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)	BDEW		
		Marktrolle:	Verband
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 (o)	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Executive Summary	Die nachfolgende Stellungnahme ist als Ergänzung zu der Stellungnahme des BDEW vom 14. März 2025 zu Tenor und Erwägungen zur Festlegung RAMEN zu verstehen. Die hier enthaltenen Anmerkungen beziehen sich auf für den BDEW neue, mit der Entwurfsfassung der Festle-gung aufgeworfene Fragestellungen oder haben einen ergänzenden, konkretisierenden Charakter. Die grundsätzlichen Positionen und vorgetragenen Argumente des BDEW, wie sie in der Stellungnahme vom 14. März 2025 dargelegt wurden, behalten weiterhin ihre Gültigkeit. Executive Summary Deutsche Netzbetreiber stehen vor der Herausforderung, einen der größten Strukturwandel in der Energiewirtschaft zu meistern. Die Weiterentwicklung der Anreizregulierung wird dabei entschieden zu einem Gelingen beitragen oder die Netztransformation und den Strukturwandel (Integration der erneuerbaren Energien, die Umsetzung der Verkehrs- und Wärmewende sowie die Transformation der Gasnetze) hemmen. Aus unserer Sicht braucht es für ein Gelingen eine ambitionierte Transformationsregulierung, die eine der Transformation angemessene Planungssicherheit und (Re) Iinvestitionsfähigkeit garantiert. Allein bis 2030 stehen Investitionen in Höhe von 280 Milliarden Euro an. Vor diesem Hintergrund stimmt der BDEW der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu, dass der regulatorische Rahmen an die wachsenden Herausforderungen der Energiewende angepasst wer-den muss. Die politischen Zielvorgaben – insbesondere aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz, dem nationalen Energie- und Klimaplan sowie dem Klimaschutzprogramm 2023 – erfordern erhebliche Investitionen in die Energieinfrastruktur und eine moderne, leistungsfähige Netzführung. Das Ziel muss sein, die Anreizregulierung zukunftsfest weiterzuentwickeln. Das heißt, unter veränderten Rahmenbedingungen weiterhin Versorgungssicherheit, Effizienz und Investitionsanreize sicherzustellen. Es geht darum, dass die Netzbetreiber das Netz für die Energie, Verkehrs- und Wärmewende und damit für den Wirtschaftsstandort Deutschland bauen können. Effizienzanreize sind dabei ein wichtiges Element der Regulierung. Wirtschaftliches und verantwortungsvolles Handeln muss allerdings auch künftig durch regulatorische Rah-menbedingungen honoriert und angereizt werden. Eine Weiterentwicklung des Systems darf nicht dazu führen, dass Anreize für Investitionen geschwächt werden, sondern muss im Gegenteil den effizienten, ambitionierten Aus-/ und Umbau der Netze stärken.
2	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Executive Summary (Teil 2)	Fundamentale regulatorische Eingriffe, wie die Verkürzung der Regulierungsperiode, oder die Neuausrichtung des Effizienzvergleichs als zentrales Instrument der Anreizregulierung, müssen unter Berücksichtigung der Investitionsrealitäten, der administrativen Umsetzbarkeit und nach sorgfältiger Abwägung der Folgen geschehen. Aufgrund zahlreicher Querbezüge und sich verstärkende Effekte durch die Kombination einzelner angedachter Maßnahmen es ist es unbedingt geboten, das neue Regulierungssystem gesamthaft zu betrachten. Die bisherigen Berechnungen der BNetzA unterschätzen laut Branchenauswertung die Gesamtauswirkungen um 2,3% Punkte. Die Erlösobergrenze (EOG) der Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren im Strom reduziert sich damit durchschnittlich um 3 % und für Stromnetzbetreiber im Regelverfahren um 0,6 % (ohne das OPEX-Instrument ab der 6. Regulierungsperiode ebenfalls 3 %). Die Gründe hierfür liegen in der isolierten Betrachtung der Effekte durch die BNetzA, aber auch daran, dass die Effekte durch das Vereinfachte Verfahren nicht quantifiziert wurden. Selbst einstellige prozentuale Rückgänge der EOG gehen dabei mit massiven Kappungen der Mittelrückflüsse der Netzbetreiber einher. Die angekündigten Maßnahmen sind weder in ökonomischer Sicht nachvollziehbar noch mit Blick auf die aktuellen Herausforderungen der Transformation der Strom- und Gasnetze sachgerecht. In der Gesamtbetrachtung zeichnet sich ein Regulierungsrahmen ab, der mit einer stark steigenden Unsicherheit und einer strukturellen Beeinträchtigung und Verschlechterung der Reinvestitionsfähigkeit der Netzbetreiber einhergeht.
3	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Executive Summary (Teil 3)	Der BDEW ist in großer Sorge, dass die BNetzA die Signalwirkung der Anpassungen für Netzbetreiber unterschätzt und die Netzbetreiber nicht in die Lage versetzt, ihrer Versorgungsaufgabe in der erforderlichen Qualität und dem notwendigen Tempo nachzukommen. Einen großen Handlungsbedarf sehen wir insbesondere bei den folgenden Punkten: › Die Sicherungsmechanismen des Effizienzvergleichs müssen zwingend beibehalten werden. Sicherheitsmechanismen wie der Abbaupfad, die Best-Abrechnung (Best-of-Four), die SFA-Skalierung sowie der Effizienzbonus tragen entscheidend dazu bei, den Effizienzvergleich gegen kleinere Veränderungen in der Grundgesamtheit und gegen systemimmanente Schwächen des Verfahrens abzusichern. Eine teilweise Abschaffung dieser Sicherheitsmechanismen geht mit zum Teil erheblichen Betroffenheiten individueller Netzbetreiber einher und senkt die Durchschnittseffizienz sowie die Robustheit des Verfahrens sachgrundlos herab. Die Effekte wirken nicht isoliert, sondern verstärken sich in ihrer Wirkung wechselseitig. › Im Netzinfrastrukturgeschäft ist ein Abbau von Ineffizienzen über einen Zeitraum von drei Jahren nicht realisierbar. Die angedachte Verkürzung des Effizienzpfads auf drei Jahre stellt gegenüber der aktuellen Regulierungspraxis eine deutliche Verschärfung dar und führt zu erheblichen wirtschaftlichen Einbußen. Der BDEW fordert daher mit Nachdruck, den Effizienzpfad nicht zu verkürzen, sondern ihn als essenzielle Absicherung gegen Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich zu verlängern. Angesichts der wachsenden Heterogenität der Versorgungsaufgaben ist eine Verlängerung auf 7,5 Jahre angebracht – analog zur Entscheidung der österreichischen Regulierungsbehörde für die fünfte Regulierungsperiode.
4	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Executive Summary (Teil 4)	› Beim Generellen Sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) kommt die BNetzA dem eigenen Anspruch der sachgerechten Weiterentwicklung der Instrumente nicht nach. Die bisherigen Prognosen der Behörde zum Xgen haben bislang stets zu Lasten der Netzbetreiber die tatsächliche Entwicklung der sektoralen Produktivität nicht abgebildet. Eine solche Prognose sollte nur erfolgen, wenn Benachteiligungen der Netzbetreiber künftig sicher ausgeschlossen werden können. Den Netzbetreibern muss es ermöglicht werden, Inflationsanpassungen vorzunehmen, die der tatsächlichen Inflationsentwicklung entsprechen. Der Wegfall des VPI-Xgen auf CAPEX bei zeitgleichem Beibehalt des inhaltlich nicht gerechtfertigten Zeitverzugs von t-2 bei der Inflationsentwicklung (VPI) und Xgen ist eine massive Verschlechterung gegenüber dem Status quo. In der Folge entsteht eine systematische Unterdeckung der Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs im Regelfall steigen. Eine Beseitigung des Zeitverzuges lässt sich einfach umsetzen. Für die Anpassung der Erlösobergrenze könnte über eine rollierende Fortschreibung der letzten Ist-Werte des VPI sogar auf Planwerte verzichtet werden. › Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre mindert zentrale Effizienzanreize der Anreizregulierung und geht mit einem signifikanten Mehraufwand für Netzbetreiber und Behörden einher. Netzbetreiber können erzielte Effizienzgewinne nur dann wirk-sam realisieren, wenn sie über einen hinreichenden Zeitraum von diesen profitieren bevor eine Weitergabe erfolgt. Dieser Mechanismus wird mit einer Dreijahresperiode deutlich abgeschwächt. Der BDEW sieht den potenziellen Nutzen der Verkürzung als gering an, während die negativen Auswirkungen auf Effizienzanreize erheblich sind. Die Transformationsdynamik der Energiewende lässt sich bereits im bestehenden Regulierungsrahmen sachgerecht abbilden – etwa über geeignete Basisjahre oder Anpassungsinstrumente wie Kapitalkostenaufschläge. Zudem steht mit dem OPEX-Mechanismus ein milderes, in Europa etabliertes Mittel zur Verfügung.
5	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Executive Summary (Teil 5)	› Mit dem nun zu verankernden OPEX-Instrument existiert ein geeigneter und von der Branche mitgetragener Ansatz, der dauerhaft und periodenübergreifend als Element geschaffen werden sollte. Dieses Instrument muss aber diskriminierungsfrei allen Netzbetreibern zur Verfügung stehen, um energiewende-bedingte Betriebskostenaufwüchse innerhalb einer Regulierungsperiode regulatorisch abbilden zu können. Die Ziele der BNetzA, Bürokratie abzubauen und durch einen stabilen und berechenbaren Regulierungsrahmen ein attraktives Investitionsumfeld zu schaffen, sind mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden nicht erfüllt und mit einem OPEX-Instrument wären energiewende-bedingte Betriebskostenaufwüchse zeitgerecht regulatorisch berücksichtigt. › Es braucht ein Kapitalverzinsungsmodell, das pauschal bleibt und funktioniert. Hier deutet sich an, dass die BNetzA im europäischen Vergleich methodische Sonderwege geht, die dem ursprünglichen Ziel zuwiderlaufen, ein einfaches, für Investoren und Kreditinstitute transparenteres Modell zu schaffen, das methodisch die Ableitung jederzeit marktgerechter Verzinsungsbedingungen in der Festlegung der Kapitalzinssätze zulässt. Die festgeschriebenen Grundsätze zur methodischen Konsistenz und Plausibilisierung in der Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze sind zu begrüßen, jedoch zeichnet sich nicht ab, dass im Ergebnis damit markt- und zeitgerechte Zinssätze ermittelt werden können. Fremdkapitalseitig führt die BNetzA mit einem kalkulatorischen Ansatz neue Risiken der Kostenunterdeckung ein, während Netzbetreiber und Geldgeber sich bisher darauf verlassen konnten, dass tatsächliche Fremdkapitalkosten vollständig anerkannt werden. Ein siebenjähriger Durchschnitt historischer Bundesbankdaten ist keine geeignete Grundlage für die kalkulatorische Ermittlung der Fremdkapitalkosten. Hier braucht es dringend eine Dynamisierung und kürzere Betrachtungszeiträume, um die tatsächlichen Finanzierungskosten abzubilden. Zusätzliche Zinsrisiko-Positionen müssen von Netzbetreibern durch Hedging-Geschäfte abgesichert werden. Diese Ineffizienz kann durch eine sachgerechte Ermittlung der Fremdkapitalkosten verhindert werden. Die Sicherung risikoarmer Refinanzierung muss gemeinsames Anliegen der Behörde und Branche sein. Es ist die regulatorische Verantwortung der BNetzA hier ein tragfähiges Modell zu etablieren.

6	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Executive Summary (Teil 6)	›Die geplanten Änderungen zum Vereinfachten Verfahren gefährden die Stabilität des Effizienzvergleichs und belasten die gesamte Netzbetreiberlandschaft. Insbesondere die Einführung eines wirtschaftlichen Schwellenwerts anstelle des bisherigen kundenbezogenen Kriteriums lehnt der BDEW ab – dieser ist intransparent, planungsunsicher und führt zu einer erheblichen Zunahme struktureller Inhomogenität im Effizienzvergleich. Die Auswirkungen der Änderungen wurden bislang nicht umfassend berechnet und die Gesamtfolgen für das Benchmarking unterschätzt. Durch den wirtschaftlichen Schwellenwert rutschen strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber mit besonderen Versorgungsstrukturen in das Regelverfahren, welche infolgedessen die Effizienzwerte verzerren und die Durchschnittseffizienz aller Netzbetreiber verschlechtern. Der BDEW fordert daher eine Rücknahme der geplanten Neuregelungen, eine Stärkung des Vereinfachten Verfahrens als administrativ schlanke, diskriminierungsfreie Option für kleinere Netzbetreiber (inklusive der Möglichkeit einer zeitnahen Anerkennung von betriebsbedingten Kostensteigerungen). ›Insbesondere benötigt auch die Transformation der Gasnetze einen verlässlichen und planungssicheren Regulierungsrahmen. Hier sehen wir zwingenden Handlungsbedarf, zügig Klarheit zu schaffen, um die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs weiterhin gewährleisten zu können. Das betrifft konkret die künftige und nicht als optional zu sehende Einordnung der Rückstellungen für Stilllegungen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzver-gleich unterliegen, als auch die genauen Maßgaben für Netzübergänge in den Wasser-stoffbereich. Wir bieten unsere Mitwirkung insbesondere dort an, wo Maßnahmen auf Praxistauglichkeit geprüft, gegebenenfalls pilotiert und in einem abgestimmten Verfahren mit allen Beteiligten eingeführt werden. Ein gemeinsamer Weg ist möglich, wenn das Ziel darin besteht, sowohl das Energiesystem erfolgreich zu transformieren als auch stabile Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb und die Finanzierung dringend benötigter Infrastrukturen zu schaffen.
7	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Rechtliche Erwägungen (Allgemein)	Weder die Binnenmarktrichtlinie (Strom und Gas) noch die Binnenmarktverordnung (Strom und Gas) enthalten detaillierte Einzelheiten zur Ausgestaltung der Anreizregulierung als spezifisches Regulierungsinstrument. Deren Einführung und konkrete Modellierung obliegt letztlich den nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten unter Beachtung der allgemeinen europäischen Vorgaben zur Entgeltbildung. So sieht etwa Art. 18 Abs. 2 lit a. der EU-Binnenmarktverordnung Strom (2019/942) (Strom-VO) vor, dass die „Tarifmethoden […] die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber [widerspiegeln] und […] sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen [berücksichtigen], um sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu setzen und so die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern“. Weiter heißt es in Art. 18 Abs. 8 Strom-VO: „Die Übertragungs- und Verteilungstarifmethoden müssen den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten, unter anderem mittels der Beschaffung von Dienstleistungen. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden maßgebliche Kosten, einschließlich Kosten im Zusammenhang mit antizipatorischen Investitionen, an und berücksichtigen sie in den Übertragungs- und Verteilungstarifen; […]“. Vergleichbare Vorgaben enthält Art. 17 Abs. 1 der EU-Binnenmarktverordnung Gas (2024/1789) (Gas-VO). Daneben ist die BNetzA an die Grundsatzentscheidungen und Zielvorgaben des nationalen Gesetzgebers gebunden. So gilt es, bei der konkreten Festlegung des Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung neben den europäischen auch die Vorgaben der §§ 21 und 21a EnWG zu beachten. Laut Gesetzesbegründung zur Novellierung des EnWG 2023 beschreibt § 21a EnWG „die wesentlichen Elemente, die eine Anreizregulierung ausmachen. Damit sind die wesentlichen Maßstäbe einer Netzentgeltregulierung im Wege einer Anreizregulierung im Gesetz selbst geregelt, so dass verfassungsrechtlichen Anforderungen genüge getan wird und der Regulierungsrahmen für die betroffenen Netzbetreiber ausreichend bestimmt beschrieben ist.“ (BT-Drs. 7310/23, Seite 82).
8	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Rechtliche Erwägungen - Parlamentsvorbehalt	Diese Klarstellung des Gesetzgebers ist wichtig. Denn sie macht deutlich, dass – auch wenn die Regulierungsbehörde gemäß den europäischen Vorgaben unabhängig agiert – die Wesentlichkeitstheorie bzw. der Parlamentsvorbehalt gilt. Danach hat der Gesetzgeber in grundlegenden Bereichen, insbesondere bei Regelungen mit Grundrechtsbezug, alle wesentlichen Entscheidungen selbst zu treffen und staatliches bzw. behördliches Handeln zu legitimieren. Dementsprechend gilt es, die materiellen Anknüpfungspunkte im EnWG in die behördliche Entscheidung einfließen zu lassen. Für den Rahmen der Entgeltregulierung zählen hierzu die folgenden Maßgaben: ›§ 1 Abs. 2 EnWG: „Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas, der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung.“. ›§ 21 Abs. 1 EnWG: „Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang müssen angemessen, diskriminierungsfrei, transparent […]“ sein. ›§ 21 Abs. 2 EnWG: „Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet […].Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Bei der Bildung von Entgelten nach Satz 1 sollen auch Kosten eines vorausschauenden Netzausbaus zur Verfolgung des Zwecks und der Ziele des § 1 sowie das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung und dem Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen […] sowie Kosten neuer gesetzlicher oder behördlich angeordneter Aufgaben der Netzbetreiber berücksichtigt werden. […].“ Hierbei handelt es sich um eine Zusammenstellung von Anhaltspunkten für die Methodik der Regulierung (Effizienzvergleich, Anreizregulierung) und von Zielvorstellungen des Gesetzgebers, die bei den Entscheidungen der BNetzA mit Blick auf die Vermeidung unzulässiger Beeinträchtigungen der Rechte der regulierten Unternehmen beachtet werden müssen.
9	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Rechtliche Erwägungen - Folgenabschätzung (Teil 1)	Infolge der europarechtlich gewährten Unabhängigkeit obliegt die letztendliche Wahl der Methode und deren Ausgestaltung der BNetzA. Diese hat aber die gesetzlichen Maßgaben zu beachten und dort, wo sie dazu ermächtigt ist, weiter zu konkretisieren. Dabei muss sie auch die Grundrechtsrelevanz ihrer Entscheidungen überprüfen, die Folgen der Festlegungen auf die Grundrechte der Adressaten richtig abschätzen und schließlich eine Grundrechtsverletzung verhindern. Um dies zu gewährleisten, muss die Behörde im Rahmen einer Folgenabschätzung auch die Langzeitwirkung ihrer Regelungen berücksichtigen und erhebliche Beeinträchtigungen bei den regulierten Unternehmen vermeiden. Eine Folgenabschätzung ist immer dann angezeigt, wenn durch behördliches Handeln die Verletzung grundlegender Rechte der Adressaten droht. Dies erfordert einen umfassenden Blick, auch auf mögliche Regelungsalternativen, die Erarbeitung einer belastbaren Entscheidungsgrundlage und die Realisierung einer möglichst hohen Zielerreichung sowie Akzeptanz für das Regelungsvorhaben bei den Normadressaten und auch Dritten. Eine Folgenabschätzung ist auch aufgrund des verfassungsrechtlich verankerten Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes erforderlich. Das Gebot der Verhältnismäßigkeit findet seine Grundlage im Rechtsstaatsprinzip (Art. 20 Abs. 3 GG) und dient dazu, die individuellen Rechte und Freiheiten der Bürger vor übermäßigen Eingriffen des Staates zu schützen. Dementsprechend dürfen staatliche Maßnahmen nicht über das zur Erreichung des Ziels erforderliche Maß hinausgehen. Sie müssen gemessen an ihrem Zweck geeignet, erforderlich und angemessen sein. Die grundrechtlich geforderte Verhältnismäßigkeitsprüfung kann nicht ohne Folgenabschätzung erfolgen, da hiernach die Schwere des Eingriffs mit dem verfolgten Ziel in ein Verhältnis gesetzt werden muss. Erfolgt keine Folgenabschätzung muss konsequenterweise von einem Ermessensausfall der Behörde ausgegangen werden, da sie die grundrechtliche Dimension ihrer Maßnahmen verkannt hat. In diesem Sinne ist eine Folgenabschätzung ein unerlässlicher Baustein, um den erforderlichen Grundrechtsschutz, auch im Verwaltungsverfahren zu gewährleisten.
10	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Rechtliche Erwägungen - Folgenabschätzung (Teil 2)	Ausgehend davon, dass der Verordnungsgeber in der Vergangenheit eine ebensolche Folgenabschätzung vorgenommen hat, muss diese nun auch bei der jetzigen Ausgestaltung des Regulierungsrahmens durch die Behörde erfolgen. Dies gilt umso mehr, als sich strukturelle Verschlechterungen der Rahmenbedingungen abzeichnen, also gewissermaßen ein Zurückfallen hinter die bisherige Wertung des Verordnungsgebers zu erwarten ist. Zudem haben sowohl die Ziele als auch die neuen Herausforderungen der Regulierung und der regulierten Unternehmen zugenommen, die sich in den bisherigen Verordnungen noch gar nicht wiederfinden. Erkennen lässt sich dies auch angesichts der in § 1 Abs. 2 EnWG neu formulierten Ziele der Regulierung (zuletzt 2025 geändert), denen in der aktuellen Transformationsphase eine besondere Bedeutung zukommt. Diese Änderung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber muss im Rahmen der Regulierung berücksichtigt werden. Soweit die BNetzA angibt, nicht an die bisherigen Wertungen des Verordnungsgebers gebunden zu sein, greift dies zu kurz. Denn die ökonomischen Auswirkungen von Veränderungen gegenüber dem Status quo sind, wie beschrieben, im Rahmen einer verfassungsrechtlich erforderlichen Folgenabschätzung zu berücksichtigen. Die ökonomischen Auswirkungen sind in die Abwägung der Interessen der Regulierung und deren Ziele einerseits und den Rechten der regulierten Unternehmen andererseits einzubeziehen. Dies erfordert der rechtsstaatlich garantierte Grundsatz der Verhältnismäßigkeit. Konkret geht es um die richtige Ausübung des der Behörde zugestandenen Beurteilungs- und Ermessensspielraums. Und hierbei ist durchaus zu erläutern, welche Erwägungen zu der Überzeugung der Regulierungsbehörde führen, ökonomisch unbeanstandete und den europäischen rechtlichen Vorgaben entsprechende Regelungen des Verordnungsgebers anpassen zu müssen. Insbesondere, wenn dies einer bereits zuvor getroffenen Abwägung des Verordnungsgebers entspricht und unmittelbar zu einer Verschlechterung der Ergebnisse der Netzbetreiber führt.

11	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Rechtliche Erwägungen - Stand der Wissenschaft	Der Regulierungsbehörde obliegt es, einen für die Netzbetreiber angemessenen Regulierungs-rahmen zu schaffen. Dabei kann die BNetzA die Anreizregulierung auch weiterentwickeln, um geänderte Anforderungen zu berücksichtigen und die Zielerreichung des EnWG zu ermöglichen. Die dabei zur Anwendung kommenden ökonomischen, ökonometrischen und regulatorischen Methoden müssen gemäß § 21a Abs. 2 EnWG dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Der Begriff „Stand der Wissenschaft" bezieht sich auf den aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisstand, der sich etwa aus der Forschungsliteratur, bewährten Methoden und internati-onalen Best Practices ableitet. Insbesondere bei Schätzwerten ist es unstrittig, dass ein Vorgehen nach dem Stand der Wissenschaft Ansätze zur Validierung und Korrektur von Schätzfehlern beinhalten muss. Ergibt sich, diesem Grundsatz folgend, aus der Verwendung multipler Methoden eine Bandbreite von Werten, ist es wissenschaftlich angezeigt, innerhalb der ermittelten Bandbreiten eine Auswahl zu treffen, welche der eingesetzten Ermittlungsmethoden unter Erwägung aller Umstände am ehesten geeignet ist, die Ziele des § 1 EnWG umzusetzen und den Netzbetreibern einen wirtschaftlich angemessenen Betrieb der Netze zu ermöglichen. Umgekehrt bedeutet das auch, dass die getroffene Entscheidung nicht ohne besonderen sachlichen Grund einseitig zum Nachteil der regulierten Unternehmen ausfallen darf. Auch dies ist aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit abzuleiten. Insbesondere dürfte es an der Erforderlichkeit einer sachlich nicht gerechtfertigten, die Netzbetreiber belastenden Auswahlentscheidung fehlen, wenn bei einer Bandbreite möglicher Werte der regulatorische Zweck – womöglich sogar besser – auch mit einem anderen Ansatz erfüllt werden würde. Die Einhaltung des Stands der Wissenschaft er-fordert mithin entsprechende Plausibilisierungs- und Validierungsprozesse für die ermittelten Ergebnisse unter Verwendung alternativer methodischer Ansätze (Methodenpluralismus). Überdies gilt es zu beachten, dass der „Stand der Wissenschaft" nicht statisch ist. Änderungen im regulatorischen Umfeld können Anpassungen erforderlich machen, weswegen die Regulierungsbehörde regelmäßig überprüfen muss, ob festgelegte Modelle sowie ihre methodische Operationalisierung dem Stand der Wissenschaft entsprechen.
12	Sonstiges (wenn keine Ziffer einschlägig)	Strom und Gas	-		Rechtliche Erwägungen - Transparenz	Angesichts des Umstandes, dass die Konkretisierung der sehr abstrakten europäischen Vorgaben weitestgehend der nationalen Regulierungsbehörde obliegt, bedarf es kompensatorisch dazu mit Blick auf die Gewährung effektiven Rechtsschutzes einer Verstärkung der gerichtlichen Kontrolldichte. Im Vergleich zu stärker gesetzesgebundenen Verwaltungsentscheidungen ist hierfür eine gesteigerte Begründungsanforderung erforderlich. Dem ist der Gesetzgeber mit der Einführung des Absatzes 1b in § 73 EnWG nachgekommen. Dies ist rechtlich auch folgerichtig, denn auch nach der Rechtsprechung des EuGH wird ausreichender Rechtsschutz erst durch entsprechend transparente Begründungen ermöglicht. Das Entscheidungsverfahren der Regulierungsbehörde ist demzufolge offen und transparent zu gestalten. So legen auch die Art. 59 Abs. 1 der EU-Binnenmarktrichtlinie Strom (2019/944) und Art. 41 Abs. 1 der EU-Binnenmarktrichtlinie Gas (2009/73) fest, dass die Tarife bzw. die entsprechenden Berechnungsmethoden anhand transparenter Kriterien zu bestimmen sind. Nur auf diese Weise werden die Voraussetzungen für eine gerichtliche Vollkontrolle von grundrechtssensiblen Regulierungsentscheidungen getroffen. Transparenz erfordert auch, dass die Regulierungsbehörde ihr Wissen auf breiter, plural angelegter wissenschaftlicher Grundlage gewinnt und ihre Erkenntnisgewinnung offenlegt. Dabei geht es darum, wissenschaftliche Modelle, fachliche Maßstäbe, Erkenntnisquellen, Berechnungsmethoden, Prämissen, erlösrelevante Parameter, internationale Vergleichsmaßstäbe, die auch langfristige Auswirkungen auf das Investitionsverhalten hinsichtlich des notwendigen Netzausbaus und -umbaus haben sowie schließlich die Ergebnisse diskutierbar und gerichtlich überprüfbar zu machen. Dies erfordert ein hohes Maß an Transparenz und Validität der Arbeit der Regulierungsbehörde, damit für eine etwaige gerichtliche Überprüfung ein fachlich aufbereiteter Boden besteht.
13	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Allgemein	Die BNetzA sieht für die fünfte Regulierungsperiode übergangsweise eine Periodenlänge von fünf Jahren und ab der sechsten Regulierungsperiode eine Periodenlänge von drei Jahren nach vorausgegangener Evaluierung der Vereinfachungs- und Beschleunigungsinstrumente in den einzelnen Bestandteilen des Regulierungskonzepts vor. Im bestehenden System mit einer fünfjährigen Regulierungsperiode werden die beeinflussbaren Kosten nur alle fünf Jahre erfasst und als Basis für die Erlösobergrenze herangezogen. Aufgrund des dynamischen Umfeldes erachtet die BNetzA eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre als sinnvollen Kompromiss: Sie ermögliche eine zeitnähere Anpassung der Erlösobergrenze an die tatsächliche Kostenentwicklung und erhöhe dadurch die Flexibilität und Aktualität der Regulierung, während gleichzeitig die Anreize zur Effizienzsteigerung erhalten blieben. Bei der Entscheidung zwischen einer verkürzten Regulierungsperiode und einer jährlichen Anpassung der beeinflussbaren Kosten in Form eines Betriebskostenaufschlages bewertet die BNetzA die jeweiligen Ansätze auf der Basis der Kriterien Treffsicherheit, Setzen von Effizienzanreizen, Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung und administrative Umsetzbarkeit für die Netzbetreiber.
14	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Rechtliche Anforderung der Verhältnismäßigkeit	Ein stabiler Regulierungsrahmen ist Voraussetzung für die Wahrung der wirtschaftlichen Betä-tigungsfreiheit (Art. 12 GG) und des Eigentumsschutzes (Art. 14 GG). Ein Eingriff in diese bei-den grundrechtlich verbrieften Freiheiten wären nur zulässig, wenn die Maßnahme im Lichte des verfassungsrechtlichen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt, wenn sie also gemessen an ihrem Zweck erforderlich, geeignet und angemessen wären. Grundlegend schätzt der BDEW den potenziellen Nutzen einer verkürzten Regulierungsperiode als gering ein, während die Nachteile demgegenüber, insbesondere mit dem Verlust langfristiger Effizienzanreize, erheblich sind. Soweit die BNetzA anführt, mit einer verkürzten Regulierungsperiode der Dynamik der Ener-giewende gerecht werden zu wollen, ist dem zu entgegnen, dass dies auch bereits im beste-henden System durch die geeignete Wahl eines repräsentativen Basisjahres sowie ergänzende Anpassungsmechanismen – etwa Kapitalkostenaufschläge oder Sondertatbestände – sachgerecht abgebildet werden kann. Eine vollständige Umstellung des Regulierungsregimes ist da-für nicht erforderlich. Zweifel an der Verhältnismäßigkeit ergeben sich insbesondere auch daraus, dass mit dem OPEX-Anpassungsmechanismus ein bereits in anderen europäischen Ländern etabliertes, milderes und damit geeigneteres Mittel zur Verfügung steht, das mit Blick auf die Dynamik der Energiewende auf Kostenveränderungen reagieren kann. Es ist nicht hinreichend dargelegt, dass der vermeintliche Nutzen einer verkürzten Regulierungsperiode den Nachteil für die betroffenen Unternehmen und das gesamte Regulierungssystem überwiegt. Es überwiegen berechtigte Zweifel, dass mit einer solchen Maßnahme die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen besser bewältigt werden können. Die erheblichen sachlichen, wirtschaftlichen und rechtlichen Bedenken werden nachfolgend im Detail aufgezeigt.
15	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Treffsicherheit - Treffsicherheit der Regulierung und Basisjahreffekt	Die regelmäßigere Kostenprüfung mit einer Periodenverkürzung erhöht nach Argumentation der BNetzA die Treffsicherheit der Regulierung und verringert das Risiko von Fehlanreizen. So reduziert sich insbesondere der Anreiz, ineffiziente oder überhöhte Kosten ins Basisjahr zu verschieben, da ein schnellerer Abbau solcher Kosten möglich wird. Dadurch wird der sogenannte Basisjahreffekt abgeschwächt, der bislang dazu führte, dass Kostensteigerungen im Basisjahr zu Lasten der Netznutzer verschoben werden konnten. Gleichzeitig wird durch häufi-gere Prüfungen und die geringere Bedeutung des Basisjahrs der Effizienzvergleich gestärkt, was die Regulierung robuster gegenüber strategischem Verhalten der Netzbetreiber macht. Der behauptete Rückgang des Basisjahreffekts im Zuge der Periodenverkürzung ist kritisch zu hinterfragen. Zwar kann eine häufigere Überprüfung theoretisch dazu führen, dass strategisch platzierte Kosten weniger lange „wirken", doch bleibt der grundlegende Anreiz bestehen, möglichst hohe Kosten im relevanten Bezugsjahr zu realisieren. Denn auch bei kürzeren Peri-oden ist das Basisjahr weiterhin die zentrale Referenzgröße – lediglich in kürzeren Abständen. Die BNetzA selbst betont, dass die Prüfintensität steigen müsse, um die gewünschten Effekte zu erzielen – was wiederum im Widerspruch zur behaupteten Verwaltungsvereinfachung steht. Der Basisjahreffekt ist ein wohlbekanntes, aber beherrschbares Phänomen, dem bereits heute mit regulatorischen Mitteln begegnet wird. Sowohl die BNetzA als auch die Landesregulierungsbehörden haben die Möglichkeit, auffällige Kostenentwicklungen im Basisjahr zum einen kritisch zu hinterfragen und gegebenenfalls zu korrigieren. Zum anderen entwickelt der Effizienzvergleich den Anreiz, gerade diesen Basisjahreffekt zu minimieren bzw. nicht auszuprägen. Ein struktureller Eingriff wie die Periodenverkürzung ist damit nicht erforderlich.

16	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Treffsicherheit - Treffsicherheit von Betriebskostenanpassungen	Bezüglich des Ziels der Berücksichtigung von strukturellen Veränderungen während der Regu-lierungsperiode bewertet die BNetzA eine OPEX-Anpassung auf Basis des Effizienzvergleichs als am besten geeignet. Eine Verkürzung der Regulierungsperioden kann Kostenentwicklungen nicht genau erfassen. Der Betriebskosten-Aufschlag BASE stellt dem Netzbetreiber ein angepasstes effizientes Kos-tenniveau für eine skalierte Versorgungsaufgabe zur Verfügung und gibt damit exakt den An-reiz mit den effizienten Kosten des Basisjahres, diese gestiegene Versorgungsaufgabe zu be-wirtschaften. Es kommt höchstens zu statistischen Abweichungen im Trend der Versorgungs-aufgabe, da die im Effizienzvergleich identifizierten Kostentreiber für die Gesamtheit der Netzbetreiber identifiziert wurden und in Einzelfällen eine höhere oder geringere statistische Treffsicherheit darstellen. Bei einer dreijährigen Regulierungsperiode bleibt der Zeitverzug bei der Kostenanerkennung weiterhin bestehen und wird lediglich mittelfristig reduziert. Eine Verkürzung der Regulie-rungsperiodendauer senkt den durchschnittlichen Zeitverzug aus dem Budgetprinzip lediglich von fünf auf vier Jahre. Das Problem der zeitgerechten Anerkennung von OPEX-Aufwüchsen bleibt damit weiterhin bestehen. Bei steigenden OPEX werden die in der EOG enthaltenen Ansätze ab der 6. Regulierungsperiode auch bei Verkürzung der Regulierungsperiode immer unter den tatsächlichen OPEX liegen. Wenn darüber hinaus noch Vereinfachungen bei der Basisjahrprüfung angestrebt werden, um eine Periodenverkürzung überhaupt umsetzen zu können, wird die Treffsicherheit gegenüber dar aktuellen Regulierungspraxis nochmal deut-lich reduziert. Eine angemessen valide und sachliche Kostenprüfung benötigt ausreichend Zeit und Ressourcen. Dreijährige Prüfzyklen erhöhen (bei der hohen Anzahl von Netzbetreibern) das Risiko von methodischen Fehlern, Schätzunsicherheiten und Standardisierungsproblemen. Bei einem dreijährigen Prüfzyklus werden Kostenentwicklungen zwar schneller geprüft. Der Bedarf nach einer standardisierten Prüfung wird sich aber noch einmal erhöhen. Damit wird das Risiko steigen, dass die Ausgangsbasis durch standardisierte Prüfungsansätze nicht die richtige Startbasis für die nächste Regulierungsperiode darstellt. Um dieses Risiko bei einer dreijährigen Regulierungsperiode zu vermeiden, hilft auch eine Ausgestaltung der Prüfungs-ansätze nicht weiter. Eine Mittelwertbildung kann auch bei einer dreijährigen Regulierungs-periode nicht die richtige Startbasis für die Erlöse der nächsten Regulierungsperiode ermit-teln. Sie wird bei steigenden OPEX – die im Rahmen der Transformation der Energienetze in den nächsten Jahren zu erwarten sind – immer einen Teil des Anstiegs vernachlässigen, da sie den inflationsbedingten Kostenanstieg innerhalb der geprüften Regulierungsperiode und den Kostenanstieg aufgrund zusätzlicher Aufgaben nicht erfasst. Die Treffsicherheit eines OPEX-Anpassungsmechanismus ist, unter Abwägung aller Umstände, besser als eine Verkürzung der Regulierungsperiode.
17	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Kompatibilität mit dem Modell der Anreizregulierung	Nach Ansicht der BNetzA ist einer dreijährigen Regulierungsperiode mit Blick auf das Kriteri-um einer Kompatibilität mit der Anreizregulierung einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit Betriebskosten-Aufschlag den Vorzug zu geben. Die bessere Vereinbarkeit einer dreijährigen Regulierungsperiode mit dem Modell der Anreizregulierung wird damit begründet, dass beim Betriebskosten-Aufschlag ein zusätzliches Instrument über das Budgetprinzip hinaus benötigt wird. Die BNetzA führt aus, dass „die innerperiodische Anpassung der Erlösobergrenze die Ausnahme ist“ (Rn. 644). Diese Ausführungen übergehen, dass es im Regulierungssystem mit dem Qualitätsele-ment, und dem Kapitalkostenaufschlag durchaus innerperiodische Anpassungen gibt. Ein Betriebskostenaufschlag ist in anderen Regulierungssystemen wie dem österreichischen um-gesetzt, ohne dass das österreichische Regulierungssystem weniger kompatibel mit der An-reizregulierung ist. Der Betriebskostenaufschlag basiert nur auf exogenen Parametern. Ein jährlicher Betriebskostenaufschlag stellt daher keinen Widerspruch zum Budgetprinzip dar. Das Basisjahr stellt ein individuelles Kostenniveau für die Versorgungsaufgabe eines Netzbe-treibers im Basisjahr fest. Dieses wird über den Effizienzvergleich auf ein effizientes Kostenni-veau für die Regulierungsperiode skaliert. Nur bei Änderung der Versorgungsaufgabe wird bei Anwendung eines Betriebskostenfaktors - basierend auf branchenweit effizienten Kosten des Effizienzvergleichs im Basisjahr multipliziert mit dem jeweiligen im Effizienzvergleich ver-wendeten Parameter - das Ausgangsniveau fortentwickelt. Der Netzbetreiber erhält insofern ein lediglich um Strukturparameter skaliertes Basisjahrbudget, mit dem er die gestiegene Versorgungsaufgabe umsetzen muss. Die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers können je nach individueller Kostensituation (Ineffizienz/(Super-)Effizienz) dieses Budget über-/oder un-terschreiten. Hinsichtlich der Kompatibilität mit der Anreizregulierung sind die beiden Methoden „Verkürzung der Regulierungsperiode“ und „Betriebskostenaufschlag“ als gleichwertig zu bewerten. Der Schwerpunkt bei der Bewertung muss auf den anderen drei Kriterien liegen, weil sich damit besser die Eigenheiten der jeweiligen Ansätze erfassen lassen.
18	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Setzung von Effizienzanreizen	Auch in Zeiten der Transformation sollten Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung gesetzt werden. Das Setzen von Effizienzanreizen wird durch kürzere Regulierungsperioden jedoch stark verringert. Ein Effizienzanreiz besteht, wenn Netzbetreibern von den erzielten Effizienzgewinnen über einen gewissen Zeitraum profitieren, bevor diese weitergegeben wer-den. Dieser Kern der Anreizregulierung wird mit einer Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre ausgehöhlt. Eine dreijährige Regulierungsperiode führt in Verbindung mit einer angedachten Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen auf drei Jahre für Netzbetreiber zu Effizienzzielen, die fak-tisch nicht mehr in einem realistischen Zeitraum erreichbar sind. Auch bei kürzeren Regulierungsperioden sollen die Effizienzvorgaben gemäß § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netz-betreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Diese Vorgabe wird durch die geplante Maßnahme nicht erfüllt: Eine kürzere Regulierungsperiode schränkt die Umsetzbarkeit langfristig wirkender Effizienz-maßnahmen erheblich ein. Viele Maßnahmen zur Effizienzsteigerung – etwa Prozessoptimie-rungen, Investitionen in Digitalisierung oder Veränderungen in der Personalstruktur – entfal-ten ihre Effekte typischerweise erst über mehrere Jahre. Eine dreijährige Regulierungsperiode reduziert diesen Umsetzungs- und Wirkungshorizont erheblich, sodass entsprechende Maß-nahmen nicht mehr in vollem Umfang regulatorisch wirksam werden können. Dies führt dazu, dass die Effizienzziele innerhalb des vorgegebenen Zeitrahmens faktisch nicht mehr erreich-bar sind, obwohl sie gesetzlich nur unter der Bedingung der Zumutbarkeit gelten sollen.
19	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Administrative Umsetzbarkeit (Allgemein)	Aus BDEW-Sicht entsteht ein unverhältnismäßiger Verwaltungsaufwand bei fraglichem Nut-zen. Die verkürzten Intervalle führen zu einem erheblich gesteigerten Aufwand bei der Daten-erhebung und -prüfung auf Seiten der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur. Bereits heu-te sind für die kostenprüfungsrelevante Gewinn- und Verlustrechnung rund 900 Datenpunkte zu analysieren. Die angekündigten Vereinfachungen – etwa durch einheitlichen WACC oder Standardisierung der Umlaufvermögensermittlung – reichen bei Weitem nicht aus, um diesen Mehraufwand zu kompensieren. Die adressierten Vereinfachungen der Behörde wirken größ-tenteils in der Bilanz, sodass weiterhin mit einer Prüfung der genannten Anzahl an Datenpunk-ten notwendig sein wird. Da die BNetzA außerdem im neuen System weiterhin auf das Basis-jahr abstellt, um zeitnah Kostensteigerungen zu berücksichtigen, sind auch künftig intensive Prüfungen erforderlich, um jahresspezifischen Besonderheiten zu begegnen. Dabei ist noch nicht berücksichtigt, dass die BNetzA in der Folge auch häufiger Festlegungen zur Effizienz, zum Produktivitätsfaktor als auch zum Eigenkapitalzinssatz treffen muss. Die Verkürzung der Regulierungsperiode wird nach unserer Erwartung zu einer weiteren Ver-längerung von regulierungsrechtlichen Schwebezuständen führen. Bereits während der Geltung der fünfjährigen Regulierungsperiode war nicht sichergestellt, dass die Festlegung der Erlösobergrenzen bereits zu Beginn der neuen Regulierungsperiode erfolgt war. Zum Teil er-folgte die Festlegung deutlich nach diesem Zeitpunkt. Bei einer weiteren Verkürzung der Regulierungsperiode ist zu erwarten, dass sich dieses Thema noch verschärft. Damit verbundene Unsicherheiten bezüglich der für die betreffende Regulierungsperiode maßgeblichen wirt-schaftlichen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber bremsen notwendige Investitionen. Dem gegenüber muss die BNetzA bei der Anwendung des Betriebskosten-Aufschlags BASE zusätzlich zu den bisherigen Verfahren jährlich lediglich rund 5 – 10 Datenpunkte plausibilisieren (in Abhängigkeit der gewählten Parameter). Zumeist sind dies Parameter, die ohnehin regelmäßig in verschiedenen Berichtspflichten dargestellt werden müssen.
20	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Administrative Umsetzbarkeit - Regulierungspraxis (Teil 1)	Als ein wesentliches Ziel des N.E.S.T-Prozesses wurde von der BNetzA Bürokratieabbau ge-nannt. Die aufwendige Kostenprüfung in kürzeren Intervallen durchzuführen, ist sicher nicht geeignet, zu Vereinfachung und Bürokratieabbau beizutragen. Es ist nicht ersichtlich, dass die BNetzA in der Kostenprüfung so weitreichende Vereinfachungen einführen möchte (insb. Ge-nehmigungsfiktion), dass dadurch der durch das kürzere Intervall entstehende Mehraufwand kompensiert werden könnte. Vielmehr beabsichtigt die BNetzA ja sogar, durch einen ebenfalls alle drei Jahre stattfindenden Effizienzvergleich den bürokratischen Aufwand noch weiter zu steigern. Daneben sprechen auch praktische Gründe für eine Beibehaltung der fünfjährigen Regulie-rungsperiode. Wie oben erwähnt, haben viele Landesregulierungsbehörden schon heute große Probleme, die Bescheide z.B. über EOG und Regulierungskonto rechtzeitig fertigzustellen. In manchen Ländern sind aktuell 250 Verfahren offen, für die eigentlich bereits Bescheide er-gangen sein müssten, um auf dieser Basis zutreffende Netzentgelte kalkulieren zu können. Dies ist in den praktischen Auswirkungen ein nicht zu unterschätzendes Problem, denn es führt dazu, dass die Netzentgelte auf Grundlage von Antragswerten kalkuliert werden müssen und daher oftmals die Netzkunden zunächst zu viel bezahlen müssen. Der mit einigen Jahren Ver-zug erfolgende Ausgleich über das Regulierungskonto ist für manche Netzkunden nur ein schwacher Trost, da sie – sollten sie inzwischen aus dem Netzgebiet des betreffenden Netzbe-treibers weggezogen oder auch verstorben sein – keinen Ausgleich für die zu viel gezahlten Netzentgelte erhalten. Auch für die Netzbetreiber haben die verzögerten Bescheide nachteilige Auswirkungen, da sie ihr Geschäft oftmals im „Blindflug“ betreiben müssen und nicht wissen, Ausgleiche in welcher Höhe über das Regulierungskonto zu welchem Zeitpunkt zu leisten sein werden.

21	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Administrative Umsetzbarkeit - Regulierungspraxis (Teil 2)	Der Abwicklungsaufwand bei den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden würde daher unnötig erheblich vergrößert. Insbesondere bei einigen Landesregulierungsbehörden bestehen teils jahrelange Bearbeitungsrückstände. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode wird die Abarbeitung von Altverfahren noch weiter verzögern. Hinzu kommt noch der Umstel-lungsaufwand aufgrund möglicher Anpassungen im Regulierungsrahmen (siehe Vereinfachtes Verfahren). Zudem verursacht die Verkürzung der Regulierungsperiode zusätzliche monetäre Verwal-tungskosten durch die entsprechenden Antragsverfahren bei der Bundesnetzagentur. Ausge-hend von der aktuellen Gebührenordnung der BNetzA liegt der Unterschied zwischen einem zusätzlichen Festlegungsverfahren der Erlösobergrenze im Basisjahr und einem fünfmal durchgeführten, einfachen Verfahren zur jährlichen Anpassung der Erlösobergrenzen durch-schnittlich bei rd. 20.000 bis 30.000 € je Netzbetreiber. Hierbei sind die Höhen der Erlösober-grenzen aller deutschen Stromverteilnetzbetreiber nach Veröffentlichung gemäß § 23b EnWG der BNetzA berücksichtigt. Hochgerechnet auf etwa 900 Netzbetreiber ergibt sich für die Ver-kürzung der Regulierungsperiode gegenüber der Einführung einer Anpassung der operativen Kosten ein Mehraufwand von rd. 18 bis 27 Millionen Euro, der über die Netzentgelte von den Verbrauchern getragen werden müsste. Gerade für kleinere Netzbetreiber bedeutet eine Verkürzung der Regulierungsperiode eine signifikante Mehrbelastung. In der Konsequenz droht nicht nur, das von der BNetzA selbst ge-setzte Ziel des Bürokratieabbaus klar zu verfehlen – vielmehr würde die bestehende Bürokra-tie weiter ausgebaut. Ohne eine tiefgreifende und derzeit nicht absehbare Verschlankung sämtlicher mit der EOG-Festlegung verbundener Prozesse und Nachweispflichten wird dieses Ziel auf beiden Seiten unerreichbar bleiben. Damit werden dringend benötigte Ressourcen, die für die innovative und zügige Umsetzung der Energiewende essenziell sind, blockiert. Somit ist weiterhin nicht nachvollziehbar, wie die BNetzA diesen Vorteil des Betriebskosten-aufschlags derart untergewichtet in ihre Bewertungen einfließen lässt. Hier ist der Betriebs-kosten-Aufschlag BASE als höherwertig einzuschätzen.
22	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Weitere Kriterien - Einfluss auf Planungssicherheit und Investitionsfähigkeit	Eine Periodenverkürzung würde die Planungssicherheit und Investitionsfähigkeit der Netzbe-treiber erheblich negativ beeinflussen. Der Netzbetrieb erfordert langfristige Investitionen in Infrastruktur, deren Amortisation über mehrere Jahre bis Jahrzehnte erfolgt. Eine stabile, ver-lässliche regulatorische Umgebung ist dafür unerlässlich. Eine Verkürzung der Regulierungs-periode würde zu häufigeren Anpassungen zentraler Erlösparameter führen und Unsicherhei-ten in der Investitionsplanung sowie bei der Finanzierung hervorrufen – mit potenziell ein-schneidenden Folgen. Wenn daraus eine Verzögerung der Energiewende resultiert, steht die Periodenverkürzung im klaren Widerspruch zu dem energiepolitischen Ziel des Gesetzgebers, der eine Beschleunigung des Netzausbaus fordert. Die BNetzA vermischt in Ihrem Ziel „Aktualität der Regulierung" zwei Perspektiven, die aus Sicht des BDEW streng zu trennen sind. Die eine Perspektive ist die reine Skalierung der Ver-sorgungsaufgabe seit dem Basisjahr. Diese muss innerhalb der Regulierungsperiode möglichst aktuell abgebildet werden. Hierzu können bereits in der bestehenden Regulierungssystematik bereits heute Anpassungen abgebildet werden, z. B. durch Kapitalkostenaufschläge. Für die OPEX-Seite wäre mittels eines Betriebskostenaufschlages wie BASE eine ähnliche Anpassung möglich und insbesondere in einer dynamischen Phase der Energiewende notwendig. Die zweite Perspektive ist die Aktualität der Kostentreiber einer Regulierungsperiode. Hier unterliegt die BNetzA dem Trugschluss, dass sich die Kostentreiber zunehmend dynamisch verändern. Dies ist jedoch in Zyklen der Fall, die deutlich länger als fünf Jahre betragen. Dies zeigen allein schon die relativ konstanten Parameter im Effizienzvergleich der letzten Regulie-rungsperioden, die als Kostentreiber seitens der BNetzA identifiziert wurden. Der Fokus sollte auf der Identifikation der richtigen Kostentreiber liegen, die die Heterogenität der Branche abbilden. Eine Anpassung der Erlösobergrenze sollte daher über eine parameter-basierte Skalierung der Erlösobergrenze abgebildet werden und nicht über eine in signifikant kürzeren Abständen stattfindende komplexe Kostenprüfung. Der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und unvermeidbaren Kostensteigerungen durch die Energiewende lässt sich am besten durch eine fünfjährige Regulierungsperiode und einem gezielt auf die Transformationsaufgabe ausgerichteten OPEX-Ausgleichsmechanismus lösen.
23	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Weitere Kriterien - Vereinbarkeit mit europäischen Vorgaben und internationalen Benchmarks	Aus Sicht des BDEW widerspricht die Verkürzung der Regulierungsperiode auch dem europäi-schen Rechtsrahmen, der ausdrücklich auf die Sicherstellung langfristiger Investitionsanreize und Stabilität abzielt. Insbesondere Art. 18 Abs. 1 und 8 Strom-VO und Art. 17 Abs. 1 Gas-VO betonen die Notwendigkeit einer verlässlichen Regulierung, die Unternehmen in die Lage ver-setzt, notwendige Investitionen durchzuführen. Die durch die Periodenverkürzung entstehende Unsicherheit steht in klarem Widerspruch zu diesen Zielsetzungen. Ferner widerspricht die geplante Maßnahme auch dem Ziel der BNetzA, sich internationalen Best Practices anzunähern. Der von der BNetzA selbst zitierte CEER-Report weist eine durch-schnittliche Regulierungsperiode von rund fünf Jahren aus – was der aktuellen deutschen Praxis entspricht. Eine Verkürzung auf drei Jahre würde Deutschland hier isolieren und der euro-päischen Harmonisierung entgegenlaufen. Ein struktureller Vergleich zwischen Netzbetreibern wird erschwert und schließlich die Zielsetzung einer einheitlichen, stabilen Regulierung im europäischen Kontext gefährdet. Diese Abweichung ist erklärungsbedürftig und sollte entspre-chend begründet werden, was nach Ansicht der Branche bislang unterblieben ist.
24	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Weitere Kriterien - Unzulässiger Eingriff in die Verfahren der Landesregulieurungsbehörden	In Bezug auf die bundesweit geltende und durch die Landesregulierungsbehörden umzuset-zende Vorgabe, dass die Regulierungsperiode auf drei Jahre gekürzt wird, bestehen auch rechtliche Bedenken im Zusammenhang mit Art. 84 Abs. 1 GG und § 54 Abs. 3 Satz 7 EnWG. Laut BNetzA beträfe die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode das „Ob" des Verwal-tungshandelns, nicht jedoch das „Wie" und stelle daher keine Regelung des Verwaltungsver-fahrens im Sinne des Art. 84 Abs. 1 GG dar. Eine Zustimmungspflicht der Länder bestünde so-mit nicht. Ebenso handele es sich nicht um eine „doppelgesichtige Norm" da die Regelung zwar Verwaltungshandeln auslöse, aber kein Verfahren vorschreibt. Es ist jedoch offensichtlich, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode in das Verfahren der Landesregulierungsbehörden eingreift, da diesen damit weniger Zeit für sämtliche, mit der Dauer der Regulierungsperioden zusammenhängenden Prüfungshandlungen bleibt, insbe-sondere natürlich die Kostenprüfung und die Festsetzung der Erlösobergrenze. Angesichts von 250 offenen Bescheiden der Regulierungsbehörden mancher Länder bereits bei einer fünfjäh-rigen Regulierungsperiode liegt es auf der Hand, dass sie ihre Verfahren, Organisation und Ausstattung ändern müssten, um ihren Aufgaben bei einer Verkürzung der Regulierungsperio-den hinreichend nachkommen zu können. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode verändert den Ablauf, die Häufigkeit und die Organisation zentraler Regulierungsschritte – wie Datener-hebungen, Konsultationen und Erlösobergrenzenverfahren – und wirkt damit steuernd auf das „Wie" der Verwaltung im Sinne des Art. 84 Abs. 1 GG. Aus Sicht der Netzbetreiber hat dies erhebliche Auswirkungen auf Planungsprozesse und Investitionszyklen, führt zu einem erhebli-chen Anpassungsaufwand auf Seiten der Landesregulierer und reduziert die Möglichkeit, auf regionale Unterschiede flexibel zu reagieren. Überdies ist zu berücksichtigen, dass die am 29. Dezember 2023 in Kraft getretene EnWG-Novelle, mit der die Zuständigkeiten der BNetzA ausgeweitet wurden, als nicht zustimmungs-bedürftiges Gesetz verabschiedet wurde, also bereits bei der Schaffung der gesetzlichen Grundlage für die nun erfolgende RAMEN-Festlegung das Mitspracherecht der Länder stark beschränkt war. Umso mehr gilt es, bei der Umsetzung durch Festlegungen der BNetzA eine ausreichende Beteiligung der Landesregulierungsbehörden zu gewährleisten. Aufgrund der Autonomie der Länder bei der Verfahrensausgestaltung gem. § 54 Abs. 3 S.7 EnWG bleibt schließlich offen, ob die Landesregulierungsbehörden überhaupt an eine Verkürzung der Regulierungsperiode rechtlich gebunden wären. Die Länder könnten weiterhin bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode bleiben. Die daraus resultierende rechtliche Unsicherheit sollte dringend vermieden werden, was durch eine dauerhafte, bundesweite Beibehaltung der fünfjährigen Regulierungsperiode möglich wäre.
25	2.3 Dauer der Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Fazit	Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode aus Sicht der Netzbetreiber weder sachlich geboten noch rechtlich unproblematisch ist. Sie beeinträchtigt Investitionssicherheit und Effizienzanreize, verursacht unnötigen Verwaltungsaufwand, widerspricht geltendem EU- und Verfassungsrecht und steht im Widerspruch zu etablierten internationalen Standards. Die Energiewende stellt zweifellos hohe Anforderungen an den Netzbetrieb – diese lassen sich jedoch mit den bestehenden Instrumenten zielgerichteter und verhältnismäßiger bewältigen als durch eine tiefgreifende Änderung der Regulierungsarchitektur. Wir sprechen uns daher klar gegen die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode aus und plädieren für eine fundierte, praxisnahe und föderal abgestimmte Regulierungspraxis.

26	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Teil 1	Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Einführung der Regelung für die fünfte Regulierungsperi-ode. Die Kombination einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit einem (temporären) Anpas-sungsmechanismus für Betriebskosten auf Basis des Vorschlags des VKU stellt aus unserer Sicht eine sachgerechte Lösung dar. Sie bildet die Dynamik der wachsenden Versorgungsauf-gabe ab. Auch bleiben in der Kombination aus fünfjähriger Regulierungsperiode und OPEX-Anpassungsmechanismus Effizienzanreize als Kern der Anreizregulierung bestehen. Dieser Ansatz schafft Kontinuität und Verlässlichkeit des bisherigen Regulierungsregimes ohne neuen bürokratischen Aufwand für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber. Aus Sicht des BDEW ist dieser Ansatz daher der richtige Weg. Gleichzeitig sehen wir weiterhin wichtige Hinweise des BDEW aus seiner Stellungnahme vom 14. März 2025 (vgl. Seite 15 – 18) im vorliegenden Entwurf nicht berücksichtigt. Es existieren aus unserer Sicht nach wie vor Verbesserungsbedarfe und offene Auslegungsfragen, die im bisherigen Festlegungsentwurf benannt, aber nicht eindeutig festgelegt werden: ›Unser Verständnis eines OPEX-Ausgleichs ist weiterhin, dass ein vollständiger Ausgleich der mit den Parameteraufwüchsen einhergehenden Betriebskosten gemäß SFA bis zum Jahr 2033 erfolgt. Die Wirkung der OPEX-Anpassung im Sinne einer zeitnahen Anerken-nung von steigenden Kosten aus einer dynamisch wachsenden Versorgungsaufgabe ist je-doch nur dann sichergestellt, wenn die tatsächlichen Parameteränderungen eines jeden Jahres der Regulierungsperiode für die Ermittlung der Erlösobergrenze des gleichen Jah-res angewendet werden. Hierfür sind die Parameterveränderungen auf Basis von Planwerten zu berücksichtigen. Diese Auslegungsfrage geht nicht aus der Formel für die Er-lösobergrenze hervor, muss aus unserer Sicht hier jedoch geregelt sein. Aus diesem Grund ist eine abschließende Bewertung der Einführung des Betriebskosten-Aufschlags zum jetzi-gen Zeitpunkt nicht vollumfassend möglich und wird im Rahmen der Methodenfestlegung erfolgen.
27	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Teil 2	›Auch bleiben die Argumente der Branche zur Einführung eines OPEX-Ausgleichsmechanismus vor der fünften sowie nach der fünften Regulierungsperiode aus unserer Sicht uneingeschränkt gültig. Es ist nicht nachvollziehbar, weswegen die Ein-führung eines solchen Instruments für die 4. RP abgelehnt wird. Der durchschnittliche OPEX-Aufwuchs der letzten Jahre verrät wenig über die tatsächliche Situation vieler Netz-betreiber, da die Spreizung der Kostenaufwüchse innerhalb der Branche erheblich ist. Für einige Netzbetreiber, deren Kostenentwicklung weit über dem Schnitt liegt, kommt damit ein OPEX-Element für die 5. RP zu spät. Eine Durchschnittsbetrachtung für den Nachweis struktureller Kostenaufwüchse ist an dieser Stelle nicht der geeignete Ansatz und sollte reevaluiert werden. Da wir der Phase der Transformation einen beschleunigten Anstieg der Betriebskosten erleben, wäre zudem eine erneute Evaluierung der OPEX-Aufwüchse für die Jahre 2025 – 2028 anzuraten, um belastbare Aussagen darüber treffen zu können, inwiefern strukturelle Kostenunterdeckungen auch in den nächsten Jahren innerhalb der vierten Regulierungsperiode bestehen. Die BNetzA begründet in ihren einleitenden Ausführungen, dass ein vom Budgetprinzip abweichendes Regulierungsmodell zulässig sei, wenn die Netzbetreiber einen hohen Anteil an Kostenpositionen aufweisen, die jährlich aktualisiert werden und deshalb nicht beein-flusst werden können (z.B. im Fall von Übertragungsnetzbetreibern, bei denen 80 % der Kosten in diese Kategorie fallen). Eine Auswertung der Daten der VNB-Strom für das Ge-schäftsjahr 2024, die auf der Internetseite www.netzentgelttransparenz.de veröffentlicht sind, ergibt einen Anteil jährlich anzupassender Kosten (= Kapitalkosten für neue Investiti-onen sowie dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und Regulierungskonto) von durch-schnittlich 60 %. Das macht deutlich, dass auch die Zusammensetzung der EOG der Ver-teilnetzbetreiber in einem Bereich liegt, in dem ein OPEX-Zuschlag als Abkehr vom Budgetprinzip ein zulässiges und überdies geeignetes Mittel wäre, um dem beschleunigten Anstieg der OPEX-Aufwüchse gerecht zu werden. Aus unserer Sicht ist zudem frühzeitig und fortlaufend zu prüfen, ob eine Fortschreibung des OPEX-Instruments für die sechste Regulierungsperiode sinnvoll ist, wenn sich derzeiti-ge Trends der Betriebskostenentwicklung fortsetzen und perspektivisch als systemkompatibles Instrument beizubehalten.
28	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Teil 3	›Zudem können wir weiterhin keine sachgerechten Argumente erkennen, weswegen die Einführung eines Ausgleichs für Betriebskostensteigerungen während der Regulierungspe-riode nicht für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren und für Gasnetzbetreiber gelten soll. Kleine Netzbetreiber sind ebenso von den Energiewende-bedingten Aufwüchsen der Betriebskosten betroffen wie große. Der BDEW hat auch mehrfach darauf hingewiesen, dass die Umnutzung, Stilllegung oder der Rückbau der Gasnetze mit einem Betriebskostenaufwuchs einher gehen kann. Es ist auch unproblematisch möglich, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit einem reduzierten Datensatz den Ausgleich erhalten. Aufgrund der Heterogenität der Versorgungsaufgabe der verschiedenen Netzbetreiber, wie auch in unseren bisherigen Stellungnahmen zum Effizienzvergleich ausgeführt, ist die Identifikation von diskriminationsfreien Erheblichkeitsschwellen mit erheblichem Aufwand verbunden, der eine Einführung von Erheblichkeitsschwellen nicht rechtfertigt. Noch dazu sollten die, selbst von der BNetzA als marginal bezeichneten Änderungen, auch nur marginale Kostenauswirkungen und somit marginale Effekte für den Netznutzer ha-ben. Weiterhin ist der generelle Prüfungsaufwand der Parameterentwicklung als deutlich geringer abzuschätzen als die Identifikation von für jeden Netzbetreiber sachgerechten Erheblichkeitsschwellen. Hier verweisen wir auf unsere Stellungnahme zur Dauer der Regulierungsperiode und die Bewertung des Kriteriums „Administrative Umsetzbarkeit“. Aufgrund des unverhältnismäßig hohen Aufwandes bei der Ausgestaltung und Anwendung von Erheblichkeitsschwellen und dem Risiko, dass der individuelle Umsetzungsstatus der Energiewende einzelner Netzbetreiber dabei nur unzureichend berücksichtigt wird, ist auf die Einführung von Erheblichkeitsschwellen zu verzichten. Die für den Betriebskostenaufschlag vorgesehene Bereinigung der effizienten Kosten gemäß Effizienzvergleich (TOTEX) um volatile Kosten kann aus unserer Sicht nicht ohne weiteres so pauschal erfolgen. Wir erkennen an, dass durch die volatile Kostenregelung gewisse Kosten-anpassungen erfolgen. Am Beispiel der volatilen Kosten für Verlustenergie zeigt sich jedoch, dass hier lediglich Preiseffekte angepasst werden. Eine Zunahme der Verlustenergiemengen und eine damit einhergehende Steigerung der Kosten ist im aktuellen Regulierungsregime über das Element volatile Kosten nicht abgebildet. Daher muss in solchen Fällen entweder eine komplette Kostenanpassung über das Element volatile Kosten oder aber eine teilweise Berücksichtigung im netzbetreiberindividuellen OPEX-Anteil erfolgen. Die Einführung der OPEX-Anpassung in der vorgeschlagenen Form des VKU-Base-Ansatzes wird grundsätzlich begrüßt. Die temporäre Einführung des Instruments missachtet jedoch jeg-liche Vorteile des Instruments gegenüber der Verkürzung der Regulierungsperioden und damit auch der sich von der BNetzA selbst gesteckten Ziele für den NEST-Prozess.
29	3. Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode	Strom und Gas	-		Evaluierung	Es bleibt aus Sicht des BDEW völlig offen, anhand welcher Kriterien, Daten und Maßstäbe die-se Evaluierung erfolgen soll. Weder ist das Evaluationsdesign hinreichend konkret beschrie-ben, noch wurde ein Zeitplan oder eine Beteiligung der Netzbetreiber benannt. Ohne klare methodische Vorgaben besteht die Gefahr, dass die Evaluierung intransparent verläuft oder im Ergebnis politisch motiviert eine Verkürzung der Regulierungsperioden rechtfertigen soll – unabhängig davon, ob die tatsächliche Belastung für die Unternehmen tatsächlich gesunken ist. Die behauptete Entlastung durch die genannten Vereinfachungen sehen wir nicht. Weder die pauschale Umlaufvermögensermittlung noch die Umstellung auf einen einheitlichen WACC führen in der Umsetzung zu nennenswerten Einsparungen im Aufwand. Vielmehr bleibt die Prüfung und Aufbereitung regulatorischer Daten – etwa im Rahmen der Kostenprüfung– weiterhin komplex und aufwendig. Es ist daher aus Sicht des BDEW nicht erkennbar, dass das Ziel einer signifikanten Verschlankung der Prozesse bereits erreicht, werden könnte. Der BDEW fordert daher, dass die Evaluierung transparent, methodisch fundiert und unter aktiver Einbindung der Netzbetreiber erfolgt. Einseitige Bewertungen durch die BNetzA – etwa im Sinne einer abschließenden Eigenfeststellung – können kein tragfähiges Fundament für eine so tiefgreifende Veränderung des Regulierungsmodells darstellen. Vielmehr bedarf es eines klar strukturierten, nachvollziehbaren Verfahrens, das auf empirisch belastbaren Daten basiert und die Heterogenität der Netzbetreiber – insbesondere im Hinblick auf Größe und Versorgungsstruktur – angemessen berücksichtigt. Auch aus rechtlicher Sicht sind an eine Evaluierung hohe Anforderungen zu stellen. Zwar wur-de § 33 ARegV, der früher eine gesetzliche Evaluierungspflicht enthielt, aufgehoben. Das ent-bindet die Regulierungsbehörde jedoch nicht von ihrer Verpflichtung, nach allgemeinen ver-waltungsrechtlichen Grundsätzen (Verhältnismäßigkeit, Transparenz, Gleichbehandlung, Rechtssicherheit) sowie im Lichte der Grundrechte (Art. 12 und 14 GG) eine fundierte und nachvollziehbare Bewertung der Wirksamkeit der Vereinfachungen vorzunehmen. Nur so kann das Vertrauen der Unternehmen in einen stabilen und investitionsfreundlichen Regulierungs-rahmen gewahrt bleiben.
30	4. Regulierungsformel und Anpassungen der Erlösobergrenze	Strom und Gas	-			Die Korrektur, der im Rahmen der RAMEN-Stellungnahme vom 14. März angemerkten fehlerhaften EOG-Formel, hinsichtlich der Korrektur der Doppelanpassung volatiler Kostenanteile mit VPI und Xgen ist zu begrüßen. Die Regulierungsformel sieht nun einen Korrekturterm vor, um Preissteigerungen bei den volatilen Kosten nicht doppelt zu vergüten und eine vermeintliche Konsistenz der Regulierungsformel herzustellen. Für die Netzbetreiber bedeutet dies, dass diese für den Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kosten im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Gleichzeitig können die betroffenen Netzbetreiber die im Effizienzvergleich ermittelte Kostensenkungsvorgaben jedoch nicht über volatile Kostenbestandteile wie die Treibenergie, die erfahrungsgemäß hohen Schwankungen unterliegt, abbauen. Dies stellt einen logischen Bruch dar: Um regulatorische Unschärfen bei der Ermittlung und Anpassung der Erlösobergrenze zu beseitigen, wäre es aus Sicht des BDEW erforderlich, eine konsistente Regelung für die Kostenkomponente Treibenergie und Verlustenergie zu etablieren und die Kosten als KAnEu einzustufen. In allen weiteren Punkten verweist der BDEW grundsätzlich auf die Ausführungen der Stellungnahme vom 14. März des Verbandes zur „Tenorierung RAMEN“, welche weiterhin Bestand haben.

31	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Allgemein	Die BNetzA sieht gemäß Tenorziffer 6.1 vor, sowohl die Anwendung des Verbraucherpreisin-dex (VPI) wie auch die des Xgen zur Kostenanpassung während der Regulierungsperiode bei-zubehalten. Nach dem Wortlaut der Tenorziffer 6.1 sollen die Betriebskosten an die allgemei-ne Inflation, abgebildet durch den VPI unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstands-preisentwicklung und des Produktivitätsfortschrittes in der Netzwirtschaft angepasst werden. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung soll die Differenz aus VPI und Xgen in Zukunft aus-schließlich auf die Betriebskosten und nicht mehr auf die Kapitalkosten angewandt werden. Sich indirekt aus Tenorziffer 4.3 und der dort formulierten Gleichung für die Erlösobergrenze ergebend soll darüber hinaus auch bei volatilen Kostenkategorien die Inflationierung mittels VPI und Xgen entfallen. Für den VPI des Jahres i ist gemäß Tenorziffer 6.1 der Wert des VPI des vorletzten Kalender-jahres vor dem jeweiligen Jahr i anzusetzen. Es erfolgt also keine Anpassung in Bezug auf die Anzahl der Jahre, mit denen die Kosten inflationiert werden. Der sogenannte Zweijahresver-zug, der dazu führt, dass in jedem Jahr i zwar Kosten des Jahres i anfallen, jedoch nur Erlöse des Jahres i-2 gewährt werden, bleibt somit bestehen. Der Xgen soll laut Tenorziffer 6.2 getrennt für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber einerseits und Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits berechnet werden sowie für eine ganze Regulierungsperiode gelten. Die BNetzA kann bei der Ermittlung des Xgen auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern verzichten, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren gewählt haben. Alles Weitere soll in einer Methodenfestlegung ge-regelt werden. Der BDEW hat in seiner Stellungnahme zu dem von der BNetzA im Januar 2025 veröffentlich-ten Sachstandspapier zur Festlegung RAMEN (Tenorierung und Erwägungen) insbesondere die fehlende Korrektur des zweijährigen Zeitverzugs bei der Anwendung von VPI und Xgen auf die Anpassung der Erlösobergrenze, die fehlende Auseinandersetzung der BNetzA mit dem Prog-nosecharakter des Xgen und die fehlende Berücksichtigung von Kostenänderungen aufgrund einer Änderung der Versorgungaufgabe kritisiert. Der BDEW hatte darüber hinaus angeregt, eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in der RAMEN-Tenorierung zu verankern sowie zu prüfen, ob Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung in der Netzwirt-schaft tatsächlich signifikant von der Gesamtwirtschaft abweichen und ob eine alternative Fortschreibung der Kosten basierend ausschließlich auf dem VPI geboten sein könnte. Diese Kritikpunkte wurden von der BNetzA nicht aufgegriffen und bleiben insofern auch nach Veröffentlichung der beabsichtigten RAMEN-Tenorierung weiterhin bestehen.
32	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Keine sachgerechte Begründung für die einseitige Anpassung bei der VPI und Xgen Infla-tionierung der Erlösobergrenze und den Beibehalt des t-2 Verzuges (Teil 1)	Der BDEW hat in seiner Stellungnahme vom 14. März 2025 zur Sachstandsveröffentlichung RAMEN in Bezug auf die Preis- und Produktivitätsanpassung der operativen Kosten (Tenorzif-fer 6 des Sachstandes) den einseitig adressierten Handlungsbedarf seitens der BNetzA kriti-siert. Die „Doppelanpassung bei Kapitalkosten und volatilen Kosten" sollte gemäß dem Sach-stand der BNetzA beseitigt werden, während der sachlich ebenso fehlerhafte Zweijahresver-zug bei der Fortschreibung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode weiterhin bestehen bleibt. Gemäß Tenorziffer 6 des vorliegenden Konsultationsentwurfes soll es auch weiterhin bei die-ser sachlich fehlerhaften einseitigen Korrektur hinsichtlich der produktivitätsbereinigten Infla-tionierung der Betriebskosten in der Erlösobergrenze bleiben. Der Zwei-Jahres-Verzug bei der Anpassung der Betriebskosten führt dazu, dass die tatsächli-chen Kosten und die regulatorisch über VPI und Xgen fortgeschriebenen Erlösobergrenzen strukturell um zwei Jahresscheiben auseinanderfallen. In der Folge entsteht eine systemati-sche Unterdeckung der Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber, da die nominellen Kosten des Netzbetriebs im Regelfall steigen. Bzgl. einer ausführlichen Darstellung verweist der BDEW auf Abschnitt 6 seiner Stellungnahme vom 14. März 2025. Die dort gemachten Ausfüh-rungen (S. 23 bis 25) haben weiterhin Bestand. Die BNetzA begründet das Abstellen auf den Vorvorjahreswert des VPI und den Beibehalt des Zwei-Jahres-Verzuges bei der VPI/Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze in ihrem Konsulta-tionsentwurf mit einer Reihe von Gründen.
33	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Keine sachgerechte Begründung für die einseitige Anpassung bei der VPI und Xgen Infla-tionierung der Erlösobergrenze und den Beibehalt des t-2 Verzuges (Teil 2)	Zusammengefasst argumentiert die Behörde: 1.Das Heranziehen von Ist-Werten entspräche dem Grundansatz im Regulierungssystem und das Budget sollte daher soweit wie möglich ex ante feststehen. Mit dem Heranziehen von Planwerten ginge Planungssicherheit auch für die Netzbetreiber verloren und der Plan-Ist-Abgleich sei erheblich aufwendiger (Rn. 777, 778). 2.Im Rahmen gewöhnlicher Schwankungen des VPI um den Zielwert der EZB von 2% wirke sich das Heranziehen des VPI aus dem vorvorletzten Kalenderjahr nur in geringem Umfang aus und gleiche sich im Nachlaufen über den Zeitverlauf aus (Rn. 780). 3.Das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und ersten Jahr der Regulie-rungsperiode sei Ausfluss des Ansatzes vom Basisjahr als repräsentativem Zustand. Daraus folge, dass sowohl der VPI als auch der Xgen als auch der Abbaupfad für vorliegende Inef-fizienzen erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode starten und bei einer Umstellung auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen müsse (Rn. 781). 4.Aus einem Anstieg des VPI resultiere häufig erst zeitversetzt ein Anstieg der realen Kosten des Netzbetreibers, wenn beispielsweise Tarifparteien erst nachträglich auf die vergange-ne Inflation reagierten. Auch bei einer expliziten Kopplung an die Inflation wie bspw. bei Indexmieten würde sich eine Zeitversatz von mindestens einem Jahr ergeben (Rn. 782). 5.Eine wirtschaftliche Lücke sei entgegen der Stellungnahmen darüber hinaus nicht fest-stellbar, weil die OPEX nach dem Basisjahr typischerweise zunächst sinken und ihr lokales Maximum erst wieder im nächsten Basisjahr erreichen würden (Rn. 783). 6.Eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis würde Fehlanreize im Hinblick auf das Basisjahr verstärken (Rn. 784). Nach Auffassung des BDEW ist keines dieser Argumente geeignet, die ökonomisch sachge-rechte und regulierungskonzeptionell ebenfalls notwendige Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anpassung der Erlösobergrenze um VPI und Xgen in Frage zu stellen. Sofern die einzelnen Argumente nicht geradezu irrelevant sind, offenbaren sie ein sehr grundsätzliches inhaltliches Fehlverständnis hinsichtlich des regulierungsökonomischen Zwecks der VPI/Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Aus diesem Grund gehen wir im Folgenden noch einmal im Detail auf die Begründungen der BNetzA ein.
34	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Planungssicherheit	Mit den Ausführungen zur Notwendigkeit eines ex ante fixierten Budgets und zur Vorteilhaf-tigkeit von Planungssicherheit in den Rn. 777 und 778 (und auch Rn. 780) versucht die BNetzA ganz generell das Abstellen auf den zuletzt verfügbaren Istwert für den VPI zu begründen. Die Frage, ob ausgehend vom Basisjahr die Erlösobergrenze mit drei Jahresscheiben des um den Xgen bereinigten VPI angepasst werden muss, ist aber unabhängig davon zu klären, ob für die Anpassung der Erlösobergrenze auf Ist- oder Planwerte des VPI abzustellen ist. Denn auch bei der sachlich korrekten Anpassung der Erlösobergrenze um drei Jahresscheiben VPI/Xgen könn-te auf VPI-Istwerte zurückgegriffen werden, wenn man in der Abwägung die Aspekte der Pla-nungssicherheit und des nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs für relevant hielte. Man könnte für die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2029 in diesem Fall auf die Verwendung der letzten drei vorliegenden Ist-Werte des VPI zurückgreifen, also auf die VPI-Werte der Jahre 2025-2027. Über die rollierende Fortschreibung könnte dann sogar auf einen Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto gänzlich verzichtet werden. Unabhängig davon ist der BDEW nicht der Auffassung, dass die Aspekte der Planungssicherheit und des zusätzlichen Aufwandes eines nachträglichen Plan-Ist-Abgleichs in der Abwägung von entscheidender Relevanz sind. Zwar stellt Planungssicherheit auch für Netzbetreiber ein wich-tiges Kriterium dar. Dieses Kriterium kann aber letztlich nicht ausschlaggebend dafür sein, den Netzbetreibern sachlich gerechtfertigte Erlöse überhaupt nicht zuzugestehen. Planansätze sind bei der Anpassung der Erlösobergrenzen keine Ausnahmeerscheinung, sondern regelmäßiger Bestandteil der Anpassung der Erlösobergrenze (vorgelagerte Netzkosten, Plan-Ansätze beim Smart Meter Rollout und Kapitalkostenaufschlag) und der Abgleich von Plan-Ist-Werten über das Regulierungskonto ist seit Jahren gelebte und eingeübte Praxis in der Regulierung. Darüber hinaus ist weder die Prognose eines Planwertes für den VPI noch der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto mit einem großen Aufwand verbunden. Für die Prognose des Planwertes könnte beispielsweise auf das langfristige Inflationsziel der EZB von 2% abgestellt werden. Dieser Planwert könnte sogar als numerischer Wert in der Ramen- oder Methodenfestlegung der BNetzA fixiert werden. Alternativ könnte beispielsweise auch auf die letzte verfügbare Prognose der allgemeinen Inflationsrate des laufenden Jahres und des Folgejahres der vierteljährlich erscheinenden Ifo Konjunkturprognose zurückgegriffen werden und auf dieser Basis ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto durchgeführt werden. Der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto, basie-rend auf der Differenz zu den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ist-Werten des VPI stellt dann lediglich eine einfache Dreisatzrechnung auf Basis bekannter und nicht stritti-ger Größen dar.

35	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Ausgleich gewöhnlicher Schwankungen des VPI über die Zeit	Es ist der BNetzA zuzustimmen, dass das Inflationsziel der EZB einen klaren Anker für Inflati-onserwartungen bildet und sich gewöhnliche Schwankungen um diesen Zielwert im Nachlau-fen über den Zeitverlauf ausgleichen. Außergewöhnliche Sprünge des VPI (wie beispielsweise infolge des russischen Überfalls auf die Ukraine), können mit einem Planansatz nicht ohne Zeitversatz über den Plan-Ist-Abgleich erfasst werden. Auch diesbezüglich ist der BNetzA zuzu-stimmen. Aus Sicht des BDEW verfehlt diese Argumentation aber den eigentlichen Kern des Problems. Entscheidend ist, dass die Kosten des Basisjahres über drei statt nur über eine Jahresscheibe hinweg mit VPI und Xgen fortgeschrieben werden. Die Effekte schwankender VPI-Werte kön-nen bei der Anpassung der Erlösobergrenze nicht einen Ausfall von 2 Jahresscheiben VPI/Xgen-Anpassung kompensieren. Welche konkreten VPI-Werte dazu heranzogen werden, ist dabei sekundär, denn wie die BNetzA zu Recht schreibt, würden sich die Effekte schwan-kender VPI-Werte über den grundsätzlich rollierenden Ansatz des VPI ausgleichen. Aufgrund dieser im Zeitverlauf ausgleichenden Wirkung, könnten auch wie im vorhergehenden Ab-schnitt vorgeschlagen die drei zuletzt veröffentlichten Ist-Jahreswerte des VPI für die Anpas-sung der Erlösobergrenze zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode ver-wendet werden. Darüber hinaus enthält die Argumentation der BNetzA zur Abbildung unvorhersehbarer Infla-tionssprünge noch eine weitere Fehleinschätzung. Die hohen VPI-Werte wurden im aktuellen System mit zweijähriger Verzögerung wirksam, es wurde also faktisch für die jeweils betroffe-nen Jahre eine VPI-Änderung von 0% im selben Jahr angesetzt. Hätte man hingegen einen t-0-Ansatz auf Basis von Planwerten verfolgt, wäre möglicherweise ein VPI in Höhe von 2% zu-grunde gelegt worden, was zumindest zu einem teilweisen Ausgleich des Inflationssprunges bereits im jeweils betreffenden Jahr geführt hätte.
36	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Basisjahr als repräsentativer Zustand (Teil 1)	Die BNetzA begründet das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode mit der „Repräsentativität" des Basisjahres. Es läge mit der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres insofern keine Inkonsistenz im Regulierungssystem vor. Der BDEW teilt diese Auffassung nicht. Gerade aufgrund des der Anreizregulierung inhärenten Budgetprinzips wird ein regulatori-sches Instrument zur Abbildung exogener Preissteigerungen für die netzwirtschaftlichen Input-faktoren und ein Ausgleich für Produktivitätsfortschritte in der Netzwirtschaft benötigt. Ein Anreizregulierungssystem, das über mehrere Jahre ausgelegt ist, erfordert ganz grundsätzlich eine Anpassung der Erlösobergrenze um exogene Kostenentwicklungen. Um die Anreizwirkun-gen des Budgetprinzips nicht zu verringern, erfolgt die Erlösanpassung auf Grundlagen exoge-ner Parameter, vorliegend dem VPI und dem Xgen. Die Erlösanpassung ist damit unabhängig von der aktuellen netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung. Zwischen den im Basisjahr festgestellten Kosten des Netzbetriebs und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode liegt un-streitig ein Zeitraum von drei Jahren. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Der VPI in Verbindung mit dem Xgen bildet die jährliche netzwirtschaftliche Inputpreiserhöhung und das jährliche netzwirtschaftliche Produktivitätswachstum ab. Die Basisjahrkosten sind mithin kumuliert um drei Jahresscheiben zu inflationieren, um dem Zweck der VPI/Xgen Anpassung der Erlösobergrenze Rechnung zu tragen. Die Notwendigkeit zur Anpassung der Kostenausgangsniveaus mit dem über drei Jahre kumu-lierten VPI/Xgen-Effekt gilt dabei unabhängig von der Dauer einer Regulierungsperiode. So-lange die in die Erlösobergrenze eingehenden Kosten des Basisjahres die Kosten eines drei Jahre zurückliegenden Jahres widerspiegeln, ist eine dreijährige VPI/Xgen Inflationierung not-wendig, um in sachgerechter und konsistenter Weise auf ein Kostenniveau im Jahr 1 der Regu-lierungsperiode zu kommen, das gestiegene Inputpreise und Produktivitätsentwicklungen ab-bildet. Unterbleibt eine über drei Jahre kumulierte Anpassung der dem VPI/Xgen Mechanis-mus unterliegenden Betriebskosten, bedeutet dies eine systematische, strukturell bedingte Unterdeckung dieser Kosten.
37	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Basisjahr als repräsentativer Zustand (Rn.781) (Teil 2)	Auch der zweijährige Zeitverzug zwischen Kostenprüfung und erlösseitiger Wälzung von nicht dem Effizienzvergleich unterliegenden Kosten rechtfertigt keinen Zweijahresverzug bei der Inflationierung der Erlösobergrenze mittels VPI und Xgen. Systematisch müssten auch alle Kos-ten, die als nicht dem Effizienzvergleich unterliegend eingestuft werden, ohne Zeitverzug (also t-0) in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Für einige dieser Kosten (vorgelagerte Netzkosten, Kosten Smart Meter Rollout), für Kapitalkosten und volatile Kosten ist die t-0 An-passung auch umgesetzt. Von einem regulierungssystematischen t-2 Verzug kann also keine Rede sein. Die BNetzA argumentiert darüber hinaus, dass eine Beseitigung des t-2 Verzugs zwangsläufig mit einer Vorverlegung des Abbaupfads für Ineffizienzen einhergehen müsse. Auch dabei ver-kennt die BNetzA die grundlegend unterschiedlichen Zwecke der beiden Regulierungsinstru-mente. VPI und Xgen sollen sicherstellen, dass Inputpreisänderungen und Produktivitätsfort-schritte zeitnah in den Erlösen widergespiegelt werden. Diese Zielsetzung ist eindeutig, folgt der Wettbewerbsanalogie und steht in keinerlei sachlich begründbarem Zusammenhang mit der Länge des Abbaupfads für Ineffizienzen. Der Abbaupfad für Ineffizienzen hingegen erfüllt eine gänzlich andere Funktion: Er stellt einen Sicherheitsmechanismus für Daten und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich dar und soll die Erreichbarkeit- und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sicherstellen. Wir sehen diese schon in der derzeit angedachten Ausgestaltung über 3 Jahre als nicht mehr als gegeben an. Festzuhalten ist auch, dass Ineffizienzen bis zum Ende der Regulierungsperiode (und sogar schon zu Beginn des letzten Jahres) schon bislang vollständig abgebaut werden. Diese Frage-stellung ist folglich vollkommen unabhängig von der Tatsache, dass es zwischen dem Basisjahr und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode Produktivitätsfortschritte und Inputpreissteige-rungen bei allen regulierten Netzbetreibern gibt.
38	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Zeitversetzter Anstieg der realen Kosten (Rn. 782)	Auch dieses Argument hält der BDEW für nicht überzeugend. Dass Tarifvertragsparteien erst nachträglich auf die vergangene Inflation reagieren würden, stellt zunächst einmal nur eine nicht belegte Behauptung der BNetzA dar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Gewerkschaf-ten Inflationserwartungen in ihre Gehaltsforderungen einpreisen und es deswegen – wenn überhaupt – nur eine schwache zeitverzögerte Reaktion zwischen Lohnsteigerungen und dem VPI gibt. Darüber hinaus ist bei funktionierendem Marktmechanismus in einer Volkswirtschaft davon auszugehen, dass ganz generell zunächst die Inputpreise für Vorleistungsgüter steigen, bevor zeitverzögert die Preise der in den VPI eingehenden Endprodukte angehoben werden. Insofern besteht in diesem Zusammenhang bereits ein Zeitverzug, da der VPI den Anstieg der Inputpreise für Vorleistungsgüter und damit der realen Kosten der Netzbetreiber erst zeitver-zögert widerspiegelt. Der Einwand der BNetzA geht jedoch aus noch grundsätzlicheren Gründen fehl. Selbst wenn es – entgegen der tatsächlichen Verhältnisse – so wäre, dass die Inputpreissteigerungen der Netzbetreiber der Inflation nacheilten, so würde dies symmetrische Abweichungen induzieren: Bei steigender Inflation wären die Inputpreissteigerungen eines Jahres in der Tat geringer als die allgemeine Inflation desselben Jahres (da wir gedanklich ja vom Fall ausgehen, dass die Inputpreissteigerungen der allgemeinen Inflation nachlaufen). Bei fallender Inflation wären die Inputpreissteigerung eines Jahres jedoch entsprechend höher als die allgemeine Inflation desselben Jahres. Der fiktive Umstand eines Nachlaufens kann also keine systematische Ab-weichung zwischen Inflation und netzwirtschaftlichen Inputpreissteigerungen begründen. Dies zeigt einmal mehr, dass die zentrale Anforderung darin besteht, dass die Anzahl der durchge-führten Inflationierungen zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode der Anzahl der Jahre zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode – also drei Jahren – entspricht.
39	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Wirtschaftliche Lücke aufgrund Basisjahreffekte nicht feststellbar (Rn. 783)	Die BNetzA verkennt hier erneut Sinn und Zweck des regulatorischen Instrumentes der VPI/Xgen Anpassung der Erlösobergrenze. Der regulatorische Zweck der Anpassung der Erlös-obergrenze mittels VPI und Xgen besteht darin, exogene Kostenänderungen, die innerhalb der Regulierungsperiode auftreten, also auch zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulie-rungsperiode, auf Basis von Parametern, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden kön-nen, abzubilden. Unzweifelhaft kommt es in den drei Jahren zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode zu Änderungen bei den Inputpreisen der Netzbetreiber und es werden entsprechend auch Produktivitätsfortschritte umgesetzt. Diese Änderungen werden nur durch die über drei Jahre kumulierte Anpassung der Erlösobergrenze korrekt erfasst. Insbesondere ist es nicht Sinn und Zweck der produktivitätsbereinigten Inflationsanpassung der Erlösobergrenze für etwaig vorliegende Basisjahreffekte zu korrigieren. Hierfür stehen andere regulatorische Instrumente insbesondere die Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres (Rn. 5.4) zur Verfügung und werden von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung auch ange-wendet. Gerade im Rahmen der Kostenprüfung werden nur die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten Netzbetreibers anerkannt. In Widerspruch zu der in Rn. 783 vorgebrachte Begründung einer fehlenden wirtschaftlichen Lücke in den Jahren nach dem Basisjahr steht die in Rn. 781 vorgebrachte Argumentation der Repräsentativität des Basisjahres. Im Übrigen würde die Argumentation der BNetzA bedeuten, dass es ganz grundsätzlich eines ausreichenden Basisjahreffektes bedarf, um die fehlende Inflationierung der Erlösobergrenze zu kompensieren. In diesem Zusammenhang ist auch auf die Inkonsistenz zu der Begründung der BNetzA für die Verkürzung der Regulierungsperiode zu verweisen. Die Einführung der dreijährigen Regulierungsperiode bzw. die Verkürzung des Abbaupfades werden beispielswei-se in Rn. 651 bzw. 655 des Konsultationsentwurfes ausdrücklich mit der Verringerung von An-reizen für den Basisjahreffekt begründet.
40	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Fehlanreize im Basisjahr (Rn. 784)	Die BNetzA argumentiert, dass eine vorgezogene Inflationierung auf Plan-Basis bestehende Fehlanreize in Hinblick auf das Basisjahr verstärken würden. Dieses Argument ist unzutref-fend. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt auf Basis exogener Parameter (VPI und Xgen) und ist unabhängig von der netzbetreiberindividuellen Kostenentwicklung im Anwendungszeit-raum. Da die Erlösanpassung über VPI und Xgen vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden kann, wird auch die Intensität der Anreize, die über das Budgetprinzip vermittelt werden, durch die Beseitigung des t-2 Verzugs nicht geschmälert oder vermindert. Sofern ein Netzbe-treiber aus der Hebung von Kosteneffizienzpotentialen zusätzliche Renditen erwirtschaften kann, sind die Anreize hierfür unbeeinflusst davon, ob die Inflationierung der Erlöse t-2 oder t-0 erfolgt. Und sofern ein Netzbetreiber trotz der Prüfung auf Besonderheiten des Basisjahres durch die BNetzA Möglichkeiten hat, Kosten möglichst im Basisjahr anfallen zu lassen, werden diese Möglichkeiten und die Anreize hierfür durch die t-0 Inflationierung der Erlösobergrenze nicht verändert.

41	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Outputentwicklung muss auch außerhalb der fünften Regulierungsperiode abgebildet werden	Gemäß Tenorziffer 3.2 ist ausschließlich für den Sektor Strom und die fünfte Regulierungspe-riode eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf operative Kosten vorgese-hen. Damit besteht für den Sektor Gas ab der fünften und den Sektor Strom ab der sechsten Regulierungsperiode hinsichtlich der Möglichkeit, dynamische und durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe bedingte Kostenentwicklungen bei den Betriebskosten in der Erlösober-grenze abzubilden, eine strukturelle Lücke im Regulierungssystem. Diese strukturelle Lücke betrifft Betriebskostensteigerungen aufgrund der Steigerung von Outputmengen (in Abgrenzung zu Änderungen der Inputpreise oder der Produktivität) inner-halb der Regulierungsperiode. Die auf Outputänderungen zurückgehende Betriebskostenkom-ponente kann ab der sechsten Regulierungsperiode innerhalb des Xgen abgebildet werden (vgl. bspw. den Vorschlag „OPEX-Xgen“ von Netze BW) oder durch andere regulatorische In-strumente, wie beispielsweise auf Basis der Veränderung von Vergleichsparametern gemäß Tenorziffer 3.2 des Konsultationsentwurfs erfolgen. Letztlich ist dies eine Frage der konkreten Ausgestaltung des Regulierungssystems. Es ist jedoch weder mit regulierungsökonomischen Prinzipien noch mit § 21 Abs. 2 EnWG ver-einbar, dass outputbasierte Betriebskostensteigerungen im Regulierungssystem überhaupt nicht abgebildet werden. Da die BNetzA im Rahmen der Erwägungen zum Xgen des Beschlussentwurfs RAMEN auf ent-sprechende Ausführungen des BDEW in seiner Stellungnahme vom 14. März 2025 nicht im Kern eingegangen ist, wiederholt der BDEW seine Einschätzung an dieser Stelle. Für eine de-tailliertere Ausführung verweisen wir auf die Stellungnahme Tenor und Erwägungen zur Fest-legung RAMEN des BDEW vom 14. März 2025, S. 26f.
42	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Inkorrekte Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen (Teil 1)	Der BDEW hatte in seiner Stellungnahme zu „Tenor und Erwägungen zur Festlegung RAMEN“ vom 14. März 2025 dargelegt, dass eine klare regulatorische Zweck- und Zielbestimmung des Xgen in die Tenorierung der Rahmenfestlegung aufgenommen werden sollte. Der BDEW bleibt bei der Auffassung, dass der regulatorische Zweck der Fortschreibung der Erlösobergrenze mit VPI und Xgen darin besteht, das Budgetprinzip anwenden zu können: Es werden Anreize für eine kosteneffiziente Betriebsführung gesetzt und gleichzeitig sicherge-stellt, dass exogene Kostenänderungen während der Regulierungsperiode die Erreichbarkeit der gewährten Erlösobergrenze nicht gefährden. Da vorliegend nur noch die Betriebskosten im Budgetprinzip verbleiben besteht der Zweck der Erlösobergrenzenanpassung mittels VPI und Xgen also in der Abbildung exogener Betriebskostenänderungen. Eine Einschränkung auf inputpreis- und produktivitätsinduzierte Betriebskostenänderungen kann selbstverständlich unter der Fiktion der gleichbleibenden Versorgungsaufgabe (keine Outputmengenänderung) vorgenommen werden. Dies bedingt, dass die Outputmengenänderung mit einem separaten regulatorischen Instrument (bspw. „BASE“ in der fünften Regulierungsperiode der Stromnetze) abgebildet wird. Dieses Ziel sollte entsprechend in der Rahmenfestlegung aufgenommen werden. Dies betrifft – anders als die BNetzA schreibt (Rn. 803) – nicht Abwägungsentscheidungen; die in der Me-thodenfestlegung zu treffen wären, sondern das grundlegende Ziel des Instruments selbst. Es erscheint offenkundig, dass die Ziel- und Zweckbestimmung eines regulatorischen Instruments (sofern nicht evident) in der Rahmenfestlegung vorgenommen wird, während in einer Metho-denfestlegung die Methodenausgestaltung zur Erreichung des Ziels festgelegt wird. Schließlich ist eine Methode eine planmäßige Vorgehensweise zur Erreichung eines vorgegebenen Ziels. Selbstverständlich können bei der methodischen Umsetzung weitere Erwägungen relevant sein. So führt die BNetzA an, eine ineffiziente Substitution zwischen Kapital- und Betriebskos-ten sei zu vermeiden. Solche Nebenziele können ebenso festgehalten werden. Das Hauptziel der Anpassung ergibt sich jedoch notwendigerweise aus dem allgemeinen Ziel der Kostenori-entierung, da das Instrument überhaupt nur existiert, um eine Anpassung der Erlösobergrenze an exogene Betriebskostenänderungen während der Regulierungsperiode zu vollziehen. Mögliche in § 21a Abs. 3 EnWG genannte Besonderheiten der Netzwirtschaft sind zu korrigie-ren. Diese Besonderheiten sind in einem ersten Schritt zu benennen und nachzuweisen, dass ein stabiler und statistisch signifikanter Unterschied zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft auch für die Zukunft, unter Berücksichtigung einer sich wahrscheinlich wandelnden Versor-gungsaufgabe, zu erwarten ist.
43	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Inkorrekte Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen (Teil 2)	Sofern die Anpassung über den VPI – Xgen Mechanismus vollzogen wird, folgt daraus, dass der Xgen eine Prognose der Differenz aus der allgemeinen Inflation (VPI-Änderung) während der Regulierungsperiode und der exogenen Betriebskostenänderung der Netzbranche während der Regulierungsperiode ist. Eine ganz grundsätzliche Frage stellt sich in Bezug auf die von der Behörde gesetzte Vorge-hensweise zunächst den VPI zur Anpassung der Erlösobergrenze zu verwenden und diesen dann in einem zweiten Schritt um die Differenz zwischen historischer VPI-Änderung histori-scher netzwirtschaftlicher Preis- und Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Die Anpassung der Erlösobergrenze könnte auch direkt aus den relevanten netzwirtschaftlichen Bestandteilen ermittelt und ohne Einbezug des VPI angewandt werden. Den Nutzen einer „Zwischenschal-tung“ des VPI – oder irgendeines anderen Preisindex – erläutert die BNetzA an keiner Stelle. Ohne die Darstellung des Nutzens des „Zwischenschaltens“ eines Preisindex ist jedoch weder ersichtlich weshalb dies getan wird, noch ist ersichtlich, dass der VPI die richtige Wahl des Preisindex darstellt. Es gibt a priori keinen Grund den VPI oder eine gesamtwirtschaftliche Größe generell zu wählen: Dies erkennt man daran, dass – wie die BNetzA ausführt – in Öster-reich ein Netzbetreiberindex herangezogen wird. Dass der österreichische Ansatz nicht als Leitbild dienen könne, da in der Folge der Xgen dort anders berechnet würde als in Deutsch-land ist dabei selbstverständlich keine Begründung für den VPI, sondern ein Zirkelschluss (Rn. 801). Eine inhaltliche Begründung für den VPI erfolgt seitens der BNetzA nicht. Es wird letztlich nur der Vorteil der Kontinuität und der zeitnahen Verfügbarkeit genannt. Da die Verwendung des VPI im Entwurf zur Methodenfestlegung Xgen (fälschlicherweise) als Grund angeführt wird (Rn. 294 und 312), den OPEX-Xgen (BNetzA-Modell) nicht anzuwenden, ist eine inhaltliche Begründung des VPI jedoch zwingend.
44	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Inkorrekte Darstellung des regulatorischen Zwecks von VPI und Xgen (Teil 3)	Zu guter Letzt möchte der BDEW nochmals darauf hinweisen, dass die Gleichsetzung von all-gemeiner Inflation (also VPI-Änderung) und der Differenz aus gesamtwirtschaftlicher Input-preis- und Produktivitätsänderung auch unter der Annahme des perfekten Wettbewerbs nur in der ökonomisch langen Frist Gültigkeit besitzt. In den für die Regulierung relevanten kurzen Zeiträumen wird der VPI jedoch wesentlich von makroökonomischen Faktoren wie der Zinspo-litik beeinflusst. So werden in der wirtschaftspolitischen Realität Zinserhöhungen gezielt ein-gesetzt, um VPI-Anstiege zu dämpfen. Zinsanstiege gehen also kurz- bis mittelfristig mit sin-kenden Inflationsraten und einem sinkenden Wert des VPI einher. In der Analogie des perfek-ten Wettbewerbs bedeuten Zinsanstiege dagegen steigende Inputpreise des Kapitals und wür-den somit einen VPI-Anstieg nach sich ziehen. Die dem Xgen unter Verwendung der Residualmethode zugrundeliegende Annahme eines konstanten Abstandes zwischen der Entwicklung des VPI und der Entwicklung der netzwirt-schaftlichen Bestandteile des Xgen wird in der kurzen bis mittleren Frist von makroökonomi-schen Effekten überlagert. Wenn der Xgen unter Einbezug der nominellen Kapitalkosten be-rechnet wird, wird diese Annahme systematisch falsch: Wenn bspw. die Europäische Zentral-bank die Leizinsen zur Inflationsbekämpfung erhöht, steigen in der wirtschaftlichen Realität die Kapitalkosten der Netzbetreiber und der VPI sinkt. Der tatsächliche Abstand zwischen dem VPI und der netzwirtschaftlicher Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung wird im Anwen-dungszeitraum des Xgen (der Regulierungsperiode) dadurch geringer. Die Prognose des Xgen sollte sich entsprechend auf die Differenz der VPI-Änderung und der Änderung der netzwirtschaftlichen Bestandteile in der Regulierungsperiode und nicht auf die Differenz der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile beziehen. Dies ist bei der regula-torischen Zieldefinition des Xgen zu berücksichtigen. Für Details hierzu verweisen wir auf die Stellungnahme vom 14. März 2025, S. 28f. Abschließend sei angemerkt, dass die von der BNetzA angeführte „abschließend gerichtliche“ Bestätigung der Residualmethode sich auf einen anderen Sachverhalt bezogen hat und in der Zeit vor der Novellierung des § 73 des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte.

45	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Prognoseeigenschaft des Xgen	Der BDEW hatte in seiner Stellungnahme zu „Tenor und Erwägungen zur Festlegung RAMEN“ vom 14. März 2025 eine Aufnahme von Kriterien und Maßstäben für die Erstellung einer sachgerechten Prognose des Xgen in die RAMEN-Tenorierung angeregt (S. 29ff). Zu diesen nach Anregung des BDEW in die Festlegung RAMEN aufzunehmenden Kriterien für eine sach-gerechte Prognose des Xgen zählen die Verwendung einer möglichst verzerrungsfreien und streuungsarmen Prognosemethode, die Sicherstellung der Repräsentativität der verwendeten Eingangsgrößen und des Betrachtungszeitraums sowie die Verwendung des Prognosefehlers zur Beurteilung von Verzerrungen der verwendeten Prognosemethode. Nach Auffassung der BNetzA (Rn. 793) ist es nicht erforderlich, bereits in der Festlegung RA-MEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen im Hinblick auf die Prognosequali-tät zu benennen. Es sei bereits Prüfungsmaßstab, dass die verwendeten Methoden wissen-schaftlichen Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die Festlegung RAMEN erscheine vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr sei die Ausge-staltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Allerdings enthält auch der Konsultationsentwurf für die Methodenfestlegung des Xgen keine Kriterien oder Maßstäbe für eine Prognoseerstellung und die Beurteilung der Prognosegüte. Vor dem Hintergrund, dass - entgegen der Auffassung der BNetzA in Rn. 794 - die Verwen-dung von Prognosefehlern zur Beurteilung der Prognosegüte ein zentraler Bestandteil jegli-cher Prognoseerstellung ist, erscheint die Aufnahme entsprechender wissenschaftlicher Maß-stäbe für die Beurteilung der Prognosequalität unentbehrlich. Der BDEW wiederholt an dieser Stelle deshalb ausdrücklich seine Forderung nach der Auf-nahme entsprechender Kriterien und Maßstäbe in die Festlegung RAMEN oder die Methoden-festlegung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor. In der Rn. 793/794/798 äußert die BNetzA, dass dem Prognosefehler in der 3. Regulierungs-periode zu Lasten der Netzbetreiber ein Prognosefehler in der 2. Regulierungsperiode zu Gunsten der Netzbetreiber gegenüberstehe, dass sich über die Zeit ausgleiche und damit kein systematisches Problem bestehe. Eine Berechnung und damit Nachweis der Unterschätzung des Xgen für die 2. Regulierungsperiode hat die BNetzA nicht vorgelegt. Die Verbände (BDEW, VKU, Geode) haben für alle Perioden der Anreizregulierung eine ex-post-Analyse erstellt und diese Analysen zeigen für alle Xgen-Werte der vergangenen Regulierungsperioden eine Über-schätzung auf (vgl. Tabelle Stellungnahme des BDEW zur Tenorierung RAMEN vom 14. März 2025, Seite 30). Daher ist die Aussage der BNetzA nicht nachvollziehbar und nicht belegt. Für eine detailliertere Ausführung verweisen wir auf die Stellungnahme des BDEW vom 14. März 2025, S. 29ff.
46	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Inkonsistenzen mit beabsichtigter Gutachtenausschreibung	Der BDEW hat in seiner Stellungnahme zu „Tenor und Erwägungen zur Festlegung RAMEN“ vom 14. März 2025 S. 31f. die Inkonsistenzen zwischen der Gutachtenausschreibung der BNetzA und dem Sachstandsentwurf der Rahmenfestlegung und insbesondere die Vorweg-nahme erst gutachterlich zu prüfender Fragestellungen in der Rahmenfestlegung kritisiert. Unter anderem war bereits der Zwei-Jahres-Verzug bei der EOG-Anpassung im ersten Jahr der Regulierungsperiode gemäß Tenorziffer 6.1 im Sachstand zur Festlegung Rahmen verankert, obwohl laut Leistungsbeschreibung zum Gutachten der BNetzA „die Rolle des t-2 Verzugs bei der Anwendung des Xgens in der Erlösobergrenze“ erst diskutiert und bewertet werden sollte. Diese Fragestellung wird im jetzt veröffentlichten WIK-Gutachten vom 24. Juni 2025 jedoch entgegen dem Gutachtenauftrag nicht thematisiert. Die Frage, inwiefern der zweijährige Zeitverzug bei der Anpassung der Erlösobergrenze zwi-schen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode gerechtfertigt ist, bleibt also seitens der BNetzA gutachterlich ungeprüft und unbeantwortet. Allerdings hat der Gutachter der BNetzA im Dezember 2024 ein Diskussionspapier veröffent-licht, in dem er feststellt, dass der t-2 Verzug bei der VPI-Xgen-Anpassung der Erlösobergrenze zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten bei nominal steigenden Kostenverläufen führt und diese Wirkung reziprok zu der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten sei. Das WIK stellt in diesem Diskussionspapier auch fest, das dem Zeitverzug durch eine entsprechende Anpassung der Kosten des Basisjahres auf das Startjahr der Regulierungsperiode begegnet werden könnte.
47	6.2 genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Strom und Gas	-		Verwendung mehrerer Ermittlungsmethoden	Der Xgen hat erhebliche Auswirkungen auf die wirtschaftliche Lage und damit die Handlungs-fähigkeit der Netzbetreiber. Dies stellt hohe Anforderungen an die Ermittlung und Ableitung des Xgen. Im Verfahren zur Methodenfestlegung Xgen tendiert die BNetzA aktuell dazu, den Xgen zukünftig ausschließlich mit der Malmquist-Methode ermitteln und auf den Törnqvist-Index aufgrund des mit diesem verbundenen Aufwand verzichten zu wollen. Eine Methoden-pluralität ist für die Plausibilisierung und Absicherung der Ergebnisse jedoch weiterhin not-wendig und entspricht guter wissenschaftliche Praxis bei empirischen Analysen. Zudem argu-mentiert die BNetzA in Rn. 775, dass die quantitative Relevanz des Xgen für die Erlösober-grenze und Netzentgelte den regulatorischen und gerichtlichen Aufwand rechtfertigt. Dieser Argumentation folgend ist es fraglich, warum die BNetzA dann auf mehrere Ermittlungsver-fahren, welche der Absicherung der Ergebnisse nur dienlich sein können, verzichten möchte. Weitergehend wird an dieser Stelle auf die Stellungnahme des BDEW zum Festlegungsentwurf der Methodenfestlegung Xgen verwiesen.
48	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Strom und Gas	-		Teil 1	Der BDEW unterstreicht die hohe Bedeutung der Beibehaltung der Eingruppierung der (weite-ren) Personalzusatzkosten als „dnbK“ bzw. „KAnEu“. In diesem Zusammenhang verweist die BNetzA in Rn. 845 BNetzA darauf, dass die fehlende Anerkennung als KAnEu nicht bedeute, „dass die übrigen Kostenanteile der Personalzusatzkosten nicht mehr als solche anerkannt werden könnten oder der Netzbetreiber gehemmt wäre, entsprechend tätig zu werden und z.B. Betriebskindergärten zu betreiben. (…) Mit der Verneinung des Status als KAnEu entfällt lediglich die Möglichkeit, die Kosten ohne einen Effizienzdruck an die Netznutzer „durchzu-reichen“. Gegensätzlich zu diesen Ausführungen der BNetzA sehen wir als BDEW allerdings klar, dass einzelne Unternehmen im Effizienzwettbewerb sehr wohl beim Thema „Zusatzleistungen“ untereinander konkurrieren werden müssen, was am Ende zu (signifikanten) negative Einbu-ßen bei der Personalquantität und -qualität kommen könnte. Vor dem Hintergrund seit Lan-gem bekannter asymmetrischer Informationen am Arbeitsmarkt (wie beispielsweise „Motiva-tion“) oder aufgrund von verstärkter Arbeitsverdichtung mit gestiegen Krankenständen kann es zu negativen Effekten bei der Arbeitsqualität kommen, was in Konsequenz gravierende ne-gative Auswirkungen auf die Versorgung im Netz haben könnte (trotz entsprechender proakti-ver Gegenmaßnahmen). Konkret führt die BNetzA in Rn. 849 aus, dass „anders als die Versorgungsleistungen, die Lohn-zusatzleistungen für eigenes Personal grundsätzlich gleichartig bei allen Netzbetreibern an[fallen] und (..) eine geringe Volatilität auf[weisen]“. Diesbezüglich verweisen wir auf unse-re Ausführungen in unserer Stellungnahme zur Tenorierung RAMEN vom 14. März 2025, dass wichtige Personalspezifika zwischen Netzbetreibern deutlich variieren können, abhängig bei-spielsweise von den jeweiligen Aus- und Fortbildungsprogrammen, der regionalen Fachkräfte-knappheit, unternehmens-individuellen Bedarfen etc. Verstärkt wird dies durch den Faktor der Exogenität, beispielsweise durch die exogen bestimmte Größe des Betriebsrates. Die BNetzA argumentiert in Rn. 851, dass „die kollektiv-arbeitsvertraglich verankerten Lohn-zusatzleistungen (…) vom Netzbetreiber grundsätzlich beeinflusst und angepasst werden [kön-nen]“. Wir bekräftigen als BDEW im Gegenzug zu dieser Auffassung, dass es einzelnen Unter-nehmen im harten Personalwettbewerb nicht möglich ist, einseitig Zusatzleistungen zu redu-zieren, ohne bei sich (signifikante) negative Einbußen bei der Personalquantität und -qualität zu riskieren (siehe Ausführungen weiter oben). Zudem unterstreichen wir, dass exogene An-forderungen zur Umsetzung der Energiewende und regelmäßig neue regulatorische sowie gesetzliche Vorgaben beispielsweise auch steigende und sich verändernde Ausbildungs- und Weiterbildungskosten bedingen.
49	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Strom und Gas	-		Teil 2	Tenorziffern 5.2 und 5.3 der Festlegung referenzieren auf die Einführung einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate). In ihren diesbezüglichen Erwägungen führt die BNetzA in Abschnitt 9.2, Rn. 741, aus, dass in einem ersten Schritt für die Ermittlung der pauschalen Fremdkapitalverzinsung im Rahmen des WACC auch Pensionsrückstellungen be-rücksichtigt würden. Allerdings sei in einem zweiten Schritt die im Rahmen des WACC ermit-telte, pauschale Fremdkapitalverzinsung im Hinblick auf die im Basisjahr bestehenden Pensi-onsrückstellungen zu korrigieren, da die darauf entfallenden Zinskosten über die Regelung der KAnEu jährlich angepasst würden. In der Gewinn- und Verlustrechnung im Finanzergebnis aus-zuweisende Zinsanteile der Zuführungen im Zusammenhang mit der Altersversorgung seien mit Verweis auf Abschnitt 11.6.2.5, (Rn. 859 ff.) ihrer Erwägungen für die Berechnung der Pauschalen innerhalb des WACC-Ansatzes nicht relevant. Die Berücksichtigung des Erfüllungs-anteils der Zuführungen bei KAnEu (bspw. bei Pensionen als Personalkosten) als OPEX und die Anpassung als KAnEu bliebe mangels Bezugs zu Fremdkapitalkosten hiervon gänzlich unberührt. Diesbezüglich verweisen wir auf unsere Ausführungen in unserer Stellungnahme zur Fest-legung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF) vom 14. März 2025. Unverändert vertritt der BDEW das Verständnis, dass ein netzbetreibereinheitli-cher WACC die Fremdkapitalzinsaufwendungen systemimmanent vollständig abdeckt und das Zinsergebnis laut GuV unberücksichtigt zu bleiben hat. Dies wäre das Ergebnis eines transpa-renten und unbürokratischen Wechsels auf einen pauschalen WACC-Ansatz und ist so auch international übliche Regulierungspraxis. Ein solcher WACC deckt auch Fremdkapitalzinsauf-wendungen und Fremdkapitalzinserträge für zinstragende Rückstellungen pauschal ab. Unverändert teilen wir auch die Auffassung, dass der Verzinsung von Pensionsrückstellungen grundsätzlich eine gesonderte Bedeutung beizumessen ist. Ein pauschaler WACC hätte sowohl den Zinsaufwand aus der Diskontierung der Erfüllungsverpflichtungen als auch die Zinseffekte aus den Bewertungsunterschieden (Zinssatzänderungseffekt) abzudecken. Sofern dies nicht gelingt, entstünden den Netzbetreibern erhebliche Chancen und Risiken.

50	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Strom und Gas	-		Teil 3	Der BDEW bekräftigt daher seinen Vorschlag, Netzbetreibern im Zuge der Umstellung auf ein WACC-Modell einmalig die Entscheidungsmöglichkeit zu geben, wie sie mit in der handelsrechtlichen Bilanz passivierten, nicht ausfinanzierten Pensionsrückstellungen umgehen wollen. Eine Verpflichtung sämtlicher Netzbetreiber zu dem von der BNetzA skizzierten Vorgehen lehnt der BDEW ab. Letztlich handelt es sich hierbei um eine vom jeweiligen Unternehmen zu tragende Risikoeinschätzung im Hinblick auf die Bewertungseffekte und sollte insofern auch jedem Netzbetreiber individuell überlassen sein. In der Gesamtperiode gleichen sich Chancen und Risiken ohnehin in beiden Varianten aus. Der vom BDEW vorgebrachte Vorschlag stünde zudem in Einklang mit der Idee des Budgetprinzips, wonach Netzbetreiber über einen bestimmten Zeitraum unternehmerisch über die Verwendung ihrer Mittel entscheiden können und sollen. Anstatt Komplexität sowie etwaige Folgefragen und Folgeprobleme auf sämtliche Netzbetreiber zu übertragen, würde der BDEW-Vorschlag nur auf diejenigen Gesellschaften abzielen, die sich bewusst für eine Berücksichtigung der individuellen Pensionszinsen entscheiden. Hier darf bei Positiverklärung vorhandenes Fachverständnis vorausgesetzt werden. Zudem würde durch die grundsätzliche Abbildung der reinen WACC-Lehre das für den NEST-Prozess proklamierte Ziel einer Vereinfachung der Anreizregulierung und eine internationale Vergleichbarkeit der WACC-Zinssätze gewahrt, bei gleichzeitig angemessenem Prüfungsaufwand für diejenigen Unternehmen, die sich für die individualisierte Abbildung von Pensionszinsen entscheiden. Die BNetzA betont an vielen Stellen der nunmehr vorliegenden Festlegungsentwürfe die Notwendigkeit des Budgetprinzips und die damit verbundenen Vorteile mit Blick auf Transparenz und Bürokratie. Nachfolgend seien exemplarisch entsprechende Fundstellen aufgeführt.
51	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Strom und Gas	-		Teil 4	Auszüge aus RAMEN-Festlegung im Hinblick auf Budgetprinzip & Vereinfachung (nicht abschließend) ›Kapitel 5, Rn. 558 (zu Adressaten) - Der Ansatz der Anreizregulierung basiert unter anderem auf dem Budgetprinzip, bei dem die Netzbetreiber, über einen bestimmten Zeitraum unternehmerisch über die Verwendung der Mittel entscheiden können und sollen. ›Kapitel 6.1.2, Rn.570 (zu Kostenorientierung) Zudem werden im Rahmen des Budgetprinzips durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen Anreize gesetzt, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren. ›Kapitel 7.1.8, Rn. 648 (zur Verkürzung der Regulierungsperiode) - Einschränkungen des Budgetprinzips durch Einzelinstrumente machen die Regulierung komplexer. Diese führen regelmäßig zu Folgefragen und Folgeproblemen wie Fehlanreizen, denen wiederum mit weiteren Anpassungen zu begegnen ist. Die Tendenz ist dann eine Mikroregulierung, die nicht nur das Budgetprinzip aushöhlt, sondern auch ein hochkomplexes System schafft, welches nur schwer verständlich ist. ›Ebenda, Rn. 657 - Die Beschlusskammer verkennt dabei nicht, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraussetzt, was wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung und den weiteren Verfahren im Rahmen der Anreizregulierung erfordert. ›Ebenda, Rn. 663 - Dabei sind – entgegen mehrerer Stellungnahmen – angesichts der Zahl von über 800 Elektrizitätsverteilernetzbetreibern Pauschalierungen und Standardisierungen gerade geboten, um mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten. ›Kapitel 4.2.2.9 , Rn.189 (zu Sach- und Einzelfallgerechtigkeit sowie Pauschalierungen) - An anderer Stelle führt die BNetzA aus, dass sie weiterhin anstrebe, Verfahrensvereinfachungen im Regulierungssystem umzusetzen und diese im weiteren Verlauf zu evaluieren.
52	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Strom und Gas	-		Teil 5	Gleichzeitig müsse beachtet werden, dass Vereinfachungen und Pauschalierungen keinen Selbstzweck darstellten. Die Netzbetreiber hätten den Anspruch, die Möglichkeit zu haben, mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten, in dem sie individuelle Sachverhalte darlegen könnten und die BNetzA auf diese eingeht. Für den BDEW ist es nicht nachvollziehbar, warum diese Argumentation der BNetzA bei der Regulierung von Zinseffekten im Zusammenhang mit der Altersversorgung weniger gewichtig sein soll als bei anderen Regelungen. Wir bitten die BNetzA, sich in Erinnerung zu rufen, dass die einfache Frage nach dem regulatorischen WACC zukünftig auch einfach und möglichst gleichlautend beantwortet werden sollte. Nur so kann auch ein internationaler Vergleich ohne Nebenrechnungen gelingen. Deshalb sollte grundsätzlich die Einführung eines pauschalen WACC wie international üblich erfolgen. Eine Ausnahme sollte lediglich bei denjenigen Netzbetreibern gemacht werden, wel-che unter Inkaufnahme der damit einhergehenden Prüfroutinen einmalig und dann dauerhaft für eine individuelle Abbildung ihrer Zinseffekte im Zusammenhang mit der Altersversorgung in den KAnEu votieren. Für alle übrigen Netzbetreiberverbleibt es beim international üblichen, pauschalen WACC-Ansatz.
53	7.5 bis 7.7 KAnEu - Positionen und Anpassung	Nur Gas	-		Teil 6 - Rückstellungen für Stilllegungen als Regelbeispiel für KAnEu (RAMEN Gas)	In Bezug auf RAMEN Gas begrüßt der BDEW grundsätzlich die Einschätzung und veränderte Haltung der BNetzA seit der Veröffentlichung der Tenorierungen mit Erwägung, Rückstellun-gen für Stilllegungen zukünftig als Regelbeispiel für KAnEu auszuweisen. Der BDEW begrüßt daher auch weiterhin die Erwägung der BNetzA, Rückstellungen für die Stilllegung von Teilen des Gasnetzes im Rahmen einer weiteren Methodenfestlegung in der Erlösobergrenze abzubilden. Die Netzbetreiber benötigen jedoch Planungs- und Rechtssicher-heit bezüglich der künftigen Finanzierungsbedingungen sowie der Abbildung von Stilllegungs-aufwänden in der Erlösobergrenze und der Frage des Einbezugs in den Effizienzvergleich. Da-her erachten wir eine methodische Einzelfestlegung, die Rückstellungen für Stilllegungen als KAnEu deklariert, keinesfalls als optional und nur als zweitbeste Lösung. Um möglichst zeitnah die für die entsprechenden Rückstellungen notwendige Rechtssicherheit dauerhaft zu gewähr-leisten, wäre vielmehr eine Regelung in der RAMEN-Festlegung direkt wünschenswert. Aus Sicht des BDEW ist die Begründung der BNetzA in Rn. 798 und 799 nicht nachvollziehbar, dass zunächst die kommunale Wärmeplanung und Stilllegungspläne der der Verteilnetzbetrei-ber abgewartet werden sollte, bevor in einer nachgelagerten Festlegung die Einstufung dieser Rückstellungskosten als KAnEu optional erfolgen könne.
54	8. Volatile Kostenanteile	Strom und Gas	-		Verlustenergiekosten (Teil 1)	Die Tenorziffer 8.3 (Elektrizitätsverteilernetzbetreiber) sieht für die Einordnung der Verlus-tenergiekosten als volatile Kostenanteile lediglich eine Kann-Bestimmung vor. Der BDEW würde die Einstufung der Kosten für Verlustenergie als volatile Kostenanteile bereits in der RAMEN-Festlegung begrüßen. Die BNetzA stellt in den Erläuterungen zur Tenorierung selbst richtigerweise fest, dass Verlustenergiekosten volatil sind. Allerdings greift die alleinige Ab-stellung der Volatilität auf die Preiskomponente zu kurz. Wie bereits in der Vergangenheit be- obachtet, hat die Anerkennungspraxis von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie in der Vergangenheit zu Kontroversen zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern ge-führt. Netzbetreiber mussten teils hohe Netzverluste ausweisen. ›Die Entwicklung der Netzverlustmengen ist von unterschiedlichen Anforderungen bzw. Ent-wicklungen, die sich aus der Umsetzung der politischen Ziele der Energiewende ergeben, dominiert. Es besteht daher weiterhin erheblicher Anpassungsbedarf bei der Berücksichti-gung von Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie hinsichtlich der Preis- und Men-genkomponente. Höhere Verlustenergiemengen entstehen aufgrund technischer, geogra-fischer oder demografischer Rahmenbedingungen: ›Die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors aber auch der Pro-zessenergie für industrielle Prozesse wird die über die Verteilernetze zu transportierende Energiemenge deutlich erhöhen. ›Ist beispielsweise die EEG-Erzeugung zum Letztverbrauch sehr hoch, kann dies mit höheren Rückspeisungen einhergehen, die Netzverluste verursachen. Auch induzieren einspeisende Biogas- und KWK-Anlagen durch eine stetig hohe Einspeiseleistung mehr Verluste. Ferner weisen Netze mit niedrigerer Nennspannung höhere Verluste als Netze mit höherer Nenn-spannung auf. Aber auch in geographischer Hinsicht entstehen beispielsweise in ländlichen Gebieten mehr Verluste, da Verbraucher über längere Leitungswege versorgt werden müssen.
55	8. Volatile Kostenanteile	Strom und Gas	-		Verlustenergiekosten (Teil 2)	Diese Aspekte stehen wenig im Einflussbereich des Netzbetreibers. Diese Aspekte müssen bei der Anerkennung von Verlustenergiemengen und damit auch deren Beschaffungskosten im neuen Regulierungsrahmen Berücksichtigung finden, da die Höhe der Verluste und die Höhe der Kosten tatsächlich kaum beeinflussbar sind und eine gesamthafte jährlichen Anpassung (Preis- und Mengenkomponente) erfordern. Der Verweis der Bundesnetzagentur, dass die dargestellte Mengenentwicklung bisher nicht flächendeckend zu beobachten ist, greift aus Sicht des BDEW zu kurz, da die Einführung einer Mengenkomponente zwar alle Netzbetreiber adressiert, aber bei sachgerechter Ausgestaltung nur für die Netzbetreiber eine Wirkung er-zielt, bei denen die Netzverluste auf Grund der weiterhin steigenden Belastung der Netzbetriebsmittel steigen.

56	8. Volatile Kostenanteile	Strom und Gas	-		Kosten der Grünstellung von Energiebeschaffung zur Deckung von Netzverlusten	Ein wesentlicher Aspekt, der im Rahmen der Ausführungen der BNetzA bisher weder berück-sichtigt noch begründet worden ist, sind die Energiebeschaffungskosten zur Deckung von Netz-verlusten im Fall von grüngestellter Energie im Rahmen der volatilen Kosten. Die Notwendigkeit zur Grünstellung dieser Beschaffung ergibt sich aus verschiedenen Verord-nungen und Gesetzen. Hierzu gehört das EU-Klimagesetz (VO (EU) 2021/1119), das Klima-schutzgesetz, die EU-Taxonomieverordnung (VO (EU) 2020/852) sowie der CSRD (Richtlinie (EU) 2022/2464). Aus der Erfüllung der sich hieraus ergebenden Verpflichtungen (Redukti-onsmaßnahme in der Treibhausgasbilanzierung) resultieren zusätzliche Kosten. Der BDEW weist zudem und insbesondere auf die sich verändernde Bankenregulierung hin. Das auf den ersten Blick nachvollziehbare Argument der BNetzA, die Grünstellung erfolge „au-tomatisch", sofern die Netzbetreiber ihre Netze an die gesetzlichen Zielvorgaben anpassten und somit die Energiewende mit umsetzten, kann beim genaueren Hinsehen zum Boomerang der Energiewende werden und eine negative Spirale der Energiewende-Verlangsamung in Gang setzen. Die Leitlinien zum Management der Umwelt-, Sozial- und Governance-Risiken der European Banking Authority gelten für größere Banken bereits ab 11.01.2026 und für kleinere Banken ab 11.01.2027. Im Kern zeichnet sich ab, dass diejenigen Unternehmen im Wettbewerb um Fremdkapital bessere Chancen auf neues Fremdkapital und günstige Fremdkapitalkosten ha-ben werden, welche die in den Leitlinien abgebildeten und von den Banken zu prüfenden Kri-terien besser erfüllen als andere. Konkret heißt es unter Randnummer 46 b): „Anpassung der finanziellen Konditionen (z. B. vertraglich vereinbarter Garantien und Korrekturmaßnahmen), Bedingungen (z. B. Laufzeit) und/oder Preisgestaltung auf Grundlage für das ESG-Risiko rele-vanter Kriterien sowie der Risikostrategie und der für das interne Kapital geltenden Grund-sätze des Instituts;" Eine Netzregulierung, welche die Grünstellung von Netzverlustenergien als volatiles Element nicht ermöglicht, benachteiligt Netzbetreiber im Wettbewerb am Kapitalmarkt. Dies gilt es zu vermeiden. Der BDEW befürwortet eine Ergänzung der Regelung zur Anpassung der Preiskomponente unter Berücksichtigung der Kosten für die Grünstellung der Verlustenergie um eine durchlei-tungsabhängige Mengenkomponente auf der Grundlage netzbetreiberindividuell anerkannter Verlustquoten.
57	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-		Redispatch	Hinsichtlich der Berücksichtigung von Redispatch im Effizienzvergleich wurden die Argumente zwischen BNetzA, BMWK und der Branche bereits seit längerem umfangreich ausgetauscht. Im Ergebnis hat der Verordnungsgeber in der ARegV-Novelle 2021 eine Übergangsregelung gefunden, wonach Redispatch-Kosten frühestens ab der 5. Regulierungsperiode unter ange-messener Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von EE-Anlagen und dem notwendigen Netzausbau in den Effizienzvergleich Eingang finden können. Insofern trifft die Feststellung der BNetzA (Rn. 912 / 932), dass sich Netzbetreiber seit 2021 darauf einrichten konnten, dass Redispatchkosten im Rahmen des Effizienzvergleiches berücksichtigt werden, nur in Teilen zu. Vielmehr konnten sich betroffene Netzbetreiber nur darauf einrich-ten, dass sich die BNetzA im Vorfeld mit der Beeinflussbarkeit der entsprechenden Kosten um-fangreich auseinandersetzt und entsprechende Kostenanteile festlegt. Insofern war das aktuell geplante Vorgehen der Bundesnetzagentur nicht absehbar. Der lapidare Verweis auf ihr Recht von Verordnungen abweichen zu können (Rn. 933) („Im Übrigen ist es Ausdruck der Unabhän-gigkeit, von den Regelungen des Verordnungsgebers auch abweichen zu können") reicht für die betroffenen Netzbetreiber als Begründung für das Vorgehen nicht aus. Ebenso geht die Auffassung der Beschlusskammer, dass die Ausführungen der BR-Drs. 405/21 (Rn. 912) eine Nichtberücksichtigung von Aufwendungen für Redispatch nur zulässt, wenn alle Aufwendungen durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussen sind, fehl. In diesem Falle würde die entsprechende Vorgabe ins Leere laufen, da durchaus einzelne Sachverhalte durch Netzbe-treiber beeinflussbar sind. Vielmehr ist im Kontext der Verordnung und der BR-Drs. 405/21 beabsichtigt, Kostenanteile zu ermitteln, die daraus resultieren, dass diese durch den Netzbe-treiber nicht zu beeinflussen sind. Das entsprechende Sachverhalte hier eindeutig exogener Natur sind, bestätigt die Beschlusskammer in ihren Ausführungen selbst. Aufgrund der Komplexität und der vielfältigen Abwägungsfrage hat sich der BDEW bereits frühzeitig im Rahmen des Konsultationsprozesses dafür ausgesprochenen, dass seitens der BNetzA geprüft und mit der Branche diskutieren werden sollte, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden dürfen. Im Zuge dessen sollte auch geprüft werden, inwieweit der Einbezug oder Nichteinbezug von Redispatchkosten zu Verzer-rungen im Benchmark führt. Die hierzu notwendige Diskussion und der intensive Aus-tausch haben jedoch nicht stattgefunden. So greift der überwiegende Teil der von der Be-schlusskammer aufgeführten Argumente zur Beeinflussbarkeit und Optimierung der Aufwen-dungen für den Redispatch sowie der Hinweis auf Netzbetreiber, die ihre Netze entsprechend vorausschauend ausgebaut haben und damit keine Engpässe aufweisen deutlich zu kurz. Auf die, in den einzelnen Punkten dargestellten insbesondere die Exogenität zurückweisenden Aus-führungen soll im Folgenden eingegangen werden.
58	8.2 Redispatch-Kosten (Strom)	Nur Strom	-		Redispatch (Teil 2)	Insbesondere sieht die Beschlusskammer die fehlende wesentliche Exogenität auf Grund von verschiedenen Maßnahmen die Anschluss- und damit Engpasssituationen begegnen können als bestätigt. Hierzu gehörten vor allem: ›flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8 EEG ›Kooperationen ›angemessener Netzausbau ›Engpassmanagementkosten auf Dritteinflüssen – Effizienzanreize zur Abstimmung mit die-sen Dritten.
59	8. Volatile Kostenanteile	Strom und Gas	-		Flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8a EEG & Kooperationen	Flexible Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8a EEG: Die Feststellung der Beschlusskammer, dass flexible Anschlussvereinbarungen den Aufwand für Redispatch reduzieren können ist korrekt, allerdings kann dieses Hilfsmittel erst seit Feb-ruar 2025 genutzt werden und ist damit grundsätzlich nur Netzengpässe durch neu zugehende Anlagen relevant. Für bereits am Netz befindliche Anlagen, die ebenfalls zu Engpässen beitra-gen, hilft dieses Mittel nicht. Kooperationen: Auch Kooperationen können in einzelnen Situationen zur Reduzierung von Redispatch beitra-gen. Neben der Abstimmung von Netzausbaumaßnahmen können sich hier ebenfalls durch die Abstimmung von Anschlusspunkten Optimierungen ergeben. Dieses Mittel wird bereits zwi-schen Netzbetreibern genutzt, hat aber in Bezug auf den Bestand der Anlagen keine steuernde Wirkung mehr. Darüber hinaus ist festzustellen, dass insbesondere die Netzbetreiber, bei de-nen die Redispatchmaßnahmen (vorwiegend in der Hochspannungsebene) zu verzeichnen sind, zum einen eine Erneuerbaren-Energien-Kennzahl (EKZ) in der Hochspannungsebene auf-weisen, die deutlich über 2 liegt und zum anderen teilweise Netzverknüpfungen auf der 110-kV-Ebene untereinander aufweisen. Insofern sind die Möglichkeiten der Kooperation in Bezug auf den Anschluss von Erzeugungsanlagen eingeschränkt und eben kein Mittel, welches zur Beeinflussung von Redispatch herangezogen werden kann.
60	8. Volatile Kostenanteile	Nur Strom	-		Angemessener Netzausbau	Wenn die BNetzA in ihrer weiteren Argumentation auch Vergleiche zu Übertragungsnetzbe-treibern zieht, ist dieser Vergleich auch im Zusammenhang mit dem angemessenen Netzaus-bau statthaft. Ein angemessener Netzausbau bedeutet aus Sicht des BDEW, dass ein Netzbe-treiber entsprechend der zum jeweiligen Planungshorizont verfügbaren Informationen seine kurz- / mittel- und langfristige Netzplanung vornimmt. Für die Hochspannungsebene sind kurz-fristige und mittelfristige Planungen auf Grund der sich ergebenden umfangreichen Geneh-migungsverfahren für eine zeitgerechten Netzausbau nicht anwendbar. Das bedeutet, bei Netzausbauzeitansätzen von 7-10 Jahren, dass die Planungen der Hochspannungsnetze für das Jahr 2025/2026 auf Basis der Daten der Jahre 2026-2018 erfolgen mussten. Für die Prognose der Entwicklung der EE-Erzeugung standen zu diesem Zeitpunkt unter anderem Szenarien aus den Verfahren zum NEP zur Verfügung. Werden diese Werte herangezogen, wurde für das Zieljahr 2030 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land zwischen 137,9 GW (2017) und 185,7 GW (2019) sowie für die Jahre 2035 eine installierte EE-Erzeugungsleistung an Land 149,8 GW (2017) und 199,7 GW (2019) entsprechend den jeweiligen Bescheiden der BNetzA im Szenario B erwartet. Laut genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2025 waren 2024 EE-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 177,9 GW an Land an die Verteil- und Übertra-gungsnetze angeschlossen. Dies bedeutet, dass die Entwicklung der an Land installierten EE-Erzeugungsleistung im Jahr 2024 gegenüber den Szenariorahmen des NEP um mindestens 6 Jahre voraus ist. Den Netzbetreibern, die diese Entwicklung durch, auch in der Vergangen-heit getätigte umfangreiche Investitionen ermöglicht haben, nun vorzuhalten, dass der Netz-ausbau nicht angemessen erfolgt, ist im Rückblick sicher möglich, jedoch bestätigen die von BNetzA genehmigten Szenarios genau den bisher erfolgten Netzausbau. Ständige Änderungen politischer Vorgaben, unter anderem die Beschleunigungsmaßnahme der letzten Bundesre-gierung zum EE-Ausbau und die damit einhergehende bewusste politische Entscheidung der Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau jetzt gegen die betroffenen Netzbetreiber zu ver-wenden und damit exogene Einflüsse zu negieren ist nicht nachvollziehbar und sollte nicht Grundlage behördlicher Entscheidungen sein. Netzbetreiber mit EE-getriebener Struktur stan-den in den letzten 10-15 Jahren vor der Herausforderung Lastnetze zu EE-Netzen in einer viel-fachen Dimensionierung umzubauen.

61	8. Volatile Kostenanteile	Nur Strom	-		Engpassmanagementkosten basieren auf Dritteinflüssen – Effizienzanreize zur Abstim-mung mit diesen Dritten.	Netzausbau, insbesondere auch in der von Redispatchmaßnahmen betroffenen Hochspannung sind darüber hinaus zur Sicherstellung der Versorgung nur in enger Abstimmung mit dem vor-gelagerten Übertragungsnetz aber auch den benachbarten 110-kV-Netzbetreibern abzustim-men. Diese Koordination führt für den einzelnen Netzbetreiber zu exogenen, nur bedingt bein-flussbaren zeitlichen Abläufen. Weitere Einflüsse Dritter, bei denen Effizienzvorgaben Anreize setzen sollen, sind die politischen Entscheidungen. Beschleunigungs- aber ggf. auch Entschleu-nigungsmaßnahmen sind hier vom Netzbetreiber nicht oder nur gering zu beeinflussen. Die politisch gewünschte Entkopplung von Netzausbau und EE-Ausbau wurde von Seiten der Netz-betreiber stark kritisiert, hatte jedoch keinen Erfolg. Auch die Ausweisung von Eignungsgebie-ten auf Grund der Flächenkulisse kann von Seiten des Netzbetreibers nicht wesentlich beein-flusst werden. Insofern sind die wesentlichen Dritteinflüsse eben nicht von Netzbetreibern zu beeinflussen Insgesamt ist festzuhalten, dass die Feststellungen zur überwiegenden Beeinflussbarkeit der Redispatchaufwendungen durch die betroffenen Verteilernetzbetreiber kurz- und mittelfristig nicht der Realität entsprechen. Einzig Redispatchmaßnahmen auf Grundlage der Nutzung des Planungsmittels der Spitzenkappung sind vollständig durch den Netzbetreiber zu beeinflussen. Für alle anderen exogenen Faktoren trifft dies sicher nicht annähernd in dem von der BNetzA vorgetragenem Umfang zu.
62	8. Volatile Kostenanteile	Nur Strom	-		Abschließend (Teil 1)	Vor dem Hintergrund der vorstehenden Ausführungen sieht es der BDEW wie schon in der Stellungnahme im Rahmen der ersten Konsultationsphase als zwingend an, die Anforderun-gen, die sich aus den Regelungen der ARegV ergeben im Vorfeld zur Einbeziehung der Redis-patchkosten in den Effizienzvergleich zu erfüllen. Ebenso sieht es der BDEW als zwingend an, zu prüfen inwieweit der Einbezug oder Nichteinbe-zug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führt. „(…) Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienz-vergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Num-mer 2 hervorruft und auf Gründen außerhalb der Einflusssphäre von Verteilernetzbetreibern beruht." (§ 32 Abs. 2 S. 2 ARegV). Diese Voraussetzung macht schließlich auch die Regelung des § 34 Abs. 8 ARegV zur Bedin-gung für eine Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den Effizienzvergleich „erst dann und frühestens ab 2026 (…) wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV getroffen hat". Eine Konsultation und inhaltlich tiefe Befassung mit der Frage der angemessenen Berücksich-tigung war somit vom Verordnungsgeber bereits frühzeitig angelegt worden und daher nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt worden. Aufgrund der vorangehend dargestellten Diskussionspunkte sowie der starken wirt-schaftlichen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber ist bei Veränderung der aktuellen Einord-nung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status Quo eine angemessene Anhörung in Form einer eigenen Konsultation zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Ver-teilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfällt, muss die BNetzA prüfen und mit der Branche diskutieren, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden dürfen. Der Prüfauftrag muss auch umfassen, inwieweit der Einbezug oder Nichteinbezug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führt. Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten, die sich bei den Aufwendungen für Redispatch erge-ben, beabsichtigt die BNetzA, eine Vergleichmäßigung vorzunehmen. Wie diese ausgestaltet werden soll, bleibt einer separaten Festlegung vorbehalten. Im Expertenaustausch am 14.07.2025 hat die BNetzA angekündigt, dass bei der Vergleichmäßigung auf die Volatilität der Preise abgezielt wird.
63	8. Volatile Kostenanteile	Nur Strom	-		Abschließend (Teil 2)	Aus Sicht des BDEW können mit einer Vergleichmäßigung der Preise für den Redispatch die nicht durch den Netzbetreiber zu beeinflussenden Verzögerungen nicht ausgeglichen werden. Neben der Volatilität der Preise spielt insbesondere die Erzeugungsstruktur und das Wetter eine wesentliche Rolle für den Umfang des Redispatch und möglicher jährlicher Schwankun-gen. Grundsätzlich besteht bei der geplanten Vorgehensweise der BNetzA sogar die Gefahr das Kosten zugeordnet werden, die zum Beispiel durch gestiegene CAPEX (Netzausbau zur Beseiti-gung des Engpasses ist erfolgt) berücksichtigt sind. Die Problematik der doppelten Kosten im Rahmen des Ausgangsniveaus tritt im Zusammenhang mit Redispatch in jedem Fall auf, da insbesondere die Behebung von Engpässen durch Netzausbau im Basisjahr aus der Logik der Ermittlung der Kapitalkosten hier das Potential zur doppelten Berücksichtigung bietet. Vor dem Hintergrund der vorstehend beschriebenen durch den Netzbetreiber nicht beein-flussbaren Sachverhalte ist eine Einbeziehung der Aufwendungen für den Redispatch ohne Berücksichtigung der durch den betroffenen Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Kostenan-teile nicht sachgerecht und wird den Netzbetreiber, die von den umfangriechen Herausforde-rungen der Integration von volatilen Erzeugungsanlagen betroffen sind, nicht gerecht.
64	8.2 Treibenergie und Vorwärmkosten (Gas)	Nur Gas	-		Treibenergie und Vorwärmkosten (RAMEN Gas)	Treibenergie und Vorwärmkosten (RAMEN Gas) Der BDEW betont erneut und wiederholten, dass die seitens der BNetzA vorgeschlagene EOG-Formel dazu führen würde, dass die Kosten für Treibenergie und Vorwärmkosten dem Abbau-pfad für Ineffizienzen unterliegen. Dies ist nicht sachgerecht, da es sich hierbei nicht um inef-fiziente Kosten handelt. Der BDEW plädiert daher weiter dafür, dass sichergestellt werden muss, dass diese Kosten nicht dem Abbaupfad für Ineffizienzen unterliegen. Dies muss drin-gend angepasst werden. Bezüglich der näheren Erläuterungen dieser Position verweisen wir auf unsere vorangehende Stellungnahme zur Tenorierung RAMEN vom 14. März 2025. Mehrkosten aus der EU-Methanemissionsverordnung Der BDEW spricht sich ebenfalls für eine zeitnahe Einordnung und Anerkennung der Mehrkos-ten, die sich aus der Umsetzung der EU-Methanemissionsverordnung, als Volatile Kosten aus. Dies sollte mindestens für die laufende vierte Regulierungsperiode und auch rückwirkend , zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung gelten. Zudem will der BDEW zu bedenken geben, dass in Abhängigkeit von der Kostenentwicklung und des Erreichens eines einge-schwungenen Zustands auch eine langfristigere Einstufung als Volatile Kosten offengehalten werden sollte.
65	9. Kapitalkostenabzug	Strom und Gas	-		Allgemein	Im Vergleich zum Entwurf zu RAMEN erfolgte in Tenorziffer 9.1. Satz 2 der Einschub „wobei der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als Null annehmen darf." In Textziffer 972 wird dazu erläutert, dass „für den Elektrizitätsbereich die Regelung in Anlage 2a Abs. 1 2. HS zu § 6 ARegV" fortgeführt wird. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der kostenmindernden Erlöse (aus Netzanschlusskos-tenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen) ist der zukünftige Kapitalkos-tenabzug jedoch nicht mit der bisherigen Umsetzung gemäß ARegV vergleichbar. Konkret führt jeder Wegfall der vorbenannten Auflösungsbeträge (durch Beendigung der Auflösung nach 20 Jahren) zukünftig zu einer Verringerung des Kapitalkostenabzuges. Demgegenüber folgt aus der Entwicklung des zugehörigen Sachanlagevermögens per se eine Erhöhung des Kapitalkostenabzuges. In Einzelfällen kann es somit vorkommen, dass aus beiden Effekten im Saldo ein negativer Kapitalkostenabzug („kleiner als Null") verbleibt. Wir fordern daher, in Tenorziffer 9.1. Satz 2 den Einschub „wobei der Kapitalkostenabzug kei-ne Werte kleiner als Null annehmen darf" zu streichen, da ansonsten in Einzelfällen eine nichtgerechtfertigte Benachteiligung resultieren kann.
66	9. Kapitalkostenabzug	Nur Gas	-		Systemwechselbedingte Problematik unkompensierter Anlagenabgänge (Gas)	In RAMEN Gas, Tenorziffer 9 beschreibt die BNetzA weiterhin einen denkbaren methodischen Wechsel zur Berücksichtigung kalkulatorischer Verluste aus Anlagenabgängen im Gas. Die Erlösobergrenzen der laufenden Regulierungsperiode berücksichtigen schon jetzt in Teilen Anlagenabgänge, die vor oder im letzten Basisjahr angefallen sind. Im Zuge des beschriebe-nen Methodenwechsels im Hinblick auf die Berücksichtigung von Anlagenabgängen in der Erlösobergrenze soll zukünftig auf die jeweiligen Abgänge der Jahre der Regulierungsperiode abgestellt werden, also auf die Abgänge ab dem Jahr 2028. Der Methodenwechsel führt daher in den Erlösobergrenzen zu „unkompensierten" Anlagenabgängen der Jahre 2021 bis 2027. Daher plädiert der BDEW auch weiter zum Schließen der „Lücke" für eine ergänzende Über-gangslösung in der fünfte Regulierungsperiode. Dies müsste durch ein ergänzendes Element in der vierte Regulierungsperiode nachgeholt werden (ggf. über das Regulierungskonto) oder beispielsweise kann diese Übergangslösung darin bestehen, dass die kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen der Jahre 2021-2025 Bestandteil des jeweiligen Ausgangsniveaus sind und nicht in der EOG für die fünfte Regulierungsperiode durch OPEX0 unter dortigem Einbezug des BVG0-Elements eliminiert werden. Ein ähnliches Zusatzglied in den EOGs kann auch für die Anlagenabgänge der Jahre 2026 und 2027 temporär eingeführt werden. Bei der Bestimmung der kalkulatorischen Verluste aus Anlagenabgängen ab 2028 im Rahmen des Kapitalkostenab-zuges ist der kalkulatorische Restwert zum 01.01. des Abgangsjahres heranzuziehen. Etwaige Verkaufs- und Verschrottungserlöse sind mindernd zu berücksichtigen.
67			!			

68	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Allgemein	Grundsätzlich befürwortet die Branche die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effi-zienzvergleichs beim Strom mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berück-sichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung, bewertet die Anwendbarkeit des Effizienzver-gleichs im Gasbereich hingegen mit Blick auf die notwendige Transformation in Richtung De-karbonisierung weiterhin sehr kritisch. Ebenfalls teilen wir die Auffassung, dass aufgrund der Vielzahl an methodischen Detailfragen auf der Ebene der Festlegung RAMEN nur ein Ansatz in der Regulierungssystematik dem Grunde nach angelegt wird. Für den Effizienzvergleich verweist der BDEW auf die Ausführungen der Stellungnahme vom 14. März 2025 des Verbandes zur „Tenorierung RAMEN“, welche weiterhin Bestand haben. Mit Blick auf die im Rahmen des Expertenaustausches zur Methodenfestlegung des Effizienz-vergleichs am 14. Juli 2025 adressierten erheblich negativen Auswirkungen der geplanten Anpassungen auf den Effizienzvergleich gilt es jedoch einzelne Punkte noch einmal hervorzu-heben.
69	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben Teil 1	Die Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sind weiterhin gesetzliche Anforderungen, die zwingend zu gewährleisten sind. Kosten und Effekte, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezo-gen und keinen Effizienzvorgaben unterworfen werden. Diese Anforderung stellt sich mit besonderer Dringlichkeit für den Gasbereich, in dem der regulatorische Rahmen derzeit auf eine sich stark differenzierende Transformationsrealität trifft. Infolge von Stilllegungen, Rückbauverpflichtungen, Wasserstoffumwidmungen oder exo-genen politischen und regulatorischen Vorgaben wie der kommunalen Wärmeplanung und den Netzentwicklungsplänen ist die Kostenentwicklung der Gasnetzbetreiber immer stärker von externen Faktoren geprägt. Diese lassen sich durch das regulierte Unternehmen weder steuern noch vermeiden, führen aber zu erheblichen Unterschieden in den Aufwandsparame-tern – und damit auch zu verzerrten Effizienzbewertungen. Der BDEW möchte auch nochmals auf die gesetzlichen Vorgaben hinweisen, die sich unmit-telbar aus Art. 18 Strom-VO und auch Art. 17 Gas-VO ergeben. Danach müssen die Netzent-gelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Erreichbarkeit), wobei durch die regulierungsbehördlichen Tarifmethoden langfristig angemessene Anreize zur Steigerung von Effizienz gesetzt werden müssen (Übertreffbarkeit). Dabei ist der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit keine durch Abwägung der Zielsetzungen des § 1 EnWG zu bestimmende Größe. Vielmehr ist mit der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben eine Schwelle vorgegeben, die auch im Lichte der in Art. 18 Strom-VO ebenfalls geforderten Netzsicherheit (Art. 18 Strom-VO) bzw. der Lebensfä-higkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 EnWG) nicht überschritten werden darf. Ein Verfehlen diese Schwelle muss zwingend vermieden werden. Vor diesem Hintergrund sollte dieser wesentliche Maßstab in Tenorziffer 10, und damit auf der Ebene der Rahmenfestlegung, aufgegriffen und klargestellt werden, dass die Aus-gestaltung der Methodik zur Ermittlung der Effizienzvorgaben, einschließlich einer Be-stabrechnung der Effizienzwerte und der Verteilung der Ineffizienzen, die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleisten muss. Da der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sowohl bei der Ausgestaltung der Methoden also auch im konkreten Einzelfall zwingend zu beachten ist, sollte die Möglichkeit der netzbetreiberindividuellen Darlegung einer fehlenden Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben (in Anlehnung an § 16 Abs. 2 ARegV) in Tenorziffer 10 aufgenommen und das Verhältnis zur Härtefallregelung in Tenorziffer 13 klargestellt werden.
70	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben Teil 2	Da der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sowohl bei der Ausgestaltung der Methoden also auch im konkreten Einzelfall zwingend zu beachten ist, sollte die Möglichkeit der netzbetreiberindividuellen Darlegung einer fehlenden Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben (in Anlehnung an § 16 Abs. 2 ARegV) in Tenorziffer 10 aufgenommen und das Verhältnis zur Härtefallregelung in Tenorziffer 13 klargestellt werden. Hinsichtlich der Methodenausgestaltung lässt sich aus Art. 18 StromVO und Art. 17 Gas-VO ableiten, dass die „Tarifmethoden“ bereits in generell abstrakter Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der hieraus hervorgehenden Effizienzvorgaben für die betroffenen Netzbe-treiber sicherstellen müssen. Nicht mit diesen Vorgaben vereinbar wären etwa regulierungs-behördliche Methoden, aus welchen Effizienzvorgaben resultieren, die bereits denklogisch zu Fällen fehlender Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit führen können. Wie zuvor dargestellt, folgt aus den europäischen Vorgaben die Verpflichtung der Regulie-rungsbehörde, bei der Methodenwahl zur Bestimmung der Effizienzvorgaben sicherzustellen, dass die tatsächlichen Kosten insoweit erlöst werden können, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Dazu ist es erforderlich, dass in einem relativen Effizienzvergleich effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber den Effizienzwert von 100 % in der jeweiligen Berechnungsart erhalten. Bei der Vergabe geringerer Effizienzwerte für effiziente Netzbetreiber käme es zur Bildung eines Effizienzmaßstabs mit einem fiktiven Unternehmen, welches niedrigere Kosten als das eigentlich effiziente und strukturell vergleichbare Unternehmen aufweisen würde. Die Erreichbarkeit (und Übertreff-barkeit) der Effizienzvorgaben wäre damit bereits auf der Ebene der Methodenbildung nicht gewährleistet. Dies wäre ein klarer Verstoß gegen die europarechtlichen Vorgaben. Die hierzu relevante Passage in der ARegV (Anlage 3) lautet: “Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbrin-gung und Aufwand gebildet. Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausge-wiesen werden, gilt ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.“ Diese Passage muss auch in die RAMEN-Festlegung übernommen werden.
71	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben Teil 3	Die im Festlegungsentwurf der Methodenfestlegung nicht ausreichend formulierten aber im Expertenaustausch zur Methodenfestlegung genannten Beweggründe der BNetzA, die SFA-Skalierung künftig entfallen zu lassen, trifft in der Branche besonders vor dem Hintergrund des BGH-Urteils vom 26.9.2023 (EnVR 43/22) auf Unverständnis und ist gleichzeitig besorgnis-erregend. Die Branche ist klar der Ansicht, dass es – wie der Bundesgerichtshof (BGH) in sei-nem Urteil zum 3. Effizienzvergleich Gas ausgeführt hat – in jeder eingesetzten Methode ge-geben sein muss, dass das effizienteste Unternehmen einen Effizienzwert von 100 Prozent er-reicht. Ist dies aus Gründen, die der verwendeten statistischen Methode immanent sind (Bei-spiel SFA) nicht möglich, muss in der regulatorischen Methode zwingend eine Skalierung auf 100 % vorgenommen werden, um dem Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit ge-recht zu werden. Der Verweis auf das Außerkrafttreten der ARegV und damit eine mögliche fehlende Bindung der BNetzA an das BGH-Urteil ist für die Branche nicht nachvollziehbar. Soweit die SFA me-thodenimmanent nicht zu Effizienzwerten i.H.v. 100 % führen kann, ist dieser Umstand somit von der BNetzA nicht als gegeben hinzunehmen (so auch BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 43/22, Rn. 70), sondern im Lichte der Anforderung der Erreichbarkeit und Übertreffbar-keit zu bewerten. Folgerichtig ist der BGH-Entscheidung auch kein obiter dictum zu entneh-men, demzufolge der BNetzA bei Fehlen der bisherigen Vorgabe in Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV freistünde, von einer Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte abzusehen. Im Ge-genteil betont der BGH, dass eine „Nachjustierung“ der SFA-Ergebnisse auch im Sinne der Gleichwertigkeit der beiden Methoden DEA und SFA geboten sei (vgl. BGH, Beschluss vom 26.09.2023, EnVR 43/22, Rn. 70). Kann methodenbedingt von den die Effizienzgrenze setzenden Netzbetreibern kein Effizienz-wert von 100% erreicht werden, untergräbt das zudem Vertrauen in die Fairness und Ange-messenheit der Effizienzvergleiche.

72	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben Teil 4	Aus der zwingenden Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit folgt weiterhin, dass effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % nicht nur in einem Zwischenschritt eines Effizienzvergleichs, sondern ergebniswirksam, d.h. nach einer etwaigen Abrechnung der Ergebnisse mehrerer verwendeter Einzelmethoden, in der erlösre-levanten Effizienzvorgabe erhalten. Dies muss die Methodik, in welcher die erlösrelevanten Effizienzvorgaben ermittelt werden, generell-abstrakt gewährleisten. Das heißt, auch ohne die Berücksichtigung konkreter Datengrundlagen müssen zumindest ein oder mehrere Unterneh-men nach der gewählten Methode 100 % Effizienzwerte zugewiesen erhalten. Andernfalls ist der Methode ein Verstoß gegen das in Art. 18 Strom-VO und Art. 17 Gas-VO enthaltene Prin-zip der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu attestieren. Vorliegend weisen die Methoden der DEA und der SFA jeweils in einem Umfang methodische Stärken und Schwächen auf, so dass die Bestimmung von Effizienzvorgaben nur nach einer der genannten statistischen Methoden nicht dem Stand der Wissenschaft (vgl. § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG) entsprechen würde. Zudem ist die komplementäre Verwendung beider Methoden der zwingenden Maßgabe der Methodenrobustheit gemäß § 21a Abs. 1 Satz 7 EnWG geschul-det. Weiterhin ist eine Durchführung der Effizienzvergleiche mit den Methoden der SFA und der DEA nicht nur auf Basis der geprüften TOTEX, sondern auch auf Basis vergleichbar gerechne-ten TOTEX (mit standardisierten Kapitalkosten) im Sinne des Art. 18 Abs. 2 Strom-VO und des Art. 17 Gas-VO unerlässlich. Denn ohne die Durchführung von Effizienzvergleichen auf stan-dardisiert gerechneten TOTEX kann eine strukturelle Vergleichbarkeit der zu betrachtenden Netzbetreiber aufgrund des unterschiedlichen Alters des Anlagevermögens und der unter-schiedlichen Abschreibungsmethoden nicht gewährleistet werden. Folgerichtig muss es vorliegend zu einer parallelen Anwendung von vier gleichwertigen Effi-zienzvergleichsmethoden kommen, aus welchen wiederum vier gleichwertige – indes einzeln den Anforderungen der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit und des § 21a Abs. 1 Satz 7, Abs. 2 Satz 1 EnWG nicht entsprechende – Effizienzwerte resultieren. Vor diesem Hintergrund kann nach Ansicht der Branche ausschließlich eine Best-of-four Ab-rechnung, wie sie bisher in § 12 Abs. 3, 4a ARegV vorgesehen ist, dem Maßstab der Erreich-barkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben genügen. Hingegen ist bei der von der BNetzA nunmehr avisierten Durchschnittsbildung („Best-of Methoden und Mean-of Kosten“) methodisch die Möglichkeit eröffnet, dass aus dem Effizienzvergleich kein 100 % effizientes Unternehmen hervorgehen könnte. Sowohl die europarechtlichen als auch die daraus abgelei-teten nationalen Vorgaben fordern die strukturelle Vergleichbarkeit der Unternehmen; damit wäre es nicht vereinbar, wenn diese strukturelle Vergleichbarkeit nur zum Teil – nämlich hälf-tig über eine Mittelwertbildung – hergestellt würde. Vor diesem Hintergrund fordert die Branche mit Blick auf die insoweit klaren europa-rechtlichen Vorgaben und im Sinne der Rechtmäßigkeit mit Nachdruck, die Grundsätze der Best-of-four Abrechnung (FNB best-of-two) in der RAMEN-Festlegung zu verankern.
73	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben Teil 5	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 von Effizi-enz (Art. 18 Abs. 2 Strom-VO) 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 bestehen, dass bei der gewählten Länge des Abbaupfads die Effizienz-vorgaben für die betroffenen Unternehmen auch tatsächlich erreichbar und übertreffbar sein können. Da es sich um Kosten eines Unternehmens handelt, muss dieses auch rein fak-tisch in der Lage sein, in der vorgegebenen Zeitdauer seine Kosten durch entsprechende Effi-zienzmaßnahmen zu reduzieren. Wie auch der Verordnungsgeber bei der ARegV-Novelle im Jahr 2016 angenommen hat, trifft den Normsetzenden eine Darlegungslast dafür, dass bei einer Verkürzung des Abbaupfades die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleistet bleiben (Verord-nungsentwurf der Bundesregierung v. 8.7.2016 zur Zweiten Verordnung zur Änderung der An-reizregulierungsverordnung (BR-Drucks. 296/16) (Beschluss), 8 [S. 5]). Wie bereits in der Stellungnahme des BDEW zu den Entwürfen der Tenorierungen aufgezeigt, lässt sich aus Sicht der Branche (VNB und FNB) eine Verkürzung des Abbaupfads der Ineffizienzen von 5 auf 3 Jahre gemessen an diesen Maßstäben nicht belastbar begründen. Es wird daher dringend an-geregt, in der RAMEN-Festlegung am bisherigen 5-jährigen Abbaupfad festzuhalten. Bei den vorgeschlagenen Veränderungen schwingt insgesamt implizit der Grundgedanke mit, bei den Netzbetreibern seien weiterhin Ineffizienzen in relevanter Größenordnung vorhanden, die es zu heben gilt. Dies weisen wir als Branche nach bereits vier abgeschlossenen Regulie-rungsperioden mit erheblichen Effizienzanstrengungen zurück. Bereits aus den theoretischen Betrachtungen ergibt sich, dass bereits ein Großteil der Unternehmen ein effizientes Niveau erreicht hat. Die BNetzA teilt diese Ansicht offenbar (siehe Rn. 307, Methodenfestlegung Strom/ Rn. 337, Methodenfestlegung Gas): “Denn durch die nunmehr bereits mehrmals wiederholte Durchführung des Effizienzvergleichs über die vergangenen Regulierungsperioden haben die Netzbetreiber regelmäßig bereits ein sehr hohes Maß an Effizienz erlangt.”
74	10. Effizienzvergleich	Strom und Gas	-		Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben Teil 6	In der Konsequenz erhalten auch bereits effiziente Unternehmen Effizienzwerte unter 100 % zugewiesen, entsprechende Abbauziele reduzieren folglich die Eigenkapitalverzinsung und damit die Investitionsmöglichkeiten der Netzbetreiber. Bei gleich mehreren Netzbetreibern, die über die neuen Schwellenwerte des Vereinfachten Verfahrens an dem Regelverfahren teilnehmen müssen, ist zu erwarten, dass die Mindesteffi-zienz von derzeit 60% greift. In Kombination mit einem dreijährigen Abbaupfad ist vollkom-men unklar, wie die Effizienzvorgaben in dem Zeitraum erreicht werden sollen. Es braucht aber bei weitem keine Mindesteffizienz, damit sich Fragen der Erreichbarkeit stellen. Bereits bei einem Effizienzwert von 80% stellt sich die Frage, wie über mehrere Regulierungsperioden hinweg ineffiziente Kosten über einen dreijährigen Abbaupfad ausreichend abgebaut werden können. Daher sind geeignete Sicherungsmechanismen, zu denen neben der Best-of-four Abrech-nung beispielsweise auch eine zielführende Mindesteffizienz zählt, bereits in der RAMEN-Festlegung strukturell anzulegen. Die Detaillierung der Sicherungsmechanismen und die entsprechenden Ausführungen der Branche erfolgen dann in der Methodenfestlegung.
75	10. Effizienzvergleich	Nur Gas	-		Besonderheiten Effizienzvergleich Gas	Vor dem Hintergrund der fortschreitenden Transformation der Gasnetze ist es überdies aus Sicht des BDEW nicht gewährleistet, dass ein Effizienzvergleich im Gasbereich auch künftig den Anforderungen an sachgerechte und vergleichbare Ergebnisse genügt. Bereits heute zei-gen sich deutliche Zweifel, ob – insbesondere bei einer verkürzten Regulierungsperiode – eine methodisch tragfähige Prüfung der Vergleichbarkeit und Effizienzbewertung überhaupt mög-lich ist. Die bisherigen Verfahrensdauern legen nahe, dass hierfür weder zeitlich noch metho-disch ausreichend Raum besteht. Die mit dem Effizienzvergleich verbundenen Vorgaben müssen daher gerade im Gasbereich einer besonders kritischen Prüfung unterzogen werden. Wird die Vergleichbarkeit strukturell immer weiter untergraben, geraten zentrale regulatorische Grundprinzipien wie die Erreich-barkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben unter Druck. Die Folge wären regulatori-sche Zielvorgaben, die auf methodisch schwankender Grundlage beruhen und in der Praxis nicht umsetzbar sind. Vor diesem Hintergrund erscheint es aus Sicht der Branche geboten, die Notwendigkeit und Eignung eines Effizienzvergleichs im Gasbereich grundsätzlich in Frage zu stellen und gegebenenfalls alternative Ansätze zu entwickeln, die der spezifischen Trans-formationslage sachgerechter Rechnung tragen.
76	11. Kapitalkostenaufschlag	Nur Strom	-		Allgemein	Im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages Strom führt die Beschlusskammer aus, dass eine Berücksichtigung eines möglichen Effektes auf das Umlaufvermögen nicht berücksichtigt wer-den muss, da dieses im Rahmen des Kapitalkostenabzuges in der Höhe des Ausgangsniveaus festgeschrieben wird. Dieses Vorgehen ist auch Sicht des BDEW 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 die zum reinen Substanzerhalt notwendigen Investitionen und darüber hinaus auch die sich aus der Innenfinanzierung (Abschreibungen) ergebenden Rückflüsse deutlich. Der sich hieraus ergebende Rückfluss im Rahmen der Erlösobergrenze bedingt das systematische Ansteigen des Forderungsbestandes aus noch nicht erfolgter Abrechnung von Netznutzung. Für die Diffe-renz zwischen Kapitalkostenabzug und Kapitalaufschlag muss im Rahmen der Erlösobergrenze auch zusätzliches Umlaufvermögen Berücksichtigung finden.

77	11. Kapitalkostenaufschlag	Strom und Gas	-		Tenorziffer 11.5. Verzinsungsbasis (Teil 1)	In Rn. 920 wird erläutert, dass eine Verzinsung der Anlagengüter trotz erhaltener Baukosten und Investitionszuschüsse sowie Netzanschlusskostenbeiträge nicht sachgerecht sei. Der Nicht-Abzug von Zuschüssen auf die EK-Quote erscheint insbesondere aufgrund des beste-henden Preis- und Regulierungsrisikos geboten, wenn man sich das nachfolgende Beispiel vorstellt. Beispiel ›Ein Netzbetreiber baut nur eine Leitung für 1 Mio. Euro. Er erhält Zuschüsse in Höhe von 1 Mio. Euro und hat damit keine Verzinsungsbasis gemäß neuer BNetzA-Methodik. Er muss aber dennoch die Versorgungssicherheit gewährleisten und unterliegt damit dem Betrei-berrisiko. ›Der Netzbetreiber hat zusätzlich jährlich schwankende OPEX. Die OPEX des Kostenbasisjah-res werden durch die BNetzA gekürzt in Höhe von 5%. Der Netzbetreiber kann die Kosten-kürzung operativ nicht durchsetzen, da es sich hauptsächlich um fixe Kosten handelt. Zu-sätzlich zur Kostenkürzung fallen auch Preissteigerungen für Bauleistungen oberhalb des allgemeinen VPI an. Er hat dann nicht ausreichend liquide Mittel aus der Erlösobergrenze zur Verfügung. ›Im heutigen System mindern all diese Kostenkürzungen die regulatorisch zugestandene Rendite. Im vorgenannten Beispiel wäre der Netzbetreiber insolvent und könnte seiner Ver-sorgungsaufgabe nicht mehr nachkommen. Selbst wenn er sich ein vorübergehendes Dar-lehen aufnehmen würde, dürfte er im WACC-Modell nicht einmal seine diesbezüglichen FK-Kosten einpreisen, weil die RAB aufgrund des Zuschusses keinen Wert hätte. Die BNetzA führt auf Seite 292, Rn. 1015 aus, dass sie keine Nachteile für diejenigen Netzbe-treiber sehe, die Baukostenzuschüsse vereinnahmen würden. Es entstünden dem Netzbetrei-ber keine Finanzierungskosten für dieses Kapital.
78	11. Kapitalkostenaufschlag	Strom und Gas	-		Tenorziffer 11.5. Verzinsungsbasis (Teil 1)	Diese Aussage ist aus Sicht des BDEW sachlich nicht aufrechtzuhalten. Richtig ist, dass zinsfrei zur Verfügung stehendes Kapital unmittelbar frei von Finanzierungskosten ist. Richtig ist aber auch, dass das Kapital aus Baukostenzuschüssen mittelbar neue Finanzierungskosten auslöst. Dies ist Folge der vorgesehenen veränderten Methodik zur Bestimmung der regulatorischen Verzinsungsbasis, welche die bislang geplanten Mittelrückflüsse aus der Eigenkapitalverzin-sung im Fall bestehender und neue Baukostenzuschüsse reduziert. Diese Lücke zum Zeitpunkt der Umstellung der Methodik und die zukünftigen Lücken müssen nun geschlossen werden. Gelingt der Lückenschluss, indem die Finanzierungslücke durch weitere Baukostenzuschüsse geschlossen wird, erfolgt er wiederum unmittelbar frei von Finanzierungskosten. Er löst aber wieder mittelbar eine zusätzliche Finanzierungslücke aus. Die Möglichkeiten der Netzbetrei-ber, Finanzmittel über Zuschüsse zu allokieren, sind praktisch limitiert. Daraus folgt, dass am Ende eine Finanzierungslücke stehen bleibt, welche mit entsprechenden zusätzlichen Finanzie-rungskosten verbunden ist. Da diese durch die BNetzA neu verursachte strukturelle Finanzierungslücke sämtliche Netzbe-treiber betrifft, ist die dadurch ausgelöste Finanzierungslücke volkswirtschaftlich relevant.
79	11. Kapitalkostenaufschlag	Strom und Gas	-		Tenorziffer 11.5 S. 3, 2. HS. Mittelwertbildung Anlagen im Bau in der Verzinsungsbasis	In Bezug auf die Verzinsung von Anlagen im Bau liegt aus Sicht des BDEW eine höchstrichterli-che Rechtsprechung vor, die die Verzinsung von Anlagen im Bau mit zum Gegenstand hatte. Im entsprechenden Bescheid heißt es: „Wie auch die Betroffene nicht in Zweifel gezogen hat, kann es im Anschaffungsjahr allerdings dazu kommen, dass zumindest ein Teil der in Rede stehenden Kosten mehrfach berücksichtigt wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Teil der Kosten schon im vorangegangenen Jahr für Anlagen im Bau aktiviert wurde […]“ Es liegt keine Begründung der BNetzA vor, aus welchen Gründen die mit Bezug zur StromNEV und GasNEV erfolgte Rechtsprechung zukünftig, nach Auslaufen der Verordnungen, nicht mehr relevant sein sollte. Die Regelungsinhalte und sachlichen Gründe, welche dem BGH-Urteil zu-grunde lagen, sind aus Sicht des BDEW auch für die StromNEF und GasNEF unverändert relevant.
80	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Allgemein	Für die Qualitätsregulierung verweist der BDEW grundsätzlich auf seine Stellungnahme vom 14. März zur „Tenorierung RAMEN“, die weiterhin Bestand hat.
81	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Ziele der Qualitätsregulierung (Tenorziffer 12.1)	Änderungsvorschlag: Tenorziffer 12.1: 1Die Qualitätsregulierung dient der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. 2Ferner soll sie eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemein-heit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern. Begründung: Die Qualitätsregulierung im Strom sollte nicht die Versorgung im Gas fördern. Gegenüber der Tenorierung von RAMEN zum Jahreswechsel 2024/2025 ist die Begrenzung einer Anwendung der Qualitätsregulierung auf zunächst nur Elektrizitätsverteilernetzen leider entfallen. Wie bereits im März 2025 in der Stellungnahme thematisiert, spricht der BDEW sich gegen eine Einführung im Gas aus, da weder Handlungsbedarf für eine Qualitätsregulierung noch eine belastbare methodische Grundlage im Gas vorliegt. Ob und wie die Transformation der Gasnetze zukünftig in einer Qualitätsregulierung abgebildet werden könnte, ist höchst fraglich. Die Branche befindet sich im Abwicklungs- und Umwidmungsprozessen, sodass ande-re qualitative Aspekte hier eine Rolle spielen.
82	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Kennzahlenvorgaben und Datenbelastbarkeit (Tenorziffer 12.4)	Änderungsvorschlag: Tenorziffer 12.4: 1Aus den nach Ziffern 12.2 und 12.3 ermittelten Kennzahlen und Kennzah-lenwerten können Kennzahlenvorgaben, die auf einer wissenschaftlich ermittelten Grundla-ge beruhen, entwickelt werden. 2Diese sind zu veröffentlichen. 3Sofern Kennzahlenvorgaben nach Satz 1 entwickelt werden, sind können bei Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Kennzahlenvorgaben insbesondere Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen vorgenommen werden zunehmen, sofern hinreichend belastbare Daten vorliegen (Qualitätselement). Begründung: Ziel der BNetzA ist es, einen „geeigneten Datensatz“ für die Bestimmung der Qualitätsregulie-rung zu erhalten. Dabei muss die Verwendung von Daten den Zielen der Anreizregulierung dienlich sein. Hierbei ist erneut zu betonen, dass die Erhebungspraxis bezüglich des Gegen-stands (Welches Thema wird abgefragt?) und der Ausprägung (Konkretheit) der erhobenen Daten objektive, belastbare und vergleichbare Ergebnisse ermöglichen muss, die möglichst frei von (Bestätigungs-)Fehlern sind. Mit der Qualität der Daten steht und fällt die Qualität der angewendeten Methode. So sind Schätzwerte ohne weitere Plausibilisierung als Datengrund-lage nicht hinreichend belastbar, da sie keinen wissenschaftlichen Erhebungsanforderungen genügen. Schätzwerte weisen unterschiedliche Gütegrade auf (von „mutmaßlich“ bis „indizi-ell“) und können allenfalls indiziellen Charakter besitzen. Demgemäß müssen Heuristiken im Rahmen der methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung vermieden werden. ›Das bisherige Q-Element war für Versorgungsunterbrechungen für Unternehmen im Re-gelverfahren ausgelegt. Wird der Anwendungsbereich bei der Energiewendekompetenz durch die Hinzunahme von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren auf weitere Unter-nehmen erweitert, muss sichergestellt sein (ggf. mit einer Übergangsphase bis zur Umset-zung), dass die Unternehmen auch tatsächlich in der Lage sind, die Daten bereitzustellen.
83	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Ermittlung und Ausgestaltung der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit (Te-norziffer 12.5)	Änderungsvorschlag: Tenorziffer 12.5: 1Bei der Ermittlung und näheren Ausgestaltung des Qualitätselements sind objektive strukturelle Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber zu berücksichtigen ermitteln und zu beachten, sofern diese für die Ableitung von Kennzahlen sowie Entwicklung von Kenn-zahlenvorgaben von Relevanz sind. 2Die Prüfung der Relevanz von objektiven strukturellen Unterschieden hat auf wissenschaftlicher Grundlage zu erfolgen. Begründung: Es ist unklar, auf welcher Grundlage die Relevanz von strukturellen Unterschieden bei Kenn-zahlenvorgaben beurteilt wird. Es ist wichtig klarzustellen, dass die Beurteilung (durch die BNetzA) wissenschaftlich fundiert sein muss.
84	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Trennung der Einzelfestlegungen zur Qualitätsregulierung und zur Energiewendekompe-tenz (Tenorziffer 12.6)	In Tenorziffer 12.6, sowie in den Begründungen (Rn. 1026 und 1033) wird mehrfach auf die fehlende Notwendigkeit einer separaten Festlegung zur Energiewendekompetenz zusätzlich zur Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG (Methodenfestlegung Qualitätsregulierung) verwiesen. Eine Trennung der Energiewendekompetenz und des Qualitätselements im Regu-lierungssystem sei für die BNetzA „nicht zwingend“ notwendig. Aus Sicht des BDEW ist jedoch sicherzustellen, dass jede Teilkomponente des Qualitätselemen-tes, insbesondere die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit (einschließlich der Energiewendekompetenz), hinreichend nachvollziehbar ausgestaltet und methodisch eindeutig definiert ist. Eine differenzierte Darstellung und Festlegung einzelner Komponenten ist nicht nur im Sinne der Transparenz, der Nachvollziehbarkeit und des Rechtsschutzes geboten, son-dern auch notwendig, um die Verwendbarkeit der Ergebnisse im Drittkontext zu gewährleisten – etwa im Rahmen von der Geltendmachung von Qualitätselementschäden durch Dritte oder im Konzessionswettbewerb. Insbesondere die Einzelfestlegung sollte so ausgestaltet sein, dass jede Komponente separat verständlich, prüfbar und nach außen erklärbar ist.
85	12. Qualitätsregulierung	Nur Strom	-		Individuelle Zielvereinbarungen mit der BNetzA	Der BDEW schlägt weiterhin die Möglichkeit individueller Zielvereinbarungen mit der BNetzA vor.

86	15. Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen	Nur Gas	-		Anlagenabgänge in ein Wasserstoffnetz	Im vorliegenden Festlegungsentwurf wurde der Verweis auf Tenorziffer 15.3 gegenüber dem Sachstandspapier vom 16.01.2025 gestrichen. Dies wird in Randnummer 998 auch explizit von der Beschlusskammer ausgeführt. Damit wird für Anlagenabgänge in ein Wasserstoffnetz be-wusst die Möglichkeit genommen, eine einvernehmliche Vereinbarung zwischen den Beteilig-ten zu erlangen. Während in den Rn. 990 bis 997 an mehreren Stellen sehr deutlich die Vorzugswürdigkeit der einvernehmlichen Vereinbarung gegenüber dem vorgegebenen Aufteilungsmaßstab dargelegt wird, überrascht die abweichende Sichtweise im Fall des Anlagenabgangs in ein Wasserstoff-netz doch sehr. Zumal in Rn. 990 der Weg des vorgegebenen Aufteilungsmaßstabs noch ledig-lich als Auffangregelung eingestuft wird, um Rechtssicherheit in den Fällen gewährleisten zu können, in denen die beteiligten Netzbetreibern keine Einigung erlangen. Aktuell kann für Anlagenabgänge in ein Wasserstoffnetz somit eine Abweichung vom vorge-gebenen Aufteilungsmaßstab nur bei nachvollziehbarer Begründung erfolgen. Im Sinne der angestrebten Verfahrensvereinfachung stellt dies vor dem Hintergrund der anstehenden Viel-zahl von Anlagenübergängen von Erdgas in Wasserstoff einen Rückschritt gegenüber dem Sachstandspapier vom Januar 2025 dar. Der BDEW hält es daher im Grundsatz nicht für nachvollziehbar, dass bei Netzübergängen zur Sparte Wasserstoff im Gegensatz zu Netzübergängen innerhalb der Erdgaswelt die Möglich-keit des Treffens einer einvernehmlichen Vereinbarung entfallen soll. Eine einvernehmliche Vereinbarung analog zu den Netzübergängen zwischen anderen regulierten Dienstleistungen sollte bei Netzübergängen hin zu Wasserstoff ebenfalls der Standard sein und ist nach Auffas-sung des BDEW als präferiertes Mittel dem vorgegebenen Aufteilungsmaßstab vorzuziehen.
87	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Allgemein	In den Festlegungsentwürfen von RAMEN Strom und RAMEN Gas beabsichtigt die BNetzA, grundlegende Änderungen mit Auswirkungen auf die gesamte Netzbetreiberlandschaft vorzu-nehmen. Zum einen soll das Kriterium für die verpflichtende Teilnahme am regulären Verfah-ren geändert und zukünftig auf einen wirtschaftlichen Schwellenwert – das bereinigte Aus-gangsniveau – abgestellt werden. Zum anderen soll die Gewichtung der Durchschnittseffizienz für das Vereinfachte Verfahren geändert werden und dabei die Bedeutung kleinerer Netzbe-treiber aus dem regulärem Verfahren verstärkt werden. Darüber hinaus soll es weiterhin kei-ne Anerkennung von bestimmten Kostenpositionen für Netzbetreiber im Vereinfachten Ver-fahren geben. Dies betrifft Kosten für Forschung und Entwicklung und eine jährliche Anerken-nung von Betriebskosten. Abgabepflichten steigen durch den Einbezug von allen Stromnetzbe-treibern in die Qualitätsregulierung. Insbesondere die Einführung neuer Schwellenwerte und die damit verbundene Abkehr vom bisherigen Kundenbegriff als Zulassungskriterium wurden dabei von der BNetzA nur mit unzu-reichendem Vorlauf und erstmals im Zwischenstand zum Jahreswechsel 2025 adressiert. Für die betroffenen Netzbetreiber war in keiner Weise absehbar, dass sich die Voraussetzungen für die Teilnahme derart grundlegend verschärfen würden, noch können sie sich mit ausrei-chend Vorlauf auf den Einbezug in das Regelverfahren vorbereiten. Die Schwellenwerte gehen bei Netzbetreibern unabhängig vom Verfahren mit einer massiv gestiegenen Planungsunsi-cherheit einher. Auch die von der Branche im Expertenaustausch zur Methodenfestlegung des Effizienzvergleichs am 14. Juli 2025 adressierten negativen Auswirkungen auf den Effizienz-vergleich sowie auf die Entwicklung der Durchschnittseffizienz – insbesondere im Zusammen-hang mit den kumulativen Effekten der NEST-Systematik – wurden von der BNetzA zum Zeit-punkt der Veröffentlichung der Festlegungsentwürfe noch nicht hinreichend quantifiziert und sind daher bislang nicht in die Entwürfe eingeflossen. Im Folgenden wird, zuerst mit Bezug auf den Effizienzvergleich, und dann entlang der relevan-ten Tenorziffern dargelegt, weshalb die kurzfristig vorgesehenen Änderungen im Vereinfach-ten Verfahren als nicht ausreichend durchdacht und in ihrer Tragweite unterschätzt einzustu-fen sind.
88	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Der Datensatz für den Effizienzvergleich ändert sich signifikant – mit drastischen Effekten für Netzbetreiber beider Verfahren (Teil 1)	Sollte die BNetzA an ihren bisherigen Überlegungen festhalten, hat dies nachhaltige Auswir-kungen auf den Effizienzvergleich zur Folge und wird die Aufgabe zur Abbildung der heteroge-nen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber erschwerend beeinflussen. Gemäß der Präsentation der BNetzA vom 14. März 2025 dürften sich die Datensätze für den Effizienzvergleich u.a. durch die Änderung der Schwellenwerte in Zukunft deutlich verändern. Insgesamt würde sich somit der Datensatz im Strom nach den vorläufigen Werten gemäß BNetzA um 30 Netzbetreiber und im Gas um 44 Netzbetreiber erhöhen. Gemäß den Analysen von Polynomics im Rahmen des BMT greift eine isolierte Betrachtung der NEST-Effekte beim Effizienzvergleich zu kurz und insbesondere die Änderungen im Verein-fachten Verfahren führen zu einer massiven materiellen Verschlechterung sowie sinkender Robustheit im Effizienzvergleich. Basierend auf der Datenbasis für die 4. Regulierungsperiode Strom (Stand November 2024) wurde analog zu den Berechnungen der BNetzA, die Teilnahme der von der BNetzA genannten „neuen" Netzbetreiber für den Effizienzvergleich simuliert. Hierbei wurden Modellparameter für insgesamt 29 neue VNB aus dem Vereinfachten Verfahren recherchiert und in Einzelfällen mittels qualifizierter Schätzungen ermittelt. Bei den aufgrund des neuen Schwellenwertes neu dazugekommenen Netzbetreiber handelt es sich überwiegend um kleinere Netzbetreiber sowie weitere strukturell nicht vergleichbare Unternehmen (z.B. NETCUR GmbH, YNCORIS GmbH, InfraLeuna Energiegesellschaft GmbH und GETEC net GmbH). Bei diesen Netzbetreibern kann es sich zum Beispiel um Netzbetreiber handeln, die besondere Anschlusskonstellationen (erzeugungs- und oder lastseitig) und Ver-sorgungsstrukturen aufweisen und damit bei den spezifischen Kosten verschiedener Struktur-parameter über ein kostengünstiges Verhältnis verfügen. Insgesamt würden sich damit 9 strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber im Datensatz der Stromverteilnetzbetreiber be-finden. Die durch die neuen Schwellenwerte verpflichtend ins Regelverfahren kommenden VNB wei-sen mit 81,5% eine deutlich niedrigere Durchschnittseffizienz auf als die etablierten VNB im regulären Verfahren. Bei 4 neuen Teilnehmern greift die Regelung der Mindesteffizienz mit 60%. Von den neuen VNB werden 2 Peer-VNB – darunter sind strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber. Die neuen VNB wären damit mit massiv verschärften Effizienzvorgaben kon-frontiert, mit einer Ausweisung von ineffizienten Kostenanteilen, die bei Einführung eines drei-jährigen Abbaupfades innerhalb von zwei Jahren abgebaut werden müssten.
89	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Der Datensatz für den Effizienzvergleich ändert sich signifikant – mit drastischen Effekten für Netzbetreiber beider Verfahren (Teil 2)	Kontraintuitiv entfalten neue, weniger effiziente VNB mit höheren ineffizienten Kosten eine negative „Sogwirkung" auf SFA-Effizienzwerte der übrigen VNB. Eine Hinzunahme der neuen Teilnehmer hätte eine Senkung der Durchschnittseffizienz in der SFA-Methode um 3,4% Punk-te zur Folge. 188 VNB würden damit niedrigere Effizienzwerte im Vergleich zum Status Quo erhalten, bei der DEA-Methode wären es ca. 80 VNB. Die Auswirkungen für VNB fallen in der SFA gravierender aus, je geringer der vorherige Effizienzwert war. So verlieren die unteren 20% im Schnitt 7,3 %-Punkte und einige bis zu 12%-Punkte. Die geplanten Anpassungen beim Effizienzvergleich verstärken sich in ihrer Negativwirkung gegenseitig. Diese wirken direkt und indirekt auch auf die Durchschnittseffizienz im verein-fachten Verfahren. Bisher wurden in der Abschätzung der Veränderung des Effizienzwertes, die geplanten Anpassungen aus der Methodenfestlegung nicht berücksichtigt. Für Unterneh-men im vereinfachten Verfahren sinkt also nur durch die Änderungen der Methodiken der gewichtete Durchschnittseffizienzwert abseits der neuen Gewichtung zusätzlich auf unter 90%.
90	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Hohe Unsicherheit auch für zukünftige Effizienzvergleiche (Teil 1)	Welche Anreizwirkung die geplanten NEST-Änderungen auf die Entscheidung eines einzelnen Netzbetreibers im Vereinfachten Verfahren haben werden und wie sich Netzbetreiber künftig für eines der Verfahren entscheiden, lässt sich schwer abschätzten. Wie bereits in der Stel-lungnahme zur Tenorierung Ramen erwähnt, besteht jedoch aufgrund des Wahlrechts die Ge-fahr, dass sich insbesondere strukturell nicht vergleichbare und spezifisch günstige Unterneh-men, denen grundsätzlich eine Teilnahme am Vereinfachten Verfahren offenstehen würde, aufgrund ihrer Besonderheit und der Erwartung eines Alleinstellungsmerkmals für einen Ver-bleib im regulären Verfahren entscheiden. Gleiches gilt für Netzbetreiber, die bisher bereits freiwillig oder aufgrund des Kundenschwellwertes am Regelverfahren teilgenommen haben und einen Effizienzwert oberhalb des durchschnittlichen Effizienzwertes erzielen konnten. Auch bei diesen Netzbetreibern erscheint ein Verbleib im Regelverfahren nicht unrealistisch bzw. erwartbar, so dass die Anzahl der am Effizienzvergleich teilnehmenden Unternehmen insgesamt deutlich höher ausfallen wird, als auf den entsprechenden Folien im Experten-workshop am 14.03.2025 präsentiert. Dazu kommt, dass die Perspektive einer sinkenden Durchschnittseffizienz weitere Netzbetrei-ber dazu veranlassen könnten, ins reguläre Verfahren zu wechseln, was die vorgängig be-schriebenen Effekte verstärken würde. Auch die von der BNetzA geplante Nichtgewährung eines OPEX-Aufschlages kann einen (nichtsachgerechten) Wechsel in das reguläre Verfahren befördern. Es muss in jedem Fall ausgeschlossen werden, dass mit der weiterhin vorgesehenen Wahl-möglichkeit für das Vereinfachte Verfahren und insbesondere durch die Neuregelungen und einer dadurch erwartbaren vermehrten Teilnahme von kleineren Netzbetreibern und Spezial-netzbetreiber (Arealnetze) am Regelverfahren durch die steigende Heterogenität und gerin-gere Vergleichbarkeit das Benchmarking verzerrt wird und dies zu nicht sachgerechten oder nicht erreichbaren / nicht übertreffbaren Effizienzvorgaben führt. Zur Reduzierung des Verfahrensaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden sollte eine Umstellung dahingehend erfolgen, dass Netzbetreiber unterhalb der Schwellenwerte au-tomatisch am Vereinfachten Verfahren teilnehmen und nur die Teilnahme am regulären Ver-fahren (zu einer vorab festzulegenden Frist) angezeigt werden muss. Insofern hätten auch Teilnahmeberechtigte für das Vereinfachte Verfahren weiterhin die Wahlmöglichkeit, am Regelverfahren teilzunehmen.

91	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Hohe Unsicherheit auch für zukünftige Effizienzvergleiche (Teil 2)	Schließlich ist es aus Sicht der Branche zwingend erforderlich, dass zum einen Unternehmen mit einer anderen Versorgungsaufgabe (Unternehmen der Heterogenitätsstufe 1) vor der Durchführung der KTA aus dem Datensatz ausgeschlossen werden (vgl. Abschnitt 4.2.4 und Kapitel 8). Der Nachweis der strukturellen Vergleichbarkeit muss insbesondere auch für die Netzbetreiber erbracht werden, denen das Vereinfachte Verfahren offensteht, aber freiwillig am Regelverfahren teilnehmen. Die Branche begrüßt daher eine Berücksichtigung und den Vorschlag eines Ausschlusses von strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen im Gutachten zum Effizienzvergleich Gas. Die aktuellen Analysen zum Einfluss neuer Marktteilnehmer im Regelverfahren Strom zeigen, dass die geplanten Anpassungen der Regelungen für das Vereinfachte Verfahren potenziell weitreichende Auswirkungen haben können. Die seitens der Branche vorgelegten Untersuchungen beziehen sich jedoch ausschließlich auf Stromverteilnetzbetreiber. Eine vergleichbare Analyse für Gasverteilnetzbetreiber konnte nicht erfolgen, da hierfür erforderliche Daten – insbesondere solche mit Relevanz für die Effi-zienzwertberechnung, wie Rohrvolumen oder Ausspeisepunkte > 5 bar – nicht öffentlich ver-fügbar sind. Vor dem Hintergrund, dass die gewichtete Durchschnittseffizienz im Gasbereich in der vierten Regulierungsperiode mit 92,55 % bereits deutlich unter dem Wert des Strombereichs (97,01 %) liegt, ist eine fundierte Bewertung der möglichen Effekte durch neue Teilnehmer im Gasbereich aus Sicht der Branche zwingend erforderlich. Sollten der BNetzA, die für eine solche Analyse notwendigen Daten nicht vorliegen, wird ange-regt, diese gezielt bei den betroffenen Unternehmen einzufordern. Vor einer finalen Entscheidung über Änderungen im Regulierungsrahmen, die potenziell er-hebliche Auswirkungen auf den Effizienzvergleich und die betroffenen Unternehmen haben, sieht die Branche eine klare Verpflichtung der Bundesnetzagentur, die zu erwartende Effekte umfassend und datenbasiert zu bewerten. Nur auf dieser Grundlage lässt sich eine Folgenab-schätzung nachvollziehbar darstellen. Zudem ist aufgrund der erheblichen Unsicherheiten in den Datensätzen im Sinne eines robus-ten Ergebnisses für die Netzbetreiber zwingend an den bisherigen Sicherheitsmechanismen (SFA-Skalierung, Best-of-4, Abbaupfad über 5 Jahre) festzuhalten.
92	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Anpassung der Betriebskosten und Anpassungen von Kosten für Forschung und Entwick-lung (Tenorziffer 16.1) (Teil 1)	Änderungsvorschlag: Tenorziffer 16.1: 1Kleine Netzbetreiber können statt des Effizienzvergleichs zur Ermittlung von Effizienzwerten nach Ziffer 10 die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach den Maßga-ben der Ziffern 16.2 bis 16.6 wählen. 2Bei einer Teilnahme am vereinfachten Verfahren er-folgt keine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung nach Zif-fer 17 und keine Anpassung der Betriebskosten gemäß Ziffer 3.2. Begründung: Anpassungen der Erlösobergrenze aufgrund von Forschung und Entwicklung und eine jährliche Anpassung der Betriebskosten sollten für Unternehmen im Vereinfachten Verfahren nicht in einer Rahmenfestlegung ausgeschlossen werden. Die BNetzA begründet eine fehlende Anpassbarkeit in Randnummer 1094 damit, dass es bisher keine Anwendungsfälle bei Netzbe-treibern im vereinfachten Verfahren gegeben hätte, die eine Anpassung von Kosten für For-schung und Entwicklung nötig gemacht hätten. Nur weil diese Anwendungsfälle bis zum jetzi-gen Zeitpunkt von der BNetzA nicht gesehen werden, heißt dies jedoch nicht, dass sie nicht in Zukunft auftreten können. Ein Ausschluss schränkt den Handlungsspielraum des Netzbetreibers ohne Not ein und schafft zudem adverse Effekte, da eine fehlende Berücksichtigung von Kos-ten für Forschung und Entwicklung auch mögliche zukünftige Anwendungsfälle verhindert. Eine fehlende Anerkennung für Kosten der Forschung und Entwicklung stellt ein klares Hemm-nis für kleinere Netzbetreiber dar, überhaupt in diese Bereiche zu investieren. Die Energie-wende findet in vielen Fällen dezentral und vor Ort statt. Es darf dabei nicht nach Größe des Netzbetreibers unterschieden werden. Eine fehlende Anerkennung von jährlichen Betriebskosten (OPEX) für Unternehmen im Vereinfachten Verfahren versus Unternehmen im Regelverfahren stellt eine signifikante regu-latorische Ungleichbehandlung und Schlechterstellung in der Anreizregulierung dar. Die BNetzA begründet Ihre Entscheidung unter anderem damit, dass kleinere Netzbetreiber durch die Anwendung des Instruments zu einem erheblichen Verfahrensaufwand gezwungen wären (Rn. 1099). Dem ist zu entgegnen, dass dies einfach zu lösen ist. So könnte die Abgabe rele-vanter Daten einerseits freiwillig sein. Andererseits sollten dieie benötigten Strukturparame-ter für die meisten Unternehmen ohne Probleme bereitgestellt werden können, zumal sie an-derem bereits im Marktstammdatenregister (MaStR) oder im Rahmen von Monitoringberich-ten bereits ermittelt und bereitgestellt (z.B. Jahreshöchstlast). Die Begründung der BNetzA zudem im Widerspruch mit der Begründung in Randnummer 1102, bei der eine Ausweitung der Qualitätsregulierung auf alle Stromnetzbetreiber trotz umfangreicher Datenabfragen von der BNetzA als bewältigbar eingeschätzt wird. Bei der Abfrage entsprechender Daten hat die BNetzA den Aufwand durchgehend als gering bewertet.
93	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Anpassung der Betriebskosten und Anpassungen von Kosten für Forschung und Entwick-lung (Tenorziffer 16.1) (Teil 2)	Im Übrigen ist deutlich auf Folgendes hinzuweisen: Der Verordnungsgeber sah die Einführung des vereinfachten Verfahrens seinerzeit (in § 24 ARegV) als eine spezielle Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Gerade kleine Netzbetreiber seien mit weniger personellen und sachlichen Mitteln ausgestattet und daher in administrativer Hinsicht weniger in der La-ge, die mit dem Regelverfahren verbundenen hohen regulatorischen Anforderungen mit für sie verhältnismäßigem Aufwand zu erfüllen. Das Argument dürfte auch heute noch gelten und ebenso für die BNetzA ausschlaggebend sein, wenn sie die hierfür getroffenen Regelungen im Grundsatz fortführen möchte. Gerade in Zeiten, in die Anerkennung erhöhter Betriebskosten für den Erfolg der Energiewende auf allen Ebenen relevant ist, muss auch eine einfache Lö-sung für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gefunden werden. Die verschiedentlich von der BNetzA außerhalb des Verfahrens geäußerte Meinung, dass die Netzbetreiber im ver-einfachten Verfahren zum Erhalt des OPEX-Aufschlags in das reguläre Verfahren wechseln könnten, verkennt die Grundentscheidung der Verhältnismäßigkeit. Es ist Aufgabe der Bun-desnetzagentur, eine einfache Lösung für diese große Gruppe der Netzbetreiber <30.00 Kun-den (ca. 600) zu finden, auch wenn sie von den Kundenanzahl nur 13% abdecken. Eine solche Lösung kann ein reduziertes Datenset und eine einfach zu errechnende Pauschale sein. Bei einem vereinfachten Verfahren handelt es sich nach allgemeinem Verständnis um eine Verfahrenserleichterung, eine „Abkürzung“, die in verschiedenen Rechtsbereichen für eine beschleunigte und weniger aufwendige Bearbeitung von Anträgen oder Verfahren angewen-det wird. Die Teilnahme hieran, die allein an die Möglichkeiten der Verfahrensteilnehmer zur Erfüllung notwendiger Verfahrensschritte anknüpft, darf aber nicht mit negativen Rechtsfol-gen verbunden sein. Dass bei der Wahl des vereinfachten Verfahrens Tenorziffer 3.2, die eine Anpassung der Betriebskosten ermöglicht, keine Anwendung finden soll, wäre aber ein solcher Nachteil. Es widerspricht eindeutig dem Gedanken der Einführung des vereinfachten Verfahrens, müss-ten die Teilnehmer auf die regulatorisch richtige und wirtschaftlich vorteilhafte Anerkennung von gestiegenen Betriebskosten auch innerhalb der Regulierungsperiode verzichten. Dies würde die Verhältnismäßigkeitserwägungen, die die Möglichkeit zur Teilnahme an einem ver-einfachten Verfahren rechtfertigen, wiederum aushöhlen. Dem Vorteil würde unzulässiger-weise ein schwerwiegender wirtschaftlicher Nachteil gegenübergestellt, was rechtlich zumin-dest zweifelhaft erscheint. Diese Zweifel werden auch nicht dadurch aus dem Weg geräumt, dass die BNetzA betont, dass den Unternehmen die Wahl offen stünde, auch am regulären Verfahren teilzunehmen. Diese Sichtweise verkennt eindeutig die Gründe für die Einführung und offensichtlich auch die Fortführung des vereinfachten Verfahrens, nämlich den nicht zu bewältigenden Verwaltungsaufwand für kleinere Netzbetreiber zu minimieren. Der Verzicht auf den Genuss vorteilhafter Regelungen kann hierfür nicht zur Bedingung gemacht werden.
94	16. Vereinfachtes Verfahren	Strom und Gas	-		Anpassung der Betriebskosten und Anpassungen von Kosten für Forschung und Entwick-lung (Tenorziffer 16.1) (Teil 3)	Mit Blick auf die anstehenden Herausforderungen der Energiewende – deren Bewältigung gleichermaßen eine Aufgabe für Unternehmen im Vereinfachten Verfahren ist – ist sachlich nicht nachvollziehbar, warum den Netzbetreibern im Vereinfachten Verfahren sowohl eine OPEX-Anerkennung als auch die Berücksichtigung von F&E-Kosten vorenthalten wird. Analysen des BMT zeigen, dass Netzbetreiber unabhängig vom Verfahren Kostenunterdeckungen für OPEX aufweisen. Auch vor dem Hintergrund der großen und heterogenen Netzbetreiberlandschaft in Deutsch-land muss die Regulierung sowohl für Netzbetreiber als auch Regulierungsbehörden be-herrschbar bleiben. Dies kann nur gelingen, wenn auch das Vereinfachte Verfahren für Netz-betreiber weiterhin attraktiv bleibt, tatsächlich administrative Vereinfachungen bestehen bleiben und Netzbetreiber nicht aufgrund wirtschaftlicher Aspekte zur Teilnahme am regulä-ren Verfahren gezwungen werden. Aus diesen Gründen sollten die geplanten Anpassungen aus Branchensicht überdacht und zurückgenommen werden.

95	16.2 und 16.3 Schwellenwert	Strom und Gas	-		Einführung neuer Schwellenwerte (Tenorziffer 16.2 und 16.3) (Teil 1)	Der BDEW lehnt die Einführung eines wirtschaftlichen Schwellenwertes klar ab und plädiert für die Weiterführung eines kundenbezogenen Begriffes. Die Kundenanzahl als maßgebliches Kriterium für die Teilnahme am Vereinfachten Verfahren stellt eine Kenngröße mit hoher Pla-nungssicherheit, auch für längere Zeiträume in die Zukunft, dar. Für das Kriterium der Kun-denanzahl sind ausschließlich die Entwicklungen des jeweiligen Netzbetreibers von Relevanz. Das bisherige Effizienzvergleichsverfahren deckt mit den Teilnehmern, welche die Option für die Wahl des vereinfachten Verfahrens haben, sich jedoch für das reguläre Verfahren ent-schieden haben, einen Anteil des Ausgangsniveaus im Effizienzvergleich in Höhe von 3,5% (Strom) bzw. 5% (Gas) ab. Sollte die BNetzA beim Ansatz eines wirtschaftlichen Schwellenwer-tes bleiben, wären diese entsprechend abzusenken. Keine belastbare Herleitung des neuen Kriteriums Ein Wechsel hin zu einer wirtschaftlichen Kennziffer gefährdet massiv die Planungssicherheit für Netzbetreiber beider Verfahren. Zum einen würde es künftig eben nicht nur auf die Ent-wicklungen des einzelnen Netzbetreibers ankommen, sondern es würde dieser in Relation zu den Entwicklungen der Ausgangsniveaus anderer gestellt werden. Zum anderen geht selbst die BNetzA in Ihren Begründungen bereits davon aus, dass die Ausgangsniveaus nicht alle rechtzeitig vorliegen werden (Rn. 1105). Bei den Landesregulierungsbehörden bestehen zum Teil größere Bearbeitungsrückstände – ein Problem, welches sich weiter mit der angedachten Verkürzung der Regulierungsperioden massiv verschärfen könnte. Teilweise sind für die 4. Regulierungsperiode die Bescheide für das Ausgangsniveau noch nicht erstellt. Eine Verkür-zung der Regulierungsperiode wird diesen Sachverhalt zusätzlich verschärfen und zu weiteren Verzögerungen und damit Unsicherheit führen. Für Netzbetreiber sollte jedoch zeitnah und mit Vorlauf feststehen, in welches Verfahren sie fallen. Netzbetreiber, die nah an dem Schwel-lenwert liegen, müssen vorsorglich Daten vorhalten sowie Systemanpassungen vornehmen. Dies stellt eine ungerechtfertigte Mehrbelastung für Unternehmen dar, für die es im Zweifel keine Kompensation gibt. Die Anzahl der Anschlusskunden ist hierbei für alle besser planbar und es existieren nur wenige Netzbetreiber, welche sich um den Schwellenwert von derzeit 30.000 Kunden bewegen. Die Begriffe des Haushaltskunden und Letztverbrauchers sind recht-lich in § 3 EnWG definiert und sollten gegenüber einem finanziellen Schwellenwert bevorzugt werden. Zudem hat die BNetzA für die Datenermittlung nach § 28 Satz 2 ARegV ein FAQ-Papier mit entsprechenden Erläuterungen zur Zählweise der Kunden im Jahr 2022 veröffent-licht. Es fehlt an einer transparenten Offenlegung der Datengrundlage. Die Branche fordert daher für eine vollständige Datentransparenz die Veröffentlichung der Daten, die der BNetzA für die Berechnungen vorliegen.
96	16.2 und 16.3 Schwellenwert	Strom und Gas	-		Einführung neuer Schwellenwerte (Tenorziffer 16.2 und 16.3) (Teil 2)	Das bereinigte Ausgangsniveau ist als Kriterium für die Bestimmung der Schwellenwerte un-geeignet, da es bei Bestimmung diesen an einem harmonisierten Vorgehen und einer Kontrol-le mangelt. Das Ausgangsniveau ist von individuellen Beurteilungen abhängig, die zum Teil Gegenstand von Vereinbarungen sind. In der Vergangenheit haben die BNetzA und die einzel-nen Landesregulierungsbehörden bestimmte Punkte bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unterschiedliche beurteilt. Das Kriterium ist zudem ungeeignet, da auf einen in der Vergangenheit liegenden Wert abge-stellt wird. Anhand eines Vergangenheitswertes lässt sich nicht die aktuelle administrative Leistungsfähigkeit eines Netzbetreibers ableiten. Im Vergleich zum zuletzt bestimmten Aus-gangsniveau können sich eine Vielzahl an Änderungen ergeben, die die administrative Leis-tungsfähigkeit eines Netzbetreibers stark beeinträchtigen (u.A. bei Netzabgaben, Netzüber-nahmen, einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe oder Kostensteigerungen im Zusammen-hang mit der Gasnetztransformation). Beim Kundenbegriff hingegen kann auch auf einen ak-tuelleren Wert zurückgegriffen werden. Selbst wenn das Kriterium „Anzahl angeschlossener Kunden“ aus Sicht der BNetzA nicht geeig-net sein sollte, existieren Alternativen den Kundenbegriff im Zuge der Festlegung mit einem bekannten Strukturparameter (z.B. Anzahl Messlokationen, Anschlusspunkte oder Letztver-braucher) zu belegen, für die bereits festgelegte Definitionen seitens der BNetzA existieren. Sollte die BNetzA trotz allem an einer wirtschaftlichen Kenngröße festhalten, ist eine Über-gangsregelung für die betroffenen Unternehmen essenziell, um eine Umstellung auf eine Teilnahme am Regelverfahren zu ermöglichen. Netzbetreiber sind davon ausgegangen, dass auch zukünftig die Kundenzahl das maßgebliche Kriterium für die Teilnahme sein wird. Das bereinigte Ausgangsniveau, welches jetzt als Kriterium herangezogen wird, ist für die Teil-nehmenden nicht mehr beeinflussbar. Weder konnte der Netzbetreiber sich im zulässigen Rahmen mit Blick auf die Verfahrensänderung optimieren, noch konnte dieser entsprechendes Personal für den Effizienzvergleich vorhalten. Die Große Beschlusskammer der BNetzA hat unter Verwendung von Daten aus der vierten Regulierungsperiode im Rahmen des Expertenaustausches zum Vereinfachten Verfahren am 14. März vorläufige Schwellenwerte für das Vereinfachte Verfahren von circa 7,14 Mio € im Strombereich und 4,32 Mio € im Gasbereich kommuniziert. Hierbei wurde nicht bedacht, dass das Regelverfahren bereits heute einen größeren Marktanteil abdeckt, als nach ARegV not-wendig wäre aufgrund von Unternehmen, die freiwillig am Regelverfahren teilnehmen. Dem-nach sind auch die Schwellenwerte von 90% im Strombereich und 82% im Gasbereich nicht sachgerecht abgeleitet und sollten niedriger ausfallen. Wir fordern die BNetzA auf, nochmals selbst zu überprüfen, wie regulatorisch relevant die Einführung des neuen Kriteriums wirklich ist und welchen Nutzen sie bringt. Dem ist der ent-stehende Aufwand und die entstehenden Unsicherheiten gegenüberzustellen und in die Ge-samtabwägung einzubeziehen. Wir möchten erinnern: Aktuell geht es um 30 VNB im Strom- und um 44 Netzbetreiber im Gasbereich.
97	16.4 und 16.5 Effizienzwert	Strom und Gas	-		Gewichtete Durchschnittseffizienz (Tenorziffer 16.4)	Änderungsvorschlag: Tenorziffer 16.4: 1Für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren bildet die Bundesnetzagen-tur den Effizienzwert als gewichtetes arithmetisches Mittel aller im bundesweiten Effizienz-vergleich nach Ziffer 10 für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach Ziffer 10.4 bereinigten Effizienzwerte (pauschaler Effizienzwert). 2Der pauschale Effizienzwert unterliegt keinen nachträglichen Anpassungen. 3Bei der Gewichtung wird den Effizienzwerten der kleineren Netzbetreiber im Regelverfahren besonders Rechnung getragen. Begründung: Die Fortführung der Anwendung eines pauschalen Effizienzwertes statt einer netzbetreiberin-dividuellen Bestimmung für Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren ist grundsätzlich zu begrüßen. Unverständlich ist jedoch, mit welcher Begründung künftig kleinere Netzbetreiber stärker gewichtet werden sollen. Auch diese Änderung wurde vor dem Zwischenstand zum Jahreswechsel im Januar 2025 in keinster Weise kommuniziert. Die BNetzA erwähnt zwar eine beabsichtigte Annäherung an die beobachtbare Effizienz kleinerer Netzbetreiber, begründet jedoch nicht, wieso der gewichtete Effizienzwert kleiner Netzbetreiber stärker gewichten soll-te. Die angekündigte unterschiedliche Gewichtung ist daher als sachgrundlos einzustufen. Die Schwellen für die Teilnahme am Regelverfahren bilden bereits eine absolute Schwelle für die Unterteilung in kleine und große Netzbetreiber. Durch die Hinzunahme einer größeren Ge-wichtung kleinerer Netzbetreiber wird der pauschale Effizienzwert im Vereinfachten Verfah-ren verzerrt. Sollten zudem die angedachten Änderungen in den Methodenfestlegungsentwürfen zum Effi-zienzvergleich Bestand haben, wird sich der Effizienzwert zusätzlich wie bereits zuvor be-schrieben signifikant verschlechtern. Infrage zu stellen ist daher, wieso trotz starker finanziel-ler Mehrbelastung für die Netzbetreiber auf eine Verringerung der Durchschnittseffizienz mit-tels einer anderen Gewichtung abgestellt wird. Netzbetreiber jeglicher Größe werden durch die Änderungen über die Gebühr belastet.
98	16.7 bis 16.10 Kleinstnetzbetreiberregelung	Strom und Gas	-		Kleinstnetzbetreiberregelung	Für die Kleinstnetzbetreiberregelung verweist der BDEW grundsätzlich auf die Ausführungen der Stellungnahme vom 14. März 2025 des Verbandes zur „Tenorierung RAMEN“, welche weiterhin Bestand haben