einem kostenorientierten Ansatz folgen.

4.6 Transparenz

Die **BNetzA** will **Informationen zur Funktionsweise des Regulierungssystems** und zu häufig gestellten Fragen **veröffentlichen**.

Die BNetzA wünscht eine **gesetzliche Klarstellung zur Veröffentlichung von unternehmensbezogenen Daten**. Zukünftig soll in nicht anonymisierter Form veröffentlicht werden:

- Strukturparameter des Effizienzvergleichs
- Summe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile
- Kalenderjährliche Erlösobergrenze
- Genehmigter Erweiterungsfaktor
- Versorgungsunterbrechungen

Bewertung BDEW:

Die Netzbetreiber unterliegen bereits einer Reihe von Berichts- und Veröffentlichungspflichten. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen auch mit Blick auf den bestehenden Wettbewerb zwischen Netzbetreibern (beim Effizienzvergleich oder um Konzessionen) weiterhin geschützt werden. Veröffentlichungen der oben genannten Daten könnten weitere zivilrechtliche Klageverfahren (§ 315 BGB) gegen Netzentgelte auslösen und damit die Regulierung aushöhlen.

Klar ist, dass nur abschließend feststehende bzw. festgelegte Daten veröffentlicht werden und nicht vorläufige Werte aus laufenden Verfahren. Festlegungsverfahren der Regulierungsbehörden werden jedoch häufig nicht in der vorgesehenen Frist abgeschlossen. Zu den

Erlösbergrenzen und Erweiterungsfaktoren hätten in den meisten Fällen keine genehmigten Werte für das jeweilige Kalenderjahr vorgelegen. Die geforderte Transparenz könnte somit häufig nur rückwirkend gewährt werden.

Bei allen Überlegungen zur Erhöhung der Transparenz sollte zuerst geklärt werden, welche Ziele damit erreicht werden sollen und für welchen Adressatenkreis welche Informationen notwendig sind.

4.7 Pauschalisierung der Kapitalkosten

Es ist geprüft worden, das derzeitige System der Vergütung der Kapitalkosten aus Gründen der Verwaltungsvereinfachung sowie aus Anreizgründen stärker zu pauschalisieren.

Eine **Umstellung des Systems** wird u. a. aufgrund der von Seiten der Netzbetreiber geäußerten Bedenken **derzeit** von der Bundesnetzagentur **nicht empfohlen**.

Bewertung BDEW:

Der BDEW teilt die Auffassung der BNetzA, dass eine Umstellung des Systems hin zu einer stärkeren Pauschalisierung nicht empfohlen werden kann.

Für die Probleme in dem bestehenden System der Kapitalverzinsung, wie die unvollständige Verzinsung des investierten Kapitals aufgrund einseitiger Kürzungen in der kalkulatorischen Bilanz und die Ungleichbehandlung von Pächter/Verpächter-Konstellationen, sind dringend Lösungen erforderlich, aber auch in der bestehenden Systematik möglich. Der BDEW hat hierzu bereits Vorschläge unterbreitet.⁵

Pauschalierende Verfahren führen aufgrund der differenzierten Netzbetreiber-Landschaft für einen erheblichen Teil der Netzbetreiber zu unsachgemäßen Ergebnissen. Die Ansicht der BNetzA (Evaluierungsbericht S. 343), pauschalisierte Kapitalkosten stellen keine Effizienzvorgabe dar, wird vom BDEW nicht geteilt. Allein in der Festlegung eines pauschalen Fremdkapitalzinssatzes liegt eine regulatorische Vorgabe, die generell das Risiko der Nichterreichbarkeit für Netzbetreiber und damit einer Verschlechterung gegenüber dem gegenwärtigen System der Anerkennung tatsächlich entstandener Fremdkapitalzinsen in sich birgt.

4.8 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Die Beibehaltung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors („**X Generell**“) sei gemäß BNetzA **sachlich gerechtfertigt**, da sich die Produktivitätsentwicklung in der Netzbranche deutlich von anderen Branchen unterscheiden kann. Die BNetzA ermittelte die erlösmindernde Wirkung des Produktivitätsfaktors und bezifferte ein „Dämpfungsvolumen“ von ca. 3,5 Mrd. Euro über die zweite Regulierungsperiode.

Die **derzeitige Regelung** soll **beibehalten** werden. Dementsprechend würde der X Generell vor der dritten Regulierungsperiode **von der BNetzA ermittelt**.

⁵ Vgl. BDEW Positionspapier zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung vom 21.3.2014, Kapitel 3.2.

Bewertung BDEW:

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in der bisher angewendeten Form muss entfallen, da die Produktivitätssteigerung in der Netzwirtschaft langfristig nicht oberhalb der Gesamtwirtschaft liegen kann.

Hohe Kapitalintensität, geringe Fertigungstiefe, begrenzte Möglichkeiten zu technischem Fortschritt im Netzbetrieb sowie die Ortsgebundenheit der Leistungserbringung (keine Verlagerungsmöglichkeit in kostengünstigeres Ausland) im Vergleich zu anderen Branchen sprechen sogar eher dafür, dass die netzwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung vergleichsweise langsam verläuft. Die unterstellten Aufholeffekte wurden zudem über zwei Regulierungsperioden bereits realisiert.

Die Sichtweise, dass Betreiber von Energienetzen aufgrund ihrer Monopolstellung einem geringeren Effizienzdruck ausgesetzt seien, als Unternehmen, die in direktem Wettbewerb stehen, verkennt, dass mit dem Effizienzvergleich ein Instrument existiert, das genau diesem Effekt entgegenwirkt. Mit der zeitgleichen Anwendung eines generellen und eines individuellen Produktivitätsfaktors stellt die Anreizregulierungsverordnung eher eine Ausnahme in der internationalen Praxis dar.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor stellt zudem ein bedeutendes Investitionshemmnis dar. Da Kapitalkosten als beeinflussbar gelten, erzeugt jede – auch jede effiziente – Investition zusätzlichen Effizienzdruck.

4.9 Instrumente zur Steigerung der Innovationstätigkeit

Im derzeitigen System der ARegV bestehen Hemmnisse für langfristig wirksame Innovationen und für Innovationen, die bei einer Einsparung von Kapitalkosten mit erhöhten Betriebskosten verbunden sind. Um Innovationshemmnissen zu begegnen, empfiehlt die Bundesnetzagentur entweder ein Bonussystem oder einen Efficiency-Carry-Over-Mechanismus.

Beim **Bonussystem** können **Netzbetreiber mit einem DEA-Effizienzwert von 100 %** einen **Aufschlag** auf die Erlösobergrenze unter Berücksichtigung ihres Abstands zu den übrigen effizienten Netzbetreibern erhalten.

Beim **Efficiency-Carry-Over-Mechanismus** würde im Basisjahr die **Differenz** zwischen der bestehenden **Erlösobergrenze** und den **aktuellen Kosten** ermittelt werden. Ein Teil (z.B. 50 %) des Effizienzgewinns könnte als **Bonus** in der nächsten **Erlösobergrenze** berücksichtigt werden.

Bewertung BDEW:

Beide Vorschläge werden nur im Ansatz dargestellt und können erst bei konkreter Ausgestaltung analysiert und bewertet werden. Die Instrumente basieren auf der Annahme, dass die Innovationen kurzfristig zu Effizienzgewinnen im nächsten Basisjahr führen. Das ist jedoch nicht für alle Konstellationen zutreffend.

Das Bonussystem setzt nur einen Anreiz für eine kleine Gruppe von Netzbetreibern (100 % effizient in DEA). Ausgeschlossen vom Bonus würden Netzbetreiber, deren Effizienzwert aus der SFA-Methode herrührt und auch alle Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Selbst

derzeit 100 % effiziente Netzbetreiber können aufgrund der unklaren zukünftigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs (u.a. Entfall Pflichtparameter) nicht abschätzen, ob sie einen Bonus erhalten würden. Damit dürfte die Anreizwirkung des Bonussystems sehr begrenzt sein und die oben genannten Innovationshemmnisse blieben fast vollständig bestehen.

Beim Efficiency-Carry-Over-Mechanismus ist wie von der BNetzA beschrieben keine Differenzierung nach Effizienzgewinnen aus Kostensenkung oder Effizienzgewinnen aus Innovation möglich. Somit bleiben in erster Linie die Anreize zur Kostensenkung und werden weiter verstärkt. Innovationen, welche die Kosten im nächsten Basisjahr erhöhen, würden hier anstatt angereizt bestraft werden.

Beide Instrumente verstärken die Anreize zur Kostensenkung. Innovative und gesamtwirtschaftlich effiziente Lösungen, die den konventionellen Investitionsbedarf reduzieren und dafür höhere Betriebskosten verursachen (wie z.B. das von der BMWi-Verteilnetzstudie präferierte Einspeisemanagement), würden von den Vorschlägen nicht erfasst und damit auch nicht angereizt. Für die Förderung von notwendigen Innovationen werden treffsicherere Instrumente benötigt.

4.10 Versorgungsqualität

Insgesamt befindet sich die Versorgungsqualität in Deutschland auf einem hohen Niveau. Das Qualitätselement soll beibehalten und weiterentwickelt werden.

Die **Berechnungsintervalle des Qualitätselementes** sollten **auf ein Jahr verkürzt** werden. In der ARegV soll für **Gasnetze** die „Soll-Vorschrift“ für ein Qualitätselement in eine „**Kann-Vorschrift**“ geändert werden. Bei Bedarf oder sich ändernden Voraussetzungen ist zu einem späteren Zeitpunkt die Einführung eines Qualitätselementes Gas als ein separates Element der Erlösbergrenzenformel oder als Bestandteil des Effizienzvergleiches in Erwägung zu ziehen. Die Ergänzung des Qualitätselementes um eine Bewertung der **Netzleistungsfähigkeit** wird derzeit als **nicht möglich bzw. nicht notwendig** erachtet. Dies gilt sowohl für den Bereich Strom als auch für den Bereich Gas. Es sollte eine **Datenerhebung** und Auswertung der **Versorgungsunterbrechungen kleiner drei Minuten** erfolgen. Die Erhebung wird zu einem erheblichen **Mehraufwand** führen. Bezüglich der **Servicequalität** sollen im Rahmen des jährlichen **Monitorings zusätzliche Daten erhoben** werden.

Bewertung BDEW:

Der BDEW unterstützt eine jährliche Berechnung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit Strom, da so Qualitätsänderungen schneller berücksichtigt und damit bessere Anreize gesetzt werden. Um größere Schwankungen des Qualitätselements zu begrenzen, würde eine Aufrechterhaltung der zeitlichen Mittelwertbildung gleitend über drei Jahre sowohl der Einzelwerte als auch der Referenzwerte begrüßt. Zur Verkürzung der Verfahrensdauer sollten der Aufwand für die Datenerhebung reduziert (z.B. Nutzung der Daten gemäß § 52 EnWG) und strittige Fragen vorab geklärt werden.

Der BDEW spricht sich für die Streichung der Soll-Vorschrift bezüglich eines Qualitätselements Gas aus, da hierzu weder Handlungsbedarf noch eine Datengrundlage bestehen. **Der BDEW lehnt die Integration von Qualitätskennzahlen in den Effizienzvergleich**

ab, gesonderte Qualitätselemente können die Netzzuverlässigkeit besser, schneller und transparenter abbilden und liefern zielgenauere Anreize.

Der BDEW teilt die Auffassung der BNetzA, dass die Einführung eines Qualitätselements Netzleistungsfähigkeit derzeit nicht notwendig und auch nicht möglich ist.

Der BDEW sieht die Einführung zusätzlicher Berichtspflichten und den damit verbundenen Aufwand kritisch.

Die derzeit in der Regulierung nicht berücksichtigten kurzen Versorgungsunterbrechungen (ab 1 Sekunde bis 3 Minuten) haben nur für einzelne Kunden eine wirtschaftliche Relevanz – für die Allgemeinheit nicht. Kurzunterbrechungen mit einer Dauer von unter 1 Sekunde („Spannungseinbrüche“) liegen häufig nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers (atmosphärische Erscheinungen, Schalthandlungen, Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgerten). Eine flächendeckende Datenerhebung - gerade der transienten Störungen kürzer 1 Sekunde - würde sehr hohe Kosten für die flächendeckende Installation von Messtechnik verursachen und liefert keinen entsprechenden Nutzen.

4.11 Indikatorbasiertes Investitionsmonitoring

Auf Basis der bisher vorliegenden Daten konnte nicht eindeutig bewertet werden, ob das **Investitionsverhalten** der Netzbetreiber **angemessen** und ausreichend ist. Anzeichen in dem Evaluierungsbericht, dass die Ersatzinvestitionen unter dem für den Substanzerhalt notwendigen Maß liegen, geht die BNetzA in dem Bericht nicht weiter nach. Ein **technisch-wirtschaftliches Anlagenregister** wird angesichts des hohen Aufwands und ungewissen Nutzens **nicht vorgeschlagen**.

Die BNetzA befürwortet die Einführung eines **indikatorbasierten Monitorings der Investitionsstätigkeit**. Bei Indizien für ein auffallendes Investitionsverhalten sollen umfassende Investitionsberichte (gemäß § 21 ARegV) abgefragt werden. Der jährlich zu erhebende Indikatordatensatz soll noch in Abstimmung mit der Branche entwickelt werden.

Bewertung BDEW:

Es ist unklar, welche Entwicklungen mit dem indikatorbasierten Monitoring beobachtet werden sollen, ob die hierfür vorgeschlagenen Indikatoren geeignet sind und welche Konsequenzen hieraus sowie aus dem ggf. abgeforderten Bericht zum Investitionsverhalten abgeleitet werden sollen. **Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW die Einführung zusätzlicher Berichtspflichten und den damit verbundenen Aufwand kritisch.**

4.12 Weitere Verfahrensvorschläge

⇒ **Ausschlussfristen Datenübermittlung**

Die Länder haben vorgeschlagen, in der ARegV ausdrückliche **Ausschlussfristen** für die **Datenübermittlung** zur regulatorischen Kostenprüfung und zum Effizienzvergleich einzuführen. Die BNetzA empfiehlt die Einführung solcher Ausschlussfristen nicht zwingend, da bereits Verbesserungen hinsichtlich der Datenqualität und Abläufe festgestellt wurden.

Bewertung BDEW:

Die Vorschläge adressieren einseitig nur die Netzbetreiber. Analog sollten auch **verbindliche Vorgaben für Regulatorien** in Bezug auf Verfahrensdauern (z.B. Genehmigungsfiktion) und Fristen (Übersendung von Datenquittungen) in Betracht gezogen werden. Grundsätzlich besteht keine zwingende Notwendigkeit für Ausschlussfristen bezüglich der Datenübermittlung. Darüber hinaus sind bei Datenanforderungen der BNetzA angemessene Fristen an die Netzbetreiber zu setzen.

⇒ **Veröffentlichung verbindlicher Netzentgelte zum 15. Oktober**

Die Verteilnetzbetreiber sollen verpflichtet werden, bis zum **15. Oktober** eines Jahres **verbindliche Netzentgelte** für das Folgejahr zu veröffentlichen (Transportnetzbetreiber bis zum 1. Oktober). Die Möglichkeit der nachträglichen Anpassung bis zum 1. Januar soll abgeschafft, **Differenzen** aufgrund der Prognosewerte über das **Regulierungskonto** ausgeglichen werden.

Bewertung BDEW:

Ziel muss es sein, dass nach dem 15. Oktober keine Notwendigkeit besteht, die Netzentgelte anzupassen. Unter der Voraussetzung, dass **entgeltrelevante Festlegungen der Regulatorien** sowie durch den Gesetz- und Verordnungsgeber **bis zum 15. September vorliegen**, können **Netzentgelte** verbindlich **zum 15. Oktober** für das Folgejahr veröffentlicht werden. Entstehende **Differenzen** müssen vollständig erfasst und schneller als bisher über das **Regulierungskonto** ausgeglichen werden (vgl. 4.2).

⇒ **Vorgaben zur Rechnungslegung und Buchführung**

Angesichts der Probleme bei der **regulatorischen Prüfung** der aufwandsgleichen Kostenpositionen hält es die BNetzA für notwendig und sinnvoll, mit Hilfe einer **Festlegung gemäß § 6b Abs. 6 EnWG** weitere **Vorgaben zur Rechnungslegung und Buchführung** zu erlassen.

Bewertung BDEW:

Die **Pauschalkritik** der BNetzA an den Netzbetreibern und **an den von Wirtschaftsprüfern testierten Jahresabschlüssen** ist **nicht nachvollziehbar**. **Derzeit ist weder der Handlungsbedarf klar ersichtlich, noch ob und wie die geplanten Vorgaben geeignet sind, bestehende Probleme zu adressieren.**

5 Bewertung BNetzA-Modellvorschläge

5.1 ARegV 2.0

Das Modell „ARegV 2.0“ setzt die ARegV in ihren wesentlichen Merkmalen unverändert fort.

Der **Erweiterungsfaktor** soll **angepasst** werden, sodass einerseits der **Zeitverzug** (nur beim Erweiterungsfaktor) **beseitigt** und andererseits die **Angemessenheit** des Erweiterungsfaktors **verbessert** wird (durch Ausgestaltung als **Summand** oder durch Verzicht auf **Schwel-**

lenwerte in den Umspannebenen). Als zusätzlichen Innovations- und Effizienzanreiz wird die Einführung eines **Bonussystems** oder eines sog. **Efficiency-Carry-Over-Mechanismus** vorgeschlagen (vgl. 4.9).

Bewertung BDEW:

Das Modell ist eine evolutionäre Weiterentwicklung der bestehenden ARegV und bietet damit den geforderten stabilen Regulierungsrahmen. Es bietet aber keine ausreichende Lösung für das Problem Zeitverzug in den Verteilnetzen, da nach wie vor die durch Investitionen verursachten Kostenänderungen nicht zeitnah abgebildet werden.

Durch die angedachten Anpassungen beim **Erweiterungsfaktor** werden nur Netzerweiterungen gefördert, wobei die fehlende Treffgenauigkeit immer noch nicht gelöst wird. Dieser Ansatz vernachlässigt die Tatsache, dass Verteilnetzbetreiber auch notwendige Investitionen tätigen müssen, die nicht über den Erweiterungsfaktor abgedeckt sind und deren Refinanzierung genauso über das Regulierungssystem sicher zu stellen ist.

Der Erweiterungsfaktor bildet Veränderungen der Versorgungsaufgabe anhand von Parameteränderungen nur unzureichend ab. Dies ist insbesondere durch die Saldierung der Parameter bedingt, die im Extremfall (Saldierung zu Null) dazu führt, dass getätigte Erweiterungsinvestitionen überhaupt nicht berücksichtigt werden. Sofern ein Erweiterungsfaktor >1 auftritt, wirkt dieser auf Kapitalkosten wie auf Betriebskosten. Das ist korrekt, da Veränderungen der Versorgungsaufgabe nicht nur Investitionen auslösen. Ein Beispiel ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien, was einerseits signifikante Investitionen auslöst, aber auch einen erheblichen Umsetzungsaufwand (z.B. für Abwicklung/Abrechnung oder neue/zusätzliche Überwachungs- und Abregelungsaufgaben) mit sich führt.

Der BNetzA-Abgleich von genehmigten Erweiterungsfaktoren mit den zum Nachweis der Erheblichkeit angegebenen Kapitalkosten zzgl. 0,8 % Betriebskosten und die daraus resultierenden Aussagen zur Angemessenheit sind deshalb grob sachwidrig. Korrekt hätte betrachtet werden müssen, wie sich die Versorgungsaufgaben der Verteilnetzbetreiber verändert haben und wie sich das auf alle Kostenpositionen (inkl. Betriebskosten) ausgewirkt hat. Da die verwendeten Parameter die Veränderungen nur stark vereinfacht und ungenau abbilden können, liegt es nahe, dass es einerseits viele Netzbetreiber gibt, deren Kosten durch den Erweiterungsfaktor überdeckt werden. Genauso gibt es auch viele Netzbetreiber, deren Kosten durch den Erweiterungsfaktor signifikant unterdeckt bleiben. Das von der BNetzA betonte Budgetprinzip wird für die zweitgenannte Gruppe von Netzbetreibern ausgehebelt. Sie haben keinerlei Chance, „im Budget zu bleiben“, da diese Budgetlinie von vornherein aus der Systematik des Erweiterungsfaktors heraus zu niedrig festgelegt wurde.

Die Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors als Summand führt nicht zu einer Verbesserung der Treffgenauigkeit, da über einen einheitlichen Summanden eine veränderte Versorgungsaufgabe nicht sachgerecht und unter Berücksichtigung der individuellen Versorgungsaufgabe und Gegebenheiten abgebildet werden kann. Der bestehende Faktoransatz ist hier besser, da individueller. Hier ist allerdings schon jetzt zu befürchten, dass die nicht sachgerechte Ausgestaltung eines Summandenansatzes zur weiteren Verschlechterung der Investitionsbedingungen für Erweiterungsinvestitionen führt.

Fraglich ist auch, ob und wie die Daten kleiner Netzbetreiber (im vereinfachten Verfahren) bei der Ermittlung der effizienten Kosten berücksichtigt werden und wie der Erweiterungsfaktor für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ermittelt wird (fehlende Strukturparameter).

Die Abschaffung des Zeitverzugs bei den Parametern des Erweiterungsfaktors ist positiv, löst allerdings nicht das grundsätzliche Problem des Zeitverzuges in den Verteilnetzen.

Sachgerechte Anpassungen beim Erweiterungsfaktor sollten in einem Expertendialog zwischen BNetzA/BMWi und Branche erarbeitet werden.

5.2 Differenzierung in ARegV 2.0

Ergänzend zum Vorschlag „ARegV 2.0“ soll hier den **besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreibern** ein breiterer Zugang zum Instrument der **Investitionsmaßnahmen** (§ 23 ARegV) gewährt werden. Die besonders betroffenen Netzbetreiber sollen über ein **zweistufiges Zugangsverfahren** abgegrenzt werden. Dabei muss einerseits ein **Schwellenwert** für das Verhältnis der **dezentralen Erzeugung zur Last** erreicht und andererseits ein **erheblicher Netzausbaubedarf nachgewiesen** werden.

Bewertung BDEW:

Das Modell bietet zwar das erforderliche Maß an Stabilität und Verlässlichkeit für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber, wird aber den Anforderungen der Verteilnetzbetreiber in wesentlichen Teilen nicht gerecht.

Grundsätzlich ist es richtig, unterschiedliche Investitions Herausforderungen durch differenzierte Ansätze zu adressieren. Das Modell liefert einen Lösungsansatz aber nur für einen sehr eng begrenzten Kreis von Netzbetreibern. Das vorgeschlagene Abgrenzungskriterium (Verhältnis der dezentralen Erzeugung zur Last) stellt wiederum nur einen pauschalen Wirkungszusammenhang zwischen EEG-Zubau und Investitionsbedarf eines Netzbetreibers her und wird damit der individuellen Situation nicht gerecht. Über die Höhe des Schwellenwertes werden im Evaluierungsbericht keine Aussagen gemacht. Dies verstärkt den Eindruck, dass mit der Festlegung des Schwellenwertes vor allem die Zielsetzung verfolgt wird, die Zahl der Netzbetreiber, die Zugang zu Investitionsmaßnahmen erhalten sollen, auf ein vordefiniertes Maß zu beschränken.

Das Kriterium vernachlässigt Netzinvestitionen für andere Zwecke, die genauso wichtig für die Energieversorgung sind (Erneuerung/Ersatz, Versorgungssicherheit, Kundenanforderungen, Lastzuwächse). Ein Kriterium festzulegen, das hauptsächlich auf die Auswahl einer geringen Anzahl von Netzbetreibern ausgerichtet ist und dabei die eigentlichen Anforderungen in den Hintergrund treten lässt, kann nicht sachgerecht und nachhaltig sein. Ein Zugangskriterium darf nicht bestimmte Gruppen von effizienten Investitionen ausschließen.

Eine Reduzierung der Investitions Herausforderungen in den Verteilnetzen auf den Anschluss EEG-bedingter dezentraler Einspeiser wird dem Projekt Energiewende nicht gerecht. Darüber hinaus ist nicht nachvollziehbar wie die BNetzA das vorgeschlagene Kriterium „Verhältnis der dezentralen Erzeugung zur Last“ als Zugangsvoraussetzung herleitet, insbesondere da der BNetzA-Gutachter E-Bridge zur Aussage gelangt, dass es keine sachlich begründeten Krite-

rien für die Differenzierung der Verteilnetzbetreiber gibt. Im Evaluierungsbericht bleibt offen, wie die Höhe des Schwellenwertes ermittelt werden soll. Durch die Festlegung der Höhe des Schwellenwertes wird beeinflusst, wie viele Netzbetreiber vom Instrument Investitionsmaßnahme partizipieren. Dies bietet der BNetzA einen erheblichen Gestaltungsspielraum. Auch werden mit diesem Modellvorschlag die Erfordernisse von städtischen Verteilnetzbetreibern an die Investitionsbedingungen nicht berücksichtigt, da im Stadtnetz mehr die Veränderungen auf der Nutzerseite zu einem Aus- und Umbaubedarf führen als die der Einspeiserseite.

5.3 Gesamtkostenabgleich mit Bonus

In diesem Modell soll die **Regulierungsperiode** auf **zwei Jahre** verkürzt und ein **jährlicher Kostenabgleich** eingeführt werden. Besonders effiziente Netzbetreiber sollen mit einem **Bonussystem** belohnt werden (vgl. 4.9). Da die Voraussetzungen für das Modell kurzfristig nicht geschaffen werden können und viele Fragen offen sind, empfiehlt die BNetzA das Modell nicht und sieht darin eher eine **denkbare Weiterentwicklung** des Regulierungssystems für die **Zukunft**.

Bewertung BDEW:

Dieses Modell entspricht einer kompletten Neuausrichtung der Anreizregulierung, was aufgrund des Systembruchs, vieler ungeklärter Fragen und der Bedingung eines stabilen Regulierungsrahmens nicht weiter verfolgt werden sollte.

5.4 Kapitalkostenabgleich

In diesem auch als „Schäfer-Modell“ bekannten Vorschlag soll ein **jährlicher Kapitalkostenabgleich** eingeführt werden. **Sockelbeträge** aus Bestandsanlagen sollen konsequent **abgeschöpft** werden.

Bewertung BDEW:

Das Modell beseitigt Investitionshemmnisse auf der Verteilnetzebene für alle Arten von Investitionen. Gegenüber dem bisherigen System ist es ein **Systemschwenk mit aktuell ungelösten Umstellungsproblemen** (z.B. Umsetzung von Effizienzvorgaben, Entwertung von Bestandsanlagen) und entsprechender Unsicherheit für Netzbetreiber und Investoren. Problematisch ist u.a. auch die Benachteiligung von Betriebskosten. Großprojekte können durch das bereits im eingeschwungenen Zustand funktionierende Instrument der Investitionsmaßnahmen wesentlich sachgerechter abgebildet werden.

5.5 Fazit zu Modellvorschlägen

Von den vorgeschlagenen Modellen erfüllt keines alle wesentlichen Anforderungen an eine zielgerichtete Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Probleme werden insbesondere dort gesehen, wo das bestehende System verlassen wird. Stark pauschalierende Verfahren führen aufgrund der differenzierten Netzbetreiber-Landschaft in Deutschland für einen Großteil der Netzbetreiber zu unsachgemäßen Ergebnissen, d.h. die **Modelle** sind **nicht zielgenau** genug oder sie verlieren sogar an Zielgenauigkeit.

6 Zielgerichtete Investitionsanreize durch BDEW-Antragsmodell

Zur Verbesserung der Investitionsbedingungen in den Verteilnetzen sind begrenzte, zielgerichtete und evolutionäre Anpassungen des bestehenden Modells notwendig. Das **BDEW-Antragsmodell** liefert hier die passenden Lösungsansätze und reduziert Anreize zur Überkapitalisierung, da nur Netzbetreiber mit sehr hohem und unvermeidlichem Investitionsbedarf das Modell nutzen werden. Mit dem **BDEW-Antragsmodell** würde man im Rahmen einer evolutionären Weiterentwicklung bleiben und gleichzeitig die unterschiedlichen Belange der Verteilnetzbetreiber bzgl. der Investitionserfordernisse berücksichtigen. Darüber hinaus würde man auch die politischen Vorgaben bzgl. der **Heilung des Zeitverzugs für die Verteilnetzbetreiber zielgenau** erfüllen.

Mit Blick auf die geforderte **Stabilität und Verlässlichkeit** sollten für **Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber keine grundlegenden Änderungen** am Regulierungsrahmen vorgenommen werden. Für diese Unternehmen sind insbesondere aufgrund der hohen, projektscharf gesetzlich vorgegebenen NEP-Investitionen verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen bei angemessener Rendite notwendig. Hierfür stellt das bestehende System einschließlich der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV geeignete Instrumente zur Verfügung.

Der BDEW plädiert deshalb für eine differenzierte Regulierung, die sich an den zukünftigen Investitionserfordernissen und dem daraus resultierenden Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber orientiert. Dabei ist hinsichtlich der großen Anzahl der Netzbetreiber in Deutschland darauf zu achten, dass praktikable Regulierungsinstrumente etabliert werden. Ein differenziertes Regulierungssystem sollte für Verteilnetzbetreiber mit hohem Bedarf an Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen die Möglichkeit beinhalten, eine stärkere Orientierung an den hieraus entstehenden zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten zu erreichen, während für Verteilnetzbetreiber mit geringerem Investitionsbedarf die Beibehaltung der derzeitigen Kostenanreize für die Bestandsoptimierung möglich sein sollte.

Auch in der BMWi-Verteilernetzstudie wurde festgestellt, dass die Verteilnetzbetreiber sehr heterogenen Anforderungen in Bezug auf die Integration von EEG-Anlagen gegenüberstehen. In einem zusätzlichen Kurzgutachten von E-Bridge wurde ermittelt, dass sich die am stärksten durch den Erweiterungsbedarf belasteten Verteilnetzbetreiber nicht robust abgrenzen lassen.⁶ Aus Sicht des BDEW darf die Diskussion um die Verbesserung der Investitionsbedingungen nicht auf die Netzinvestitionen zur Integration der Erneuerbaren Energien verengt werden.⁷

⁶ E-Bridge: „Kurzgutachten zur Analyse unterschiedlicher Anforderungen an Verteilnetzbetreiber in Deutschland“.

⁷ Das BNetzA-Modell „Differenzierung in ARegV 2.0“ fokussiert auf den Netzausbau zur Integration Erneuerbarer Energien und greift nur bei Erreichung vordefinierter Schwellenwerte. Netzinvestitionen für andere Zwecke (Erneuerung/Ersatz, Versorgungssicherheit, Kundenanforderungen, Lastzuwächse) werden ausgeblendet.

6.1 Kriterien für Antragsmöglichkeit bei besonders betroffenen Verteilnetzbetreibern

Der BDEW hat zur Sicherung von Investitionen im Verteilnetzbereich vorgeschlagen, unter Beibehaltung der bestehenden Anreizregulierungssystematik in Analogie zu bereits vorhandenen Instrumenten den Verteilnetzbetreibern ein für Antragsteller und Regulierungsbehörden praktikables Antragsverfahren zu ermöglichen. Das vom Bundesrat vorgeschlagene Modell der Investitionskostendifferenz (IKD) wäre in einer modifizierten Form geeignet, den Zeitverzug im Verteilnetz vollständig zu beseitigen. Sofern nicht eine gänzlich freie unternehmensindividuelle Entscheidung ermöglicht werden soll, könnte die Antragsmöglichkeit für die Anwendung des IKD-Modells an **objektivierbare Kriterien** geknüpft werden.

⇒ **Kriterium Investitionsquote**

Die Möglichkeit einen Antrag auf IKD zu stellen könnte auf jene Verteilnetzbetreiber beschränkt werden, deren Planinvestitionen (AHK) über die gesamte nächste Regulierungsperiode größer sind als die kalkulatorischen Abschreibungen im Basisjahr $\times 5$ (Investitionsquote > 1). Dieses Kriterium fokussiert auf die Finanzierbarkeit von Investitionen und begrenzt den Zugang zu IKD auf jene Netzbetreiber, die nachhaltig mehr Mittel investieren, als ihnen aus Abschreibungen zur Verfügung steht. Die Investitionsquote lässt sich einfach ermitteln (keine Annahmen zu Nutzungsdauern, EK- und FK-Zinssätzen usw.) und betrachtet nicht selektiv nur Investitionen zur Integration Erneuerbarer Energien bei besonders betroffenen Netzbetreibern. Die von DIW Econ für BNetzA ermittelte kalkulatorische Reinvestitionsquote lag im Zeitraum 2006 bis 2012 im Durchschnitt zwischen 76 % und 99 %, somit ist davon auszugehen, dass tatsächlich nur Verteilnetzbetreiber mit überdurchschnittlich hohem Investitionsbedarf das Kriterium erreichen.

⇒ **Kriterium Ausbau- und Investitionsplanung**

Analog zu Überlegungen der BNetzA in Bezug auf eine „bürokratische Hürde“ könnte die Antragsmöglichkeit auf Anwendung IKD nur jenen Netzbetreibern eingeräumt werden, die ihren erhöhten Investitionsbedarf durch eine Ausbau- und Investitionsplanung für die nächste Regulierungsperiode belegen.

6.2 Bindung für eine Regulierungsperiode

Mit der Antragstellung bindet sich der Verteilnetzbetreiber für die gesamte Regulierungsperiode. Bei der Entscheidung für das Verfahren können während der Regulierungsperiode keine Anträge auf Erweiterungsfaktor oder Investitionsmaßnahmen gestellt werden. Durch die zeitliche Bindung für eine Regulierungsperiode verbleibt das unternehmerische Risiko beim Unternehmen.

Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen sind für die übrigen Verteilnetzbetreiber beizubehalten, da nicht alle Verteilnetzbetreiber mit den gleichen Investitions Herausforderungen konfrontiert sind. Das Nebeneinander der beiden Instrumente ermöglicht eine passgenauere Regulierung. Das Modell greift auch bei Verteilnetzbetreibern im vereinfachten Verfahren.

6.3 Prozessablauf

1. Im Regelfall schreibt der VNB seine Kapitalkosten bzw. EOG nach dem regulären Regulierungsmodell fort. Nur aufgrund des freiwilligen Antrags wechselt er in das Modell IKD.
2. Der VNB optiert für die Teilnahme (z.B. zum 31.03.) vor Beginn und für die Dauer einer Regulierungsperiode (damit entfallen die Anträge auf Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme für diesen Zeitraum). Dabei weist der VNB nach, dass er in der nächsten Regulierungsperiode entsprechend den vorab festgelegten Kriterien besonderen Investitionsanforderungen unterliegt. Gebietsveränderungen sind aus den Daten zu eliminieren. Durch die Regulierungsbehörde wird die Entscheidung des Netzbetreibers quittiert und ist somit bindend. Die Erfüllung des Kriteriums bedingt nicht die zwingende Umsetzung des IKD-Modells (verringert zusätzlich die Anzahl der Verteilnetzbetreiber im IKD-Modell).
3. Bei der Ermittlung der Erlösobergrenze wird durch den VNB im Sinne des § 4 Abs. 3 ARegV (notwendige Ergänzung der ARegV) selbständig die IKD ermittelt. Für die Erlösobergrenze des Jahres t sind die Planinvestitionen des Jahres t zu berücksichtigen.
4. Jährliche Abgabe des IKD-Erhebungsbogens (z.B. zum 30.06.). Der Netzbetreiber befüllt den IKD-Erhebungsbogen (erweiterter B2-Bogen, BDEW-Entwurf liegt vor):
 - Eingabe des Betrachtungsjahres.
 - Eingabe Sachanlagevermögen zu AHK sowie die Kapitalkostenbestandteile wie in der Kostenprüfung genehmigt. Diese Werte bleiben in allen Anträgen unverändert und könnten auch von der Regulierungsbehörde vorgegeben bzw. befüllt werden.
 - Planinvestitionen für das folgende Kalenderjahr.
 - Anlagenabgänge (Plan und Ist seit dem letzten Basisjahr). Anlagen die aus der kalkulatorischen Nutzungsdauer herausfallen, werden durch die Rechenlogik des Bogens ermittelt, so dass nur echte Anlagenabgänge anzugeben sind. Konzessionsabgänge sind hier nicht zu berücksichtigen!
 - Die anteiligen Kapitalkosten für Anlagenabgänge werden mittels Dreisatz aus den genehmigten Werten ermittelt.
 - Ist-Investitionen für die Kalenderjahre seit dem Basisjahr bzw. Nachaktivierungen. Eine Überleitungsrechnung zu den gebuchten Werten, z.B. den Zugängen im Jahresabschluss müsste möglich sein.
 - Berechnung Betriebskosten-Pauschale, Kapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer nach vorgegebenen Parametern.
 - Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Investitionen des vergangenen Kalenderjahres werden bei der Anpassung der Erlösobergrenze berücksichtigt (oder fließen in das Regulierungskonto). Das betrifft nur die Kapitalkosten für eine Jahresscheibe.
5. Im nächsten Basisjahr gehen die Investitionen in die Kostenbasis ein und damit in das Effizienzbenchmarking für die dann folgende Regulierungsperiode.
6. Vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode sind gegebenenfalls die Kriterien und Grenzwerte neu zu definieren. Auf dieser Basis startet der Prozess für die Folgeperiode.

7 Weitere Dokumente

Die Bundesnetzagentur hat den Evaluierungsbericht, Unterlagen zu den Workshops und weitere Gutachten auf ihrer Internetseite (www.bnetza.de) veröffentlicht:

Pfad: Elektrizität und Gas > Unternehmen/Institutionen > Netzentgelte > Evaluierung Anreizregulierung 2013/14

Der BDEW hat den Evaluierungsprozess intensiv begleitet und zu den diskutierten Themengebieten Positionen sowie Lösungsvorschläge in folgenden **Dokumenten** eingebracht:

- BDEW-Stellungnahme vom 04.11.2013 zur BNetzA-Konsultation Datenerhebung
- BDEW-Stellungnahme vom 16.12.2013 zur BNetzA-Anhörung Datenerhebung
- BDEW-Kommentierung vom 27.02.2014 zu den BNetzA-Leitfragen
- BDEW-Positionspapier vom 21.03.2014 zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung
- BDEW-Stellungnahme vom 15.04.2014 zum Themengebiet Kosten- und Erlösentwicklung (2. Workshop)
- BDEW/Geode/VKU-Stellungnahme vom 13.05.2014 zum Themengebiet Effizienz (2. Workshop)
- BDEW-Stellungnahme vom 04.06.2014 zum Themengebiet Versorgungsqualität
- BDEW/Geode/VKU-Stellungnahme vom 21.07.2014 zum Themengebiet Effizienz (3. Workshop)
- BDEW-Stellungnahme vom 28.07.2014 zum 3. Workshop
- BDEW-Positionspapier vom 24.09.2014 zum BDEW-Antragsverfahren zur Investitionssicherung in Verteilnetzen
- BDEW/Geode/VKU-Kommentierung vom 29.09.2014 zum Expertengespräch Investitionsverhalten
- BDEW-Stellungnahme vom 17.11.2014 zum 4. Workshop

BDEW-Stellungnahmen sind abrufbar auf der BDEW-Internetseite (www.bdew.de):

Pfad: Service > Stellungnahmen

Ansprechpartner:

Jan Kiskemper
Telefon: +49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de