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)	TraveNetz GmbH		
		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. Darüber hinaus erschwert die BNetzA durch den Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Kostensteigerungen sowie bei der Betrachtung von Besonderheiten des Geschäftsjahres eine sachgerechte Anpassung der Erlösobergrenze. Die Ablehnung einer ganzheitlichen Kostenbetrachtung im Zeitverlauf und die Einschränkung der Budgetnutzung sind widersprüchlich zum öffentlich betonten Budgetprinzip. Verstärkt wird dieser Aspekt durch Verwerfungen bei der Identifikation von Besonderheiten des Basisjahres, deren kostenseitige Anerkennung die BNetzA gemäß ihrem Festlegungsentwurf zu streichen beabsichtigt. Während in der bisherigen Systematik Auffälligkeiten erkannt werden, könnten Kostenschwankungen bei einer Verkürzung der Regulierungsdauer ungerechtfertigterweise als Besonderheiten des Basisjahres identifiziert und somit gestrichen werden. Beispielhaft genannt seien hier technische Wartungszyklen von 2 Jahren, welche in einer 3-jährigen Regulierungsperiode einmalig auftreten können. Bei einer Kostenanerkennung werden diese Aufwendungen im Mittelwert, also lediglich zu einem Drittel, anerkannt. Aufgrund der Einmaligkeit im Basisjahr besteht jedoch das Risiko, dass sie als “Besonderheit des Basisjahres” vollständig gekürzt werden. Im Verlauf der darauffolgenden Regulierungsperiode fallen die entsprechenden Aufwendungen jedoch zyklusbedingt zweimal an, so dass die geprüfte Kostenbasis und damit die genehmigten Erlöse in keinem Fall die Versorgungsaufgabe widerspiegeln.
4	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Teil 3)	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.

5	5. Ausgangsniveau	Strom und Gas	-		Sonderregelungen für die fünte Regulierungsperiode (Teil 1)	Die TraveNetz betont die Notwendigkeit eines dauerhaften OPEX-Anpassungsmechanismus für Netzbetreiber auch in künftigen Regulierungsperioden. Das aktuelle Regulierungssystem bietet ohne Betriebskostenaufschlag keine adäquate Lösung, wenn die Kosten der Netzbetreiber durch wachsende Versorgungsaufgaben während einer Regulierungsperiode steigen. Besonders bei einer dreijährigen Regulierungsperiode besteht das Problem, dass entstehende Mehrkosten erst mit erheblichem Zeitverzug ausgeglichen werden – teilweise bis zu fünf Jahre später. In einem Wettbewerbsmarkt können Unternehmen Mehrkosten auf-grund zusätzlicher Aufgaben hingegen sofort an die Kundschaft weitergeben. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hält einen OPEX-Anpassungsfaktor ab der sechsten Regulierungsperiode für entbehrlich, da ein Aufgabenzuwachs aus Digitalisierung oder Automatisierung ihrer Ansicht nach keine erheblichen Mehrkosten verursache. Dieser Einschätzung widersprechen wir deutlich, denn auch Automatisierung und Digitalisierung bei zusätzlichen Aufgaben verursachen weiterhin zusätzliche, wenn auch weniger stark zunehmende, Kosten. Die Annahme, dass Effi-zienzvergleiche im Rahmen einer verkürzten Regulierungsperiode diese Kosten ausreichend und zeitnah abbilden, sehen wir kritisch. Eine Untersuchung des Projekts "Benchmarking Transparenz" (BMT) zeigte bereits für das Jahr 2024 gegenüber dem Basisjahr 2021 deutliche Kostensteigerungen auf. Mindestens ein Viertel der Netzbetreiber verzeichnete Kostensteigerungen von über 25 %. Wenn noch keine verbreitete und systematische Kostenunterdeckung erkennbar sein, wie im Rundschreiben Nr. 2 der BK 8 vom 28.05.2025 argumentiert, kann das daran liegen, dass die Energiewende in den jeweiligen Netzgebieten in unterschiedlichen Geschwindigkeiten vollzogen wird. Die Anzahl der Netzbetreiber in der Datenerhebung des BMT-Projekts zeigt auf alle Fälle die Notwendigkeit, dieses Instrument bereits jetzt einzuführen. Die TraveNetz spricht sich klar dafür aus, den OPEX-Anpassungsmechanismus nicht nur in der sechsten Regulierungsperiode beizubehalten, sondern bereits ab der vierten Periode einzuführen, um auf die realen Kostenentwicklungen angemessen zu reagieren. Die BNetzA plant, die Ausgestaltung des OPEX-Anpassungsfaktors noch näher festzulegen. Schon jetzt ist vorgesehen, dass die Anpassung an sogenannte Erheblichkeitsschwellen gekoppelt wird – also ab einer bestimmten Überschreitungsschwelle greift. Dies soll verhindern, dass jedes geringfügige Kostenwachstum verwaltungstechnisch erfasst werden muss. Wir halten die Einführung solcher Schwellen für nachvollziehbar, wenn sie der Reduzierung des Verwaltungsaufwands dient; lehnen jedoch die Begründung ab, dass "gewöhnliche Schwankungen" im Budgetprinzip aufgehen sollten, weil nicht klar definiert ist, was als gewöhnlich gilt.
6	5. Ausgangsniveau	Strom und Gas	-		Sonderregelungen für die fünte Regulierungsperiode (Teil 1)	Zu der Überlegung der BNetzA, dass sinkende Strukturparameter nicht zu einer negativen Betriebskostenanpassung führen sollten, möchten wir hinzufügen, dass das auch den unternehmerischen Realitäten entspricht. Im Geschäftsbetrieb eines Netzbetreibers kann es bei Parametern, die in den Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode eingingen, zu Schwankungen kommen. Ein Beispiel hierfür ist etwa der Parameter Last, der selbst bei einer wachsenden Versorgungsaufgabe aufgrund externer Faktoren wie der Corona-Krise in den letzten Jahren verzögert gewachsen ist oder temporär zurückging. Trotzdem wird der Netzbetreiber keine Kapazitäten abbauen, wenn es temporär zu einer Verschiebung beim Wachstum des Parameters kommt. Abschließend kritisieren wir die Annahme der BNetzA, dass ab der sechsten Regulierungsperiode kein nennenswerter OPEX-Aufwuchs mehr zu erwarten sei. Die fortschreitende Energiewende und die Transformation der Energieversorgung seien auch nach 2031 noch nicht abgeschlossen, was weiterhin zu steigenden An-forderungen und Kosten führe. Eine Festlegung der Erlösobergrenzen auf das Kos-tenniveau des Jahres 2031 würde das tatsächliche und dauerhaft höhere Kostenniveau der Unternehmen verfehlen.
7	5. Ausgangsniveau	Nur Gas	-		OPEX-Faktor für Gas	Entgegen der Annahme der BNetzA, dass es im Gasbereich vor der 6. Re-gulierungsperiode nicht zu einer größeren Dynamik hinsichtlich der OPEX-Entwicklung kommt, sehen wir erhebliche Herausforderungen für uns. Zum einen werden sich möglicherweise auch schon in der 5. Regulierungsperiode Kosten für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau ergeben, für die noch keine Rückstellungen gebildet werden konnten. Zum anderen erfordert die Umsetzung der Methanemissionsschutzverordnung aufwändigere Prüfroutinen, Berichterstattungen und ggf. aufwändigere Instandhaltungsmaßnahmen in den Gasnetzen. Hierfür brauchen auch die Gasnetzbetreiber zwingend ein Instrument zur Anerkennung der Kosten bereits in der 5. Regulierungsperiode. Eine Möglichkeit wäre auch die Berücksichtigung dieser Kosten als KAnEu, wie die BNetzA dies gemäß ihren Ausführungen unter Rn. 768 zu KAnEu in Erwägung zieht.
8	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.
9	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.

10	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**
11	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.
12	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.
13	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Strom und Gas	-		Kosten für Aus- und Weiterbildung	Eine Einbeziehung der Aus- und Weiterbildungskosten in den Effizienzvergleich verschlechtert die wirtschaftlichen Bedingungen für Netzbetreiber und wird den Fachkräftemangel verschärfen. Die Kosten für Aus- und Weiterbildung sind individuell und schwanken je nach Unternehmen da sie u. a. stark vom Altersdurchschnitt und Bildungstand abhängig sind. Eine pauschale Bewertung ist daher nicht sachgerecht. Zudem können Netzbetreiber diese Kosten durch geübte Praxis klar abgrenzen und effizient nachweisen. Die bisherige Regelung erachten wir daher als sinnvoller und praxisgerechter.
14	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.

15	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.
16	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Kosten aus der Methanemissionsschutzverordnung	Die BNetzA lässt es offen, ob die Kosten aus der Umsetzung der Methanemissionsverordnung als KAnEu anerkannt werden (Rn. 768). Die Anerkennung der Kosten aus der Methanemissionsverordnung als KAnEu ist unbedingt erforderlich. Die Kosten, die sich in diesem Zusammenhang u.a. auf Grund vermehrter Prüfroutinen und ggf. erhöhter Instandhaltungsaufwendungen ergeben, werden im Fotojahr 2025 noch nicht in der Weise abgebildet sein, die sich mittelfristig einstellen wird.
17	8. Volatile Kostenanteile	Strom und Gas	-		Energiebeschaffungskosten zur Deckung von Netzverlusten	Ein wesentlicher Aspekt, der im Rahmen der Ausführungen der Bundes-netzagentur bisher weder berücksichtigt noch begründet worden ist, ist die Negierung von Energiebeschaffungskosten zur Deckung von Netzverlusten im Fall von grüngestellter Energie im Rahmen der volatilen Kosten. Die Notwendigkeit zur Grünstellung dieser Beschaffung ergibt sich aus verschiedenen Verordnungen und Gesetzen. Hierzu gehören das EU-Klimagesetz (VO (EU) 2021/1119), das Klimaschutzgesetz, die EU-Taxonomieverordnung (VO (EU) 2020/852) sowie der CSRD (Richtlinie (EU) 2022/2464). In der Erfüllung der sich hieraus ergebenden Verpflichtungen (Reduktionsmaßnahme in der Treibhausgasbilanzierung) resultieren zusätzliche Kosten. Insbesondere weisen wir auf die Vorgaben von Artikel 18 Absatz 1 und Ab-satz 2 der StrombinnenmarktVO hin, welche sich die BNetzA selbst zum Maßstab setzt. So heißt es auf Seite 150 des Festlegungsentwurfs zu RA-MEN: Schließlich ist nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vor-gegeben, dass die Entgelte keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen dürfen. Eine Einschränkung gilt insoweit allerdings nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, soweit es sich um Beiträge zur Verwirklichung der in den integrierten Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele handelt. Es ist erklärtes Ziel dieser Verordnung, mittels Marktsignalen zur Zielerreichung eines höheren Anteils an erneuerbaren Energien beizutragen. Die unbegründete Vorgehensweise der BNetzA, Grünstrombeschaffung nicht im volatilen Element abzubilden, steht diesem Ziel entgegen. Hierzu sei insbesondere auf die sich verändernde Bankenregulierung hingewiesen. Das auf den ersten Blick nachvollziehbare Argument der BNetzA, die Grünstellung erfolge „automatisch“, sofern die Netzbetreiber ihre Netze an die gesetzlichen Zielvorgaben anpassen und somit die Energiewende mit umsetzen, kann beim genaueren Hinsehen zum Boomerang der Energiewende werden und eine negative Spirale der Energiewende-Verlangsamung in Gang setzen. Im Kern zeichnet sich ab, dass diejenigen Unternehmen im Wettbewerb um Fremdkapital bessere Chancen auf neues Fremdkapital und günstige Fremdkapitalkosten haben werden, welche die in den Leitlinien abgebildeten und von den Banken zu prüfenden Kriterien besser erfüllen als andere.
18	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-		Redispatch-Kosten	Die Diskussion um die Berücksichtigung von Redispatch-Kosten im Effizienzvergleich wurde mit der ARegV-Novelle 2021 geregelt: Diese Kosten können frühestens ab der 5. Regulierungsperiode einbezogen werden, sofern ein zeitlicher Versatz zwischen dem Ausbau der EE-Anlagen und dem Netzausbau angemessen berücksichtigt wird. Die Bundesnetzagentur muss dazu vorab die Beeinflussbarkeit der Kosten prüfen und entsprechende Anteile festlegen. Das aktuelle Vorgehen der BNetzA, sich auf abweichende Verordnungsauslegung zu berufen, war für die Netzbetreiber daher nicht absehbar. Entscheidend ist, dass nicht alle Redispatch-Aufwendungen vollständig vom Netzbetreiber beeinflussbar sind. Flexible Netzanschlussvereinbarungen und Kooperationen können nur begrenzt zur Reduzierung beitragen und betreffen meist nur neue Anlagen. Angemessener Netzausbau ist aufgrund langer Planungs- und Genehmigungszeiten oft nicht kurzfristig realisierbar. Exogene Faktoren wie politische Entscheidungen oder Flächenkulissen entziehen sich weitgehend dem Einfluss der Netzbetreiber. Daher entspricht die Annahme einer überwiegenden Beeinflussbarkeit der Redispatchkosten durch die Verteilnetzbetreiber nicht der Realität. Eine Einbeziehung dieser Kosten in den Effizienzvergleich sollte erst nach eingehender Prüfung und nur unter den im § 32 Abs. 2 und § 34 Abs. 8 ARegV genannten Voraussetzungen erfolgen. Eine vertiefende Konsultation hierzu ist zwingend erforderlich.
19	9. Kapitalkostenabzug	Strom und Gas	-		Kapitalkostenabzug	Die BNetzA beschreibt in der Tenorziffer 9 für den Gasbereich, wie die Berücksichtigung der kalkulatorischen Buchverluste aus Anlagenabgängen erfolgen soll. Ab der 5. Regulierungsperiode sollen diese im Rahmen der jährlichen Anzeige des Kapitalkostenabzugs angesetzt werden. Allerdings muss im Gasbereich, entgegen der Darstellung der BNetzA, eine Übergangslösung für Anlagenabgänge der Jahre 2021 bis 2027 erfolgen, ansonsten würden hieraus entstehende kalkulatorische Buchverluste an keiner Stelle berücksichtigt. Tatsächlich ist diese “Lücke” unabhängig davon, ob der Kapitalkostenabzug ab der 5. Regulierungsperiode jährlich erfolgt. Das Schließen der Lücke könnte beispielsweise in der vierten Regulierungsperiode übergangsweise für die betroffenen Jahre bei der Anzeige des Regulierungskontos erfolgen. Eine Übergangslösung könnte auch derart erfolgen, dass die kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen der Jahre 2021-2025 Bestandteil des jeweiligen Ausgangsniveaus für die 5. Regulierungsperiode sind und nicht in der EOG für die fünfte Regulierungsperiode durch OPEX0 unter dortigem Einbezug des BVG0-Elements eliminiert werden. Ein ähnliches Zusatzelement in den EOGs kann auch für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027 übergangsweise eingeführt werden.

20	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.
21	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.
22	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.

23	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.
24	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Strom	-		Berücksichtigung des Umlaufvermögens	Im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages Strom führt die BNetzA aus, dass eine Berücksichtigung eines möglichen Effektes auf das Umlaufvermögen nicht berücksichtigt werden muss, da dieses im Rahmen des Kapitalkostenabzuges in der Höhe des Ausgangsniveaus festgeschrieben wird. Dieses Vorgehen ist aus unserer Sicht nur in dem Fall sachgerecht, sofern die Verteilernetze sich in einem eingeschwungenen Zustand befinden. Der sich aus den Anforderungen der Energiewende ergebende massive Netzausbaubedarf überschreitet aber deutlich die zum reinen Substanzerhalt notwendigen Investitionen und darüber hinaus auch die sich aus der Innenfinanzierung (Abschreibungen) ergebenden Rückflüsse. Der sich hieraus ergebende Rückfluss im Rahmen der Erlösobergrenze bedingt das systematische Ansteigen des Forderungsbestandes aus noch nicht erfolgter Abrechnung von Netznutzung. Für den Kapitalkostenaufschlag muss im Rahmen der Erlösobergrenze auch Umlaufvermögen Berücksichtigung finden.