

Aufsätze

Stefan Missling

Das Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber

Am 18. Januar 2024 veröffentlichte die Bundesnetzagentur das Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber. Damit setzte die Behörde den Startpunkt für den Beginn eines umfassenden Diskussions- und Konsultationsprozesses, an dessen Ende Festlegungen zur Kosten- und Erlösbestimmung der Strom- und Gasnetzbetreiber stehen sollen. Diese grundlegende Umgestaltung des regulatorischen Rahmens ist Folge der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novellierung des EnWG.

I. Einleitung

Mit dem Urteil vom 2. September 2021 entschied der EuGH, dass die deutsche Umsetzung der Binnenmarkttrichtlinien¹ in Form einer normativ vorstrukturierten Regulierung des Netzzugangs und der Entgeltbildung im Strom- und Gasbereich unvereinbar mit dem Unionsrecht sei.² Der Bundesnetzagentur komme als nationaler Regulierungsbehörde die Kompetenz zu, „völlig unabhängig“³ von der exekutiven und legislativen Gewalt ein Regulierungssystem nach den materiellen Maßgaben aus den Binnenmarkttrichtlinien und sonstigen EU-Vorgaben auszugestalten. Durch die in § 24 EnWG 2005 enthaltenen Verordnungsermächtigungen und die auf dieser Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen⁴ wäre diese Kompetenz der Bundesregierung zugewiesen und schränke somit die Bundesnetzagentur in unzulässiger Weise ein.

Zur Umsetzung dieses Urteils ist am 29. Dezember 2023 das „Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“⁵ (EnWG-Novelle 2023) in seinen wesentlichen Teilen in Kraft getreten. An Stelle der bisher enthaltenen Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung sehen die Neuregelungen umfassende Festlegungskompetenzen zugunsten der Bundesnetzagentur vor. Die nach § 24 EnWG 2005 erlassenen Rechtsverordnungen treten mit dem Ende der 4. Regulierungsperiode⁶ außer Kraft.⁷ Die Bundesnetzagentur ist mit dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle 2023 bereits befugt, inhaltlich abweichende Regelungen in ihren Festlegungen zu bestimmen. Damit soll ein geordneter Übergang vom „normativen Regulierungsansatz“ zum neuen Regulierungsrahmen ermöglicht werden.⁸

Diese erheblich erweiterte Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur führt zu einem grundlegenden Wandel des hiesigen Regulierungssystems und stellt erhebliche Herausforderungen an das deutsche Verwaltungsrecht, welches eine solche Konstruktion bisher nicht kannte. Die Bundesnetzagentur ist künftig nicht mehr in einem gesetzlich bestimmten Rahmen zur Ausgestaltung von rechtlichen Vorgaben befugt; vielmehr kann sie im eigenen Ermessen und in eigener Zuständigkeit Bestimmungen und Methoden für den Netzzugang und die Entgeltbildung festlegen.

Der nachfolgende Beitrag liefert einen Überblick über die im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur⁹ enthaltenen materiellen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens und nimmt eine erste rechtliche und wirtschaftliche Einordnung der beabsichtigten methodischen Ausgestaltung sowie der 15 Thesen der Behörde vor.

II. Das neue Regulierungssystem

Nach der Entscheidung des EuGH war der bundesdeutsche Gesetzgeber gehalten, zeitnah eine neue Ausgestaltung des Regulierungssystems zu ermöglichen und das bisherige Modell mit den umfangreichen Rechtsverordnungen zu ersetzen. Eine Beibehaltung der normativ vorstrukturierten Regulierung war wegen der mitgliedstaatlichen Umsetzungspflicht nach Art. 260 Abs. 1 AEUV nicht möglich. Als Kernproblem erwies sich, dass das deutsche Rechtssystem im Hinblick auf den gebotenen Rechtsschutz, die Gewaltenteilung und die verfassungsrechtliche Legitimation eine völlig unabhängig agierende und zugleich normsetzende Behörde nicht vorsieht.¹⁰ Im Vorfeld wurden daher die verschiedensten Varianten diskutiert, wie der Bundesnetzagentur die unionsrechtlich eingeforderten Befugnisse unter Wahrung der hiesigen Rechtsvorgaben eingeräumt werden könnten. So waren sehr unterschiedliche Optionen wie etwa eine „Hochzonung“ wesentlicher Vorgaben auf die (formell) gesetzliche Ebene des EnWG oder

1 Elektrizitätsrichtlinie 2009/72/EG und Erdgasrichtlinie 2009/73/EG.

2 EuGH, N&R 2021, 297 = ECLI:EU:C:2021:662 (Urt. v. 2.9.2021 – Rs. C-718/18).

3 Vgl. Erwägungsgrund 34 der Elektrizitätsrichtlinie 2009/72/EG.

4 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV), BGBl. 2007 I, 2529, zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes v. 22.12.2023, BGBl. 2023 I Nr. 405; Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV), BGBl. 2005 I, 2197, zuletzt geändert durch Art. 3 der Verordnung v. 27.7.2021, BGBl. 2021 I, 3229; Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV), BGBl. 2005 I, 2225, zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes v. 22.12.2023 (wie vorstehend); Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV), BGBl. 2010 I, 1261, zuletzt geändert durch Art. 6 des Gesetzes v. 22.12.2023 (wie vorstehend); Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV), BGBl. 2005 I, 2243, zuletzt geändert durch Art. 4 des Gesetzes v. 22.12.2023 (wie vorstehend).

5 BGBl. 2023 I Nr. 405.

6 31.12.2027 im Gasbereich, 31.12.2028 im Strombereich.

7 Art. 15 Abs. 2–4 des Gesetzes v. 22.12.2023 (Fn. 5).

8 Begründung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 20/7310, 50, 132.

9 Bundesnetzagentur, Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ v. 18.1.2024, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 22.2.2024).

10 Siehe hierzu umfassend Di Fabio, EnWZ 2022, 291, 294 ff.; Kreuter-Kirchhof, NVwZ 2024, 9, 11 ff.

eine Subdelegation der Verordnungsermächtigung auf die Bundesnetzagentur Gegenstände einer intensiven energierechtlichen Diskussion.¹¹

Die umfassende Festlegungskompetenz aus der EnWG-Novelle 2023 knüpft hingegen an eine bereits praktizierte Handlungsform der Regulierungsbehörden an. Derartige Festlegungen i. S. d. § 29 Abs. 1 EnWG sind Verwaltungsakte in Form von Allgemeinverfügungen,¹² die gegenüber einer Vielzahl von Betroffenen die Regulierung näher ausgestalten und dabei selbst normativ wirken. Bisher wurden diese Festlegungen jedoch auf Grundlage und innerhalb des festgelegten Rahmens der Verordnungen nach § 24 EnWG 2005 erlassen. Nunmehr werden die Inhalte der Festlegungen allenfalls durch die im EnWG verbliebenen Sollvorschriften aus §§ 21 ff. EnWG, die Grundsätze des Regulierungssystems beschreiben, eingeschränkt.

Bereits vor dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle 2023 hatte der Präsident der Bundesnetzagentur, Klaus Müller, angekündigt, das bisherige Regulierungssystem auf seine Effektivität hin überprüfen zu wollen.¹³ Jene Mechanismen, die sich über die vergangenen Regulierungsperioden als effektiv bewährt haben, sollen verbleiben und ggf. weiterentwickelt werden. Die Übergangszeit bis zum Ende der 4. Regulierungsperiode eröffnet der Bundesnetzagentur einen weiten Zeitraum, den sie zum „ausführlichen, ergebnisoffenen Diskussions- und Erörterungsprozess“ mit der Branche nutzen möchte. Das am 18. Januar 2024 in einer Pressekonferenz veröffentlichte Eckpunktepapier gibt hierzu in 15 Thesen einen ersten Rahmen vor, welche Aspekte die Bundesnetzagentur im Jahr 2024 konsultieren und spätestens 2025 festlegen möchte.¹⁴

1. Methodisches Vorgehen

Insbesondere in der Auftaktveranstaltung am 2. Februar 2024 hat die Bundesnetzagentur auch Einblicke gegeben, welches methodische Vorgehen die Behörde beim Erlass der erforderlichen Festlegungen anstrebt.

a) Festlegungsstruktur

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, ihr neues Regulierungssystem in Form eines abgestuften Konstrukts verschiedener Festlegungen zu erlassen. Insgesamt soll diese Festlegungsstruktur drei Ebenen¹⁵ umfassen: Rahmenfestlegungen, Methodenfestlegungen sowie die von der Behörde so bezeichneten Einzelfestlegungen.

Auf der „höchsten“ (ersten) Ebene dieser Festlegungsstruktur sollen sog. Rahmenfestlegungen beschlossen werden. Diese sollen der abstrakten Ausgestaltung und Bestimmung des Regulierungssystems in seinen „wesentlichen Elementen“ dienen. Als mögliche Regelungen auf dieser Ebene führt die Bundesnetzagentur beispielhaft die Dauer der Regulierungsperioden, die Vorgabe eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, die Bestimmung von individuellen Effizienzwerten oder die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens an.

Die „mittlere“ oder zweite Ebene dieser Festlegungsstruktur würden die sog. Methodenfestlegungen bilden. Sie sollen die wesentlichen Elemente aus der Rahmenfestlegung aufgreifen und diese konkret ausgestalten. Demnach soll es zukünftig eine Vielzahl an Methodenfestlegungen geben, die beispielsweise die Bestimmung der Aufwandsparameter, die Methodik des Effizienzvergleichs, die Abschreibungszeiträume für Sachanlagen oder die Grundsätze der Eigenkapitalverzinsung regeln werden. Die Rahmen- und Methodenfestlegungen sollen dabei von der nach § 59 Abs. 3 EnWG insoweit grundsätzlich zuständigen „Großen Beschlusskammer“ getroffen werden.

Die dritte Ebene sollen die sog. Einzelfestlegungen bilden. Dabei handelt es sich um Festlegungen, die auch bislang von

den sachlich zuständigen Beschlusskammern sowohl unternehmens- als auch periodenbezogen getroffen wurden. Beispielfähig werden von der Bundesnetzagentur etwa die Bestimmung der konkreten Eigenkapitalzinssätze, der Effizienzwerte oder des Produktivitätsfaktors genannt. Diese Einzelfestlegungen sollen jeweils abgeleitet aus den Methodenfestlegungen und der in der Rahmenfestlegung beschriebenen Gesamtsystematik getroffen werden.

Ebenfalls auf der Ebene der Einzelverfügungen verortet die Bundesnetzagentur die Festlegung der individuellen Erlösobergrenzen. Diese Festlegungen sind jedoch nicht als Allgemeinverfügungen zu qualifizieren. Daher wären sie dogmatisch folglich nicht der von der Bundesnetzagentur als Ebene der Einzelfestlegungen bezeichneten Stufe zuzuordnen.¹⁶

b) Rechtliche Bewertung der vorgesehenen Methode

aa) Festlegungsstruktur als „Normhierarchie“

Offensichtlich sollen die zuvor dargestellten Ebenen aus Sicht der Bundesnetzagentur künftig eine Struktur von Festlegungen bilden, die an die etablierte Hierarchie aus Gesetz, Verordnung und Verwaltungsakt erinnert. Dies würde zwar möglicherweise ihrer künftigen Funktion, nicht jedoch der rechtlichen Systematik gerecht werden.

Die Bundesnetzagentur hat infolge der EuGH-Entscheidung eine Ausgestaltungskompetenz zugewiesen bekommen, die sie zu einer normsetzenden Behörde werden lässt.¹⁷ Welche Tragweite dies hat, verdeutlicht die bisherige Ausgestaltung der Netzzugangs- und Entgeltregulierung durch den Gesetz- und Verordnungsgeber. Obgleich sich der Gesetzgeber entschieden hat, die Befugnisse der bisherigen Gesetzgebung auf eine Behörde zu übertragen, so ändert dies nichts an den der Bundesnetzagentur zur Verfügung stehenden Handlungsformen. Die Hierarchie aus Verfassung, Gesetz, Rechtsverordnung (und Verwaltungsakt) begründet sich nicht allein aus der abgeleiteten (und somit abnehmenden) sachlichen Legitimation, sondern insbesondere aus dem Legitimationsniveau des jeweils handelnden, rechtssetzenden Organs. Eine „Normhierarchie“ innerhalb der Verwaltung, sogar innerhalb einer Behörde, ist dem deutschen Rechtssystem wesensfremd.

Konkrete Verwaltungsakte, die einen Teil ihres Regelungsgehalts aus einer Allgemeinverfügung ableiten, sind im deutschen Verwaltungsrecht nicht ungewöhnlich.¹⁸ Ein Konstrukt aus Allgemeinverfügungen, die hierarchisch ihre Inhalte aus einer „höherrangigen“ Allgemeinverfügung ableiten sollen, geht jedoch weit darüber hinaus. Einer Rahmenfestlegung käme de iure keine andere Rechtswirkung zu als einer Methoden- oder Einzelfestlegung. Eine zeitlich nachfolgende, den gleichen Regelungsgegenstand betreffende Festlegung würde allenfalls neben eine bestehende Rahmenfestlegung treten

11 Siehe hierzu *Mohr/Müller*, EuZW 2023, 1069, 1070; Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags, Sachstand „Unabhängig der Bundesnetzagentur“ v. 7.4.2022 – Az. WD 5-300-044/22.

12 Vgl. *Boos*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Loseblattsammlung, Stand: 122. Ergänzungslieferung (8/2023), § 29 EnWG Rn. 18; BGH, Beschl. v. 29.9.2009 – Az. EnVR 14/09, Rn. 10.

13 Siehe beispielsweise den *energate*-Beitrag „Wir werden die Anreizregulierung kritisch überprüfen, | Exklusives Interview mit Klaus Müller“ v. 22.5.2023, und den Tagesspiegel-Background-Beitrag „Einfachere und schnellere Anreizregulierung.“ v. 23.11.2023.

14 Vgl. hierzu auch Bundesnetzagentur, Pressemitteilung „Netzregulierung soll schneller und unbürokratischer werden“ v. 18.1.2024.

15 Zur Vereinfachung wird hier die Bezeichnung der „Ebene“ übernommen, gleichwohl im rechtlichen Sinne keine verschiedenen „Ebenen“ vorhanden sind (dazu sogleich, unter b)).

16 Eine dogmatische Abgrenzung würde zu einer weiteren Ebene führen: die (echten) Einzelfestlegungen, die als (einfacher) Verwaltungsakt gegenüber einem einzelnen Netzbetreiber getroffen werden.

17 Vgl. *Bertram*, N&R 2023, 130, 131.

18 Siehe beispielsweise mehrstufige vollstreckungsrechtliche Verfahren, wie Bußgeldverfahren im Zusammenhang mit Verkehrszeichen.

oder diese – bei einer inhaltlichen Abweichung – partiell ändern. Insoweit ergibt sich auch materiell kein Bedarf für ein solches, lediglich intendiert hierarchisch konstruiertes Festlegungssystem. Sachbezogene Festlegungen, welche die Anwendung sowie die Ausgestaltung einer Methodik in einer Festlegung regeln,¹⁹ wären auch im Hinblick auf den Rechtsschutz und die Transparenz sachgerechter.

bb) Eingeschränkter Rechtsschutz

Verwaltungsakte und auch Festlegungen als Allgemeinverfügungen erwachsen in Bestandskraft, sofern nicht innerhalb der gesetzlichen Frist eine Beschwerde gegen sie erhoben wird.²⁰ Ist sie eingetreten, kann eine Modifizierung des Verwaltungsakts infolge einer Änderung der Sach- und Rechtslage oder Rechtswidrigkeit einer Festlegung nur über ein Wiederaufgreifen des Verfahrens nach § 51 VwVfG, eine Änderung der Verfügung nach § 29 Abs. 2 EnWG oder eine Aufhebung und Neuerlass nach §§ 48, 49 VwVfG begehrt werden. Die Entscheidung darüber liegt im Ermessen der Behörde; ein Anspruch besteht nur bei einer Ermessensreduzierung auf null.

Diese Grundsätze gelten auch für die von der Bundesnetzagentur zu erlassenden Festlegungen. Dies hätte zur Folge, dass Festlegungen mit Grundsatzentscheidungen nur dann der inzidenten gerichtlichen Überprüfung unterzogen werden können, wenn sie nicht bestandskräftig geworden sind. Hierin liegt ein massiver Unterschied zum bisherigen Rechtsschutz. Denn sowohl das EnWG als auch die nach § 24 EnWG 2005 erlassenen Verordnungen waren der gerichtlichen Kontrolle ohne gesonderte Voraussetzungen im Beschwerdeverfahren zugänglich.

Dies würde Betroffene dazu zwingen, zunächst die formelle Bestandskraft jeder vorangehenden Festlegung zu suspendieren, ohne zu diesem Zeitpunkt bereits abschließend beurteilen zu können, ob ein konkreter Nachteil durch die weitere Ausgestaltung in der Methodenfestlegung eintritt. Rechtsschutz könnte nur erlangt werden, wenn die Betroffenen mittels einer Beschwerde die Bestandskraft vermeiden, um nicht zu einem späteren Zeitpunkt in ihren Handlungsmöglichkeiten eingeschränkt zu sein. Dies kann weder rechtlich noch operativ gewollt sein. Überdies wäre auch fraglich, ob die Betroffenen durch eine Rahmenfestlegung bereits beschwert wären. Eine solche Rahmenfestlegung würde zunächst Regelungen beinhalten, die noch keine unmittelbare Wirkung für die Betroffenen mit sich bringen und erst durch die weitere Ausgestaltung in einer Methoden- oder Einzelfestlegung konkrete Vor- und Nachteile begründen.

Diese Rechtswirkungen und die daraus resultierenden Schwierigkeiten für den Rechtsschutz Betroffener ergeben sich bereits aus der Bestandskraftwirkung einer Allgemeinverfügung. Durch ein System von „mehrstufigen“ Festlegungen würde sich diese Einschränkung der Rechtsschutzmöglichkeiten jedoch erheblich verschärfen. Anders als bei einer „echten“ Normhierarchie wären die vorangegangenen Festlegungen keiner gerichtlichen Prüfung mehr zugänglich.

cc) Verminderte Transparenz

Neben der Einschränkung des gerichtlichen Rechtsschutzes dürfte auch die Transparenz der Regelungsinhalte durch das beabsichtigte methodische Vorgehen erheblich leiden. Das vorgestellte Konzept wirkt zunächst in der Darstellung der drei Ebenen recht klar. Da es sich jedoch um keine echte Normhierarchie handelt, würde ein solches System wegen der erforderlichen Bezugnahmen und Änderungen mit jeder weiteren Festlegung unübersichtlicher. Würde bislang ein wesentliches Element der Regulierung geändert, so erfolgte dies transparent im EnWG oder den nach § 24 EnWG 2005 erlassenen Verordnungen. Die Änderung einer Festlegung hingegen führt zu keiner konsolidierten Fassung des

Regelungsgegenstandes, vielmehr zu einem Nebeneinander von Regelungen oder einer gänzlichen Neufestlegung der normativen Vorgaben.²¹ Durch die beabsichtigten Ebenen würde die Transparenz des Regulierungssystems – ohne erkennbaren Vorteil – vermindert.

dd) Zwischenfazit

Der methodische Ansatz, den die Bundesnetzagentur zur Gestaltung ihres neuen Regulierungssystems wählen möchte, ist aus den vorgenannten Gründen nicht geeignet, effektiven Rechtsschutz zu gewährleisten und eine transparente Regulierung aufrechtzuerhalten. Die Verantwortung hierfür liegt gleichwohl nicht ausschließlich bei der Bundesnetzagentur, sondern ist vielmehr auch beim Gesetzgeber zu suchen. Dieser hat der Behörde ein Instrumentarium zur quasilegislativen Normsetzung an die Hand gegeben, ohne die dabei entstehenden dogmatischen Unzulänglichkeiten zu lösen. Das könnte jedoch noch umgesetzt werden; die erforderlichen Veränderungen würden die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur nicht in Frage stellen. So könnte etwa erwogen werden, die Bestandskraftwirkung von Allgemeinverfügungen der Regulierungsbehörden per Gesetz einzuschränken. Solange dies nicht erfolgt, würde die Bundesnetzagentur die bestehenden rechtlichen Probleme erheblich verschärfen, wenn sie sich – wie bisher vorgesehen – für eine „Quasi-Normenhierarchie“ entscheidet.

2. Inhaltliche Aspekte für eine Überprüfung des bestehenden Regulierungsrahmens

Mit dem Eckpunktepapier legt die Bundesnetzagentur 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber für die 5. Regulierungsperiode vor. Zu diesen Thesen, die sich thematisch in die Bereiche „Anreizregulierung“ und „Netzkosten“ aufteilen, stellt sie zahlreiche Fragen an die betroffenen Wirtschaftskreise. Das Eckpunktepapier ist an Verteilernetzbetreiber im Strom- und Gasbereich sowie an Netzbetreiber der Gasfernleitungen gerichtet. Für die Übertragungsnetzbetreiber Strom soll die Regulierungssystematik auch weiterentwickelt werden. Hierzu beabsichtigt die Bundesnetzagentur, ein gesondertes Verfahren durchzuführen.²²

a) Anreizregulierung

Die ersten sieben Thesen der Bundesnetzagentur befassen sich mit der Weiterentwicklung einer Anreizregulierung.

aa) These 1: Grundkonzeption

Mit der ersten These weist die Bundesnetzagentur darauf hin, das Grundkonzept der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung sowie der nachfolgenden Festlegung der Erlösobergrenzen habe sich bewährt und sei auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die 5. Regulierungsperiode fortzuführen. Dabei solle auch das vereinfachte Verfahren grundsätzlich beibehalten werden. Jedoch seien Möglichkeiten zu überprüfen, um Effizienzsteigerungen in diesem Verfahren zu erreichen.

Die vorübergehende Entkoppelung von Kosten und Erlösen zum Anreizen von Effizienzmaßnahmen erscheint weiterhin als sinnvoll. Die Transformationsprozesse im Zuge der Energiewende führen indes dazu, dass die Kosten der Netzbetreiber immer stärker exogen geprägt werden. Dies muss ein solches System berücksichtigen. Insoweit erweisen sich Alternativansätze wie etwa eine Vergleichsmaßstabs- bzw.

19 Dieser Ansatz bereits bei *Schmidt-Preuß*, RdE 2021 173, 175 f.; vgl. hierzu auch *Bertram*, N&R 2023, 130, 136 f.

20 *Boos* (Fn. 12), § 75 EnWG Rn. 43.

21 Vgl. hierzu *Bertram*, N&R 2023, 130, 137, der insoweit von einem (zu vermeidenden) „Flickenteppich“ spricht.

22 Bundesnetzagentur (Fn. 9), S. 11.

„Yardstick“-Regulierung als nicht vorzugswürdig. Eine reine Kosten- bzw. „Cost-plus“-Regulierung könnte zwar eine dynamische Kostenentwicklung zeitnah umsetzen, der bürokratische Aufwand wäre jedoch immens. Um den Verwaltungsaufwand für kleinere Unternehmen weiterhin zu reduzieren, sollte das in der Praxis ~~fehlt~~ bewährte vereinfachte Verfahren ohne Änderungen beibehalten werden.

bb) These 2: Dauer der Regulierungsperioden

Die Bundesnetzagentur erkennt ein zunehmend dynamisches Umfeld für die Kostenentwicklung sowohl im Strom- als auch im Gasbereich.²³ Die Veränderungen im Kapitalkostenbereich sollen auch zukünftig über den Kapitalkostenabgleich berücksichtigt werden. Insbesondere um den Zeitverzug im operativen Bereich zu reduzieren, schlägt sie eine Verkürzung der Dauer der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre vor. Eine solche Verkürzung setze erhebliche Verfahrensvereinfachungen in der Kostenprüfung voraus. So könnte zukünftig etwa eine Durchschnittsbildung auf der Grundlage von handelsrechtlichen Werten erfolgen. In der Auftaktveranstaltung am 2. Februar 2024 und in der Pressekonferenz vom 18. Januar 2024 wurde mehrfach und deutlich darauf hingewiesen, dass eine Verkürzung der Perioden eindeutig zulasten der Einzelfallgerechtigkeit in der Kostenprüfung gehen würde.

Die Analyse der Bundesnetzagentur, für operative Kosten eine schnellere Einbeziehung in die Erlösobergrenzen ermöglichen zu müssen, ist zutreffend: Die erheblich steigenden Kosten für Material und Personal werden im bisherigen Modell nur unzureichend abgebildet. Der vorgeschlagene Lösungsansatz überzeugt indes nicht: zunächst bereits, weil der Zeitverzug nur minimal verändert würde. Anstelle eines durchschnittlichen Zeitverzugs von fünf Jahren (drei bis sieben Jahre nach Basisjahr) würde ein solches Modell den Zeitverzug auf durchschnittlich lediglich vier Jahre begrenzen. Würden die Kosten des Basisjahres – wie von der Behörde in Aussicht gestellt²⁴ – sogar noch aus einer durchschnittlichen Betrachtung der Vergangenheit abgeleitet, so wäre das angestrebte Ziel der Einbeziehung sich dynamisch entwickelnder Kosten vollends verfehlt. Im Übrigen würde der (vermeintliche) Vorteil ohnehin erstmals mit dem Beginn der 6. Regulierungsperiode (2031/32) zum Tragen kommen. Dies ist ersichtlich viel zu spät, um die dynamische Entwicklung der Kosten im derzeitigen Transformationsprozess adäquat abzubilden.

Mit einer solchen Veränderung würde sich der bürokratische Aufwand der Regulierung erheblich erhöhen, die Effizienz entsprechend reduzieren. Bereits mit einem Fünf-Jahres-Zyklus stehen die zulässigen Erlösobergrenzen selten vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode fest. Etwaige Verfahrensvereinfachungen dürften allenfalls dazu führen, dass zukünftig jedenfalls bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode die entsprechenden Bescheide der Regulierungsbehörden vor Beginn der Regulierungsperiode vorliegen. Bei einem dreijährigen Turnus wäre das – auch mit Vereinfachungen noch komplexe und zeitaufwändige – Verwaltungsverfahren von den Netzbetreibern und Behörden letztlich dauerhaft zu führen. Mit dem Beschluss für die anstehende Regulierungsperiode stünde bereits das Basisjahr für die nachfolgende Periode an. Der hohe Zeitdruck und die erforderlichen Vereinfachungen dürften zu einer deutlichen Reduzierung der Sachgerechtigkeit regulatorischer Ergebnisse führen. Eine in Regulierungsfragen unabhängige Bundesnetzagentur bleibt gleichwohl an Gesetz und Recht gebunden: Die Kostenprüfung und die daraus abgeleiteten Erlösobergrenzen müssen auch zukünftig dem Einzelfall gerecht werden.

Möglicherweise lohnt an dieser Stelle ein Blick in andere europäische Regulierungssysteme. Auch dort stellen sich ähnliche Fragestellungen wie in der Bundesrepublik Deutschland. So sieht etwa das österreichische Regulierungsmodell einen

sog. Betriebskostenfaktor vor, mit dem dynamische Kostenentwicklungen während einer Regulierungsperiode Eingang in die Erlösobergrenzen finden können.

cc) These 3: dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten

Die Bundesnetzagentur möchte den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren und volatilen Kosten überprüfen. Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sieht die Behörde die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie sowie deren Exogenität als Kriterium für eine Reform an.

Die genannten Maßstäbe sind sinnvoll, allerdings nicht abschließend: Neben der Exogenität ist weiterhin zu beachten, inwieweit Kostenpositionen einem Effizienzdruck unterliegen sollen. Hier spielen auch sozialpolitische Erwägungen eine Rolle, wie sich am Beispiel der Personalzusatzkosten zeigt.²⁵ An dieser Stelle offenbart sich einer der Webfehler der EnWG-Novelle 2023: Obgleich bei dem genannten Beispiel die Umsetzung politischer Leitlinien – und keine Frage der Entgeltmittlung – im Fokus steht, wäre die Behörde befugt, Regelungen zu schaffen, die diesen sozialpolitischen Erwägungen widersprechen. Hier ist der Gesetzgeber gefordert. Die politischen Leitlinien obliegen nach wie vor dem Mitgliedstaat und sollten daher in die Vorgaben des EnWG aufgenommen werden.

dd) These 4: genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

In einem Anreizregulierungssystem mit Berücksichtigung der Inflation bedarf es eines Korrektivs für die sektorspezifische Produktivitätsentwicklung. Gleichwohl hat die Bundesnetzagentur erkannt, dass die bisherige Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors im höchsten Maße komplex und mit einem erheblichen Aufwand verbunden war.

Eine Vereinfachung dieses bisher sehr komplexen Verfahrens wäre aus Sicht aller Beteiligten als positiv zu bewerten. Die Behörde wird bei der Neuausrichtung zu beachten haben, dass dem Prognosecharakter eines solchen Faktors genügt werden muss. Aufgrund der sich vollziehenden Veränderungen in den regulierten Netzen erscheint eine wie bisher vorgenommene, rein historische Ermittlung eines solchen Wertes als ~~sachlich~~ nicht mehr sachgerecht.

ee) Thesen 5 und 6: Effizienzinstrumente

Die Bundesnetzagentur bezeichnet den Effizienzvergleich im Strombereich als geeignetes Instrument, welches weiterentwickelt werden sollte. Ein Effizienzvergleich im Gasbereich müsse zukünftig jedoch Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. So sei die Anwendung des Effizienzvergleichs im Gasbereich vor jeder Regulierungsperiode in Frage zu stellen.

Eine Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs muss insbesondere die – auch wegen der Energiewende – weiter zunehmende Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber sachgerecht berücksichtigen. Insoweit hat die Behörde zutreffend erkannt, dass ein solcher Vergleich im Gasbereich kaum mehr möglich erscheint. Hintergrund hierfür ist die sich bei den Gasnetzinfrastrukturen bereits heute abzeichnende Tendenz, dass Teile der Versorgungsnetze in einer dekarbonisierten Welt nicht mehr benötigt werden. Da diese Entwicklung sowohl in zeitlicher („Ab wann?“) als auch in räumlicher Hinsicht („Wie umfangreich?“) in jedem Netzgebiet sehr individuell einsetzt, wird es bereits in naher Zukunft an der

23 Bundesnetzagentur (Fn. 9), S. 13.

24 Bundesnetzagentur (Fn. 9), S. 13. Dort heißt es dazu, „in der Praxis könnte grundsätzlich eher von einer Durchschnittsbildung ausgegangen“ werden.

25 Siehe hierzu *Hummel*, in: Theobald/Kühling (Fn. 12), § 11 ARegV Rn. 59 ff.; *Säcker/Sasse*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Bd. 3, 4. A., 2018, § 11 ARegV Rn. 33 ff.

Vergleichbarkeit der Netzstrukturen fehlen. Soweit nochmals ein Effizienzvergleich im Gasbereich durchgeführt werden sollte, müssen neben Ist-Parametern Potentialgrößen stärker in den Fokus rücken.

ff) These 7: Qualitätsregulierung

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur soll das Qualitätselement im Strombereich um Elemente erweitert werden, welche die „Energiewendekompetenz“ des Netzbetreibers abbilden. Damit sollen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze eine besonders hohe Kompetenz aufweisen.

Ein Ansatz, der die Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber bei der Umsetzung der Energiewende anreizt und besondere Anstrengungen belohnt, ist grundsätzlich zu begrüßen. Fraglich ist indes, ob der Mechanismus einer Qualitätsregulierung hierfür einen geeigneten Rahmen liefert. Ein solches System müsste zunächst objektiv ermitteln, welche konkreten Anforderungen durch die Energiewende an das jeweilige Unternehmen gestellt werden. Erst dann könnte auf einer zweiten Ebene beantwortet werden, wie kompetent und effizient der Netzbetreiber diese Anforderungen bewältigt.

Sinnvoller und auch erheblich weniger bürokratisch erscheint ein System, mit dem energiewendebedingte Maßnahmen angereizt würden, indem diese mit einem effizienten Kostenansatz in die Erlösobergrenzen eingehen würden. Damit könnte zugleich der von der Behörde erkannten Problematik der dynamischen Kostenentwicklung begegnet werden.

b) Netzkosten

Die weiteren Thesen sind der Ermittlung der Netzkosten in einem zukünftigen Regulierungssystem gewidmet.

aa) These 8: Erhaltungskonzeption

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollte das bestehende Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung abgelöst und auf eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung umgestellt werden. Neben der höheren Transparenz würde eine solche Veränderung die Komplexität reduzieren und für weniger Bürokratie sorgen.

Ferner könnte ein solches Modell auch zur Vereinfachung des von der Behörde angestrebten Systems einer pauschalierten Kapitalkostenbestimmung („Weighted Average Cost of Capital“, WACC) beitragen. Denn die von der Bundesnetzagentur benannten Gründe vermögen als solche nicht zu überzeugen: Das derzeitige System ist für alle Beteiligten praktikabel und führt in der Regulierungspraxis zu keinen besonderen Problemen. Gleichwohl wäre eine Vereinheitlichung grundsätzlich zu begrüßen. Dabei müsste die Bundesnetzagentur aber sorgfältig im Blick behalten, eine angemessene Übergangsregelung zu treffen.²⁶ Die Notwendigkeit folgt daraus, dass die Kapitalkosten im System der Nettosubstanzerhaltung zum Ende der Nutzungsdauer höher ausfallen als in der Realkapitalerhaltung.²⁷

bb) Thesen 9 und 10: Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens

Für den Strombereich erkennt die Behörde Änderungsbedarf hinsichtlich der Einteilung der Anlagengruppen und einer Einschränkung der Nutzungsdauern. Nachvollziehbare Gründe für eine solche Einschränkung werden von der Behörde nicht genannt. Gerade mit Blick auf die heterogene Ausgestaltung der Netze und deren Beanspruchung durch die Energiewende sollte am bisher praktizierten Modell von Nutzungsdauerspannen festgehalten werden.

Im Gasbereich stellt sich eine andere und komplexere Problematik. Für die Einhaltung der Klimaschutzziele sei ein Ausstieg aus der Gasversorgung spätestens 2045 unumgänglich. Insoweit erkenne die Behörde an, dass die entgeltseitige

Begleitung der Transformation im Sinne einer gesicherten Amortisation der Investitionen und der Vermeidung sprunghaft steigender Entgelte am besten gelinge, je früher die erforderlichen Maßnahmen einsetzen.

Daher plane sie nunmehr in Ergänzung zur Festlegung „KANU“²⁸, die noch auf Neuanlagen beschränkt war, eine Erweiterung auch für Bestandsanlagen. Diese soll mit einer Festlegung „KANU 2.0“ noch in der zweiten Jahreshälfte 2024 aufgegriffen werden. Damit würde Gasnetzbetreibern ermöglicht, die kalkulatorischen Nutzungsdauern für Bestandsanlagen zu verkürzen, um eine vollständige Refinanzierung bis zum Jahr 2045 zu gewährleisten.

Neben einer Verkürzung der Nutzungsdauern soll ferner die Umstellung auf einen degressiven Abschreibungsverlauf geprüft werden. Dies würde ermöglichen, einen erheblichen Teil der verbleibenden Kosten zu einem frühen Zeitpunkt mit noch hoher Netznutzerzahl umzulegen.

Diese beabsichtigten Anpassungen an den Regulierungsrahmen der Gasnetze sind dringend erforderlich und insoweit zu begrüßen. Besonders hervorzuheben ist die offenbar mittlerweile auch bei der Behörde gereifte Erkenntnis, dass eine spätere Reform im Verlauf zu noch höheren Netzkosten und letztlich auch zu Absfallrisiken seitens der Netzbetreiber führen würde.

cc) These 11: pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)

Die Bundesnetzagentur möchte die Umstellung auf eine pauschalierte Kapitalkostenbestimmung mittels eines sog. WACC-Ansatzes prüfen. Denkbar sei ein Modell, bei dem die kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens unter Abzug der Baukostenzuschüsse, der Netzanschlusskostenbeiträge sowie der Investitionszuschüsse zuzüglich des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens bestimmt werden. Das auf diese Weise ermittelte Vermögen würde mit einem pauschalen Kapitalkostensatz verzinst. Für diesen Kapitalkostensatz seien eine kalkulatorische Eigenkapitalquote sowie brancheneinheitliche Eigenkapital- und Fremdkapitalzinssätze zu bestimmen.

Grundsätzlich ist eine solche Umgestaltung als alternative Form der Kapitalkostenbestimmung vor dem Hintergrund einer Vereinfachung, einer stärkeren Angleichung an internationale Standards und einer besseren Nachvollziehbarkeit für Investoren und Kapitalgeber positiv zu bewerten. Die wesentliche Veränderung eines solchen Modells besteht darin, dass die zur Verfügung stehenden Zinskosten unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers ermittelt werden. Die Attraktivität für Investoren hängt neben der konkreten Ausgestaltung eines solchen Ansatzes jedoch insbesondere davon ab, inwieweit die Behörde angemessene und kapitalmarkadäquate Zinssätze bestimmt. Eine Umstellung auf diesen Ansatz setzt voraus, dass die zu erwartenden Effekte hinreichend transparent für Netzbetreiber und Investoren analysiert werden und die angestrebte Vereinfachung realisierbar erscheint.²⁹

dd) These 12: Vereinfachung der Bestimmung des Umlaufvermögens

Neben dem sog. regulierten Sachanlagevermögen („Regulated Asset Base“, RAB) ist für einen WACC-Ansatz eine Größe für das erforderliche sog. Betriebskapital („working capital“)

²⁶ Die drohende „Entwertung“ hatte die Bundesnetzagentur bereits bei der letzten Evaluierung der Anreizregulierung im Blick, vgl. Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 2015, S. 343.

²⁷ Zum Beginn der Nutzungsdauer ist das Verhältnis genau umgekehrt; die ertragreichen Jahre würden mit der Umstellung abgeschnitten.

²⁸ Bundesnetzagentur, Beschl. v. 8.11.2022 – Az. BK9-22/614.

²⁹ So ausdrücklich Bundesnetzagentur (Fn. 26), S. 343.

heranzuziehen. Hierzu schlägt die Behörde vor, einen pauschalen Wert für das betriebsnotwendige Umlaufvermögen für Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister zu bestimmen.

Ein solcher Ansatz würde das bisherige System erheblich vereinfachen und zahlreiche Auseinandersetzungen zwischen der Branche und den Regulierungsbehörden beenden. Zutreffend sieht die Behörde die Notwendigkeit, bei allen am Netzbetrieb beteiligten Unternehmen einen solchen Betrag für den Bestand an Umlaufvermögen anzuerkennen. Entscheidend wird es sein, eine den Anforderungen an den laufenden Netzbetrieb genügende Größe zu ermitteln, die hier den Maßstab für das anzuerkennende betriebsnotwendige Umlaufvermögen bilden soll. Ferner wäre der Bestand an Vorräten mit ein-zubeziehen.

ee) These 13: kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz

Die kalkulatorische Verzinsung des von Netzbetreibern eingesetzten Eigenkapitals ist eine der zentralen Größen von Regulierungssystemen. Insoweit verwundert es nicht, dass die Eigenkapitalverzinsung von Beginn der Regulierung unter dem EnWG 2005 an Gegenstand zahlreicher gerichtlicher Auseinandersetzungen zwischen den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden war.

Für zukünftige Regulierungsperioden schlägt die Bundesnetzagentur vor, wieder zum Konzept einer einheitlichen Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes für mindestens eine Regulierungsperiode zurückzukehren. Dies sei vorzuzugewürdigt gegenüber jährlichen Anpassungen und einer Aufteilung des Zinssatzes auf Neu- und Bestandsanlagen.

Eine solche Vereinheitlichung ist dringend anzuraten. Das derzeit praktizierte System mit mehreren Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen, die auf verschiedene Zeiträume und Anlagengüter angewandt werden, erhöht die Komplexität der Regulierung und führt zu einer Verunsicherung von Investoren. Die derzeitige Tendenz, Neuinvestitionen gegenüber Bestandsanlagen zu begünstigen, ist als höchst fragwürdig zu bewerten, da Investoren langfristige Perspektiven beachten und derartige Brüche im Regulierungssystem in ihre Risikoerwartung einpreisen.

Die von der Bundesnetzagentur angeführten Fragen nach der Geltungsdauer der Eigenkapitalzinssätze, der Ableitung des Basiszinssatzes sowie einer Methode, die dauerhaft und konsistent Anwendung finden kann, lassen sich einfach beantworten: Bisher war die Behörde an ein System in den Netzentgeltverordnungen gebunden, welches die Ermittlung des risikolosen Basiszinssatzes über einen Durchschnittswert von zehn Jahren vorsah. Demgegenüber leitete die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur die Marktrisikoprämie für den Wagniszuschlag ausschließlich aus historischen Daten ab, die über einen Zeitraum von ca. 120 Jahren ermittelt wurden. Diese Verbindung aus der Annahme einer konstanten Marktrisikoprämie und einem gesetzlich vorgegebenen Basiszinssatz führte in der Vergangenheit zu erheblichen Problemen. Die daraus abgeleiteten Zinssätze sind mittlerweile im internationalen Vergleich nicht mehr als angemessen und marktgerecht anzusehen.³⁰ Weltweit wird diese Methode ohnehin nur noch von der Bundesnetzagentur ausschließlich herangezogen. Würde sich die Beschlusskammer 4 den von Zivilgerichten in Bewertungsverfahren oder von Zentralbanken herangezogenen, heute gängigen Methoden zuwenden, wären die mit den Fragen adressierten Probleme gelöst: Statt der Veränderungen des risikolosen Basiszinssatzes müssten die Investorenerwartungen stärker in den Vordergrund rücken, die sich über die Jahre betrachtet als deutlich konstanter erweisen. Durch die Aufgabe am strikten Festhalten an lediglich einer Methode zur Ermittlung der Marktrisikoprämie könnten zukünftig dauerhaft angemessene und risikoadäquate

Eigenkapitalzinssätze ermittelt werden, die keiner jährlichen Anpassung an veränderte Umlaufrenditen bedürfen.

ff) These 14: Gewerbe- und Körperschaftsteuer

Die Bundesnetzagentur erwägt, ob die Anerkennung der Gewerbesteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis oder auf Grundlage der dem Netzbetreiber zugeordneten Beträge der tatsächlich entrichteten Gewerbesteuer ermittelt werden sollte.

Dieser Vorschlag überrascht: So ist das Eckpunktepapier grundsätzlich darauf ausgerichtet, eine effiziente und weniger bürokratische Regulierung umzusetzen. Eine solche Neuorientierung an tatsächlichen Beträgen würde einen erheblichen zusätzlichen Aufwand mit sich bringen und rechtliche Fragen aufwerfen, die zwischen der Branche und der Bundesnetzagentur gerichtlich zu klären wären. Der dem Netzbetrieb zugeordnete Anteil der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer müsste in einem komplexen Verfahren ermittelt werden und dürfte von Jahr zu Jahr erheblich schwanken. Im Übrigen ist der kalkulatorische Ansatz von Ertragssteuern auf Unternehmensebene Standard in der internationalen Regulierungspraxis.

gg) These 15: Sonderthema Gas – Rückstellungen für Stilllegungen und Rückbau

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen gebildete Rückstellungen als jährlich anpassbare Kostenposition anzuerkennen. Gleichzeitig sollen Erträge aus einer Auflösung zugunsten der Netznutzer „ausgeschüttet werden“.³¹

Eine solche Veränderung würde sowohl Netzbetreibern als auch Netzkunden helfen, die aus verpflichtend durchzuführenden Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen entstehenden Kosten bereits zu einem Zeitpunkt in die Netzkosten einzupreisen, zu dem noch gewährleistet ist, dass diese Kosten von einer größeren Zahl an Netzkunden getragen werden. Die Behörde sollte erwägen, die aus der Bildung und Auflösung derartiger Rückstellungen entstehenden Kosten und Erlöse in den Kapitalkostenabgleich zu integrieren. Damit wäre gewährleistet, dass sowohl die Kosten als auch die späteren Entlastungen in den ~~Netzkosten~~ abgebildet würden.

3. Zeitlicher Rahmen

Nach den Vorstellungen der Bundesnetzagentur sollen die Rahmenfestlegungen zur grundlegenden Ausgestaltung des Regulierungssystems für die Verteilernetzbetreiber Strom und Gas sowie die Fernleitungsnetzbetreiber Gas bereits in der ersten Hälfte des Jahres 2024 eingeleitet und in der zweiten Hälfte des Jahres 2025 abgeschlossen werden. Die Verfahren zu den Methodenfestlegungen sollen ebenfalls noch in diesem Jahr gestartet und überwiegend bis zum Ende des Jahres 2025 abgeschlossen sein.

Bereits vorab wird die Bundesnetzagentur die Festlegung zu den Nutzungsdauern im Gasbereich („KANU 2.0“) in Angriff nehmen: Dieses Verfahren ~~ist~~ ^{soll} bereits im ersten Quartal 2024 ~~begonnen~~ ^{und} noch im laufenden Jahr abgeschlossen werden.

III. Fazit

Mit dem Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur einen für Netzbetreiber – und wegen der Herausforderungen der Energiewende auch für den Wirtschaftsstandort Deutschland insgesamt – sehr bedeutenden Prozess eingeleitet. Die Behörde wird hier ihrer neuen Rolle mit Weitblick und Verantwortung gerecht werden müssen. Die Prüfung von Reformen des

³⁰ OLG Düsseldorf, N&R 2023, 238 (Beschl. v. 30.8.2023 – Az. VI-3 Kart 544/21 [V]).

³¹ Bundesnetzagentur (Fn. 9), S. 23.

bisherigen Systems ist zu begrüßen. Die Anpassungen sollten jedoch moderat ausfallen. Das Regulierungssystem hat eine Komplexität erreicht, die nur noch von wenigen Experten in der gesamten Breite und Tiefe nachvollzogen werden kann. Hier sind Vereinfachungen sinnvoll. Allerdings wird ein überarbeitetes Regulierungsmodell weiterhin Einzelfallgerechtigkeit gewährleisten müssen. Um die Komplexität nicht noch

weiter zu erhöhen, sollte die Behörde Abstand nehmen von einem gestuften Modell von Festlegungen.

Der Gesetzgeber ist gefordert, die verwaltungsrechtlichen Probleme zu lösen, die aus dem gewählten Modell mit den erweiterten Festlegungskompetenzen herrühren. Ferner sollte das EnWG um vom Mitgliedstaat zu treffende politische Leitlinien ergänzt werden.

Dr. Margret Schellberg und Simon van den Heuvel*

Das Energiewirtschaftsrecht im Jahr 2023

Durch den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine („Zeitenwende“) befand sich der Energiesektor auch im Jahr 2023 weiterhin im Krisenmodus. Die Krisengesetzgebung (dazu ausführlich Neumann/LiBek, N&R 2022, 258; 2023, 17; 140; 193) hielt zunächst noch an. Die Energiepreise entwickelten sich erfreulicherweise aber anders als ursprünglich befürchtet. Schließlich nahm der Gesetzgeber Mitte des Jahres wieder Fahrt in den Transformationsprojekten auf, insbesondere im Wärmesektor. Auch für den Wasserstoffsektor gab es gute Nachrichten. Endlich erfolgte die gesetzgeberische Antwort auf die EuGH-Entscheidung vom 2. September 2021 (Rs. C-718/18). Das novellierte EnWG konnte noch im Jahr 2023 in Kraft treten. Die das Energiewirtschaftsrecht bislang dominierenden regulatorischen Fragen gelangten erst im Laufe der zweiten Jahreshälfte wieder in den Mittelpunkt der Diskussion. Zum Jahresende verursachte schließlich die Entscheidung des BVerfG vom 15. November 2023 (Az. 2 BvF 1/22) zum Zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021 erhebliche Turbulenzen. Deren Auswirkungen werden die Entwicklung des Energiewirtschaftsrechts auch 2024 weiter mitbeeinflussen.

I. Entwicklung der Energiemärkte

1. Preis- und Marktentwicklung im Jahr 2023

Die Preise für Strom und Erdgas für private Haushalte stiegen trotz gesunkener Großhandelspreise auch im ersten Halbjahr 2023 zunächst weiter stark an. Aufgrund der in der Regel längeren Vertragslaufzeiten für private Haushalte im Vergleich zu Großkunden und der damit verbundenen langfristigeren Energiebeschaffung der Energieversorger werden die Preisentwicklungen im Großhandel verzögert an die privaten Haushalte weitergereicht.¹ Der Gesetzgeber hatte darauf mit verschiedenen Entlastungsmaßnahmen reagiert. Gegen Ende des Jahres 2022 war die Reaktivierung von Kohlekraftwerken aus der Sicherheitsbereitschaft, die Rückkehr von Reservekraftwerken sowie die vorübergehende Laufzeitverlängerung der drei verbliebenen Kernkraftwerke vereinbart worden. Außerdem hatte der Gesetzgeber die Energiepreismotoren eingeführt. Im zweiten Halbjahr 2023 erholten sich die Großhandelspreise zwar von den extremen Preisspitzen, waren jedoch im Vergleich zum Vorkrisenniveau immer noch deutlich erhöht.² Die Nachfrage nach Vorprodukten und Rohstoffen in der konjunkturellen Erholungsphase nach den Krisenherden der letzten Jahre blieb hoch, so dass der Weltmarkt weiterhin angespannt war. Anfang des Jahres 2024 stabilisierten sich die Strom- und Gaspreise weiter. Der Strompreis für Haushalte ist zum Jahresbeginn 2024 im Vergleich zum Jahresmittel 2023 um knapp 8% gesunken. Auch der durchschnittliche Strompreis für kleine bis mittlere Industriebetriebe ist weiter deutlich

gesunken und liegt zum Jahresbeginn 2024 um 23% unter dem Jahresmittel 2023. Bei Gas entwickelten sich die Preise ähnlich. Der durchschnittliche Erdgaspreis ist zum Jahresbeginn 2024 gegenüber dem Vorjahr um ca. 25% gesunken. Die Beschaffungskosten im Gasbereich sind weiter gesunken; sie lagen aber zum Jahresbeginn 2024 immer noch rund doppelt so hoch wie vor der Energiekrise.

2. Gasversorgung

Nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine war insbesondere die Sicherstellung der Gasversorgung in den Fokus geraten. Deutschland war zu diesem Zeitpunkt überwiegend von Gaslieferungen aus Russland abhängig. Daher gilt seit dem 23. Juni 2022 die Alarmstufe des Notfallplans. Die Bundesnetzagentur beobachtet seitdem die Gasversorgungslage und steht im engen Kontakt zu den Netzbetreibern.³ Für den Winter 2023 schätzte sie die Gefahr einer angespannten Gasversorgung als gering ein.⁴ Dank zahlreicher Maßnahmen wie dem Umstieg auf andere Gaslieferanten und dem Entwicklungsfortschritt beim Ausbau von Terminals für verflüssigtes Erdgas („Liquefied Natural Gas“, LNG) hat sich die Gasversorgung im Laufe des Jahres 2023 weitgehend stabilisiert. Die Befürchtung, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht gewährleistet werden könne, hat sich nicht bewahrheitet. Schon im Dezember 2022 konnte das erste schwimmende LNG-Terminal in Wilhelmshaven seinen Betrieb aufnehmen. Im Januar bzw. März 2023 wurde dieses durch zwei weitere LNG-Terminals in Lubmin und Brunsbüttel ergänzt.

Die Bundesregierung hat zusätzlich dazu rechtliche Änderungen am LNGG vorgenommen.⁵ Die Einspeisung von verflüssigtem Gas an den deutschen Küstenstandorten soll damit weiter abgesichert werden. Es wurden weitergehende Regelungen zur Zulassung und beschleunigten Errichtung von dringend benötigten Anbindungs- und Fernleitungen zum Abtransport der Flüssiggasmengen getroffen. Die bereits

* Die Verfasser danken Frau Esther Hoppmann und Herrn Philipp Berg für die Unterstützung.

1 Zu weiterführenden Informationen siehe Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung Nr. 388 v. 29.9.2023.

2 Siehe die Informationsseite „FAQ: Gaspreise“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), abrufbar unter <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/gaspreis-und-co-2-preis/> (zuletzt abgerufen am 26.2.2024).

3 Siehe die Informationsseite über die „Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland“ der Bundesnetzagentur, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html (zuletzt abgerufen am 26.2.2024).

4 EnK-Aktuell 2023, 010222.

5 Gesetz zur Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes und zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und zur Änderung des Baugesetzbuchs, BGBl. 2023 I Nr. 184.