

Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)

bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland

23. Juli 2025

Die Bundesnetzagentur erhält bei der Erfüllung ihrer Aufgaben fortlaufend wissenschaftliche Unterstützung durch den Wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR). Der WAR berät die Bundesnetzagentur in voller Unabhängigkeit in allen Fragen der Regulierung. Im Folgenden nimmt der WAR zu ausgewählten Fragen der zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland Stellung.

1. Hintergrund der vorliegenden Stellungnahme

Im September 2021 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) geurteilt¹, dass eine durch den nationalen Gesetz- und Ordnungsgeber im Einzelnen vorstrukturierte „normative“ Regulierung insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft gegen die in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden verstößt. In Deutschland sind das die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden. Somit entfallen die Rechtsgrundlagen für die aktuelle Form der Netzentgeltregulierung. Dies betrifft insbesondere für die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Die GasNEV wird zum 31.12.2027 außer Kraft treten. Die ARegV und die StromNEV folgen zum 31.12.2028.

Die Bundesnetzagentur wird die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen dann künftig in eigener Zuständigkeit festlegen. Erste Überlegungen zu möglichen Anpassungen der Regulierung hat die Bundesnetzagentur im Januar 2024 in einem Eckpunktepapier zusammengefasst. Es trägt den Titel „**Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.**“². Die Überarbeitung des gesamten Regulierungsrahmens und seiner konkreten Ausgestaltung wird als „NEST-Prozess“ bezeichnet.

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur hat Erwägungen zu den Festlegungsverfahren angestellt. Die zusammenfassenden Zwischenstände hat sie im Januar 2025 im Kontext des NEST-Prozesses veröffentlicht. Am 18.06.2025 sind die sogenannten Festlegungsentwürfe zur Konsultation gestellt worden. Die Konsultation endet am 30.07.2025. Sie betrifft folgende Aspekte:

- a) den Regulierungsrahmen und die Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)
- b) den Regulierungsrahmen und die Methode der Anreizregulierung für Betreiber von Gasverteilernetzen und von Fernleitungsnetzen (RAMEN Gas)
- c) die Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (StromNEF)

¹ EuGH-Urteil vom 2.9.2021 (C-718/18)

² <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/GBK/Eckpktpapier.pdf>

- d) die Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Betreiber von Gasverteilernetzen und von Fernleitungsnetzen (GasNEF).

Die Festlegungsentwürfe RAMEN Strom und RAMEN Gas beschreiben die bisherigen Pläne und Überlegungen der Bundesnetzagentur (1) zum künftigen Anreizregulierungssystem, (2) zur Dauer der Regulierungsperiode und (3) zu den wesentlichen regulatorischen Instrumenten wie Effizienzvergleich, den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Xgen, der Berücksichtigung von Änderungen bei den Betriebskosten in der fünften Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren, zu einer pauschalisierten Bestimmung der Kapitalkosten sowie zur Definition eines Katalogs besonderer Kostenkategorien (KANeu).

Gegenstand der Festlegungsentwürfe StromNEF und GasNEF sind Vorgaben zur Bestimmung des Ausgangsniveaus, das in die Bestimmung der Erlösobergrenzen eingeht. Konkret geht es unter anderem um folgende vier Aspekte: (1) die Umstellung des Kapitalerhaltungssystems auf eine reine Realkapitalerhaltung, (2) die Bestimmung der Bezugsbasis für die WACC-Rate³, (3) die Bestimmung der Gewerbesteuer sowie (4) Vorgaben zu einer pauschal gewährten Position für das Umlaufvermögen.

In der vorliegenden Stellungnahme erörtert der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) ausgewählte Aspekte der Reform der Netzentgeltregulierung. Dabei bezieht der WAR vor allem zu den Themen Stellung, die in besonderer Weise kontrovers zu sein scheinen und bei denen eine neutrale Sicht besonders hilfreich sein mag. Die Stellungnahme ist also keine allumfängliche Kommentierung sämtlicher Aspekte der Netzentgeltregulierung. Vielmehr werden eklektisch zentrale ökonomische Fragen erörtert. Rechtsfragen werden in der vorliegenden Stellungnahme hingegen nicht näher analysiert. Bevor im Weiteren einzelne Aspekte der Netzentgeltregulierung erörtert werden, gilt es im folgenden Abschnitt den Grundgedanken der Netzentgeltregulierung von Strom- und Gasnetzen dazulegen. Ein Verständnis dieser Grundphilosophie ist hilfreich, um die Erwägungen im Einzelfall besser nachzuvollziehen. Zudem wird in Abschnitt 3 sehr kurz die Bilanz der bisherigen Netzentgeltregulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland reflektiert. Abschnitt 4 wendet sich sodann wesentlichen Punkten aus den Festlegungsentwürfen RAMEN Strom und RAMEN Gas zu. In Abschnitt 5 werden einzelne Aspekte der Festlegungsentwürfe zur Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (StromNEF) und für Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (GasNEF) erörtert.

2. Philosophie der Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzen

Strom und Gasnetze sind resistente natürliche Monopole. Sie stehen nicht im direkten Wettbewerb miteinander. Eine Regulierung der Netzentgelte ist daher zweckmäßig, um eine monopolistische Bildung der Preise zu verhindern. Auch soll sie sonstige Ineffizienzen verhindern, die mit unregulierten Monopolen verbunden sind.

Aus ökonomischer Perspektive gibt es bei unregulierten Monopolen tendenziell drei Probleme: Erstens sind die Preise aufgrund des mangelnden Wettbewerbs in aller Regel ineffizient hoch. In der Folge zahlen die Nachfrager mehr als bei wettbewerblicher Preisbildung. Das Resultat ist ein volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsverlust. Er wird oft auch als allokativer Ineffizienz bezeichnet. Zweitens herrscht durch den fehlenden Wettbewerbsdruck oftmals keine Kostendisziplin. Der Grund: Auch ineffizient hohe Kosten können leichter durchgereicht werden als auf Wettbewerbsmärkten. Der

³ WACC = **W**eighted **A**verage **C**ost of **C**apital, s.u. 5.1.

fehlende Effizienz- und Kostendruck resultiert in sogenannten technischen oder produktiven Ineffizienzen. Und drittens sind Anreize für Innovationen und Qualität aus gesamtgesellschaftlicher Sicht oft suboptimal. Monopole sind daher in der Regel mit dynamischer Ineffizienz verbunden. Bei Energienetzen kommt hinzu: Die Anreize für eine bedarfsgerechte Ausweitung des Angebots sind im unregulierten Zustand in der Regel unzureichend. Darunter kann die Versorgungsqualität leiden.

Die Idee der Anreizregulierung wurde in den frühen 1980er-Jahren in Großbritannien entwickelt.⁴ Sie besteht – etwas holzschnittartig zusammengefasst – darin, solche Preispfade bzw. Erlöspfade vorzugeben, „als ob“ es Wettbewerb gäbe. Preispfade spielen im Falle einer Regulierung der Preisobergrenzen eine Rolle. Erlöspfade spielen im Fall einer Regulierung der Erlösobergrenzen eine Rolle. Die Kernfrage ist daher immer, welche Kosten und welche Preise bzw. Erlöse sich ergeben würden, wenn denn Wettbewerb bestünde. Faktisch kann es diesen Wettbewerb bei natürlichen Monopolen nicht geben. Die Regulierung soll somit den Wettbewerb „simulieren“ und die (fehlenden) Funktionen des Wettbewerbs ersetzen.

Leitbild der Regulierung ist dabei regelmäßig nicht der idealtypische vollkommene Wettbewerb. In ihm können atomistische Anbieter ohne jegliche Marktmacht bei vollständiger Information niemals Preise oberhalb der Grenzkosten verlangen, ohne sofort sämtliche Kunden zu verlieren. Orientierungspunkt in der Praxis sind eher Modelle wirksamen Wettbewerbs, so wie er auf vielen Wettbewerbsmärkten in der Realität existiert. Somit geht es nicht darum, Preise stets auf Grenzkostenniveau festzulegen. Grenzkostenpreise ermöglichen ohnehin in natürlichen Monopolsituationen aufgrund der vorhandenen Degression der Durchschnittskosten dauerhaft keine verlustfreie Unternehmensführung ermöglichen. Vielmehr sollen Preis- oder Erlösobergrenzen so festgelegt werden, dass bei effizienter Unternehmensführung – und somit auch effizienter Produktion ohne überhöhte Kosten – eine risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals möglich ist.

Ein wesentlicher, namensgebender Aspekt der sogenannten Anreizregulierung liegt darin, dass die Regulierung Anreize zur effizienten Betriebsführung und insbesondere zur Kosteneffizienz geben soll. Dahinter verbirgt sich die Idee, dass auch auf Wettbewerbsmärkten Unternehmen starke Anreize haben, die Kosten der Produktion möglichst gering zu halten und keine Ressourcen oder Produktionsmittel zu verschwenden. Der Grund: Dies würde zu Nachteilen im Wettbewerb führen. Kostensenkungen verschaffen den Unternehmen hingegen tendenziell Vorteile im Wettbewerb. Ähnliches gilt im Übrigen für eine Steigerung der Qualität der produzierten Leistungen. Mit der Anreizregulierung wird das Ziel verfolgt, diese im Wettbewerb bestehenden Anreize durch eine geeignete Regulierung zu simulieren.

Für die deutsche Energiepolitik sind besonders drei Ziele bedeutsam: (1) Versorgungssicherheit, (2) Wirtschaftlichkeit/Preisgünstigkeit und (3) ökologische Nachhaltigkeit. Dabei handelt es sich um das sogenannte energiepolitische Zieldreieck. Die Anreizregulierung trägt zu allen drei Zielen bei. Ganz offensichtlich ist dies für das Ziel der Wirtschaftlichkeit/Preisgünstigkeit. Da die Grundidee der Anreizregulierung darin besteht, möglichst die Anreize zu simulieren, die hypothetisch auch bei wirksamem Wettbewerb bestünden, gilt dies ebenfalls für das Ziel der Versorgungssicherheit. Sofern Nachfrager Interesse an einer hohen Versorgungssicherheit haben (wovon auszugehen ist), würden bei hypothetischem Wettbewerb diejenigen Netzbetreiber einen Wettbewerbsvorteil haben, die sich

⁴ Vgl. Beesley, M., & Littlechild, S. (1989). The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom. *RAND Journal of Economics*, 20, S. 454–472, sowie jüngst Sappington, D. E. M. & Weisman, D. L. (2024). 40 Years of Incentive Regulation: What Have We Learned, and What Questions Remain?, *Review of Industrial Organization*, 65, S. 361–373.

durch ein hohes Maß an Versorgungssicherheit auszeichnen. In der heutigen Anreizregulierung soll u. a. durch das Qualitätselement in der Formel zur Festlegung der Erlösobergrenze sichergestellt werden soll, dass Netzbetreiber adäquate Anreize zur Optimierung ihrer Versorgungsqualität haben. Das Ziel der ökologischen Nachhaltigkeit würde jedenfalls dann im hypothetischen Wettbewerb durch die Netzbetreiber berücksichtigt, wenn dies auch im Interesse der Nachfrager wäre, z.B. weil sie den Anschluss für eine Photovoltaikanlage oder eine elektrische Ladestation lieber schnell als langsam erhalten würden. Da zudem die Preisgünstigkeit tendenziell die Elektrifizierung befördert, gehen die Ziele der Wirtschaftlichkeit/Preisgünstigkeit und der ökologischen Nachhaltigkeit in dieser Hinsicht Hand-in-Hand. Ein gesonderter Regulierungsbedarf kann sich jedoch ergeben, wenn die ökologische Nachhaltigkeit nicht im Interesse der Netznutzer ist. Sie würden diesen Aspekt auch bei hypothetischem Wettbewerb nicht honorieren, so wie dies etwa bei klassischen externen Effekten der Fall ist.

3. Ergebnisse der Netzregulierung seit 2009

Die Anreizregulierung wird in Deutschland seit Januar 2009 für die Festlegung der Nutzungsentgelte für Strom- und Gasnetze verwendet. Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden legen für die rund 870 Stromnetzbetreiber und die etwa 710 Gasnetzbetreiber eine Obergrenze für die Erlöse fest, welche die Netzbetreiber aus Netzentgelten erzielen dürfen, d.h. festgelegt wird eine Erlösobergrenze. Diese Erlösobergrenze gilt für eine Regulierungsperiode von fünf Jahren.

Im sogenannten Foto- oder Basisjahr werden die Kosten der Netzbetreiber überprüft und für die kommende Regulierungsperiode festgelegt. Aktuell befinden sich die Netzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode. Sie hat im Jahr 2023 für die Gasnetze bzw. im Jahr 2024 für die Stromnetze begonnen. Die Anreizregulierung umfasst als wesentliche Elemente die erwähnte Erlösobergrenze. Ihr geht eine Kostenprüfung voraus. In ihr werden beeinflussbare und nicht beeinflussbaren Kosten bestimmt sowie Effizienzreserven für die einzelnen Netzbetreiber ermittelt.

Seit Verabschiedung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bzw. der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) im Jahr 2005 sind die Netzentgelte trotz Anreizregulierung erheblich gestiegen. Das liegt vor allem am erheblich gestiegenen Bedarf zum Netzausbau und -ausbau.

Zu Beginn der Anreizregulierung und der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte haben manche ein „Netzbetreiber- oder Stadtwerkesterben“ befürchtet. Dieses ist jedoch ausgeblieben. Vielmehr hat es seit Einführung der Anreizregulierung bei den Verteilernetzbetreibern keine nennenswerte Konsolidierung gegeben. Heute gibt es weiterhin rund 870 Stromnetzbetreiber (2006: 876) und 710 Gasnetzbetreiber (2006: 739). Die konkreten Netzbetreiber in einem Netzgebiet ändern sich zwar ggf. aufgrund des Konzessionswettbewerbs. Doch die generelle Marktstruktur ist bei einer deutschlandweiten Betrachtung erstaunlich stabil. Ein echter Konsolidierungsdruck ist ebenso wenig zu beobachten wie ein nennenswertes Ausscheiden von Netzbetreibern aus dem Gesamtmarkt. Typische Wettbewerbsmärkten sind durch regelmäßigen Markteintritt und vor allem auch Marktaustritt – sei es durch Übernahme oder Konkurs – gekennzeichnet. Eine ähnliche Wettbewerbsdynamik ist bei den Strom- und Gasnetzbetreibern nicht zu beobachten. Insofern erscheint der durch die Anreizregulierung simulierte Wettbewerbsdruck jedenfalls im Vergleich zu echten Wettbewerbsmärkten nicht übermäßig hoch zu sein. Vielmehr legt die hohe Stabilität der Marktstrukturen bei Strom- und Gasnetzbetreibern nahe, dass die Regulierung tendenziell zumindest nicht zu streng war. Ansonsten wäre eine stärkere Konsolidierung im Markt zu erwarten gewesen.

Zur weitgehenden Stabilität der Marktstrukturen mag im Einzelfall auch beitragen, dass Netzbetreiber bei unvorhergesehenen Entwicklungen eine Anpassung ihrer Erlösobergrenze beantragen können. Dies soll unzumutbare Härten vermeiden. Diese Betrachtung legt bereits nahe, dass der Betrieb von Strom- und Gasnetzen zumindest in der Vergangenheit im Quervergleich zu anderen Branchen der Volkswirtschaft kein besonders risikoreiches Geschäft war.

Die Vermutung, dass die bisherige Regulierung jedenfalls nicht zu streng war, wird auch dadurch erhärtet, dass bei der Ausschreibung von Konzessionen zumindest im Strombereich regelmäßig eine hohe Nachfrage und Wettbewerb herrscht. Mit anderen Worten: Es gibt regelmäßig mehrere Unternehmen, welche die Regulierung offensichtlich nicht als so unattraktiv empfinden, als dass sie darauf verzichten würden, sich um eine Konzession zu bewerben⁵. Um die Konzessionen gäbe es hingegen keinen Wettbewerb mehrerer Bewerber, wenn die durch die Anreizregulierung etablierten Marktbedingungen so unattraktiv wären, dass Investitionen an anderer Stelle – etwa im Ausland – bevorzugt würden. Auch dieses Indiz spricht somit dafür, dass die Regulierung in der Tendenz nicht zu streng gewesen ist.⁶

4. Ausgewählte Punkte der Festlegungsentwürfe RAMEN Strom und RAMEN Gas

Im Folgenden werden ausgewählte Aspekte der am 18.06.2025 publizierten Festlegungsentwürfe RAMEN Strom und RAMEN Gas erörtert. Ganz konkret hat sich der WAR mit den folgenden vier Themen befasst: (1) die geplante Reduktion des Katalogs der dauerhaft als nicht beeinflussbar geltenden Kosten, (2) die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei (statt bisher fünf) Jahre ab der sechsten Regulierungsperiode, (3) der sogenannte „t-2-Versatz“ und (4) die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf operative Kosten (OPEX) in der fünften Regulierungsperiode.

4.1 Zur Reduktion des Katalogs der dauerhaft als nicht beeinflussbar geltenden Kosten

Die als dauerhaft nicht beeinflussbar geltenden Kosten weisen eine Besonderheit auf: Sie unterliegen nicht dem Effizienzvergleich. Die Bundesnetzagentur plant, den Katalog der als nicht beeinflussbar geltenden Kosten deutlich zu reduzieren. Als nicht beeinflussbar sollen folgende Kosten gelten:

- (a) Kosten aus der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen,
- (b) Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, sofern diese Kosten unmittelbar beim Netzbetreiber für eigenes, im Netzbereich beschäftigtes Personal anfallen,

⁵ Im Gasbereich mag sich die Situation aufgrund der höchst unsicheren Zukunft der Gasnetze und der durchaus möglichen, aber noch unbekanntem Investitionserfordernisse einer ggf. später verpflichtenden Umrüstung auf Wasserstoff anders darstellen.

⁶ Eine vollumfängliche Evaluation der Anreizregulierung hat in jüngerer Zeit nicht stattgefunden. Vor mehr als zehn Jahren hat die Bundesnetzagentur allerdings im Januar 2015 dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Bericht nach § 33 ARegV zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung vorgelegt und diesen auch veröffentlicht. Vgl. etwa https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/Evaluierung_Anreizregulierung/EvaluierungAnreizregulierung-node.html

(c) Kosten aus Entgelten, die einem Anschlussnetzbetreiber aus Entgelten zur Ausstattung von Zählpunkten einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und des Netzanschlusspunktes einer Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung in der tatsächlichen Höhe entstehen.

Als beeinflussbar sollen in Zukunft insbesondere Kosten des Redispatches⁷, Personalzusatzkosten und Kosten für Betriebskindertagesstätten gelten. Der WAR begrüßt diese Vereinfachung nicht nur, weil dies den bürokratischen Aufwand der Kontrolle der sachgerechten Kostenzuschlüsselung erheblich reduziert. Vielmehr hält der WAR es in der Sache auch für richtig, dass diese Kosten durch die Netzbetreiber beeinflussbar sind. Sie sollten damit ebenso wie andere Kostenarten einem Effizienzvergleich unterliegen. Um etwaigen Missverständnissen vorzubeugen, sei festgehalten: Die Einstufung von Kosten als beeinflussbar, bedeutet selbstredend nicht, dass diese Kosten gar nicht mehr in die Kostenbasis für die Festlegung der Erlösobergrenze eingehen, also auf null gesetzt würden. Es bedeutet lediglich, dass diese Kosten dann auch in die Effizienzbetrachtung mit einfließen.

Die Einstufung der oben genannten Kostenarten als nicht beeinflussbar setzt sogar gravierende Fehlanreize. Besonders deutlich wird dies am Beispiel der Redispatch-Kosten. Gelten diese als nicht beeinflussbar, so haben die Netzbetreiber im Grunde keinerlei Anreize, die Redispatch-Kosten durch Investitionen in das eigene Netz oder Umspannanlagen (etwa den Bau von Phasenschiebertransformatoren) zu reduzieren. Während Investitionen in das Netz und in zum Netz gehörige Anlagen als beeinflussbar gelten und somit (zurecht) dem Effizienzvergleich unterworfen sind, werden nicht beeinflussbare Kosten in jedem Fall zu 100 Prozent in die Berechnung der Erlösobergrenze übernommen. Dies schafft offenkundig einen Fehlanreiz, zu wenig in Anlagen zur Senkung der Redispatch-Kosten zu investieren. Behoben werden kann dies, indem auch die Redispatch-Kosten als beeinflussbar eingestuft und somit dem Effizienzvergleich unterworfen werden.

Auch Personalzusatzkosten und Kosten für den Betrieb von Betriebskindertagesstätten sind durch die Netzbetreiber dauerhaft beeinflussbar. Diese Kostenarten mögen durchaus für gesellschaftlich wünschenswerte Leistungen aufgebracht werden. Gleichwohl impliziert dies nicht, dass die Kosten nicht beeinflussbar wären und sich somit keinem Effizienzvergleich stellen müssen. Zudem entstehen auch hier systematisch Fehlanreize. Werden nämlich Leistungen intern durch eigenes Personal erbracht, gelten Personalzusatzkosten aktuell als nicht beeinflussbar. Werden die Leistungen hingegen ausgelagert und von externen Dienstleistern erbracht, gelten deren Kosten als beeinflussbar. Somit entstehen regulatorisch induziert Fehlanreize in Bezug auf die Entscheidung zwischen Eigenfertigung und Fremdbezug.

Insgesamt begrüßt der WAR ausdrücklich die Position der Bundesnetzagentur, Kosten möglichst umfangreich einem Effizienzvergleich zu unterziehen, um eine regulatorische Arbitrage möglichst zu vermeiden und um die Entstehung von Fehlanreizen zu verhindern und letztlich auch den bürokratischen Kontrollaufwand zu reduzieren. Im Effizienzvergleich sind die Vergleichsparameter zur Berücksichtigung des erweiterten Katalogs der Kosten, die dem Effizienzvergleich unterliegen, sachgerecht anzupassen. Das gilt insbesondere für die Redispatch-Kosten, bei denen der alternative Netzausbau – u.a. abhängig von der Spannungsebene – doch sehr verschiedenen Bedingungen unterliegen kann.

⁷ Präzise ausgedrückt gelten die Redispatch-Kosten nach ARegV schon heute als beeinflussbar. Sie werden aber als volatile Kosten faktisch wie nicht beeinflussbare Kosten behandelt (vgl. § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2, § 34 Abs. 8 ARegV).

4.2 Zur Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei (statt bisher fünf) Jahre ab der sechsten Regulierungsperiode

Die Bundesnetzagentur plant mit Ablauf der fünften Regulierungsperiode im Jahr 2032 für die Gasnetze und im Jahr 2033 für die Stromnetze die Dauer der Regulierungsperioden ab der sechsten Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre zu verkürzen. Der WAR sieht Vor- und Nachteile in der Verkürzung der Dauer um zwei Jahre, hält eine solche Verkürzung in der Gesamtschau aber für gut begründbar.

Durch die Dauer der Regulierungsperiode wird vor allem der ökonomische Anreiz zur Steigerung der Produktivität bzw. zur Kostensenkung beeinflusst. Produktivitätsfortschritte und Kostensenkungen, die über das regulatorisch durch den sogenannten X-Faktor festgelegte Ausmaß hinausgehen, können umso länger vom Netzbetreiber einbehalten werden, je später ein erneuter Effizienzvergleich durchgeführt und ein neues Ausgangsniveau für die Kosten bzw. dadurch auch für die Erlösobergrenze festgelegt wird. Durch die Verkürzung der Regulierungsperiode werden somit tendenziell zum einen die Anreize zur Kostensenkung geschmälert. Zum anderen aber werden Kostensenkungen so schneller an die Nachfrager durchgereicht.

Aus Sicht des WAR ist die Verkürzung der Regulierungsperiode ab dem Jahr 2032 (Gas) bzw. 2033 (Strom) gut begründbar. Zu diesem Zeitpunkt wird die Anreizregulierung seit mehr als 20 Jahren angewendet worden sein. Die in den Monopolzeiten vor der Anreizregulierung aufgelaufenen Ineffizienzen sollten zu diesem Zeitpunkt längst abgebaut worden sein. Die starke Betonung von Kostensenkungsanreizen, die bei Einführung der Anreizregulierung völlig richtig waren, ist daher heute weniger dringlich. Dies heißt nicht, dass Effizianzanreize heute nicht mehr wichtig wären – ihre relative Bedeutung dürfte jedoch nach gut 20 Jahren Abbau von Ineffizienzen nicht mehr die Bedeutung haben wie zu Beginn der Anreizregulierung.

Vielmehr erscheint es sinnvoll, Kostensenkungen, die sich durch den Abbau von Ineffizienzen ergeben, schneller als bisher an die Nachfrager durchzureichen. Dies ist unter anderem sinnvoll, um die im Rahmen der grünen Transformation angestrebte Elektrifizierung vieler Wirtschafts- und Lebensbereiche schneller voranzutreiben. So werden Kostensenkungen der Netzbetreiber auch den Kunden bei der Umsetzung ihrer Transformation helfen.

Zugleich werden durch die nur dreijährige Regulierungsperiode und eine Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen auf drei Jahre Anreize gegen das Aufblähen der Kosten im Basisjahr gesetzt.⁸ Mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre gehen also durchaus auch Vorteile einher.

Gleichwohl besteht ein Nachteil der Verkürzung der Regulierungsperiode darin, dass der administrative Aufwand sowohl bei der Bundesnetzagentur (und den Landesregulierungsbehörden) als auch bei den betroffenen Unternehmen ansteigen wird, da die Erlösobergrenzen dann in kürzeren Abständen festgelegt werden.

Für die fünfte Regulierungsperiode erscheint es aus Sicht des WAR durchaus sinnvoll, noch einmal fünf Jahre für die Regulierungsperiode anzusetzen, um etwaige Rechtsstreitigkeiten im neuen Regulierungsregime möglichst vor der sechsten Regulierungsperiode zu klären. Der Abbaupfad für Ineffizienzen kann jedoch durchaus auf drei Jahre verkürzt werden, da die gewichtigsten Ineffizienzen ja längst abgebaut worden sein sollten.

⁸ Die Verkürzung der Regulierungsperiode muss nicht zwangsläufig auch mit einer Verkürzung des Abbaupfades für Ineffizienzen einhergehen, doch scheint dies aus Sicht des WAR durchaus ratsam.

4.3 Zum sogenannten „t-2“-Versatz

Betriebskosten werden jährlich mit dem Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) an die allgemeine Inflation unter Einbeziehung der Besonderheiten der Einstandspreisentwicklung und des Produktivitätsfortschritts in der Netzwirtschaft angepasst. Der Wert des VPI_i ist dabei der Wert des Verbraucherpreisgesamtindex, welcher durch das Statistische Bundesamt veröffentlicht wird, aus dem vorletzten Kalenderjahr vor dem jeweiligen Jahr in der Regulierungsperiode („t-2-Versatz“). Das bedeutet etwa, dass die für das Jahr 2026 zugrunde gelegten Betriebskosten mit der Verbraucherpreisentwicklung des Jahres 2024 inflationiert werden. Diese Vorgehensweise hat folgenden Vorteil: Bei der Festlegung der Entgelte für das Jahr 2026, die typischerweise bereits im Laufe des Jahres 2025 erfolgt, können die bereits bekannten Werte für den VPI aus dem Jahr 2024 zugrunde gelegt werden. Weder ist die Entwicklung des Verbraucherpreisindex 2025 bereits bekannt noch die des kommenden Jahres, also 2026. Ohne den sogenannten „t-2“-Versatz müssten die Netzentgelte somit mit Erwartungswerten oder Plangrößen berechnet werden und somit ggf. später auch korrigiert werden. Dies würde bei den Netzbetreibern zu Budgetunsicherheit führen. Und es würde zusätzlichen bürokratischen Aufwand verursachen.

Zudem ist festzuhalten, dass die tatsächlichen Kosten teilweise der VPI-Entwicklung ebenfalls „hinterherlaufen“. Dies ist etwa im Fall von Indexmieten und anderen indizierten Verträgen der Fall. Auch die Lohnentwicklung in Tarifabschlüssen orientiert sich regelmäßig an Inflationsraten aus der jüngeren Vergangenheit und nicht an zukünftig erwarteten Inflationsraten. Auch dies spricht für einen Zeitverzug bei der Berücksichtigung der Inflation.

Des Weiteren legt die ökonomische Theorie nahe, dass die Netzbetreiber Anreize und aufgrund der vorhandenen Informationsasymmetrien auch Möglichkeiten haben, die Kosten im sogenannten Basisjahr strategisch „aufzublähen“. In diesem Sinne wirkt der „t-2“-Versatz als kleines Korrektiv, und er stärkt die Pflicht zur Kostenreduktion, zumal der Abbaupfad für ineffiziente Kosten auch erst mit der Regulierungsperiode beginnt (und nicht mit dem Basisjahr).

4.4 Zur jährlichen Anpassung der Erlösbergrenze im Hinblick auf operative Kosten (OPEX) in der fünften Regulierungsperiode

Die Aufteilung von Kapital- und Betriebskosten unterliegt zunehmend unternehmerischen Entscheidungen. Sie ist somit endogen und keineswegs fix vorgegeben. So werden etwa IT-Dienstleistungen wie Software, aber auch IT-Infrastruktur zunehmend als Service (etwa Cloud-Dienste) gegen Lizenz- oder Nutzungsgebühren bezogen. Eine isolierte Betrachtung von CAPEX und OPEX kann daher irreführend sein. Das Bestreben einiger Netzbetreiber, im sogenannten vereinfachten Regulierungsverfahren zwar nicht am Effizienzvergleich teilzunehmen, wohl aber an etwaigen Steigerungen bei Betriebskosten partizipieren zu wollen, ist als regulatorische Rosinenpickerei aus Sicht des WAR abzulehnen.

5. Ausgewählte Punkte der Festlegungsentwürfe StromNEF und GasNEF

5.1 Umstellung der Kapitalkostenvergütung

Die Bundesnetzagentur plant für die Kapitalkostenvergütung auf das sogenannte WACC-Modell umzustellen (WACC = **W**eighted **A**verage **C**ost of **C**apital). Der Ansatz wird in sämtlichen europäischen Ländern genutzt. Lediglich in Belgien und Frankreich wird er nicht für sämtliche Strom- und Gasnetze genutzt; hier gibt es Ausnahmen. Gleichwohl gilt der WACC-Ansatz als internationale Best Practice. Die geplante Umstellung beendet somit den deutschen Sonderweg in Europa.

Konkret wird – unabhängig von der tatsächlichen Kapitalstruktur der Netzbetreiber – eine Gesamtkapitalverzinsung vorgegeben, bei der sich die Gesamtverzinsung aus dem gewichteten Mittel von Eigenkapital- und Fremdkapitalzinssätzen sowie dem eingesetzten Kapital ergibt. Die geplante Festlegung der Kapitalverzinsung auf 40 Prozent Eigenkapitalzinssatz, bestimmt durch das Capital Asset Pricing Model (CAPM)⁹, und 60 Prozent Fremdkapitalzinssatz ist aus Sicht des WAR sachgerecht.

Der WACC-Ansatz hat mehrere Vorteile:

- (a) Auf Seiten der Netzbetreiber schafft er stärkere Anreize zur Optimierung von Kapitalkosten.
- (b) Für Investoren schafft er mehr Transparenz und Sicherheit durch stärkere Nachvollziehbarkeit.
- (c) Grundlegend vereinfacht er Aufgaben/Prozesse (= Bürokratieabbau). Die Prüfungsbehörde hat z.B. weniger unternehmensindividuelle Prüfungsaufgaben.

Das von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der fünften Regulierungsperiode legt diese Vorteile aus Sicht des WAR sehr überzeugend dar.¹⁰ Der WAR begrüßt daher ausdrücklich die Absicht, den deutschen Sonderweg zu beenden und auf internationale Best Practice umzustellen.

Einige Netzbetreiber wünschen, dass historisch bedingte höhere Fremdkapitalkosten gleichwohl in der Erlösobergrenze abgebildet werden. Der WAR teilt diese Sichtweise nicht. Es sei daran erinnert, dass es Aufgabe der Anreizregulierung ist, wettbewerbsanaloge Entgelte zu simulieren. Wenn auf Wettbewerbsmärkten Unternehmen zu ungünstigen Zeitpunkten Fremdkapital aufnehmen oder aufgrund eines schlechten Managements hohe Fremdkapitalkosten haben, liegt dies in der Verantwortung des Unternehmens. Eine Überwälzung auf die Nachfrager ist im Wettbewerb hingegen ausgeschlossen, sofern nicht sehr viele Unternehmen denselben Fehler begehen. Daher spricht sich der WAR dafür aus, historisch bedingte höhere Fremdkapitalkosten nicht in der Erlösobergrenze abzubilden. Vielmehr müssen die betroffenen Unternehmen dann mit einer geringeren Eigenkapitalverzinsung auskommen, so wie dies auch auf Wettbewerbsmärkten der Fall wäre.

Zur Ermittlung der risikoadäquaten Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals im Rahmen des CAPM gibt der WAR zu bedenken, dass die Höhe dieses Parameters eher noch etwas großzügig bemessen sein könnte. Das Marktrisiko wird im Rahmen des CAPM für Strom- und Gasnetzbetreiber – mangels passender börsennotierter deutscher Unternehmen – im Wesentlichen durch das im Beta-Faktor ausgedrückte Eigenkapitalrisiko ausländischer börsennotierter Netzbetreiber ermittelt. Dieses Risiko

⁹ Das CAPM ist das „State-of-the-Art“-Modell zur Abschätzung der Eigenkapitalzinsen, welches in der regulatorischen Praxis mit Abstand am stärksten verbreitet ist. Das CAPM ermittelt den Eigenkapitalzinssatz (vereinfacht ausgedrückt) wie folgt: $EK\text{-Zinsen} = \text{risikofreier Zinssatz} + \text{Risikoprämie}$. Dabei ergibt sich die Risikoprämie aus: $\text{Beta-Faktor} \times (\text{Marktzinssatz} - \text{risikofreier Zinssatz})$. D.h. das jeweilige individuelle Eigenkapitalrisiko des Unternehmens bzw. der Branche fließt über den Beta-Faktor in das CAPM ein. Vgl. ausführlicher zum CAPM (v.a. im Rahmen der Regulierung) Kühling, J./Winzer, P. (2023): § 42 – Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung, Rn. 30; in Geppert, M./Schütz, R. (Hrsg.), Beck'scher TKG-Kommentar, 5. Auflage, 2023, Rn. 30 sowie die dort genannte Literatur.

¹⁰ Vgl. Frontier Economics, Randl, O. & J. Zechner (2025), Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode, Gutachten für die Bundesnetzagentur, Januar 2025.

reflektiert unweigerlich auch das Regulierungsrisiko in den jeweiligen Ländern/Märkten. Dieses Risiko dürfte dort im Mittel tendenziell deutlich höher sein als in Deutschland. Denn in Deutschland existieren – im internationalen Vergleich – sehr stark ausgeprägten Vertrauensschutz- und Härtefallregeln für die regulierten Unternehmen. Das eher geringe Marktrisiko in Deutschland zeigt sich im Übrigen auch an der oben erwähnten Stabilität der Marktstruktur, in der es kein nennenswertes Risiko eines unfreiwilligen Marktaustritts gibt.¹¹

Aufgrund des sehr geringen Marktrisikos von Strom- und Gasnetzbetreibern in Deutschland stellt sich somit aus Sicht des WAR zumindest die Frage, ob die durch das CAPM ermittelte – an der Risikostruktur in internationalen Märkten orientierte – Eigenkapitalverzinsung tendenziell sogar zu hoch ist.

5.2 Zum Abzug der Baukostenzuschüsse vom Bruttovermögen

Im Rahmen der von Netzanschlüssen u.ä. erforderlichen Baumaßnahmen werden in der Praxis oftmals sogenannte Baukostenzuschüsse (BKZ) vereinbart, welche von Anlagenbetreibern zur Finanzierung an Netzbetreiber gezahlt werden.¹²

In der bisherigen Praxis wurde der betriebsnotwendige Eigenkapitalbestand zwar individuell bestimmt, aber auch begrenzt, um eine zu hohe EK-Ausstattung nicht anzureizen. Dieser Deckel bei 40 Prozent wurde anhand des vollständigen, betriebsnotwendigen (Brutto-)Vermögens bestimmt. Es fand keine gesonderte Bereinigung statt. Und auch bei der Bestimmung des tatsächlichen EK-Bestands wurde keine Unterscheidung zwischen Zuschüssen und anderen FK-Positionen getroffen. Im neuen System, mit WACC, entfällt die Bestimmung des EK-Bestandes, da er pauschaliert wird. Der EK-Bedarf von 40 Prozent wird nun von einer um Zuschüsse bereinigten Verzinsungsbasis abgeleitet.

Durch die geplante Methodik werden die Netzbetreiber zwar tendenziell schlechter gestellt als bei der bisherigen Methodik. Aus Sicht des WAR ist die neue Vorgehensweise jedoch inhaltlich/ökonomisch richtig und konsistent. Der WAR unterstützt sie daher ausdrücklich. Nur aus dem Umstand, dass die alte (dem bisherigen Rechtsrahmen geschuldete, jedoch ökonomisch weniger geeignete) Praxis bisher zu für die Netzbetreiber besseren Ergebnissen geführt hat, leitet sich kein Anspruch auf Beibehaltung oder einen vollständigen „Nachteilsausgleich“ (vs. dem alten Status quo) ab. Eventuelle Argumente, dass mit der von der Bundesnetzagentur geplanten Vorgehensweise für die Anwerbung bzw. die Verwendung von BKZ keine (ausreichenden) Anreize bestünden, greifen aus Perspektive des WAR nicht. Der Grund: Zur Schaffung solcher Anreize (für die Stromnetzbetreiber) ist ein gesonderter sogenannter Zinsbonus vorgesehen, welcher für eingeworbene BKZ (sowie Investitionszuschüsse) gilt.¹³

¹¹ Ergänzend sei an dieser Stelle auch darauf verwiesen, dass die Renditen deutscher Staatsanleihen in aller Regel deutlich unter den Renditen der Staatsanleihen anderer EU-Staaten wie etwa Spanien, Italien oder Frankreich liegen, weil das Bonitäts-Risiko dieser Länder vom Markt höher eingeschätzt wird als das Deutschlands. Bei den Staatsanleihen regelt der Anleihenmarkt letztlich eine risikoadäquate Verzinsung. Eine Orientierung an den Renditen der Staatsanleihen anderer Länder für den deutschen Markt betreffende Regulierungsentscheidungen wäre hier offensichtlich irreführend und würde die notwendige Verzinsung deutlich überschätzen.

¹² Diese BKZ werden als einmalige Aufwendung für den Ausbau (Erstellung und/oder Verstärkung) des vorgelagerten Netzes bei Herstellung oder Verstärkung des Netzanschlusses erhoben.

¹³ Insgesamt ist darauf hinzuweisen, dass die Fülle geplanter Änderungen zu Verbesserungen und Verschlechterungen für die beteiligten Akteure führen wird, so dass schon von daher auch aus einer

5.3. Zur Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung

Grundsätzlich sollen sogenannte Erhaltungskonzeptionen (im Rahmen der Preisbestimmung) es Unternehmen ermöglichen, entweder (a) das wesentliche Vermögen (= [Netto-]Substanzerhaltung) oder (b) das eingesetzte Kapital (= Realkapitalerhaltung) zu erhalten.¹⁴

Nettosubstanzerhaltung: Konzeptionen zur Substanzerhaltung knüpfen an die Aktivseite der Bilanz an. Von Interesse sind hierbei v.a. die mit Eigenkapital finanzierten Vermögensgegenstände. Der Grundgedanke ist also, dass der mit Eigenkapital finanzierte Anteil am Vermögen einem Substanzverzehr infolge von Preisentwicklungen unterliegt. Der Werteverzehr soll durch die Erzielung von Umsatzerlösen refinanziert werden. Die Bewertung des Sachanlagevermögens erfolgt zu Tagesneuwerten (der Anschaffungs- und Herstellungskosten). Sie stellen die Basis für die Kalkulation von Abschreibungen und (realer)¹⁵ Eigenkapitalverzinsung dar. Diese Tagesneuwerte bilden die Wiederbeschaffungskosten eines gleichwertigen Investitionsgegenstands ab (ohne Berücksichtigung des technologischen Fortschritts). Hierdurch kann das Unternehmen – nach Ablauf der Nutzungsdauer – einen gleichwertigen Vermögensgegenstand erwerben und damit die (Vermögens-)Substanz erhalten.

Realkapitalerhaltung: Konzeptionen zur Kapitalerhaltung knüpfen an die Passivseite der Bilanz an. Sie fokussieren auf die Erhaltung der Kaufkraft des investierten Kapitals. Diese Kaufkrafterhaltung wird in der Regel (so auch im Rahmen der bisherigen StromNEV bzw. GasNEV) durch allgemeine Preisindizes (meist den VPI, welcher im Nominalzinssatz enthalten ist) abgebildet. Grundgedanke ist hierbei, dass das im Unternehmen investierte Kapital nach dem Mittelrückfluss nicht notwendigerweise im selben Bereich/Geschäftsfeld investiert wird (sondern ebenso gut anderweitig investiert werden könnte).

Vergleicht man den Kapitaldienst (d.h. die „Zahlungsströme“) der beiden Konzeptionen, so zeigt sich, dass – unter der Annahme, dass die Sektor- bzw. anlagenspezifische Preisentwicklung der im Nominalzins berücksichtigten (allgemeinen) Preissteigerung bzw. dem VPI entspricht – die Summen der Barwerte für beide Methoden identisch sind. Bei der Realkapitalerhaltung liegt zu Beginn der Lebensdauer eines Anlageguts der Kapitaldienst (= Abschreibungen + Zinsen) über dem entsprechenden Wert im System der Nettosubstanzerhaltung. Umgekehrt ist zum Ende des Lebenszyklus eines Anlageguts dieser Wert bei der Nettosubstanzerhaltung höher. Dies ist darin begründet, dass bei der Nettosubstanzerhaltung die gegen Ende der Nutzungsdauer kumulativ wirkenden Effekte aus der sektorspezifischen Preisentwicklung über die Tagesneuwerte umso stärker sind, je älter ein Anlagegut tatsächlich ist. Bei der Realkapitalerhaltung hingegen wird die Preisentwicklung nicht über die Inflationierung der Restwerte vorgenommen, sondern über den Zinssatz.

punktuelle Verschlechterung kein durchgreifendes Argument gegen die vorgeschlagene Änderung abgeleitet werden kann. Insoweit besteht auch ohne umfangreiche Auseinandersetzung mit Fragen des Vertrauensschutzes jedenfalls keine Pflicht zur Beibehaltung des Status quo.

¹⁴ Vgl. ausführlicher zum Themenkomplex der Erhaltungskonzeptionen z. B.: Hern, R. et al. (2012): Kalkulation von Trinkwasserpreisen – insbesondere die Herangehensweise zur Bestimmung der Kapitalkosten (Gutachten für BDEW und VKU); NERA Economic Consulting, London, UK. (Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20121120_Leitfaden-Wasserpreiskalkulation-klein.pdf).

¹⁵ Realer Zinssatz = Nominaler Zinssatz – Inflationsrate bzw. Nominaler Zinssatz = Realer Zinssatz + Inflationsrate.

Im Rahmen der bisherigen Regulierungspraxis existierte ein Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung: Für Altanlagen (Herstellung/Anschaffung bis Ende 2005) wurde die Nettosubstanzerhaltung angewendet. Für Neuanlagen (Herstellung/Anschaffung ab Anfang 2006) wurde die Realkapitalerhaltung angewendet. Dieses Mischsystem war – in der StromNEV bzw. GasNEV – von Beginn an als Übergangssystem konzipiert. Es sollte sukzessive in ein „reines“ System der Realkapitalerhaltung übergehen. (Dies ergibt sich daraus, dass nach der vollständigen Abschreibung der (vor 2006 aktivierten) Altanlagen es dann kalkulatorisch ohnehin nur noch – der Realkapitalerhaltung unterliegende – Neuanlagen gibt.)

Im Einzelnen plant die Bundesnetzagentur insbesondere folgende (Neu-)Regelungen:

1. Umstellung auf (reine) Realkapitalerhaltung

Als wesentliche Gründe hierfür werden von der Bundesnetzagentur genannt:

- erhöhte Transparenz
- verringerter administrativer Aufwand auf Seiten von Behörden und Netzbetreibern
- erhöhte Rechtssicherheit durch die einheitliche Anwendung eines Kapitalerhaltungskonzepts (inkl. Entfall der Notwendigkeit Indexreihen festlegen zu müssen)
- Entfall des „Eins-zu-eins“-Ersatzes eines Anlagengutes durch den technischen Fortschritt sowie energiepolitische Entwicklung

2. Kompensation der durch die Umstellung – im Vergleich zum alten Modell – entstehenden Nachteile der Netzbetreiber mittels eines sogenannten Tagesneuwertansatzes

Auch wenn die Summen der Barwerte (der Zahlungsströme) bei beiden Methoden über die gesamte Nutzungsdauer gleich sind (vgl. oben), werden – aus Sicht der Netzbetreiber – die systembedingten anfänglichen Nachteile der Nettosubstanzerhaltung erst im weiteren Zeitverlauf durch entsprechende Vorteile ausgeglichen. Wenn nun aber – nach alter Methodik – in einem Fall (zunächst) die Nettosubstanzerhaltung angewandt wurde und nunmehr durch einen Systemwechsel auf eine reine Realkapitalerhaltung umgestellt wird, können die anfänglichen (relativen) (Ergebnis-)Nachteile der Nettosubstanzerhaltung im weiteren Verlauf nicht mehr durch entsprechende (Ergebnis-)Vorteile der Nettosubstanzerhaltung ausgeglichen werden.

Diesen „Systemumstellungs-bedingten“ Nachteil plant die Bundesnetzagentur durch eine Nachteilskompensation auszugleichen. Im Ergebnis ergibt sich der gleiche summarische Gesamt-Barwert wie im Fall ohne eine Systemumstellung. Als Kompensationsmechanismus schlägt die Bundesnetzagentur einen Tagesneuwertansatz vor, welcher die in der Vergangenheit erzielten anlagenspezifischen und bislang über die Preisindizes abgebildeten Preissteigerungen vollständig berücksichtigt.

Der WAR begrüßt und unterstützt den Vorschlag der Bundesnetzagentur zur Einführung/Verwendung einer einheitlichen Methode (s.o. Punkt 1) der Erhaltungskonzeption. Die (weiter oben bereits genannten) von der Bundesnetzagentur hierzu vorgetragenen Argumente werden vom WAR geteilt.

Insbesondere/ergänzend sind aus Sicht des WAR noch folgende positive Aspekte einer Vereinheitlichung der Methode hervorzuheben:

- Durch die Komplexitätsreduktion wird die Verständlichkeit/Nachvollziehbarkeit der Vorgehensweise – gerade auch für Nicht-Experten – deutlich erhöht.

- Hierdurch dürfte auch die Akzeptanz – gerade bei „der Politik“/Presse/Öffentlichkeit – verbessert werden.
- Gleiches gilt aber auch besonders für den Kreis potenzieller (internationaler) Investoren. Auf sie können allzu komplexe Branchenregelungen oftmals eher abschreckend wirken.

Grundsätzlich wären aus Sicht des WAR – eine Vereinheitlichung vorausgesetzt – beide Erhaltungskonzeptionen geeignet.

Für die Realkapitalerhaltung sprechen insbesondere drei Gründe:

- (1) Sie war bereits im alten Regulierungsregime als zukünftige/alleinige Methode (nach dem Ende der Nutzungsdauer der Altanlagen) vorgesehen.
- (2) Im Gasbereich werden wegen des Systemwechsels keine (nennenswerten) Neuinvestitionen mehr erfolgen.
- (3) Im Strombereich ist die (relative) Bedeutung der Neuinvestitionen besonders hoch. Das liegt an der energiepolitischen Entwicklung und dem damit einhergehenden Umgestaltungsbedarf für die Netze.

Die Frage der Nachteilskompensation (s.o. Punkt 2) wird nachfolgend differenziert nach den Teilfragen untersucht, (i) in welchem Umfang eine Nachteilskompensationen erfolgen soll und (ii) wie diese eine Nachteilskompensationen auszugestalten ist (d.h. inwiefern der Tagesneuwertansatz eine geeignete Methode ist/wäre).

- (i) Für den WAR ist der Ansatz der Bundesnetzagentur nachvollziehbar, den Netzbetreibern für durch den Systemwechsel entstehende ökonomische Nachteile eine Nachteilskompensation zu gewähren. Allerdings birgt eine – durch einen geänderten Rechtsrahmen o.ä. induzierte – Systemumstellung immer die Möglichkeit, dass hierdurch einzelne Marktteilnehmer „in der neuen Welt“ schlechter (oder besser) gestellt sind als in der „alten Welt“. Insofern gibt es keinen ökonomischen „Automatismus“, nach welchem ein „Systemumstellungs-bedingter“ Nachteil durch eine vollständige Kompensation auszugleichen wäre. Aus juristischer Perspektive hat eine Systemumstellung die verfassungsrechtlichen Grenzen zu wahren, die aus dem Eigentumsrecht sowie den Grundsätzen der Verhältnismäßigkeit und des Vertrauensschutzes resultieren.¹⁶ Dabei bestehen Gestaltungsspielräume für Exekutive und Legislative. Nachteilskompensationen sind dadurch nicht im Einzelnen zwingend vorgezeichnet, können diese Gestaltungsspielräume aber grundrechtskonform ausfüllen.
- (ii) Unter der Prämisse, dass in ein solcher vollständiger Nachteilsausgleich erfolgen soll, ist der von der Bundesnetzagentur hierfür vorgesehene Tagesneuwertansatz als geeignet zu bewerten. Er wird vom WAR befürwortet. Dieser Ansatz erscheint ökonomisch und praktisch adäquat, das gewünschte Ziel zu erreichen.

5.4 Zur Berücksichtigung der Gewerbesteuer

¹⁶ Zur Diskussion im Kontext der Etablierung des „schwer durchschaubare[n] Methodengemisch[s]“ in § 6 StromNEV und GasNEV Busse von Colbe, W./Säcker, F. J. (2019): Vorbemerkung zu §§ 21 ff. – Betriebswirtschaftliche Grundlagen der Bildung von Netznutzungsentgelten, in Säcker, F. J. (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Bd. 1 (Halbbd. 1), 4. Aufl., 2019, Rn. 62 f. m. w. N.

Im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze wird die von den Netzbetreibern tatsächlich oder kalkulatorisch zahlbare Gewerbesteuer bisher zu 100 Prozent berücksichtigt. So haben alle Netzbetreiber – bei effizienter Betriebsführung – unabhängig von der tatsächlich zu zahlenden Gewerbesteuer die Möglichkeit, die festgelegte Eigenkapitalverzinsung nach Steuern zu erreichen.

Aus Sicht des WAR ist dieser Ansatz sehr vorteilhaft für die Netzbetreiber. Die empirische Evidenz zeigt, dass es Unternehmen auf echten Wettbewerbsmärkten regelmäßig nicht gelingt, 100 Prozent der Gewinnsteuern (wie die Gewerbesteuer) auf die Endkunden abzuwälzen. Vielmehr kommt es auf Wettbewerbsmärkten eher zu einem Teilen der Steuerlast. So haben etwa Fuest et al. (2018)¹⁷ in einer aufwendigen empirischen Untersuchung belegt, dass in Deutschland über die Hälfte der Gesamtlast der Unternehmensbesteuerung im Durchschnitt auf die Beschäftigten überwält wird. Eine empirische Studie der Europäischen Zentralbank¹⁸ zeigt, dass in Deutschland eine Erhöhung der Gewerbesteuer lediglich zu 40 Prozent auf die Nachfrager überwält wird, während die verbleibenden 60 Prozent von Arbeitnehmern und Kapitalgebern getragen werden. Ganz ähnliche Ergebnisse haben Baker et al. (2020)¹⁹ für die Inzidenz von Unternehmensteuern in den USA geschätzt: „We find the incidence on consumers of 40-50 percent, with shareholders and workers splitting the remaining incidence fairly evenly.“

Kurzum: Die empirische Literatur ist eindeutig. Eine 100-prozentige Überwälzung von Unternehmensteuern wie der Gewerbesteuer auf die Endkunden wie im Falle der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber dürfte extrem selten möglich sein, wenn es nicht gar einmalig ist. Auf Wettbewerbsmärkten jedenfalls lässt sich dies nicht beobachten. Hinzu kommt, dass für zahlreiche Netzbetreiber nicht die von ihnen tatsächlich entrichtete Gewerbesteuer berücksichtigt wird, sondern die kalkulatorische Gewerbesteuer. Diese liegt regelmäßig über der tatsächlich entrichteten Gewerbesteuer (da letztere etwa in Folge einer unternehmensinternen Verlustverrechnung geringer ausfällt).

Eine mangelnde Angemessenheit werden die Netzbetreiber der Bundesnetzagentur in diesem Punkt jedenfalls nicht vorwerfen können. Im Einklang mit der empirischen Literatur wäre auch eine deutliche geringere Überwälzung auf die Netzentgelte, z. B. von 40 Prozent der Steuerlast, vertretbar. Das mag zwar bedeuten, dass in Hochsteuer-Kommunen nicht dieselbe Eigenkapitalrendite nach Steuern erzielbar sein mag wie in Niedrigsteuer-Kommunen. Aber dies ist auch auf Wettbewerbsmärkten so. Zudem ist zu bedenken, dass die Kommunen durch die Steuern auch öffentliche Dienstleistungen finanzieren, die ggf. auch den Netzbetreibern und/oder ihren Arbeitnehmern zu Gute kommen.

5.5 Zum sogenannten Best of Four-Prinzip im Effizienzvergleich

Für Netzbetreiber im sogenannten Regelverfahren wird ein bundesweiter Effizienzvergleich durchgeführt. Er soll bestehende Ineffizienzen ermitteln, damit diese Kosten über die Dauer einer

¹⁷¹⁷ Fuest, C., A. Peichl & S. Sieglöcher (2018), Do Higher Corporate Taxes Reduce Wages? Micro Evidence from Germany, *American Economic Review*, 108 (2), 393–418. Ähnliche Ergebnisse für die USA berichten Suárez Serrato, J. C. & O. Zidar (2016), Who Benefits from State Corporate Tax Cuts? A Local Labor Markets Approach with Heterogeneous Firms, *American Economic Review*, 106(9), 2582–2624.

¹⁸ Dedola, L. C. Osbat & T. Reinelt (2022), Tax Thy Neighbour: Corporate Tax Pass-through into Downstream Consumer Prices in a Monetary Union, *European Central Bank Working Paper No. 2681*,

¹⁹ Baker, S., S. T. Sun & C. Yannelis (2020), Corporate Taxes and Retail Prices, *NBER Working Papers No 27058*.

Regulierungsperiode abgebaut werden.²⁰ Für den Effizienzvergleich sind verschiedene Vergleichs- und Aufwandsparameter relevant, welche die Versorgungsaufgabe in den betroffenen Regionen und den betriebenen Aufwand dafür reflektieren.

Die Effizienz der Netzbetreiber wird dabei durch einen Vergleich mit anderen Netzbetreibern mithilfe von zwei statistischen Methoden ermittelt.²¹

- (1) Data Envelopment Analysis (DEA), auch Dateneinhüllungsanalyse genannt: Sie ermittelt die Effizienz der Netzbetreiber vergleichend, indem die optimalen Input-Output-Kombinationen aus einem linearen Optimierungsproblem abgeleitet werden, um die Effizienz verschiedener Netzbetreiber zu beurteilen.
- (2) Stochastische Effizienzgrenz-Analyse (SFA): Sie basiert auf stochastischen Produktionsgrenzmodellen. Die SFA ist ein parametrischer Ansatz, der davon ausgeht, dass Unternehmen ihre Ressourcen nicht immer optimal nutzen und daher ineffizient arbeiten können. Anders ausgedrückt wird der Output mit einer theoretisch maximal erreichbaren Produktionsgrenze verglichen. Dabei wird aber angenommen, dass die beobachteten Outputs nicht nur von den Inputs abhängen, sondern auch von zufälligen Einflüssen (Stochastik) und eben Ineffizienzen.

Beide Verfahren sind in der Wissenschaft gut etabliert.

Des Weiteren wird der Kapitalkostenanteil an den Gesamtkosten zum einen durch die tatsächlichen Kapitalkosten, zum anderen durch standardisierte Kapitalkosten ermittelt. Es ergeben sich somit zwei verschiedene Gesamtkostenmodelle, sodass aus den Analysen insgesamt vier Effizienzwerte resultieren (zwei aus der SFA, zwei aus der DEA).

Nach dem sogenannten Best-of-Four-Prinzip wird sodann der für den Netzbetreiber beste Wert als Effizienzwert eingesetzt. Der für den Netzbetreiber beste Wert ist der Wert mit der geringsten Ineffizienz. Die Effizienz der Netzbetreiber wird so tendenziell überschätzt, da stets der für sie günstigste Wert verwendet wird. Das minimiert den Druck, die Ineffizienzen in der nächsten Regulierungsperiode abzubauen. Die bisherige Verwendung des für die Netzbetreiber günstigsten Wertes von den vier ermittelten Effizienzwerten mag aus Sicht der Netzbetreiber zwar zurecht den Namen „Best-of-Four“-Abgleich tragen. Aus Sicht der Netznutzer, welche die Netzentgelte zahlen, wäre gleichwohl der Begriff „Worst-of-Four“-Abgleich zutreffender, da die Bundesnetzagentur den für die Netznutzer ungünstigsten Parameterwert verwendet.

Von diesem Prinzip plant die Bundesnetzagentur nun abzuweichen. Sie will stattdessen jeweils einen Mittelwert der beiden SFA-Effizienzwerte und der beiden DEA-Effizienzwerte bilden und dann den für die Netzbetreiber besseren der beiden Mittelwerte anwenden. Der bisher aus Netzbetreiberperspektive eher vorteilhaft ausgestaltete Effizienzvergleich soll somit etwas strikter werden. Der WAR begrüßt diese Vorgehensweise, da mit Beginn der fünften Regulierungsperiode und somit nach rund 20 Jahren Anreizregulierung die Netzbetreiber ihre Ineffizienzen deutlich abgebaut haben sollten. Es ist mithin kein Grund ersichtlich, warum die bisherige Regelung zugunsten der

²⁰ Der Abbaupfad muss nicht zwingend mit der Dauer der Regulierungsperiode übereinstimmen. Diese Entscheidungen werden in verschiedenen Festlegungen getroffen. Für die fünfte Regulierungsperiode (Dauer: fünf Jahre) ist der Abbau der Ineffizienzen bereits innerhalb von drei Jahren vorgesehen, siehe auch Fußnote 7.

²¹ Netzbetreiber mit einer geringen Anzahl angeschlossener Kunden können sich für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren entscheiden. Sie unterliegen dann keinem Effizienzvergleich, sondern erhalten einen einheitlich ermittelten Effizienzwert.

Netzbetreiber und zu Lasten der Netznutzer beibehalten werden sollte. Aus Sicht des WAR käme auch eine einfache Durchschnittsbildung über alle vier Effizienzwerte in Betracht.

Zugleich plant die Bundesnetzagentur, sich eine größere Flexibilität bei der Ausgestaltung der Modelle vorzubehalten. Angesichts der Dynamik des Netzausbaus und -umbaus erscheint dies aus Sicht des WAR sinnvoll. Dies könnte auch das sogenannte „Regulatory Gaming“ vermeiden, also die Optimierung in Bezug auf bestimmte Modellparameter an Stelle einer echten Netzoptimierung.

5.6 Zur Einführung des Aspektes der Energiewendekompetenz

Im Rahmen der Qualitätsregulierung plant die Bundesnetzagentur in Zukunft auch den Aspekt der sogenannten „Energiewendekompetenz“ mit in die Netzregulierung einzubeziehen. Hinter diesem Begriff verbergen sich z. B. Themen wie etwa die Frage, wie schnell neue Solaranlagen bei einem entsprechenden Antrag an das Netz angeschlossen werden. Geschieht dies langsamer so sinkt die Energiewendekompetenz und damit letztlich auch die Erlösobergrenze. Bei schnellem Anschluss steigt hingegen die Energiewendekompetenz und damit auch die Erlösobergrenze.

Es mag insofern als qualitative Änderung der Netzentgeltregulierung betrachtet werden, wenn durch die Aufnahme des Kriteriums der Energiewendekompetenz nun Faktoren bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden, welche im (hypothetischen) Wettbewerb nicht in die Preisbildung einfließen würden. Aus Sicht des WAR ist diese Sichtweise aber nicht zwingend. Auch auf Wettbewerbsmärkten werden etwa schnelle, verlässliche Lieferungen von den Kunden in der Regel honoriert. Ein guter Service eines Anbieters kann sich durchaus in einer höheren Zahlungsbereitschaft der Nachfrager niederschlagen, während eine langsame Lieferung von Kunden weniger geschätzt wird. Sofern also mit dem Kriterium der Energiewendekompetenz Faktoren erfasst werden, welche von Nachfragern der Netzbetreiber gewünscht werden, so ist mit der Aufnahme des Kriteriums der Energiewendekompetenz kein Bruch mit der prinzipiellen Philosophie der Anreizregulierung verbunden. Weitere wünschenswerte Nachhaltigkeitsbelange werden nicht in die Anreizregulierung integriert; sie werden durch andere Regelungsregime verfolgt.

Wichtig ist daher, bei der Betrachtung der Energiewendekompetenz die Perspektive des Marktes einzunehmen und die Frage zu stellen, ob bestimmte Leistungen auch auf hypothetischen Wettbewerbsmärkten zu einer Erlössteigerung führen würden.

6. Fazit

In der vorliegenden Stellungnahme hat der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) ausgewählte Aspekte der aktuellen Reform der Netzentgeltregulierung erörtert. Die Reformen sind notwendig, weil die Rechtsgrundlagen für die aktuelle Form der Netzentgeltregulierung durch das Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 02.09.2021 entfallen. Die Bundesnetzagentur muss die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen künftig in eigener Zuständigkeit festlegen. Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur hat daraufhin die sogenannten Festlegungsentwürfe am 18.06.2025 zur Konsultation gestellt. Diese Konsultation endet am 30.07.2025.

Die Fortentwicklung der Regulierung kann auf den Erfahrungen der vergangenen 20 Jahre aufbauen. Dabei konnte eine Wettbewerbsdynamik wie auf echten Wettbewerbsmärkten bisher nicht ausgelöst werden. Auch ist das zu Beginn der Anreizregulierung von manchen befürchtete „Netzbetreiber- oder

Stadtwerkesterben“ nicht eingetreten. Vielmehr hat es seit Einführung der Anreizregulierung bei den Verteilernetzbetreibern keine nennenswerte Konsolidierung gegeben. Weitere Indizien wie die hohe Beteiligung an Konzessionsausschreibungen gerade im Strombereich sprechen dafür, dass die bisherige Regulierung jedenfalls nicht zu streng war.

Der WAR hat sich vor diesem Hintergrund aus ökonomischer Sicht mit ausgewählten Aspekten vertieft beschäftigt. Vor allem hat der WAR sich auf Fragen konzentriert, die besonders kontrovers zu sein scheinen und bei denen eine neutrale Sicht besonders hilfreich sein dürfte. Konkret waren dies die folgenden Punkte:

- (1) Die Bundesnetzagentur plant, den Katalog der als nicht beeinflussbar geltenden Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, deutlich zu reduzieren. Der WAR begrüßt dies ausdrücklich, damit Kosten möglichst umfänglich einem Effizienzvergleich unterzogen werden. So lassen sich eine regulatorische Arbitrage vermeiden, die Entstehung von Fehlanreizen verhindern und letztlich auch der bürokratische Kontrollaufwand reduzieren.
- (2) Die Bundesnetzagentur plant, mit Ablauf der fünften Regulierungsperiode im Jahr 2032 für die Gasnetze und im Jahr 2033 für die Stromnetze die Dauer der Regulierungsperioden ab der sechsten Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre zu verkürzen. Der WAR sieht Vor- und Nachteile in der Verkürzung der Dauer um zwei Jahre, hält eine solche Verkürzung in der Gesamtschau aber für gut begründbar.
- (3) Die Bundesnetzagentur plant, am sogenannten „t-2-Versatz“ festzuhalten. Das bedeutet etwa, dass die für das Jahr 2026 zugrunde gelegten Betriebskosten mit der Verbraucherpreisentwicklung des Jahres 2024 inflationiert werden. Der WAR sieht eine ganze Reihe von Vorteilen bei dieser Vorgehensweise wie etwa eine Budgetsicherheit für die Netzbetreiber und einen geringeren bürokratischen Aufwand als bei alternativen Vorgehensweisen.
- (4) Die Bundesnetzagentur plant, für die Kapitalkostenvergütung auf das sogenannte WACC-Modell (**W**eighted **A**verage **C**ost of **C**apital) umzustellen, das als internationale Best Practice gilt. Der WAR begrüßt, dass die Bundesnetzagentur den deutschen Sonderweg in Europa beenden will, gibt aber zu bedenken, dass die im Modell verwendete Eigenkapitalverzinsung tendenziell sogar zu hoch sein könnte.
- (5) Im Rahmen der von Netzanschlüssen u.ä. erforderlichen Baumaßnahmen werden in der Praxis oftmals sogenannte Baukostenzuschüsse (BKZ) vereinbart, die von Anlagenbetreibern zur Finanzierung an Netzbetreiber gezahlt werden. Die Bundesnetzagentur plant, den Eigenkapital-Bedarf von 40 Prozent nun von einer, um Zuschüsse bereinigten Verzinsungsbasis abzuleiten. Der WAR hält diese neue Vorgehensweise ökonomisch für richtig.
- (6) Im Rahmen der bisherigen Regulierungspraxis existierte ein Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung. Die Bundesnetzagentur plant eine Umstellung auf eine (reine) Realkapitalerhaltung. Der WAR befürwortet diese Neuregelung, u.a. da durch die Komplexitätsreduktion die Verständlichkeit verbessert und damit die Akzeptanz – gerade bei branchenfremden Stakeholdern, wie z.B. potenziellen (internationalen) Investoren – erhöht wird.
- (7) Im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze wird die von den Netzbetreibern tatsächlich oder kalkulatorisch zahlbare Gewerbesteuer bisher zu 100 Prozent berücksichtigt, sodass – bei effizienter Betriebsführung – alle Netzbetreiber unabhängig von der tatsächlich zu zahlenden Gewerbesteuer die Möglichkeit haben, die festgelegte Eigenkapitalverzinsung nach Steuern zu erreichen. Aus Sicht des WAR ist dieser Ansatz sehr vorteilhaft für die Netzbetreiber. Die empirische Evidenz zeigt, dass es auf echten Wettbewerbsmärkten Unternehmen regelmäßig

nicht gelingt, 100 Prozent der Gewinnsteuern (wie die Gewerbesteuer) auf die Endkunden abzuwälzen.

- (8) Für Netzbetreiber im sogenannten Regelverfahren wird ein bundesweiter Effizienzvergleich durchgeführt, um bestehende Ineffizienzen zu ermitteln, damit diese Kosten über die Dauer einer Regulierungsperiode abgebaut werden. Die Effizienz der Netzbetreiber wird dabei durch einen Vergleich mit anderen Netzbetreibern mithilfe von vier statistischen Analysen ermittelt. Nach dem sogenannten Best-of-Four-Prinzip wird sodann der für den Netzbetreiber beste der vier Werte als Effizienzwert eingesetzt, also der Wert mit der geringsten Ineffizienz. Aus Sicht der Netznutzer, welche die Netzentgelte zahlen, wäre allerdings der Begriff „Worst-of-Four“-Abgleich zutreffender, da der für die Netznutzer ungünstigste Parameterwert von der Bundesnetzagentur verwendet wird. Von diesem Prinzip plant die Bundesnetzagentur nun abzuweichen und stattdessen jeweils einen Mittelwert der beiden SFA-Effizienzwerte (Stochastische Effizienzgrenz-Analyse) und der beiden DEA-Effizienzwerte (Data Envelopment Analysis) zu bilden und schließlich den für die Netzbetreiber besseren der beiden Mittelwerte anzuwenden. Der WAR begrüßt dieses Vorhaben.

Insgesamt sieht der WAR die Pläne der Bundesnetzagentur, die bisherige Anreizregulierung behutsam weiterzuentwickeln, sehr positiv. Sie ist letztlich überfällig. Die erneuten Warnungen vor einem Stadtwerke- und Netzbetreibersterben hält der WAR für (stark) übertrieben. Der WAR kann auch nicht erkennen, dass die notwendige Investitionstätigkeit durch den Ansatz der Bundesnetzagentur gefährdet wäre. Vielmehr handelt es sich um eine insgesamt stimmige und ausgewogene Vorgehensweise. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die in der Öffentlichkeit monierte Belastung für Haushalte und Unternehmen durch die Energiekosten nicht zuletzt eine konsequente Prüfung der Entgelte für die Strom- und Gasnetze durch die Bundesnetzagentur erfordert. Insofern soll die vorliegende Stellungnahme einen Beitrag zur weiteren sachlichen Diskussion dieses wichtigen Themas leisten.

Jürgen Kühling (Vorsitzender), Justus Haucap (stellv. Vorsitzender), Frank Brettschneider, Bernd Holznagel, Wolfgang Kellerer, Charlotte Kreuter-Kirchhof, Markus Ludwigs, Albert Moser, Cordula Neiberger, Axel Ockenfels, Anne Paschke, Cara Schwarz-Schilling und Peter Winzer.