Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Festlegungsentwürfe RAMEN | Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1 (Strom) und GBK-25-01-2#1 (Gas)

Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom) und Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas)

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	Stadtwerke Landshut		
		Marktrolle:	VNB Strom und Gas
Kontaktdaten*:			
Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) **speichern, umbenennen und übersenden.** Sofern nicht der komplette Text dargestellt werden kann, verwenden Sie bitte die nächste Zeile für Ihre Eingabe.

Stellungnahme: Festlegungsentwürfe RAMEN | Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#1 (Strom) und GBK-25-01-2#1 (Gas)

Nr.	Tenorziffer (Pflichtfeld)	Bezug	!	Weitere Auswahl (optional)	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Allgemeine Kritik	Nachfolgend nehmen wir zu ausgewählten Themen der zur Konsultation gestellten Festlegungsentwürfe RAMEN Strom und RAMEN Gas Stellung. Dies gilt insbesondere für solche Regelungsgegenstände, bezüglich derer sich die BNetzA mit der von uns und weiteren Unternehmen sowie Branchenvertretern im Rahmen der Vorkonsultation der Tenorierungsentwürfe aus Januar 2025 geführten Kritik tiefergehend auseinandergesetzt hat. Hinsichtlich der weiteren Kritikpunkte, die wir im Rahmen der Vorkonsultation angebracht, denen seitens der BNetzA indes ganz überwiegend nicht abgeholfen wurde, verweisen wir zwecks Vermeidung von Wiederholungen auf unsere diesbezügliche, frühere Stellungnahme. Voranstellen möchten wir zudem, dass aus unserer Sicht nach wie vor nicht ersichtlich ist, inwieweit mit der konsultierten RAMEN-Festlegung die im Zuge der Neujustierung des Regulierungsrahmens beabsichtigte Vereinfachung des Regulierungssystems geleistet werden kann (vgl. u.a. NEST-Eckpunktepapier). Bei den angedachten Mechanismen ist insgesamt bisher keine nennenswerte Vereinfachung erkennbar; vielmehr sehen die von der BNetzA angedachten Neuregelungen in mehrfacher Hinsicht sogar noch eine zusätzliche Verkomplizierung des ohnehin bereits komplexen Systems der Netzentgeltregulierung vor. So werden die bislang bekannten regulatorischen Instrumente – abgesehen von kleineren Erleichterungen wie etwa der Umstellung des Kapitalkostenaufschlags von einem Genehmigungs- zu einem Anzeigeverfahren und der Einführung eines WACC-Ansatzes zur Kapitalkostenbestimmung – weitestgehend unverändert überführt. Von einer Beschleunigung oder gar Vereinfachung des Regulierungssystems kann mit Blick auf diese im Gesamtkontext lediglich marginal erscheinende Verfahrenserleichterung allerdings keine Rede sein: Die periodische Bestimmung des Effizienzvergleichs, des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und der Qualitätsregulierung – ergänzt um die Energiewendekompetenz – lassen weder auf behördlicher Seite eine Beschleunigung erwarten, noch ist ersichtlich, dass sich dadurch der administrative Aufwand in den Unternehmen spürbar verringert. Verschärfend kommt hinzu, dass sich der administrative Aufwand für alle Beteiligten aufgrund der weiterhin von der BNetzA beabsichtigten Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre absehbar nochmals erheblich erhöhen wird. Auch die nunmehr zur Konsultation gestellten Festlegungsentwürfe lassen die von der BNetzA selbst als unabdingbare Voraussetzung für die Verkürzung der Regulierungsperiode benannte Beschleunigung der Prozesse vermissen. Damit wird sich das bereits heute bestehende Problem, dass die Erlösobergrenzen nicht (rechtzeitig) vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt werden, absehbar nochmals verschärfen.
2	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Teil 1)	Entgegen der in den Stellungnahmen zum Tenorierungsentwurf vorgebrachten Kritik, beabsichtigt die BNetzA ab der 6. Regulierungsperiode weiterhin eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre. Auch wenn wir den mit der Verkürzung der Regulierungsperioden von der BNetzA verfolgten Zweck – die schnellere Abbildungsmöglichkeit von Kostenveränderungen im OPEX-Bereich – ausdrücklich befürworten, bleibt doch festzuhalten, dass gegen das von der BNetzA beabsichtigte Mittel zur Erfüllung dieses Zwecks nach wie vor ganz erhebliche Bedenken bestehen. An dieser Stelle verweisen wir zunächst auf diejenigen Kritikpunkte, welche wir bereits in unserer Stellungnahme zu den Tenorierungsentwürfen adressiert haben. Nach unserer Auffassung begegnet die BNetzA diesem Vorbringen in den Festlegungsentwürfen RAMEN Strom und RAMEN Gas insgesamt nur unzureichend; zusätzlich entstehenden, administrativen Aufwand für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden lässt die BNetzA bei ihrer insoweit zu treffenden Abwägungsentscheidung gänzlich unberücksichtigt. Mit Blick auf die nunmehr vorliegenden Beschlussgründe wird auch nochmals deutlicher, dass die BNetzA damit im Kern eine weitere Verschärfung der Effizienzvorgaben verfolgt – ohne sich jedoch gleichzeitig mit der Frage der Umsetzbarkeit zu befassen. Inwieweit die Netzbetreiber unter den erheblich verschärften Bedingungen zukünftig in der Lage sein sollen – dem Grundgedanken der Anreizregulierung folgend – ihre Kosten zeitnah abzusenken, um damit auch nur den vorgegebenen Erlöspfad zu unterschreiten, verrät die BNetzA in den Festlegungsentwürfen RAMEN Strom und RAMEN Gas nicht. Sie stellt lediglich fest, dass nach ihrer Auffassung insoweit keine Inkompatibilität mit dem Instrument der Anreizregulierung vorläge (Festlegungsentwurf RAMEN Strom, Rn. 669 bzw. RAMEN Gas, Rn. 584). Dass gerade Gegenteiliges der Fall ist, liegt jedoch auf der Hand: Wenn die Zeit für die Umsetzung von Optimierungspotentialen fehlt, können Ineffizienzen schlicht nicht abgebaut werden. Damit einher geht der Verlust von Anreizen zur Effizienzsteigerung, da Netzbetreiber von Effizienzgewinnen bei längerer Regulierungsperiode stärker profitieren. Vereinfacht ausgedrückt: Die Anreizwirkung geht verloren!
3	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Teil 2)	Im Übrigen hat die BNetzA als unabhängige, im Bereich der Netzentgeltregulierung „normgebende“, Regulierungsbehörde gerade sicherzustellen, dass auch der neue Regulierungsrahmen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben durch den Netzbetreiber sicherstellt. Anderenfalls bestünde die Gefahr, den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb i.S.d. § 11 EnWG zu gefährden. Netzbetreibern bleiben im Falle der Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre jedoch lediglich 2 Jahre, um (1.) die erforderlichen Effizienzmaßnahmen zu identifizieren und diese (2.) so umzusetzen, dass ihre Kostenwirkung bereits in diesen Jahren greift. Eine derart kurzfristige Absenkung von Kosten ist offensichtlich tatsächlich unmöglich. Denn um die Erlösvorgaben im Sinne einer Anreizregulierung übertreffen zu können, müssten Optimierungsprozesse de facto sogar noch früher eingeleitet und abgeschlossen werden. Maßnahmen zur Optimierung benötigen selbstverständlich eine gewisse Vorlaufzeit, bevor sich die Ergebnisse daraus in niedrigen Kosten widerspiegeln. Dieses Problem wird sogar noch dadurch verschärft, dass die BNetzA – entgegen der hiergegen bereits geäußerten Kritik – weiterhin beabsichtigt, künftig das erste Jahr einer 3-jährigen Regulierungsperiode als Basisjahr zu bestimmen. Den Netzbetreibern wird so die Möglichkeit genommen, Optimierungspotenziale umzusetzen. Zwischen der Festlegung der Erlösobergrenzen für die Regulierungsperiode und den abzubauenden Ineffizienzen verbleibt schlicht keinerlei Zeit, um Strategien zum Abbau etwaiger Effizienzen zu entwickeln und umzusetzen. Hervorzuheben ist ferner, dass sich insbesondere auch die Landesregulierungsbehörden vielfach kritisch gegenüber der von der BNetzA angedachten Verkürzung der Regulierungsperiode auf 3 Jahre geäußert und dabei insbesondere auch die Gefahr einer Überlastung auf Seiten der Behörden sowie Netzbetrei-ber – und hieraus resultierende erhebliche Verfahrensverzögerungen – hervorgehoben haben. Für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden werden Verwaltungsverfahren über die Festlegung der Erlösobergrenzen künftig zu einem Dauerzustand. Unabhängig davon, dass aus unserer Sicht bereits grundsätzlich zu bezweifeln ist, dass mit den von der BNetzA beabsichtigten Pauschalisierungen die für die Verkürzung der Regulierungsperiode erforderliche Verfahrensvereinfachung überhaupt erreicht werden kann, muss der künftige Regulierungsrahmen jedenfalls eine sach- und einzelfallgerechte Regulierung weiterhin ermöglichen. Den bereits genannten und vorstehend nochmals aufgegriffenen Kritikpunkten kann damit allein mit einer dauerhaften Beibehaltung der 5-jährigen Regulierungsperiode einschließlich einer innerperiodischen Anpassung in Hinblick auf OPEX-Änderungen begegnet werden.

4	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Strom und Gas	-		Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Teil 1)	Im Festlegungsentwurf RAMEN Strom (Rn. 777 ff.) bzw. RAMEN Gas (Rn. 681 ff.) wird die fortgesetzte Beibehaltung des zweijährigen Verzugs beim VPI damit begründet, dass dies dem Grundansatz des Regulierungssystems entspreche. Nach dem Budgetansatz der Anreizregulierung und der damit verbundenen Entkopplung der Erlöse von den Kosten solle das für ein Jahr zur Verfügung stehende Budget möglichst vor Beginn eines Jahres feststehen. Ferner argumentiert die BNetzA, dass den Netzbetreibern durch die vorgeschlagene Aufhebung des Zeitverzugs über einen Planansatz gleichermaßen Planungssicherheit verloren ginge. Des Weiteren wird die Ablehnung eines Plan-VPI mit dem damit verbundenen Aufwand der Prognoseerstellung und des in der Folge erforderlichen Plan-Ist-Abgleichs begründet. Keines der vorgebrachten Argumente ist geeignet, die Beibehaltung des zweijährigen Zeitverzugs zu rechtfertigen. So sieht das bestehende Regulierungssystem eine Vielzahl von Plan-Ist-Abgleichen vor (u.a. vorgelagerte Netzkosten, vermiedene Netzentgelte, Kapitalkostenaufschlag, Referenzband für die Verlustenergie, Anzahl intelligenter Messsysteme etc.). Der Plan-Ist-Abgleich ist demnach ein bewährtes und im aktuellen Regulierungsrahmen etabliertes Instrument, Prognoseunsicherheiten zu Gunsten aber auch zu Lasten der Netzbetreiber periodenübergreifend auszugleichen. Ferner betrifft der Plan-Ist-Abgleich in quantitativer Hinsicht einen ganz erheblichen Teil der Erlösobergrenze (die zuvor genannten Anwendungsfälle eines Plan-Ist-Abgleichs dürften bei vielen Stromnetzbetreibern mindestens 50 % der zugestandenen Erlösobergrenze ausmachen). Insofern ist die Behauptung der BNetzA, der Ansatz von Planwerten stelle im Regulierungssystem eine Ausnahme dar, deutlich zu relativieren. Auch eine durch Einführung eines Plan-VPI bedingte, geringfügige Erhöhung der Prognoseunsicherheit auf Seiten der Netzbetreiber wäre insoweit vernachlässigbar im Vergleich zu den nachteiligen, aber leicht vermeidbaren Folgen einer fortgesetzten Beibehaltung des zweijährigen Zeitverzugs, infolgedessen eine systematische Kostenunterdeckung aufgrund fehlenden Inflationsausgleichs vorprogrammiert ist. Das Problem des zweijährigen Zeitverzuges im Rahmen der Inflationierung ließe sich freilich auch ohne zusätzlichen Plan-Ist-Abgleich lösen. So könnte der Zeitverzug alternativ durch den Term VPIt / VPIt-3 aufgelöst werden. Bei dieser Variante wird der VPI des vorletzten vor dem Basisjahr liegenden Kalenderjahres als Basispreisniveau verwendet, dem Preisniveau des vorletzten Jahres vor Anpassung der Erlösobergrenze gegenübergestellt und auf das Jahr t angewendet. Ein Ansatz von Prognosewerten wäre hierbei nicht erforderlich.
5	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Strom und Gas	-		Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Teil 2)	Auch das unter Rn. 778 des Festlegungsentwurfs RAMEN Strom bzw. Rn. 682 RAMEN Gas angeführte, auf den Plan-Ist-Abgleich im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags bezogene Beispiel überzeugt nicht. Weicht die prognostizierte Steigerung des VPI von der tatsächlichen Steigerung des VPI ab, wirken auf die Kostenbasis eines Netzbetreibers auch entsprechend höhere oder geringere Preissteigerungen gegenüber den prognostizierten Preissteigerungen. Die über den Plan-Ist-Abgleich des VPI nachträglich zuzusprechenden oder abzu-schöpfenden Erlöse werden daher zusätzlich benötigt (Ist-VPI-Anstieg > Plan-VPI-Anstieg), oder eben auch nicht (Ist-VPI-Anstieg < Plan-VPI-Anstieg). Dabei sei die grundlegende Frage, ob der VPI überhaupt der geeignete Index zur Abbildung von Kostenanstiegen bei Netzbetreibern ist, einmal ausgeklammert. Auch die unter Rn. 780 des Festlegungsentwurfs RAMEN Strom bzw. Rn. 684 RAMEN Gas vorgetragene Argumentation der BNetzA geht am eigentlichen Ansinnen der Netzbetreiber der Aufhebung des t-2-Verzuges bei der Inflationierung vorbei. Es geht der Branche nicht darum, vor Beginn eines Jahres die möglichst exakte Veränderung des VPI vorab in die EOG einpreisen zu können, sondern eine Lösung der bislang systematisch erfolgenden Nichtberücksichtigung von Inflationseffekten eines 2-Jahres-Zeitraums. Eine Fehlprognose des VPI 2022 im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg hätte nachträglich ausgeglichen (bei Anwendung VPI2022 / VPI2016 auf die EOG 2022) oder nachgeholt werden können (bei Anwendung VPI2020 / VPI2014 auf die EOG 2022). Die tatsächliche für die EOG 2022 eingepreiste Inflation über VPI2020 / VPI2016 hat hingegen zu einem realen Verlust von zwei Kalenderjahren VPI-Steigerung geführt. Auch der in Rn. 781 des Festlegungsentwurfs RAMEN Strom bzw. Rn. 685 RAMEN Gas enthaltene Verweis auf die Repräsentativität der Kosten des Basisjahres stellt kein überzeugendes Argument für eine systematische Vorenthaltung des durchschnittlichen Preisanstiegs über einen Zeitraum von zwei Kalenderjahren dar. Unter der vereinfachten Annahme, dass die Kosten des Basisjahres dem Summenprodukt aus Inputmengen und Inputpreisen entsprechen, kann allenfalls die Menge aller Inputs des Basisjahres repräsentativ für die Folgejahre sein. In Zeiten tendenziell steigender Preise (vgl. das von der BNetzA angeführte 2 %-Inflationsziel der EZB) erhöhen sich die Inputkosten bei gleichbleibender Inputmenge durch die stetig steigenden Inputpreise systematisch. Insofern können die Kosten des Basisjahres nicht repräsentativ sein, ein Problem, das mit der Einführung des Terms VPIt/VPI0 durch den Verordnungsgeber dem Grunde nach anerkannt, wenn auch systematisch nur unzureichend gelöst wurde.
6	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Strom und Gas	-		Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Teil 3)	Die gleichzeitige Ausweitung des GSP um zwei Jahre entbehrt einer gewissen Logik nicht, scheitert aber daran, dass die rechnerische Ermittlung zeitaufwendig ist und bislang in keiner einzigen Regulierungsperiode zu ihrem jeweiligen Beginn endgültig abgeschlossen war. Das Vorziehen von individuellen Effizienzvorgaben scheitert aus vergleichbaren Gründen, da Effizienzvorgaben durch die Netzbetreiber nur umgesetzt werden können, wenn deren Höhe auch bekannt ist. Der Umstand, dass weder die generelle noch die individuelle Effizienzvorgabe zwei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode bekannt sind, kann nicht als Vorwand gelten, einen ökonomisch unumstrittenen Sachverhalt (kontinuierlich stattfindende Preissteigerungen) systematisch und dauerhaft nur unzureichend in der Regulierungsformel abzubilden. Das unter Rn. 782 Festlegungsentwurf RAMEN Strom bzw. Rn. 686 RAMEN Gas angeführten Gegenargument, wonach aus einem Anstieg des VPI erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten eines Netzbetreibers resultiert, kann ebenfalls nicht überzeugen bzw. lenkt von der eigentlichen Diskussion ab. Einerseits hängen die Inputpreisanstiege bei Netzbetreibern nicht ausschließlich von vorherigen VPI-Anstiegen ab. Zum anderen können die Inputpreisesteigerungen von Netzbetreibern anteilig auch auf Anstiege des VPI aus vorangegangenen Jahren resultieren. Es gibt insoweit nicht den einen singulären Inflationseffekt in den Verbraucherpreisen, der ebenso singulär kausal mit Nachlauf die Inputpreise der Netzbetreiber beeinflusst. Preisanstiege in einer bestimmten Periode beruhen in der Regel auf einer Vielzahl und Kombination von Einzeleffekten aus derselben oder aus vorangegangenen Perioden. In jedem Jahr einer Regulierungsperiode wird den Netzbetreibern bis heute die erlösseitige Berücksichtigung von zwei Jahren Preissteigerungen gegenüber dem Basisjahr vorenthalten: **Basisjahr** |	|	| **Beginn RP** |	|	| **Ende RP** VPI für Kostenentwicklung | 100,0 | 102,0 | 104,0 | 106,1 | 108,2 | 110,4 | 112,6 | 114,9 **Kostenentwicklung** | **1.000** | **1.020** | **1.040** | **1.061** | **1.082** | **1.104** | **1.126** | **1.149** VPI in Regulierungsformel | 100,0 | | | 102,0 | 104,0 | 106,1 | 108,2 | 110,4 **Erlöse über Regulierungsformel** | | | | **1.020** | **1.040** | **1.061** | **1.082** | **1.104** **Unterdeckung** | | | | **-41** | **-42** | **-43** | **-44** | **-45**
7	6.1 Verbraucherpreisgesamtindex	Strom und Gas	-		Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Teil 4)	Diese wirkt wie eine generelle Effizienzvorgabe zusätzlich zum GSP und ist weder durch zusätzlichen Aufwand eines Plan-Ist-Abgleichs, noch durch eine höhere Unsicherheit über die Höhe des Jahresbudgets, ein in der Praxis nicht durchführbares Vorziehen von Effizienzvorgaben oder sonstige Gründe gerechtfertigt. Zusammenfassend ist daher weiterhin die Abschaffung des nach derzeitiger Anreizregulierungssystematik vorgesehenen zweijährige Zeitverzugs bei der Inflationierung zu fordern. Die Art und Weise der konkreten Umsetzung (Plan-Ist-Abgleich, Ansatz des VPI0-2, sonstige) ist insoweit sekundär. Insoweit wäre mit Blick auf die Bewertung des Inflationsziels der Europäischen Zentralbank durch die BNetzA als „klarer Anker für die Inflationserwartungen" (Festlegungsentwurf RAMEN Strom, Rn. 782; RAMEN Gas, Rn. 684) und ohne das Erfordernis eines Planansatzes zumindest ein pauschaler Ansatz dieses Inflationsziels der Zentralbank ggf. korrigiert um den jeweils festgelegten Produktivitätsfaktor als ein sachgerechter Ansatz zur Auflösung des Zweijahresverzugs vorzunehmen.

8	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Nur Gas	-			Im Hinblick auf den Gasbereich regen wir überdies nochmals eine vollständige Abschaffung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors an. Angesichts des absehbaren Ausstiegs aus der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045 kann offensichtlich nicht mehr davon ausgegangen werden, dass die Bedingungen für die Erzielung von Produktivitätsfortschritten im Gasbereich von dieser grundlegenden, geradezu epochalen Veränderung unberührt bleiben. Es ist insbesondere nicht ersichtlich, welche technologischen Fortschritte bei Rückbau und Stilllegung zu technologisch bedingten Effizienzgewinnen führen könnten. Die bisher von der BK 4 angewandte Methodik zur Ermittlung des Faktors beruht indes auf einer rein vergangenheitsbasierten Ableitung der Produktivitätsprognose und kann die disruptive Entwicklung im Gasnetzbereich daher nicht sachgerecht abbilden. Da bisher keine konkrete Indikation für eine insoweit adäquate Methodik vorliegt, sollte die Abschaffung des Faktors im Gasnetzbereich erfolgen. Soweit die BNetzA daher auf die theoretische Möglichkeit verweist, wonach der Produktivitätsfaktor auch einen negativen Wert annehmen könne, räumt dies die auch von anderer Seite geäußerte Kritik an den methodischen Grundlagen der Ermittlung des Faktors angesichts der disruptiven Entwicklungen im Gasnetzbereich nicht aus.
9	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Kosten Rückstellung für Stilllegung und Rückbau (Teil 1)	Anders als noch in dem im Januar 2025 veröffentlichten Entwurf für eine Festlegung RAMEN Gas vorgesehen, beabsichtigt die BNetzA nach Tenorziffer 7.6 des aktuellen Festlegungsentwurfs, die den Betreibern von Gasversorgungsnetzen entstehenden Kosten für Rückstellungen im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem unvermeidbaren Rückbau von Gasnetzen im Zuge der Transformation als nicht dem Effizienzvergleich unterliegende Kosten (KAnEu) einzuordnen. Diesen Schritt begrüßen wir ausdrücklich. Positiv zu bewerten ist darüber hinaus, dass nunmehr auch die Kosten für den Rückbau der Gasversorgungsnetze in die Betrachtung der BNetzA mit einfließen. Kritisch zu bewerten ist allerdings, dass lediglich die Kosten eines "unvermeidbaren" Rückbaus von der Regelung erfasst sein sollen. Ausweislich der weiteren Ausführungen der BNetzA in den Beschlussgründen des Festlegungsentwurfs RAMEN Gas (vgl. dort Rn. 799), soll ein Rückbau nicht bereits dann unvermeidbar sein, wenn Grundstückseigentümer oder Konzessionsgeber einen Rückbau rechtlich verlangen können. Es bedarf danach vielmehr „besonderer Umstände und sehr konkreter Angaben" über das tatsächliche Verhalten des Anspruchsinhabers. Diese erhöhten regulatorischen Anforderungen sind insbesondere im Vergleich zu den handelsrechtlich geltenden Grundsätzen zur Rückstellungsbildung als unverhältnismäßig zu bewerten. Auch handelsrechtlich wird nicht jede (Außen-)Verpflichtung in voller Höhe bei der Rückstellungsbildung berücksichtigt, da es auf die hinreichende Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ankommt. Allerdings ist die generell geäußerte Vorstellung der BNetzA, wonach eine Inanspruchnahme auch aufgrund der damit einhergehenden Belästigungen und Beeinträchtigungen wenig wahrscheinlich sei, verfehlt. Dies insbesondere, da im Zeitablauf auch nach 2045 in vielen Straßen (Tief-)Baumaßnahmen durchgeführt werden, die für sich genommen bereits eine Belästigung und Beeinträchtigung zur Folge haben werden, und eine Inanspruchnahme des Netzbetreibers (gegebenenfalls zu Teilkosten) zu einem späteren Zeitpunkt im Gegenteil als überwiegend wahrscheinlich einzustufen ist. Nachhaltig wird eine Kommune die Belastung der Grundstücke auch deshalb nicht akzeptieren können, da ihr Vermögen damit beeinträchtigt wäre. Durch den teils wohl erst späteren Inanspruchnahmezeitpunkt wird durch die handelsrechtliche Bewertung bzw. die stattfindende Abzinsung der erfasste Aufwand bis 2045 durch den Netzbetreiber grundsätzlich auch nicht in voller Höhe erfasst sein. Der Zusatz „unvermeidbar" sollte daher gestrichen werden.
10	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Kosten Rückstellung für Stilllegung und Rückbau (Teil 2)	Des Weiteren ist kritisch anzumerken, dass im Rahmen der späteren Festlegung Anreize gesetzt werden sollen, damit Stilllegungskosten nur in einem effizienten Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden und eine effiziente Inanspruchnahme der Rückstellung gewährleistet ist (vgl. Rn. 800 RAMEN Gas). Hieraus spricht die Befürchtung, dass Netzbetreiber einen Anreiz zu überhöhten Kostenansätzen und einer geringen Inanspruchnahme haben werden. Dem ist zu widersprechen: Netzbetreiber müssen aufgrund der absehbar rückläufigen Durchsatzmenge mit stark steigenden Netzentgelten und damit einem beschleunigten Prozess der Kundenabwanderung rechnen. Letztlich besteht damit auch die Gefahr, dass der Netzbetrieb früher eingestellt wird, als vom Netzbetreiber geplant, womit ein Refinanzierungsrisiko der getätigten Investitionen besteht. Der Netzbetreiber wird daher unter betriebswirtschaftlichen Kriterien entscheiden, was der Weiterbetrieb eines Netzteils im Vergleich zu einer großflächigen, günstigeren Stilllegung kosten wird. Exogene, regulatorische Anreizmechanismen für effiziente Kostenansätze und eine effiziente Inanspruchnahme von Rückstellungen sind daher nicht zwingend erforderlich, sondern bergen vielmehr das Risiko, dass es zu keiner adäquaten Refinanzierung der erforderlichen Stilllegungskosten kommt, soweit maximale Kosten vorgegeben werden. Hingegen wäre eine positive Anreizsetzung durchaus denkbar. Des Weiteren wird auch seitens der BNetzA eine Verstetigung der Kosten angestrebt (Rn. 800 RAMEN Gas). Dies ist aufgrund der sich verringernden künftigen Netzabsatzmengen grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sehen wir auch hier die Notwendigkeit – analog zur kalkulatorischen Abschreibung – eine degressive Zuführung zuzulassen, da nur auf diese Weise Netzentgelte im Zeitablauf stabil gehalten werden können und die heutigen Netzkunden adäquat an den Kosten beteiligt werden. Im Übrigen bewerten wir als kritisch, dass es sich nach der derzeitigen Ausgestaltung weiterhin nur um ein Regelbeispiel handelt, also um eine (weitere) Festlegungskompetenz und lediglich die Möglichkeit einer zukünftigen Einordnung als KAnEu. Vielmehr bedarf es bereits jetzt einer abschließenden Regelung. Die Erwägungen in den Beschlussgründen (vgl. Festlegungsentwurf RA-MEN Gas, Rn. 798), wonach Informationen darüber, welche Teile des Gasnetzes wann stillgelegt werden, erst aus der kommunalen Wärmeplanung und den Stilllegungsplänen der Verteilnetzbetreiber hervorgehen, hindern eine abschließende Einordnung dieser Kosten als KAnEu bereits zum jetzigen Zeitpunkt nicht. Insoweit steht schon heute fest, dass ein erheblicher Teil des Erdgasnetzes über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt wird (vgl. Festlegung zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0) vom 25.09.2024 (Az. GBK-24-02-2#1), Rn. 5). Die Entstehung dieser Kosten steht mithin schon fest, sodass eine regulatorische Einordnung als KAnEu bereits jetzt erfolgen kann. In der dringend notwendigen Festlegung wird auch zu regeln sein, wie mit kalkulatorisch gegebenenfalls anfänglich nicht anerkannten handelsrechtlichen Zuführungsaufwendungen umgegangen wird.
11	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Effizienzvergleich (Teil 1)	Nach den Erläuterungen der BNetzA ist es der Anspruch der RAMEN-Festlegung, Regelungen für die wesentlichen Mechanismen der Anreizregulierung und damit den künftigen „Rahmen" der Anreizregulierung zu schaffen. Dieses Ziel wird mit der bisherigen Fassung der Tenorziffer 10. nicht erreicht. Grundlegende Fragen zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs, als zentralem Instrument der Anreizregulierung, bleiben weiterhin offen und werden – systemwidrig – der nachgeschalteten Ebene von Methodenfestlegungen vorbehalten. Diese Inkonsistenz sollte bei der finalen Fassung der Tenorziffer 10. behoben werden. Es bedarf insbesondere einer Regelung derjenigen Punkte, welche wir bereits in unserer Stellungnahme zu den Tenorierungsentwürfen adressiert haben und auf die wir an dieser Stelle verweisen. Ergänzend sind uns folgende Hinweise wichtig: Die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sind weiterhin gesetzliche und europarechtliche Anforderungen, die zwingend zu gewährleisten sind. Vor diesem Hintergrund sollte dieser Maßstab bereits in Tenorziffer 10. und damit auf der Ebene der Rahmenfestlegung aufgegriffen und klargestellt werden, dass die Ausgestaltung der Methodik zur Ermittlung der Effizienzvorgaben, einschließlich einer Bestabrechnung der Effizienzwerte und der Verteilung der Ineffizienzen, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben sicherstellen muss. Hinsichtlich der Methodenausgestaltung lässt sich aus Art. 18 StrommarktVO ableiten, dass die „Tarifmethoden" bereits in generell abstrakter Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der hieraus hervorgehenden Effizienzvorgaben für die betroffenen Netzbetreiber sicherstellen müssen. Nicht mit diesen Vorgaben vereinbar wären etwa regulierungsbehördliche Methoden, aus welchen Effizienzvorgaben resultieren, die bereits denklogisch zu Fällen fehlender Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit führen können. Aus Art. 18 StrommarktVO folgt insbesondere die Verpflichtung der Regulierungsbehörde, bei der Methodenwahl zur Bestimmung der Effizienzvorgaben sicherzustellen, dass die tatsächlichen Kosten vom Netzbetreiber insoweit erlöst werden können, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dazu ist es erforderlich, dass in einem relativen Effizienzvergleich die effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber den Effizienzwert von 100 % in der jeweiligen Methode erhalten. Mit Vergabe von unterhalb 100 % liegender Effizienzwerte für effiziente Netzbetreiber käme es ansonsten zur Bildung eines Effizienzmaßstabs mit einem fiktiven Unternehmen, welches niedrigere Kosten als das eigentlich effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen aufweist. Die Erreichbarkeit (und Übertreffbarkeit) der Effizienzvorgaben wäre damit bereits auf der Ebene der Methodenbildung nicht gewährleistet. Eine solche Vorgehensweise wäre ein klarer Verstoß gegen die europarechtlichen Vorgaben.

12	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Effizienzvergleich (Teil 2)	In der RAMEN-Festlegung sollte deshalb klargestellt werden, dass bei dem Einsatz mehrerer Berechnungsmethoden die effizientesten Netzbetreiber jeweils einen Effizienzwert von 100 % erhalten können müssen. Zu diesem Zweck könnte etwa die Formulierung in Anlage 3 zu § 12 ARegV übernommen werden ("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."). Eine Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte (auf 100%), welche auf Grund Besonderheiten der statischen Methode lediglich Werte unter 100 % annehmen, ist somit nach wie vor – auf Grund unmittelbar geltender europarechtlicher Vorgaben – geboten. Aus der zwingenden Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit folgt weiterhin, dass effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % nicht nur in einem Zwischenschritt des Effizienzvergleichs, sondern ergebniswirksam, d.h. nach einer etwaigen Abrechnung der Ergebnisse mehrerer verwendeter Einzelmethoden, in der erlösrelevanten Effizienzvorgabe erhalten. Dies muss die Methodik, in welcher die erlösrelevanten Effizienzvorgaben ermittelt werden, generell-abstrakt gewährleisten. Dies bedeutet: Auch ohne die Berücksichtigung konkreter Datengrundlagen müssen zumindest ein oder mehrere Unternehmen nach der gewählten Methode 100 % Effizienzwerte zugewiesen erhalten können. Andernfalls verstieße die betreffende Methode gegen das in Art. 18 StrommarktVO enthaltene Prinzip der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit. Die Methoden der DEA und der SFA weisen jeweils für sich methodische Stärken und Schwächen auf, weshalb die Bestimmung individueller Effizienzvorgaben allein aufgrund nur einer der beiden Methoden nicht dem Stand der Wissenschaft (vgl. § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG) entsprechen würde. Ferner ist die nach derzeitiger Rechtslage komplementäre Verwendung beider Methoden der zwingenden gesetzlichen Vorgaben der Methodenrobustheit gemäß § 21a Abs. 1 Satz 7 EnWG geschuldet. Die Durchführung eines Effizienzvergleichs mit den Methoden der SFA und der DEA ist insoweit nicht nur auf Basis der geprüften TOTEX, sondern auch auf Basis der vergleichbar gerechneten TOTEX (mit standardisierten Kapitalkosten) im Sinne des Art. 18 Abs. 2 StrommarktVO unerlässlich. Denn ohne Durchführung von Effizienzvergleichen auf standardisiert gerechneten TOTEX kann die strukturelle Vergleichbarkeit der zu betrachtenden Netzbetreiber aufgrund des unterschiedlichen Alters des Anlagevermögens und der unterschiedlichen Abschreibungsmethoden nicht gewährleistet werden. Insoweit konsequent muss es auch weiterhin zur Anwendung von vier gleichwertigen Effizienzvergleichsmethoden kommen, aus welchen wiederum vier gleichwertige – in ihrer einzelnen Ausprägung den Anforderungen der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit und des § 21a Abs. 1 Satz 7, Abs. 2 Satz 1 EnWG nicht entsprechende – Effizienzwerte resultieren.
13	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Effizienzvergleich (Teil 3)	Vor diesem Hintergrund kann ausschließlich eine Best-of-four Abrechnung, wie sie auch bisher in § 12 Abs. 3, 4a ARegV vorgesehen ist, dem Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben genügen. Der Best-of-four-Ansatz muss daher auch in der künftigen RAMEN-Festlegung verankert werden. Schließlich hat die BNetzA auch mit Blick auf die Verteilung der Ineffizienzen und die Vorgabe des Abbaupfads zwingend die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu gewährleisten. Hierbei muss die BNetzA sicherstellen, dass langfristig angemessene Anreize zur Steigerung der Effizienz (Art. 18 Abs. 2 StrommarktVO) gesetzt werden. Die hierbei zu treffende Einschätzung muss dem Stand der Wissenschaft genügen (§ 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG). Eine Verkürzung des Abbaupfads muss daher in wissenschaftlich belastbarer Weise begründet sein. Dabei muss in den Blick genommen werden, welche Anhaltspunkte unter den im Anwendungszeitraum zu erwartenden Rahmenbedingungen für Verteilernetze bestehen, damit bei der gewählten Länge des Abbaupfads die Effizienzvorgaben für die betroffenen Unternehmen auch tatsächlich erreichbar und übertreffbar sein können. Da es sich um Kosten eines Unternehmens handelt, muss dieses auch rein faktisch in der Lage sein, in der vorgegebenen Zeitdauer seine Kosten durch entsprechende Effizienzmaßnahmen zu reduzieren. Wie bereits der Verordnungsgeber im Zuge der ARegV-Novelle im Jahr 2016 angenommen hat, trifft den Normgeber dabei eine Darlegungslast dahingehend, dass bei einer Verkürzung des Abbaupfades die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleistet bleiben (Verordnungsentwurf der Bundesregierung v. 8.7.2016 zur Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (BR-Drucks. 296/16) (Beschluss), 8 [S. 5]). Wie bereits u.a. in der Stellungnahme der Verbände zu den Tenorierungsentwürfen aufgezeigt, lässt sich auch aus unserer Sicht eine Verkürzung des Abbaupfads der Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre gemessen an diesen Maßstäben nicht belastbar begründen. Es ist daher zu fordern, in der künftigen RAMEN-Festlegung am bisherigen Abbaupfad festzuhalten.
14	10. Effizienzvergleich	Nur Gas	-		Effizienzvergleich Gas	Wir begrüßen, dass die Durchführung eines Effizienzvergleichs für Gasverteilernetzbetreiber in Tenorziffer 10.1 ausdrücklich unter den Vorbehalt „soweit möglich" gestellt wird. Nach den bisherigen Effizienzvergleichen erfolgte eine Output-orientierte Effizienzmessung, bei welcher von grundsätzlich fortwährend bestehenden Effizienzpotenzialen und einem Fortbestehen der Gasnetzinfrastruktur ausgegangen wurde. Dieser Grundgedanke der bisherigen Effizienzvergleiche ist durch die verbindlichen Vorgaben zur Dekarbonisierung und zur kommunalen Wärmeplanung überholt. Dies führt dazu, dass die bisherigen Mechanismen zur Abbildung von Heterogenität im Effizienzvergleich in einem künftigen Effizienzvergleich in vergleichbarer Form nicht fortgeführt werden können. Denn durch den Rück- bzw. Umbau der Gasverteilernetze und die hierbei bestehenden Unterschiede auf Grund der örtlichen Gegebenheiten und der jeweiligen kommunalen Wärmeplanung steigt das Maß der Heterogenität der Versorgungsaufgaben der betroffenen Netzbetreiber ganz erheblich. Dies mit Vergleichsparametern belastbar abzubilden, dürfte kaum möglich sein. Es ist daher ernsthaft zu erwägen, einen Effizienzvergleich für Gasverteilernetzbetreiber grundsätzlich nicht mehr vorzusehen. Bezugnehmend auf die Stellungnahme in der Vorkonsultation im Januar 2025 vertreten wir überdies die Auffassung, dass Fragen zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs als zentralem Instrument der Anreizregulierung auch weiterhin nicht der nachgeschalteten Ebene von Methodenfestlegungen vorbehalten bleiben sollten. Vor dem Hintergrund der beabsichtigten gesonderten Methodenfestlegung Effizienzvergleich Gas sowie der aktuellen Konsultation des Festlegungsentwurfs verweisen wir ergänzend auf unsere diesbezügliche Stellungnahme.
15	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Fehlende OPEX-Anpassung (Teil 1)	Entgegen den in den Stellungnahmen zum Tenorierungsentwurf enthaltenen Anregungen, beabsichtigt die BNetzA weiterhin, den jährlichen OPEX-Anpassungsmechanismus gemäß Tenorziffer 3.2 ausschließlich für Teilnehmer des regulären Verfahrens vorzusehen. Wir bitten mit Blick auf die sehr hohe wirtschaftliche Bedeutung nochmals dringend, dies zu überdenken. Auch kleine Netzbetreiber sollten die Möglichkeit haben, von dieser Anpassungsmöglichkeit Gebrauch zu machen; die zeitnahe Weitergabe von – energiewendebedingt – steigenden operativen Kosten ist für diese Unternehmen ebenso dringend erforderlich, wie für größere Netzbetreiber. Die BNetzA begründet den Ausschluss vom OPEX-Anpassungsmechanismus im Kern mit einem vermeintlich hohen administrativen Aufwand: So geht sie davon aus, dass für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren zunächst entsprechende Korrekturfaktoren sachgerecht ermittelt werden müssten. Hierfür sei ein neuer Effizienzvergleich der Teilnehmer im vereinfachten Verfahren oder deren Einbeziehung in den Effizienzvergleich der Netzbetreiber im regulären Verfahren erforderlich (Festlegungsentwurf RAMEN Strom, Rn. 1096). Dies ist bereits deshalb unzutreffend, da bei der Schätzung der SFA sehr heterogene Netzbetreiber in die Berechnung einbezogen werden. Die Netzbetreiber weisen sehr unterschiedliche Versorgungsaufgaben auf, insbesondere sehr unterschiedliche Verhältnisse von Zählpunkten pro Leitungslänge, Jahreshöchstlast pro Leitungslänge und dezentrale Einspeisung pro Leitungslänge. Gleichwohl werden im Rahmen der SFA für die gesamte Branche einheitliche Schätzer für die Ermittlung der effizienten Kosten ermittelt. Die Begründung der BNetzA überzeugt deshalb nicht, weil auch für diejenigen Netzbetreiber im regulären Verfahren, die den OPEX-Aufschlag erhalten sollen, die einheitlichen Schätzer unabhängig von ihren konkreten Versorgungsaufgaben angewendet werden. Auch wenn die Netzbetreiber im Effizienzvergleich enthalten sind, ist ihr individueller Einfluss auf das Schätzergebnis so gering, dass kaum eine Beeinflussung der Parameter stattfindet – dies stellt bereits die vorzunehmende Ausreißeranalyse sicher. Die Kostenschätzung bildet insofern nicht die konkrete Situation eines einzelnen Netzbetreibers ab. Damit kommt es bereits im Rahmen der Anwendung des OPEX-Aufschlags für Netzbetreiber im Regelverfahren zu eben den „Verzerrungen", die von der BNetzA als Argument für den Ausschluss der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren herangezogen werden. Weshalb Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gleichwohl von dem OPEX-Anpassungsmechanismus ausgeschlossen werden sollen, erschließt sich daher nicht.

16	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Fehlende OPEX-Anpassung (Teil 2)	Ferner sind gemäß Tenorziffer 9.4. des Entwurfs zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich Strom (Az.: GBK-25-02-1#2) bei der Durchführung des Effizienzvergleichs konstante Skalenerträge zu unterstellen. Dies führt dazu, dass eine „falsche" Unternehmensgröße im Vergleich zum Benchmarkführer unmittelbar in eine rechnerische Ineffizienz umgesetzt wird. Damit sind die Schätzer für die effizienten Kosten bereits um Unterschiede aus verschiedenen Unternehmensgrößen bereinigt, was die Kostenschätzung für anderweitig strukturierte Unternehmen treffsicherer macht. Hilfsweise: Soweit die BNetzA an anderer Stelle pauschale Vorgehensweisen wählt, macht sie etwa vom Instrument des Sicherheitsab- bzw. -aufschlags Gebrauch (so etwa bei den wälzungsfähigen Kosten in der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Anlagen, Az.: BK8-24-001-A). Zumindest ein solches Vorgehen könnte auch vorliegend gewählt werden. Der gänzliche Ausschluss der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren erweist sich mit Blick auf der BNetzA zur Verfügung stehende, weniger beeinträchtigende Mittel, hingegen als unverhältnismäßig. Weiterhin führt die BNetzA aus, dass die Nachteile durch die steigenden opera-tiven Kosten für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren durch den pau-schalisierten Effizienzwert ausgeglichen werden (Festlegungsentwurf, Rn. 109). Dies verkennt die erhebliche Belastung für alle Netzbetreiber – unabhän-gig von der Verfahrensart – durch die Dynamisierung der operativen Kosten und überzeugt zudem systematisch nicht. Wir betonen erneut, dass ein Zuwarten, bis die von der BNetzA beabsichtigte Beschleunigung des Nachfahrens der operativen Kosten durch Verkürzung der Dauer der Regulierungsperioden Wirkung entfaltet, nicht sachgerecht wäre. Zum einen würde sich dieser Effekt frühestens ab der 7. Regulierungsperiode einstellen. Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren müssten somit noch weit mehr als 10 Jahre abwarten. Zum anderen fallen diese Kosten bereits jetzt an und nicht erst in 10 Jahren. Gerade auch die Jahre 2029 bis 2033 werden angesichts der gesetzlich vorgesehenen Treibhausgasneutralität bis 2045 voraussichtlich von einem hohen Transformationsdruck gekennzeichnet sein. Dies spricht nochmals mehr für eine optionale Teilnahme von Unternehmen im vereinfachten Verfahren System des Betriebskostenaufschlags.
17	16.2 und 16.3 Schwellenwert	Strom und Gas	-		Bezugswert für den wirtschaftlichen Schwellenwert	Gemäß § 21a Abs. 2 EnWG muss die Ausgestaltung eines Anreizregulierungsmodells durch die BNetzA unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Dies ist unseres Erachtens bei der Anwendung eines wirtschaftlichen Schwellenwertes nicht gewährleistet. So sieht die BNetzA in Tenorziffer 16.3. Satz 3 vor, dass die BNetzA „bei der Bestimmung der Marktabdeckung auf die zum Zeitpunkt der Bestimmung bundesweit veröffentlichen Ausgangsniveaus gemäß § 23b EnWG" abstellt. Eine Verpflichtung der Landesregulierungsbehörden, die final geprüften Ausgangsniveaus der Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit rechtzeitig vor dem Stichtag zur Veröffentlichung des Schwellenwertes durch die BNetzA mitzuteilen, besteht folglich nicht. Aufgrund der Verfahrenshoheit der Länder ist es der BNetzA auch nicht gestattet, den Landesregulierungsbehörden eine verbindliche Frist zur Übermittlung der Ausgangsniveaus für die Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit zu setzen. Demzufolge eröffnet die von der BNetzA avisierte Methodik bei der Definition der Eintrittsvoraussetzung für das vereinfachte Verfahren die Möglichkeit, dass die Kostensituation einer erheblichen Anzahl maßgeblicher Netzbetreiber bei der Ermittlung des Schwellenwertes unberücksichtigt bleibt. Die von der BNetzA angesprochene ausreichende Marktabdeckung ist vor diesem Hintergrund nicht gewährleistet. Je nach Prüfabläufen in den Ländern und Zeitpunkten der Ermittlung der Ergebnisse erscheinen durchaus erhebliche Auswirkungen auf die Ermittlung des Schwellenwertes denkbar. Vor diesem Hintergrund ist die Beibehaltung des Kriteriums der Anzahl angeschlossenen Kunden deutlich überlegen und als milderes Mittel zu bewerten: Nicht nur liegt es in der Kompetenz der BNetzA, alle betroffenen Netzbetreiber zur Übermittlung der Informationen bis zu einem einheitlichen Stichtag zu verpflichten und gegebenenfalls das Vorliegen durch Zwangsmaßnahmen sicherzustellen. Überdies handelt es sich um Kennzahlen, die in der Kenntnissphäre der betroffenen Netzbetreiber liegen, und einen erforderlichen Wechsel zwischen den Verfahrensarten deutlich früher erkennen lassen, so dass mit angemessenem zeitlichem Vorlauf erforderliche Maßnahmen getroffenen werden können. Angesichts dessen ist ein an der Kundenzahl ausgerichteter Schwellenwert einem wirtschaftlichen Schwellenwert, der allein aus behördlichen Informationsquellen generiert wird, methodisch deutlich überlegen.
18	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Einbeziehung in die Qualitätsregulierung	Vor dem Hintergrund der fehlenden Anpassungsmöglichkeit der operativen Kosten zur Vermeidung weiteren Aufwandes erachten wir es als äußerst widersprüchlich, dass Netzbetreiber auch im vereinfachten Verfahren durch die neue Ausgestaltung der Qualitätsregulierung und insbesondere der Energiewendekompetenz gleichzeitig belastet werden sollen. Zunächst ist eine Versagung des Betriebskostenaufschlags einerseits und eine Ausdehnung der Qualitätsregulierung auf Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens andererseits unter dem Aspekt der Verfahrenskomplexität keineswegs überzeugend. Die Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hat verdeutlicht, welcher Datenaufwand nur für das Element der Energiewendekompetenz auf die Unternehmen zukommen würde. Entsprechend den Ausführungen der BNetzA in dem Expertenaustausch vom 08.07.2025 soll diese Erhebung nunmehr jährlich durchgeführt werden. Dies läuft dem Sinn und Zweck des vereinfachten Verfahrens – der Vermeidung einer überproportionalen Belastung von kleinen Netzbetreibern durch regulatorischen Aufwand – erkennbar zuwider. Erhebliche Zweifel an der Verhältnismäßigkeit des Vorgehens erwachsen auch daraus, dass nicht nur eine Einbeziehung der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren in das bereits seit 2012 erprobte System der Qualitätsregulierung erfolgen soll. Vielmehr soll ohne Übergangsfrist bereits die – um neue Komponenten und Datenerhebungen – angereicherte Variante der Qualitätsregulierung für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gelten. Wir regen daher hilfsweise an, zumindest für die Dauer der 5. Regulierungsperiode zu erwägen, Unternehmen im vereinfachten Verfahren lediglich einer Qualitätsregulierung in der bisher angewandten und praxiserprobten Variante zu unterstellen.
19	16.4 und 16.5 Effizienzwert	Strom und Gas	-		Bestimmung des pauschalen Effizienzwertes	Der pauschale Effizienzwert soll aus dem gewichteten arithmetischen Mittel aller im bundesweiten Effizienzvergleich ermittelten bereinigten Effizienzwerte der Vorperiode gebildet werden, wobei den Effizienzwerten der kleinen Netzbetreiber im Sinne der Tenorziffer 16.2 im Regelverfahren besonders Rechnung getragen werden soll. Trotz der erheblichen Kritik im Rahmen der Vorkonsultation lässt die Begründung des Festlegungsentwurfs weiterhin vermissen, wie ein arithmetisches Mittel aus einer unterschiedlich gewichteten Menge definiert werden soll. Weiterhin ist unklar, ob künftig nun ein arithmetischer oder ein gewichteter Mittelwert zur Anwendung kommen soll und ob der Durchschnitt der Effizienzwerte der kleinen Netzbetreiber von den anderen Netzbetreibern separat ermittelt und sodann ein gewichteter oder arithmetischer Mittelwert aus beiden Gruppen gebildet werden soll. Ferner stellt sich weiterhin die Frage, auf welcher sachlichen Grundlage das sachgerechte Gewicht der kleinen Unternehmen am pauschalen Effizienzwert ermittelt werden soll. Insgesamt wird lediglich deutlich, dass durch die Anpassung der Gewichtung der Effizienzdruck erhöht wird. Dies lässt jedoch vermuten, dass die BNetzA die bereits mit den Festlegungsentwürfen Effizienzvergleich in Aussicht gestellten Steigerungen des Effizienzdrucks nicht gesamthaft beachtet hat. Durch die Veränderungen der Bestabrechnung, Hochskalierung und der Verkür-zung des Abbaupfades für Ineffizienzen käme es zudem zu einer Verstärkung des Effizienzdrucks zum Nachteil der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Sowohl die Modifizierung der Bestabrechnung zu einem „Best-of Modell und Mean-of Kosten" wie auch die Abschaffung der Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte sorgen für eine systematische Verschlechterung der Effizienzwerte im regulären Verfahren. Diese systematische Verschlechterung bildet sich sodann mit einem zeitlichen Versatz von einer Regulierungsperiode ab. Unmittelbar betroffen werden die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren bereits ab der 5. Regulierungsperiode durch die Verkürzung des Abbaupfades der Ineffizienzen. Insoweit ist festzuhalten, dass diverse Vorgehensweisen im Zusammenhang mit dem Effizienzwert vorgenommen wurden, die ohne weitere Begründung letzlich nur zu einer Verschärfung der Effizienzvorgaben im vereinfachten Verfahren führen.