STELLUNGNAHME

Tenorierung RAMEN

I. Allgemeine Anmerkungen

Mit den im Januar 2025 vorgestellten Entwürfen der Tenorierungen der zukünftigen Festlegungen RAMEN und Strom-/GasNEF zeichnet sich nunmehr erstmals ein konkreteres Bild ab von dem von der BNetzA beabsichtigten Regulierungsmodell. Nach einer ersten gesamthaften Bewertung dieser Neugestaltung ist seitens der GEODE festzustellen, dass die Neugestaltung des Regulierungsrahmen insgesamt eher zu einer systematischen Verschlechterung der Rahmenbedingungen für Netzbetreiber führt. Hier sollte die BNetzA nochmals ganz grundsätzlich überdenken, ob dies das richtige Signal in der derzeitigen Phase der Ausgestaltung der Energiewende ist. Den mit dem Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert“ gesteckten Zielen würde der derzeit skizzierte Regulierungsrahmen jedenfalls nicht gerecht.

Mit dem NEST-Prozess hat Ihre Behörde eine Verfahrensvereinfachung angestrebt, die die GEODE vor dem Hintergrund des erheblichen operativen Aufwandes und den langwierigen Verfahren um die regulatorischen Verfahren für die Netzbetreiber ausdrücklich begrüßt. Die Tenorierung RAMEN lässt jedoch die hierfür erforderlichen Änderungen weitgehend vermissen. Auch beabsichtigt die BNetzA die regulatorischen Instrumente wie den Effizienzvergleich oder den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in der bestehenden methodischen und operativen Komplexität fortzuführen. Die Anforderungen an die Qualitätsregulierung sollen überdies noch zusätzlich verschärft werden um das – operativ fragwürdige – Merkmal einer Energiewendekompetenz. Eine Vereinfachung oder Beschleunigung der Verfahren kann nach Ansicht der GEODE hiermit jedenfalls nicht erzielt werden. Mit Blick auf die Verkürzung der Regulierungsperioden wird sich der Aufwand für alle Beteiligten mutmaßlich deutlich erhöhen. Eine effizientere und vor allem weniger bürokratische Regulierung müsste anders gestaltet werden!

Der Ansatz, einen allgemeinen Rahmen für die künftige Anreizregulierung zu schaffen, der die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zu ersetzen vermag, ist grundsätzlich zu begrüßen. Um dies jedoch erfüllen zu können, bedürfte es jedoch einer sachgerechten inhaltlichen Ausgestaltung der Festlegung, die das in der ARegV gesetzte Mindestmaß an Regelungen

umfasst. Die vorgelegte Tenorierung erfüllt diesen Anspruch nicht, sondern verweist an vielen Stellen auf gesonderte Festlegungen, die noch beschlossen werden sollen und teilweise noch nicht im Ansatz vorgestellt oder konsultiert wurden. Eine sachgerechte Bewertung des künftigen Gesamtrahmens wird der Branche auf diese Weise erheblich erschwert.

Darüber hinaus vermindern die zahlreichen Verweise auf gesonderte Festlegungen die angestrebte und dringend erforderliche Transparenz des Regulierungssystems. Insbesondere mit Blick auf die anstehenden Investitionen fordert die GEODE insgesamt einen einfacheren und transparenteren Regulierungsrahmen. Die Anzahl an Festlegungen sollte daher erheblich reduziert werden, um beispielsweise auch Investoren einen Gesamtüberblick über das künftige Regulierungssystem in Deutschland zu ermöglichen.

II. Thema: Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2.)

a) Tenorziffer 2.3 Satz 1

Aus Sicht der GEODE sollte die BNetzA ihr Vorhaben, die Regulierungsperioden von 5 auf 3 Jahre zu verkürzen, nochmals dringend überdenken!

Die geplante Verkürzung stellt sich bereits deswegen als unverhältnismäßig dar, da sie keine geeignete Maßnahme darstellt, dass avisierte Ziel zu erreichen. Dem Zeitverzug beim Ansatz der OPEX-Kosten würde durch diese Veränderung jedenfalls nicht abgeholfen. Die durchschnittliche Verzögerungsdauer zwischen dem Jahr des Anfalls der entsprechenden Kosten und deren Abbildung in den Erlösobergrenzen (ebendieser Zeitverzug) würde sich im Durchschnitt lediglich von 5 auf 4 Jahre verringern. Damit verbessert sich die Ausgangssituation nicht; demgegenüber wäre eine solche Verkürzung allerdings mit erheblichen Nachteilen verbunden.

So wäre der Sinn und Zweck einer Anreizregulierung nicht mehr zu erfüllen; einher ginge mit einer solchen Änderung überdies ein massiver Zuwachs an Bürokratie.

Die Ziele der Anreizregulierung könnten nicht mehr erreicht werden, wenn Unternehmen die Zeit fehlt, vorhandene Optimierungspotentiale umzusetzen und Ineffizienzen abzubauen. Überdies verbliebe keine Zeit mehr für Netzbetreiber, von Kostensenkungen, die über die Effizienzvorgaben hinausgehen, angemessen zu profitieren. Durch die verkürzten Perioden würde nicht nur der Effizienzdruck erheblich erhöht, gleichzeitig würden die Anreize reduziert, da keine wirtschaftlichen Vorteile mehr zu generieren wären. Dies widerspräche nach Überzeugung der GEODE dem eigentlichen Ziel einer Anreizregulierung.

Das Ansinnen der BNetzA, die Effizienzvorgaben mit einer verkürzten Regulierungsperiode zu verschärfen, ist daher abzulehnen; es würde auch den rechtlichen Vorgaben für eine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit nicht gerecht.

Ferner würde eine Verkürzung der Regulierungsperioden zu einem erheblichen Mehraufwand bei allen Beteiligten führen. Auch mit Blick auf die bisherige Regulierungspraxis dürften Netzbetreiber noch häufiger als bereits jetzt unter den geltenden Bedingungen ohne Kenntnis der Effizienzwerte und der Erlösobergrenzen in eine neue Regulierungsperiode starten. Auch vor diesem Hintergrund würde die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben innerhalb einer Regulierungsperiode faktisch unmöglich gemacht.

Ziel der Anpassung des Regulierungsrahmens im Sinne einer Vereinfachung der Regeln sollte nicht die Verschärfung der ohnehin anspruchsvollen Effizienzvorgaben sein, sondern vielmehr die Verkürzung der vorhandenen Verwaltungsverfahren, damit Netzbetreiber jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode entsprechend Kenntnis von den für sie geltenden Erlösobergrenzen und Effizienzvorgaben haben. Voraussetzung für eine solche Verkürzung von behördlichen Entscheidungszeiträumen, wäre eine deutliche Vereinfachung der Verfahren. Eine solche ist aus Sicht der GEODE grundsätzlich begrüßenswert, soweit die Sachgerechtigkeit der Regulierungsentscheidungen gewährleistet bleibt. Nach Ansicht der GEODE erreicht der bisherige Stand zur Neuregelung des Regulierungsrahmens eine solche Vereinfachung nicht.

b) Tenorziffer 2.3 Satz 2

Bereits derzeit wird Netzbetreibern die für sie geltende Erlösobergrenze und auch die Effizienzvorgabe erst im Laufe einer Regulierungsperiode bekannt. Dies dürfte sich bei einer Verkürzung der Regulierungsperioden kaum verbessern. Bei einer 3-jährigen Regulierungsperiode wäre indes das erste Jahr bereits wieder das Basisjahr für die kommende Regulierungsperiode. Es verbliebe folglich keine Zeit mehr für die Umsetzung von Optimierungspotentialen. Auch dieser Effekt führt nach Auffassung der GEODE zu einer Reduzierung der Anreizwirkung für Netzbetreiber.

III. Thema: OPEX-Anpassungsmechanismus (Tenorziffer 3.2)

Die in Tenorziffer 3.2 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vorgesehene jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen im Hinblick auf die operativen Kosten (OPEX) anhand der Veränderung der Vergleichsparameter aus dem bundesweiten Effizienzvergleich wird von der GEODE grundsätzlich sehr begrüßt.

Allerdings beabsichtigt die BNetzA, eine solche OPEX-Anpassung nur für die fünfte Regulierungsperiode, lediglich für die Stromnetzbetreiber und nicht für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren vorzusehen. Die BNetzA begründet den letztgenannten Punkt damit, dass für diese Netzbetreiber gegebenenfalls keine Parameter vorliegen würden, die die Versorgungsaufgabe abbilden könnten. Zudem würden die Netzbetreiber durch die erforderliche Datenerhebung zu einem erheblichen Mehraufwand „gezwungen".

Mit Blick auf die wachsenden operativen Kosten auch für diese Netzbetreiber ist dieser Ansatz nicht nachvollziehbar. Die Entwicklungen bei den Stromnetzbetreibern sind maßgeblich exogen durch die gesetzlichen Vorgaben und die steigenden Anforderungen an den Netzbetrieb geprägt, und ergeben sich ungeachtet der Unternehmensgröße. Steigende operative Kosten müssen daher ungeachtet der Verfahrensart aus Sicht der GEODE unterperiodisch anpassbar sein.

Ein Zuwarten auf den Effekt einer schnelleren Abbildung durch die Verkürzung der Regulierungsperiode erweist sich demgegenüber als nicht in gleicher Weise geeignet: Grundsätzlich würde sich dieser Effekt nach den Vorschlägen der BNetzA erstmals mit dem Jahr 2037 (!) einstellen. Die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sind daher aus Sicht der GEODE ebenfalls in den Geltungsbereich der OPEX-Anpassung für die 5. Regulierungsperiode einzubeziehen oder im Rahmen einer optionalen Regelung zumindest die Teilnahme zu ermöglichen.

Im Übrigen erachtet die GEODE es in diesem Zusammenhang als widersprüchlich an, dass die BNetzA einerseits die Datenerhebung der Strukturparameter zur Anwendung des OPEX-Aufschlags vermeiden möchte, gleichzeitig jedoch eine Ausdehnung der Qualitätsregulierung auf ebendiese kleineren Netzbetreiber beabsichtigt.

IV. Thema: Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze (Tenorziffer 4.)

Die GEODE weist darauf hin, dass bei der Neugestaltung der Regulierungsformel der Faktor (1-xind,t) beim Abzug der um den GSP bereinigten, inflationierten volatilen Kosten des Basisjahres fehlerhaft nicht berücksichtigt wird, sodass die Erlöse der Netzbetreiber ohne sachliche Begründung verringert werden. Nach der beabsichtigten Berechnungsformel würden die volatilen Kosten des Basisjahres in Höhe der individuellen Effizienzvorgabe abgeschmolzen werden und der verbleibende Anteil mit dem um den GSP bereinigten VPI aufinflationiert. Dies ist nach dem Verständnis der GEODE sachlich falsch und muss angepasst werden.

V. Thema: Ausgangsniveau (Tenorziffer 5.)

1. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus (Tenorziffer 5.1)

Die GEODE regt an, in die Tenorziffer 5.1 Satz 1 bis 3 auch die verbindliche Vorgabe aus § 21 Abs. 2 S. 4 EnWG aufzunehmen, dass die Lebensfähigkeit der Netze zu gewährleisten ist. Der Hinweis auf diese Pflicht in den Erwägungen genügt der Bedeutung dieser zukunftsgerichteten Anforderung nicht.

Zudem regt die GEODE die ersatzlose Streichung von Satz 4 an. Neben der sprachlich nicht nachvollziehbaren Ausgestaltung geben auch die Erwägungen die beabsichtigte Regelungswirkung nicht eindeutig her.

2. Begriffsbestimmungen der CAPEX und OPEX (Tenorziffer 5.2)

Die GEODE begrüßt zwar die Abgrenzung zwischen Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) in Tenorziffer 5.2 Satz 1, regt jedoch zur Klarstellung an, die Begriffsdefinition der CAPEX in Tenorziffer 4.1 Satz 1 i.V.m. Satz 2 Strom-/GasNEF sowie der OPEX in Tenorziffer 4.1 Satz 1 i.V.m. Satz 3 Strom-/GasNEF auch in RAMEN zu übernehmen oder ersatzweise zumindest einen Verweis auf die Begriffsbestimmungen der NEF aufzunehmen.

3. Besonderheit des Basisjahres (Tenorziffer 5.4)

Die GEODE bewertet die vorgeschlagene Formulierung der Tenorziffer 5.4 weder als Fortentwicklung noch als Vereinfachung der bestehenden Regelung. Vielmehr hat Ihre Behörde lediglich den Wortlaut des § 6 Abs. 2 Satz 1 ARegV übernommen. Die GEODE regt an, die Neugestaltung zum Anlass zu nehmen, die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH, Beschl. v. 25.04.2017, Az. EnVR 57/15, Rn. 22 f.; Beschl. v. 10.11.2015, Az. EnVR 26/14, Rn. 34) zu Besonderheiten des Basisjahres aufzugreifen und klarstellend festzuhalten, dass als Besonderheiten des Geschäftsjahres nur besondere Einmaleffekte in Frage kommen.

Überdies bittet die GEODE um die Aufnahme einer Regelung auch zu „negativen“ Besonderheiten des Basisjahres. Festzuhalten ist, dass insb. Tenorziffer 5.4 Satz 2 der Regulierungsbehörde ausschließlich zu Lasten eines Netzbetreibers Hinzurechnungen kostenmindernder Erträge und Erlöse ermöglichen soll. Im Gegenzug sollte auch geregelt werden, dass im Falle von besonders geringen Kosten im Basisjahr auch ein höherer Wert angesetzt werden kann. Im Ergebnis soll das Ausgangsniveau garantieren, eine repräsentative Basis für die Ermittlung der in die Zukunft gerichteten Erlösobergrenzen zu bilden.

VI. Thema: Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6.)

Die GEODE bittet die BNetzA darum, nochmals intensiv darüber nachzudenken, diesen Reformprozess zu nutzen, einen weiteren „Webfehler“ des bisherigen Regulierungsmodells zu korrigieren.

So würde es nach Tenorziffer 6.1 dabei verbleiben, den seit Jahren vielfach kritisierten und inkonsistenten Zeitverzug (t-2) beim Ansatz des VPI in der Erlösobergrenzenformel beizubehalten. Diese sachlich nicht begründete und auch nicht an anderer Stelle ausgeglichene Schlechterstellung ist aus Sicht der GEODE zwingend zu beseitigen. In einem am 02.09.2024 durchgeführten Workshop zur Weiterentwicklung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wurde auch von Vertretern der GBK angekündigt, diesen Aspekt mit aufnehmen zu wollen.

Der GSP wurde 2007 in die Anreizregulierungsverordnung mit der Zielsetzung aufgenommen, mit dem Einstieg in die Regulierung von natürlichen Monopolbereichen die aus der unregulierten Phase resultierenden Potentiale für eine gesteigerte Produktivitätsentwicklung zu heben. Nach nunmehr vier Perioden mit einer Anreizregulierung stellt sich für die GEODE ganz grundsätzlich die Frage, inwieweit es auch weiterhin eines solchen Instrumentes bedarf. Die GEODE fordert daher, in einem künftigen Regulierungssystem auf diesen Mechanismus zu verzichten. Insbesondere im Gasbereich ist deutlich erkennbar, dass die mit der Wärmewende ausgelöste Transformationsphase keinesfalls zu gegenüber der Gesamtwirtschaft gesteigerten Produktivitätsfortschritten führen kann.

VII. Thema: Stilllegung von Gasversorgungsnetzen (Tenorziffer 8.3)

Durch das Bundesklimaschutzgesetz wurde das Ende der erdgasbasierten Wärmeversorgung in Deutschland auf das Jahr 2045 festgeschrieben. Damit wird künftig auch im Verteilernetzbereich nicht mehr die gesamte Gasnetzinfrastruktur benötigt. Vor diesem Hintergrund ist die von der BNetzA in Aussicht gestellte regulatorische Anerkennung der mit der Rückstellungsbildung im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasnetzen verbundenen Zuführungsaufwendungen grundsätzlich zu begrüßen.

Anders als noch im Eckpunktepapier NEST in Aussicht gestellt, soll dies nunmehr jedoch lediglich für Stilllegungen und nicht (mehr) für Rückbaumaßnahmen gelten. Diese Einschränkung ist aus Sicht der GEODE nicht sachgerecht. Im Sinne eines geschlossenen Regulierungssystems sind grundsätzlich sämtliche erforderlichen und im Zuge eines effizienten Netzbetriebs anfallenden Aufwendungen zu berücksichtigen. Ein Ausschluss bestimmter

Kostenpositionen dem Grunde nach lässt sich mit einem geschlossenen Regulierungssystem jedenfalls nicht vereinen.

Die Netzbetreiber sind zumindest nach aktueller Rechtslage gesetzlich und vielfach auch vertraglich verpflichtet, stillgelegte Betriebsmittel zurück zu bauen. Im Übrigen scheidet eine reine Stilllegung von Gasversorgungsanlagen teilweise bereits aus technischen Gründen aus. So macht die Stilllegung einer oberirdischen Gasübernahme- oder Gasdruckregelanlage beispielsweise wenig Sinn; hier kommt nur ein vollständiger Rückbau in Betracht.

Solange aus Rechtsgründen (konzessionsvertraglich oder zivilrechtlich) eine Pflicht zum Rückbau von Betriebsmitteln besteht, sind Gasnetzbetreiber nach § 249 Abs. 1 Satz 1 Alt 1. HGB verpflichtet, für die möglichen Kosten des Rückbaus stillgelegter Gasversorgungsanlagen Rückstellungen für sogenannte ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden. Die damit verbundenen Zuführungen stellen daher in Gänze betriebsnotwendigen Aufwand beim Gasnetzbetreiber dar und sind als solcher auch regulatorisch vollumfänglich anzuerkennen. Um an dieser Stelle ebenfalls im Sinne eines geschlossenen Regulierungssystems zu vermeiden, dass sich in der Totalperiode als Netzkosten anerkannte Rückstellungen ergeben, die nicht für einen tatsächlichen Rückbau benötigt werden, könnten Mechanismen gebildet werden, wie für solche Fälle eine Rückführung zu hoch gebildeter Rückstellungen in das künftige Gas- bzw. Wasserstoffregulierungssystem erfolgen könnte. In gleicher Weise könnte ein solcher Mechanismus auch für einen Ausgleich zu gering gebildeter Rückstellungen zur Anwendung kommen, um ein konsistentes und geschlossenes Regulierungssystem zu gewährleisten.

Kritisch zu bewerten ist aus Sicht der GEODE zudem die Auffassung der BNetzA, dass hinsichtlich dieser Kostenanteile eine Einordnung als KAnEu nicht in Frage kommen soll. Insbesondere die Exogenität dieses Kostenanteils folgt bereits aus der klimaschutzgesetzlichen Verpflichtung zur Stilllegung, die ggf. erforderliche Rückbauverpflichtung folgt aus konzessionsvertraglichen bzw. zivilrechtlichen Regelungen. Die Voraussetzungen einer Klassifizierung als KAnEu liegen damit aus Sicht der GEODE eindeutig vor. Die Kosten aus Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen sollten daher direkt in den Katalog der Tenorziffer 8.2 aufgenommen werden, da Tenorziffer 8.3 nach unserem Verständnis nur eine (weitere) Festlegungskompetenz darstellt und damit lediglich die Möglichkeit der Aufnahme solcher Kosten als volatile Kosten schafft.

Es ist zudem zu beachten, dass sich die Gasnetzbetreiber aktuell im Basisjahr für die 5. Regulierungsperiode befinden, sodass es zu diesem Punkt schnellstmöglich verbindliche Aussagen über die Klassifizierung der Kosten aus Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaumaßnahmen braucht.

Um eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Kosten auf noch möglichst viele Netznutzer in der Transformationsphase zu gewährleisten, fordert die GEODE zudem, die Stilllegungs- und Rückbaukosten bereits in der aktuell laufenden 4. Regulierungsperiode anzuerkennen. Ein Zuwarten auf die Ergebnisse aus den kommunalen Wärmeplanungen ist hier nicht ausreichend.

Soweit Gasnetzbetreiber bereits jetzt Rückstellungen gebildet haben, wäre auch sicherzustellen, dass die daraus resultierenden Aufwendungen möglichst zeitnah, spätestens aber mit Beginn der 5. Regulierungsperiode in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden.

VIII. Thema: Effizienzvergleich (Tenorziffer 10.)

1. Effizienzvergleich im Strombereich

Grundsätzlich befürwortet die GEODE die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung.

Ebenfalls teilt die GEODE die Auffassung, dass aufgrund der Vielzahl an methodischen Detailfragen auf der Ebene der Festlegung RAMEN nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt wird (Seite 147).

a) Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit:

Die Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sind weiterhin gesetzliche Anforderungen, die zwingend zu gewährleisten sind. Kosten und Effekte, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und nicht Effizienzvorgaben unterworfen werden.

Die RAMEN-Festlegung sollte dahingehend klarstellen, dass bei einem Einsatz mehrerer Berechnungsmethoden die effizientesten Netzbetreiber jeweils einen Effizienzwert von 100 % in jeder Methode erhalten können. Die hierzu relevante Passage in der ARegV (Anlage 3) lautet: “Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert“. Diese Passage sollte auch in die RAMEN-Festlegung übernommen werden.

b) Sicherheitsmechanismen:

Der Effizienzvergleich ist mit einer Reihe von Unsicherheiten behaftet. Diese beinhalten die Methodenunsicherheiten, Modellunsicherheiten und Datenunsicherheiten. Um sicherzustellen, dass die Effizienzvorgaben trotz der Unsicherheiten für die Netzbetreiber erreichbar und übertreffbar sind, müssen verschiedene Sicherheitsmechanismen etabliert werden. Die bislang angewandten Mechanismen der Bestabrechnung zwischen Methoden und Kostenbasen (Best-of-4) sowie der ebenfalls als Sicherungsmechanismus angelegte Abbaupfad der Ineffizienzen über 5 Jahre sind bei einer Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs beizubehalten, da nicht abzusehen ist, dass die angesprochenen Unsicherheiten abnehmen werden. Im Gegenteil wird durch die unterschiedliche Betroffenheit der Unternehmen von der Energiewende im Zeitablauf die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern zunehmen, sowohl im Gas als auch im Strom. Auch dies gilt es durch die Beibehaltung der Sicherheitsmechanismen abzufedern. Sowohl eine Abkehr von der bisherigen Bestabrechnung als auch eine Verschärfung des Abbaupfades entbehren einer sachlichen Grundlage.

c) Abbaupfad und Dauer der Regulierungsperiode:

Der Abbauzeitraum für ineffiziente Kosten sollte daher nicht verkürzt werden. Die Erreichbarkeit von Effizienzvorgaben wird wesentlich beeinflusst von der Dauer einer Regulierungsperiode. Eine um 40 % verkürzte Regulierungsperiode (von fünf auf drei Jahre) wird mit einem auf die Regulierungsperiode bezogenen Abbaupfad zu drastisch steigenden Effizienzvorgaben führen, die häufig nicht mehr erreichbar und schon gar nicht übertreffbar sein werden.

Um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzwerte nicht zu gefährden, muss die ermittelte Ineffizienz wie heute über fünf Jahre abgebaut werden können. Bei einer 5-jährigen RP müssen bislang 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, 100 % = durchschnittlich 60 % der ineffizienten Kosten pro Jahr abgebaut werden. Dieser Durchschnitt sollte sich auch bei einer 3-jährigen RP nicht erhöhen. Verteilt man beispielsweise 33 %, 66 % und 100 % auf die 3 Jahre, ergibt sich ein jährlicher Durchschnitt von 66,67 %, so dass hiermit der Kostendruck erhöht würde. Bei einem Abbaupfad von 20 %, 60 % und 100 % hingegen bliebe der jährliche Durchschnitt bei 60 % der ineffizienten Kosten.

Auch bei der für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise vorgeschlagenen Dauer von fünf Jahren, darf sich der Abbaupfad nicht verschärfen. Ein Abbaupfad von 33 %, 66 %, 100 %, 100 %, 100 % resultiert in einem jährlichen Durchschnitt von 80 % der ineffizienten Kosten, die jährlich abgebaut werden müssen. Dieser besonders gravierenden Verschärfung der Effizienzvorgaben für die fünfte Regulierungsperiode stehen keinerlei Maßnahmen gegenüber, die die Unsicherheiten bei der Effizienzwertberechnung verringern.

Auch eine Anhebung der Mindesteffizienz ist nicht zuletzt bei einem verkürzten Abbaupfad aus Branchensicht geboten, damit die Effizienzvorgaben in der Realität noch erreichbar bleiben.

Generell sollten strenge Effizienzvorgaben vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen von geringerer Priorität als in der Vergangenheit sein. Insbesondere vor dem Hintergrund einer Verkürzung der Regulierungsperioden auf nur noch 3 Jahre ist eine entsprechende Verschärfung der Effizienzvorgaben im Hinblick auf einen kürzeren Abbaupfad abzulehnen. Es ist daher eine Abmilderung, aber mindestens eine Beibehaltung der derzeitigen Sicherheitsmechanismen (z. B. durch Streckung des Abbaupfades oder einer Verteilung wie 20 %, 60 % 100 % über 3 Jahre) umzusetzen, die den Netzbetreibern Spielräume zur Umsetzung neuer Best-Practice-Ansätze lässt.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen sollte auch geprüft werden, ob die sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden abgebaut werden müssen, analog zur Einführung der Anreizregulierung 2009. Im Wachstumspfad würde hierdurch der Effizienzdruck auf die OPEX etwas verringert werden.

d) Heterogenität der Netzbetreiber:

Die Heterogenität der Netzbetreiber sowie des jeweiligen Umfelds (z. B. kommunale Wärmepläne) muss im Modell umfänglich gewürdigt werden. Extern geprägte Anforderungen und die Heterogenität der Netzbetreiber machen sachgerechte Effizienzvergleiche zunehmend schwieriger. Dazu sollten entsprechend wissenschaftlich anerkannte Methoden getestet werden.

Insbesondere ist zukünftig auch zu untersuchen, inwieweit die unterschiedliche Umsetzung der Energiewende bei den Netzbetreibern zu neuen Heterogenitäten und Kostenstrukturen führt. Netzbetreiber befinden sich in unterschiedlichen Phasen der Transformation, was sich nicht zuletzt in unterschiedlichen Kapitalkosten widerspiegelt. Darüber hinaus ist die Versorgung mit und der Ausbau von Infrastrukturen verschiedener Energieträger immer stärker voneinander abhängig. So ist die effiziente Entwicklung von Gasnetzen von der Entwicklung der Stromnetze, der Wärmenetze oder der Wasserstoffversorgung abhängig. Folglich bleibt das Festhalten an „Best-of-Four“ eine absolut notwendige Bedingung.

Im Zusammenhang mit der steigenden Heterogenität ist es wichtig, dass vor dem Effizienzvergleich die Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe geprüft wird und Netzbetreiber, welche sich durch eine andere Versorgungsaufgabe auszeichnen vor dem Effizienzvergleich aus dem Datensatz genommen werden. Des Weiteren erfordert die steigende und aus heutiger Sicht in ihrem Ausmaß und ihrer Wirkung oft noch nicht klar zu prognostizierenden Heterogenität, dass die zukünftig von der BNetzA abgefragten Daten es erlauben, den Einfluss dieser gestiegenen Heterogenität auf die Effizienzvergleiche zu überprüfen.

e) Effizienzbonus:

Das Instrument eines Effizienzbonus ist vor dem Hintergrund der anstehenden Transformation weiterhin sachgerecht. Die ursprünglich für die Notwendigkeit diskutierten Gründe gelten heute noch mehr als bei der Einführung des Effizienzbonus. So haben sich die Effizienzwerte weiter angeglichen, der Effizienzbonus stellt sicher, dass weiterhin dynamische Impulse für Effizienzanreize gesetzt werden und damit verhindert wird, dass die Branche an Dynamik verliert. Zum andern hat auch der Investitionsbedarf aufgrund der Energiewende weiter zugenommen. Die aktuelle Art der Berechnung hängt an der Methode der DEA und der Supereffizienzanalyse. Sollte sich die Methode ändern, ist sicherzustellen, dass auch bei Verwendung alternativer Methoden ein Effizienzbonus ermittelt wird.

f) Individuelle Berücksichtigung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe:

Die GEODE teilt die Feststellung, dass den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe, die durch das Effizienzmodell nicht adäquat abgebildet werden können, durch eine individuelle Berücksichtigung Rechnung getragen werden muss. Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass vor der erwarteten Steigerung der Heterogenität, die entsprechenden Aufgreifkriterien nicht zu restriktiv angesetzt werden. Grundsätzlich ist die strukturelle Vergleichbarkeit im höherrangigen EnWG (ggü. ARegV) verankert und muss (zuerst) zwingend für einen validen Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Sofern eine strukturelle Vergleichbarkeit gewährleistet ist und zusätzlich auch die Heterogenität der VNB im Effizienzmodell adäquat berücksichtigt worden ist, kann zur Abbildung von strukturellen Besonderheiten zusätzlich der § 15 Abs. 1 ARegV Anwendung finden.

Aktuell ist diese Regelung deutlich zu eng ausgelegt. Eine Benachteiligung bezogen auf strukturelle Besonderheiten kann auch einzelne kleine Gruppen betreffen. Die Problematik der Berücksichtigung von strukturellen Besonderheiten sollte nicht nur mit Blick auf den § 15-Antrag betrachtet werden, sondern bereits bei der Durchführung des eigentlichen Effizienzvergleichs. Die aktuellen Regelungen der ARegV schränken die Möglichkeiten der BNetzA, den Datensatz für die Ermittlung der finalen Effizienzwerte auf strukturell vergleichbare Unternehmen einzuschränken, sehr stark ein. Die bisher durchgeführten Ausreißeranalysen können zwar einen Betrag zur Vermeidung von unsachgerechten Effizienzgrenzen aufgrund von Extremwerten leisten, führen in der Folge aber nicht zu einer „Harmonisierung“ des Datensatzes bzw. Sicherstellung einer grundsätzlichen strukturellen Vergleichbarkeit der einbezogenen Netzbetreiber. In der Folge besteht das Risiko, dass grundlegende Versorgungsaufgaben von Netzbetreibern nicht adäquat im Effizienzvergleichsmodell abgebildet werden und aufgrund der großen Anzahl betroffener Unternehmen auch keine Berücksichtigung über einen §15-Antrag möglich ist (10 %-Grenze). Deutlich wird diese Problematik am

Beispiel der Einbeziehung der ehemaligen rFNB in den Effizienzvergleich der 3. und 4. Regulierungsperiode Gas. Für den Effizienzvergleich Strom zeichnet sich mit Blick auf die Einbeziehung von Netzbetreibern mit einer strukturell besonderen Versorgungsaufgabe ein ähnliches Verzerrungsrisiko ab. Und auch im Gasbereich ist durch die unterschiedliche Anwendung von KANU 2.0 mit einer zunehmenden Heterogenität zu rechnen.

2. Effizienzvergleich Gas

Die GEODE sieht die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich mit Blick auf die notwendige Transformation in Richtung Dekarbonisierung sehr kritisch. Die Gasnetzbetreiber werden sich zukünftig in verschiedene Richtungen entwickeln (Stilllegungen, Umbau z. B. in Richtung Wasserstoff und Sicherstellung der Versorgungssicherheit), was einen Effizienzvergleich an dieser Stelle nur schwerlich möglich macht.

Es ist zwingend erforderlich, dass ein Effizienzvergleich kein Transformationshemmnis für die Gasnetze darstellt. Hierbei ist zu beachten, dass eine Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs an sich bereits ein Transformationshemmnis darstellt, da es Entscheidungen erschwert und verlangsamt. Vor diesem Hintergrund kann die Abschaffung des Effizienzvergleichs im Gas auch aus diesem Grund zielführend sein.

Die mit der Transformation verbundene zunehmende Beeinflussung des Netzbetriebs durch exogene Faktoren (z. B. kommunale Wärmeplanung) und die unterschiedlichen Betroffenheiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten (Heterogenität) verzerren zunehmend den Effizienzvergleich und erschweren die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander zusätzlich.

Mit Blick auf die bisherigen Verfahrensdauern ist schwer vorstellbar, dass selbst bei einer 5-jährigen Regulierungsperiode, insbesondere aber bei einer verkürzten Regulierungsperiode, jeweils eine sorgfältige Prüfung der Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs erfolgen kann.

Die erfolgreiche Transformation der Gasnetze erfordert Verlässlichkeit im regulatorischen Rahmen: Die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre mit einem Effizienzvergleich, dessen Ergebnis und Auswirkungen nicht planbar ist, zwingt zu konservativem kaufmännischen Handeln und behindert damit eine schnelle Transformation. Insbesondere eine Verzögerung in der Festlegung der EOG – wie sie heute bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode eintritt – schafft Unsicherheit.

Der Effizienzvergleich kann vor dem Hintergrund der Herausforderungen für Gasnetze und der damit verbundenen Auswirkungen nicht wie bisher weitergeführt werden. Die Geschwindigkeit und Intensität des Transformationsprozesses werden sich in Deutschland regional stark unterscheiden. Die Gasnetzbetreiber werden also weder mengenmäßig noch zeitlich in

gleichem Ausmaß von diesen Prozessen betroffen sein und die Heterogenität zwischen ihnen wird weiter zunehmen. Für den Effizienzvergleich bedeutet das, dass sich die in der Vergangenheit verwendeten Output-Parameter in Abhängigkeit der regional unterschiedlichen politischen Vorgaben und Nachfragestrukturen verändern werden.

Eine weitere Heterogenität trifft auch die Entwicklung der Kosten. Die Verkürzung von Nutzungsdauern bei Neuinvestitionen (KANU) sowie die Verkürzung der Nutzungsdauern bei Bestandsanlagen (KANU 2.0) führen gemeinsam mit der Bildung von Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation zu einer Erhöhung der Aufwandsparameter bei den anwendenden Netzbetreibern, was nachteilige Effekte im Effizienzvergleich haben kann. Dieses kann Fehlanreize setzen, sinnvolle Anpassungen zu unterlassen oder zu verzögern.

IX. Thema: Härtefall (Tenorziffer 13.)

Die BNetzA beabsichtigt offenbar, die von der Rechtsprechung aufgestellten Maßstäbe zu den Voraussetzungen des Vorliegens eines Härtefalls zu Lasten der Netzbetreiber zu verschärfen. Entsprechend den Erwägungen (dort S. 164) nimmt Ihre Behörde Bezug auf das für den handelsrechtlichen Jahresabschluss maßgebliche Vorsichtsprinzip des § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB. Dies verkennt, dass § 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB die Bewertung bereits vorhersehbarer Risiken und Verluste in Bezug nimmt, die Härtefallregelung hingegen die Vorhersehbarkeit eines Ereignisses bzw. eines Umstandes verlangt. Insbesondere verkennt dies das zeitliche Auseinanderfallen der Ursache der Kostensteigerungen und deren Auswirkung; die *causa* und die Wirkung müssen nicht im gleichen Kalenderjahr auftreten.

Ebenfalls in den Erwägungen formuliert Ihre Behörde, dass die den Netzbetreibern zugestandene Eigenkapitalverzinsung „auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen aufgezehrt“ werden müsse. Diese Voraussetzung beschreibt jedoch bereits den Insolvenzfall des betroffenen Netzbetreibers und verkennt, dass die Regelungen den Netzbetreiber (nicht nur) vor dem Eintritt dieser unzumutbaren Folge schützen sollen. Die Regelung muss daher bereits Wirkung entfalten, bevor eine derartige wirtschaftliche Gefährdung des Unternehmens eintritt. Im Übrigen weist die GEODE darauf hin, dass sich eine Prüfung, ob die Verzinsung „auf unabsehbare Zeit durch Kostensteigerungen aufgezehrt“ werde, auf zurückliegende Jahre als Widerspruch erweisen würde. Die GEODE appelliert an die BNetzA, auch die Investorensicht zu beachten. Der regulatorische Rahmen wird – wie es auch seitens Ihrer Behörde immer wieder betont wird – von Eigenkapitalgebern insgesamt bewertet.

Schließlich ist nach Ansicht der GEODE die Regelung zur Abmilderung durch den Netzbetreiber zu weit gefasst und nicht praktikabel. Nach der beabsichtigten Formulierung könnte

bereits jegliche Möglichkeit zur Reduzierung der Auswirkungen genügen, um den Tatbestand in Gänze auszuschließen. Es liegt auf der Hand, dass eine solche Einschränkung dem Prinzip der Verhältnismäßigkeit widerspricht. Die GEODE regt daher die Streichung von Satz 4 an.

X. Thema: Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung (Tenorziffer 16.)

a) Tenorziffer 16.1

Die GEODE begrüßt grundsätzlich die Fortführung des Vereinfachten Verfahrens in der Anreizregulierung. Die konkret beabsichtigte Ausgestaltung gibt jedoch Anlass zu Kritik.

So sollte nach Auffassung der GEODE der Anpassungsmechanismus nach Tenorziffer 3.2 auch auf kleine Netzbetreiber Anwendung finden. Gerade bei kleineren Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen können, kommt es energiewendebedingt zu stark ansteigenden Betriebskosten und es besteht das Bedürfnis für einen solchen, kurzfristig greifenden Mechanismus, der diesen Effekt abbildet. Zudem dürfte es bei den betroffenen Netzbetreibern nicht zu einem unverhältnismäßigen Aufwand bei der Datenaufbereitung und Prüfung der regulatorischen Entscheidung kommen.

Im Widerspruch dazu will die BNetzA die Teilnahme an der Qualitätsregulierung verpflichtend machen. Eine solche Teilnahme an der Qualitätsregulierung wäre jedoch mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand bei der Datenaufbereitung verbunden; es wären zur Prüfung der Entscheidungen der Regulierungsbehörden zahlreiche komplexe Methoden- und Einzelfestlegungen zu berücksichtigen, was einen erheblichen zusätzlichen Aufwand bedeuten würde. Auch der Verordnungsgeber schätzte den Aufwand für die Aufbereitung der Daten zur Teilnahme an der Qualitätsregulierung für kleine Netzbetreiber als zu hoch ein. Die jährlich ergehenden komplexen regulatorischen Entscheidungen innerhalb der Festlegung der Qualitätselemente sollten von den kleineren Netzbetreibern nicht nachvollziehen werden müssen (BR-Drs. 417/07, S. 68 ff). Hieran dürfte sich nichts geändert haben.

Es sollte weiterhin das Ziel sein, gerade kleinere Netzbetreiber zu entlasten. Mit der Ausweitung der Qualitätsregulierung auf diese Unternehmen würde dies neben den erhöhten Belastungen aufgrund der Neuregelung des Regulierungsrahmens insgesamt und den gesteigerten Anforderungen durch die Energiewende nicht nur erschwert, sondern eher das Gegenteil erreicht. Für die GEODE sind auch keine konkreten Anhaltspunkte ersichtlich, die die Annahme der BNetzA stützen, bei kleineren Netzbetreibern sei die Netzzugangs- und Servicequalität grundsätzlich schlechter.

b) Tenorziffer 16.3

Die GEODE kritisiert den Ansatz eines für jede Regulierungsperiode neu zu ermittelnden wirtschaftlichen Schwellenwertes ausdrücklich. Der geplante Ansatz führt zu einer fluktuierenden Schwelle, die für Unternehmen zu erheblicher Planungsunsicherheit führt. Insbesondere die kleineren Netzbetreiber, die es zu entlasten gilt, müssten zusätzliche Daten vorhalten und neue Prozesse aufbauen, für den Fall, dass sie kurzfristig doch am regulären Verfahren teilnehmen müssten. Insbesondere vor dem Hintergrund der von der BNetzA getroffenen Aussage, dass sich an der Anzahl der betroffenen Unternehmen nichts Wesentliches ändern würde, plädiert die GEODE dringend dafür, das bisherige Modell beizubehalten. Es muss auch bezweifelt werden, dass mit den bereinigten Netzkosten die Versorgungsaufgabe besser abgebildet werden kann als mit der Anzahl der Kunden. Es wäre nach Ansicht der GEODE auch ohne weiteres möglich, etwaige Unschärfen bei der Begriffsbestimmung mit einer Definition zu beseitigen.

Ohnehin wirft die geplante Neuregelung noch erhebliche Fragen auf. So soll die Festlegung des Schwellenwertes anhand der aufsummierten bereinigten Ausgangsniveaus erfolgen. Die genannten Schwellenwerte (90 % für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und 82 % für Gasverteilernetzbetreiber) hätten dabei erhebliche Auswirkungen auf die Anzahl der Netzbetreiber im Regelverfahren und damit auch Auswirkungen auf die Anzahl der Teilnehmer im Effizienzvergleich. Die GEODE bittet auch die BNetzA ausdrücklich nochmals um Prüfung, wie der Schwellenwert ermittelt wurde. Nach unserem Verständnis müsste sich dieser – nach den Ausführungen der BNetzA, wonach die bisherige Abgrenzung im Wesentlichen beibehalten werden soll – aus der Abgrenzung der Unternehmen nach den bisherigen Schwellenwerte aus der Rechtsverordnung ergeben. Der Schwellenwert wäre folglich nicht faktisch aus den tatsächlichen Teilnehmern am Regelverfahren abzuleiten, sondern aus der Abgrenzung, wie es die Verordnung zulässt. Die fakultative Entscheidung einzelner Netzbetreiber, nicht für das vereinfachte Verfahren zu optieren, darf nach Auffassung der GEODE nicht zur Verzerrung des Verhältnisses zu bilden, sondern nach der bisherigen Aufteilung des Verordnungsgebers.

Die BNetzA begründet die Umstellung zur Ermittlung der Zugehörigkeit zum Regelverfahren vs. vereinfachtem Verfahren mit dem Wunsch, auch Netzbetreiber mit verhältnismäßig wenigen Netzkunden, aber einer hohen Erlösobergrenze und somit wirtschaftlicher Bedeutung einer Effizienzprüfung zu unterziehen. Dies ist im Grundsatz nachvollziehbar. Die GEODE weist jedoch darauf hin, dass es sich bei solchen Netzbetreibern (wenige Kunden, hohe EOG) augenscheinlich um strukturell besondere Netzbetreiber handeln dürfte, die im Effizienzvergleich eine Sonderstellung einnehmen werden und zu (zusätzlichen) Verzerrungen führen können. Die Methodik des Effizienzvergleichs müsste dem jedenfalls Rechnung tragen.

c) Tenorziffer 16.4

Die GEODE begrüßt grundsätzlich das Festhalten der BNetzA an einer pauschalen Bestimmung des Effizienzwertes. Entgegen dem beabsichtigten Vorgehen der BNetzA sollte jedoch auch an der bisherigen Methode zur Ermittlung dieses pauschalen Effizienzwertes festgehalten werden. So bleibt derzeit noch völlig unklar, wie kleinere Netzbetreiber bei der Mittelwertbildung stärker berücksichtigt werden sollen.

Berlin, 14. März 2025

[redacted]

GEODE
Magazinstraße 15/16
10179 Berlin
Tel.: 0 30 / 611 [redacted]
Fax: 0 30 / 611
E-Mail: info@geode.de
www.geode.de
www.geode-eu.org

GEODE AISBL (R001212) und GEODE Deutschland e. V. (R001207) sind im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung registriert und unterliegen dem gesetzlichen Verhaltenskodex des LobbyRG.

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.400 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.