

# InfrastrukturRecht

Energie · Verkehr · Abfall · Wasser · Telekommunikation

## Geschäftsführende Herausgeber

Prof. Dr. Christian Theobald  
BBH  
Dr. Andreas Zuber  
Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

## Herausgeber

Prof. Dr. Gabriele Britz  
Justus-Liebig-Universität Gießen  
Dr. Norman Fricke  
AGFW | Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und  
KWK e.V.  
Timm Fuchs  
Deutscher Städte- und Gemeindebund e.V. (DStGB)  
Andrees Gentzsch  
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.  
(BDEW)  
Prof. Christian Held  
BBH, Europäischer Verband der unabhängigen Strom-  
und Gasverteilerunternehmen (GEODE)  
Prof. Dr. Georg Hermes  
Goethe-Universität Frankfurt a.M.  
Folkert Kiepe  
Beigeordneter a.D. Deutscher Städtetag  
Prof. Dr. Christian Koenig  
Universität Bonn  
Prof. Dr. Jürgen Kühling  
Universität Regensburg, Vorsitzender der Monopol-  
kommission  
Holger Lösch  
Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)  
Prof. Dr. Markus Ludwigs  
Julius-Maximilians-Universität Würzburg  
Dr. Christiane Nill-Theobald  
TheobaldConsulting  
Prof. Dr. Jens-Peter Schneider  
Albert-Ludwigs-Universität Freiburg  
Dr. Christine Wilcken  
Deutscher Städtetag  
Oliver Wolff  
Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e.V. (VDV)

## Inhaltsverzeichnis

### Beiträge

- S. Häsel/A. Wulf:** Flexibilisierung des Stromverbrauchs von Haushalten – Regulierungsoptionen 114  
**P. Reinecke/U. Scholz:** Deutschlands Wasserstoff-Kernnetz: A Highway for Hydrogen? 119  
**P. Erdmann:** Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften 122  
**S. Bittl/T. Kapfelsperger:** Weitere Digitalisierungsschritte für Verwaltungsleistungen – hin zu mehr Effizienz und Zuverlässigkeit 125

### Energie

- BGH:** Zur Anpassung und Gestaltung von Fernwärme-Preisänderungsklauseln 129  
**OLG Düsseldorf:** Baukostenzuschuss bei netzgekoppelten Batteriespeichern 130  
**VG Berlin:** Der Stromerzeugerbegriff im Zusammenhang mit der Herstellung von Aluminiumoxid und der Anspruch auf Zuteilung kostenloser Emissionsberechtigungen 132

### Telekommunikation

- VG Köln:** Vorläufige Maßnahme der BNetzA gem. § 202 Abs. 4 S. 1 TKG nach summarischer Prüfung rechtmäßig 133

### Spartenübergreifendes

- EuGH:** DS-GVO-Bußgelder bei Verschulden auch direkt gegen Unternehmen möglich 134

## Beiträge

### Flexibilisierung des Stromverbrauchs von Haushalten – Regulierungsoptionen

Dr. Sönke Häselser und Prof. Dr. Dr. Alexander J. Wulf, Berlin\*

**Die Flexibilisierung der Stromnachfrage ist eine wichtige Option zur Integration erneuerbaren Stroms und somit eine Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. In Verbindung mit Smart Metern können dynamische Stromtarife hierbei eine wichtige Rolle spielen. Jedoch ist die Nachfrage privater Stromverbraucher nach solchen Tarifen bislang verhalten. Dieser Beitrag erläutert, wie der Gesetzgeber dynamische Tarife für Privatkunden attraktiver gestalten und somit die Bereitschaft der Haushalte erhöhen kann, ihr Verbrauchsverhalten an die aktuellen Marktbedingungen anzupassen. Gegenstand dieser Regulierungsoptionen sind u.a. die Definition und Förderung solcher Tarife, die Stromsteuer und dynamische Netzentgelte.**

#### I. Einleitung

Werden im Zuge der Energiewende steuerbare Stromquellen wie thermische Kraftwerke durch fluktuierende Quellen wie Windkraft und Photovoltaik ersetzt, dann muss die zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch nötige Flexibilität auf andere Weise bereitgestellt werden. Als Flexibilität verstehen wir dabei die Fähigkeit und Bereitschaft eines Akteurs, sein Verhalten kurzfristig der aktuellen Marktsituation anzupassen. Während hierzulande inzwischen mehr als die Hälfte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird<sup>1</sup> und die Energiewende in dieser Hinsicht auf einem guten Weg ist, bleibt die Bereitstellung von genügend Flexibilität die wohl größte Herausforderung der weiteren Dekarbonisierung der Stromversorgung.

Eine Reihe von Flexibilitätsquellen bieten sich zu diesem Zweck an: mit grünem Wasserstoff betriebene Kraftwerke, verschiedene Speichertechnologien, verstärkte Sektorenkopplung, Netzausbau usw. Eine besondere Rolle wird aber auch der Flexibilität auf der Nachfrageseite zukommen. Die Verschiebung des Stromverbrauchs aus Zeiten von Knappheit – zB in der berüchtigten „Dunkelflaute“ – hin zu Zeiten des Überflusses hilft, Emissionen zu vermeiden und die gesellschaftlichen Kosten der Stromversorgung sowie die Abhängigkeit von Rohstoffimporten zu senken. Dementsprechend kommt kaum ein wissenschaftliches<sup>2</sup> oder politisches Szenario<sup>3</sup> zu diesem Thema ohne die enormen Potenziale des Nachfragemanagements aus – wobei nachfolgend der passendere Begriff ‚Demand Response‘ bevorzugt wird. Was hingegen noch weitgehend fehlt, ist ein geeigneter Anreizrahmen: Warum sollten sich die Verbraucher die Mühe machen, ihren Stromkonsum nach der aktuellen Erzeugungs- und Marktlage zu richten? Wird diese Frage nicht bald durch

kluge rechtliche Weichenstellungen beantwortet, könnten wir in wenigen Jahren vor der unangenehmen Wahl zwischen zunehmenden Stromausfällen, unnötig hohen Versorgungskosten oder dem Verfehlen der Klimaziele stehen.

Dieser Beitrag behandelt einen Teilaspekt dieses Problems, nämlich die Flexibilitätsanreize privater Stromverbraucher. Abgesehen von gelegentlichen Preisanpassungen und von der vereinzelt Nutzung variabler Stromtarife, zB für Nachtspeicherheizungen, zahlen die meisten Haushalte nach wie vor stets den gleichen Preis für jede kWh Strom. Und das, obwohl sich die Erzeugungskosten minütlich ändern, was sich in (viertel-) stündlich schwankenden Börsenstrompreisen widerspiegelt. Diese wertvollen Knappheitssignale könnten, wenn sie flächendeckend bei den Haushalten ankämen, jene finanziell dafür belohnen, flexiblen Strombedarf von hochpreisigen in niedrigpreisige Zeiten zu verlagern. Insbesondere der schnell wachsende Stromverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen könnte auf diese Weise leicht flexibilisiert werden. Die privaten Ersparnisse gingen mit gesellschaftlichen Vorteilen einher, darunter weniger teure, fossile Stromerzeugung, weniger Abregelung der nahezu grenzkostenfreien erneuerbaren Energien und einen Beitrag zur Stabilisierung der Stromversorgung, der deutlich günstiger ausfallen dürfte als zB der Bau neuer Speicher oder das Vorhalten teurer Reservekraftwerke. So würde auch der Anstieg der Netzentgelte gebremst.

Solche Anreize zur Nachfrageflexibilität bieten dynamische Stromtarife. Bei diesen zahlt der Verbraucher anstatt eines fixen Arbeitspreises den für die Stunde des Verbrauchs geltenden (Day-Ahead) Börsenstrompreis. Dieser steht 24 h im Voraus als Ergebnis einer Auktion fest, sodass der Verbrauch entsprechend geplant werden kann. Hinzu kommen alle Steuern, Abgaben und Umlagen (nachfolgend die "staatlich determinierten Preisbestandteile"), die Netzentgelte sowie ggf. ein Preisaufschlag des Anbieters. Das Angebot solcher Tarife wächst kontinuierlich, nicht zuletzt, weil gem. § 41a Abs. 2 EnWG alle größeren – und ab 2025 ausnahmslos alle – Versorger ein solches Produkt offerieren müssen. Eine Verschärfung dieser Angebotspflicht wurde im Mai 2023

\* Dr. Sönke Häselser und Prof. Dr. Dr. Alexander J. Wulf sind wissenschaftlicher Mitarbeiter bzw. Professor für Rechts- und Wirtschaftswissenschaften an der SRH Berlin University of Applied Sciences. Sie danken Ian Towers für die gemeinsame Forschungskooperation sowie Georg von Wangenheim, Gerrit Gräper, Arne Körber, Henner Schmidt, Johan Warburg, Arne Lange, Robert Werner und Søren Grawert für fachlichen Austausch. Der SRH Berlin University of Applied Sciences danken wir für die finanzielle Unterstützung iRd Leuchtturmprojekts "Die Weiterentwicklung der Sozialen Marktwirtschaft über Umverteilung und Sozialleistungen hinaus".

1 Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/779784/umfrage/monatlicher-anteil-erneuerbarer-energien-an-der-stromerzeugung-in-deutschland>.

2 S. zB Krzikalla/Achner/Brühl (2013), Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Aachen: BET.

3 S. zB Koalitionsvertrag von 2021, S. 63.

mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) verabschiedet.

Der aktive Stromverbraucher, der sein Verhalten nach der aktuellen Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms richtet (bzw. nach dem Börsenstrompreis als deren Indikator), ist das erklärte Ziel sowohl der nationalen<sup>4</sup> als auch der europäischen<sup>5</sup> Politik. Doch droht die Umsetzung bislang an der geringen Nachfrage nach solchen Tarifen zu scheitern. Der nächste Abschnitt diskutiert mögliche Gründe für dieses Zögern der Verbraucher und zeigt somit den legislativen Handlungsbedarf auf. Der dritte Abschnitt präsentiert drei Vorschläge zur Steigerung der Attraktivität dynamischer Stromtarife. Der Artikel schließt mit einem Fazit und Ausblick.

## II. Status Quo und Handlungsbedarf

Die Verbraucherentscheidung zur Beteiligung an Demand Response soll hier als Kosten-Nutzen-Abwägung skizziert werden. Auf der Seite der Kosten oder Hemmnisse ist erstens das Vorhandensein eines Smart Meters (technisch korrekt: intelligentes Messsystem) Grundvoraussetzung für die Rentabilität von Demand Response, denn nur so kann der Verbrauch stundengenau abgerechnet werden. Nachdem Deutschland bei der Installation von Smart Metern im EU-Vergleich weit hinterherhinkt,<sup>6</sup> wurde im GNDEW erstmals ein verbindlicher Rollout-Fahrplan für Smart Meter verankert. Bis Ende 2030 sollen 95% aller Haushalte über ein Smart Meter verfügen (§ 45 Abs. 1 S. 2 lit. c Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)). Zudem besteht ab 2025 ein gesetzlicher Anspruch auf Einbau eines Smart Meters innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung (§ 34 Abs. 2 S. 1 MsbG). Die Kosten eines Smart Meters für die Haushalte sollen nicht über jenen eines digitalen Stromzählers liegen (§ 30 MsbG). Das Hemmnis der erforderlichen intelligenten Messtechnik sollte also bald ausgeräumt sein.

Zweitens setzt Demand Response voraus, dass die Haushalte über Verbrauchsgeräte verfügen, deren Strombe-

darf zumindest ohne größere Komforteinbußen über einige Stunden verschoben werden kann. Das trifft auf einige Großgeräte wie Waschmaschine, Trockner und Geschirrspüler zu, sofern sie sich entsprechend steuern lassen. Größere Demand Response-Potenziale bergen jedoch nur die Elektromobilität (Laden des E-Autos per Wallbox) sowie Kälte- und Wärmeeinwendungen (insbesondere Wärmepumpen mit Pufferspeicher). Bislang sind erst wenige Haushalte entsprechend ausgestattet, und für viele Wohnsituationen, insbesondere in städtischen Mietwohnungen, liegt die Ausstattung auch gar nicht im Entscheidungsbereich der einzelnen Haushalte. Dennoch wird nicht zuletzt dank staatlicher Förderung ein schnelles Wachstum flexibler Kapazitäten erwartet. Der Bestand vollelektrischer Pkw auf den deutschen Straßen ist seit 2011 exponentiell gewachsen, wobei er sich im Durchschnitt alle 15 Monate verdoppelt hat.<sup>7</sup> Bis 2030 soll nochmal eine Verzehnfachung auf 15 Mio. Fahrzeuge erreicht werden.<sup>8</sup> Auch bei den Wärmepumpen, von denen künftig eine halbe Mio. Einheiten pro Jahr verbaut werden sollen, bestehen ehrgeizige Ziele.<sup>9</sup> Diese abzusehende Vervielfachung des Potenzials für Demand Response bei Haushalten setzt allerdings auch entsprechend hohe private Investitionen voraus.

Die dritte und letzte an diese Stelle zu nennende Hürde ist psychologischer Natur: Seit über 100 Jahren ist der Strompreis für private Verbraucher generell unabhängig vom Verbrauchszeitpunkt. Es gibt keine Gewohnheit, sich im täglichen Handeln nach dem Verlauf des Strompreises zu richten. Sie aufzubauen, benötigt Zeit – und einen hinreichenden Anreiz, um den notwendigen Lernaufwand, den Komfortverlust, die Verhaltensumstellung usw. auf sich zu nehmen. Diese psychologischen Kosten zu minimieren, ist das Ziel diverser Steuerungstechnologien, die zB von den Anbietern dynamischer Stromtarife bereitgestellt werden. Im Idealfall legt der Nutzer lediglich einige Parameter fest; die tägliche Optimierung unter Berücksichtigung des Strompreises übernimmt dann die Technik. Nicht durch smarte Technik abzuwenden ist hingegen eine zweite Dimension psychologischer Kosten, nämlich jene der Risikoaversion. Ein dynamischer Stromtarif verschiebt das Preisrisiko vom Stromanbieter auf den Konsumenten, und die Sorge vor ‚explodierenden‘ Stromkosten mag einen guten Teil des bisherigen Zögerns der Verbraucher erklären.

Doch die Hindernisse privater Demand Response sind nicht unüberwindbar. Einige werden sich bald von selbst erübrigen, andere erfordern das aktive Engagement, die Investitionen und die Umgewöhnung der Verbraucher. Und jene werden dazu bereit sein, wenn hinreichende Einsparungen auf der Stromrechnung zu erwarten sind.<sup>10</sup> Die mit einem dynamischen Stromtarif möglichen Kostensenkungen hängen neben dem Umfang der Lastverschiebung vor allem von den stündlichen Preisschwankungen des Tarifs ab. Doch diese sind bislang so gering, dass selbst die Besitzerin eines Elektroautos, die den Ladevorgang über ein mehrtägiges Zeitfenster optimiert, unter günstigen Annahmen kaum mehr als 4ct/kWh sparen kann. Bei einem üblichen Jahresverbrauch ergibt das eine Reduktion der Stromrechnung um ca. 100 EUR –

4 S. zB Begründung des GNDEW, BT-Drs. 20/5549, 70.

5 S. zB Erwägungsgründe 10 und 37 der Energiebinnenmarkt-Richtlinie, RL (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 5.6.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der RL 2012/27/EU (Abl. L 158/125). Zu noch früheren Absichten auf EU-Ebene, siehe zB COM(2015) 80 final, S. 10.

6 Alaton/Tounquet (2020), Benchmarking smart metering deployment in the EU-28. Brüssel: EU Publications Office.

7 Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland>.

8 BMWK, Bekanntmachung der Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen v. 17.11.2022.

9 BMWK, Eckpunktepapier zur Diskussion der Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs v. 16.11.2022.

10 Indem wir nur den finanziellen Aspekt betrachten, vernachlässigen wir ideelle Nutzenerwägungen, wie zB Technologiebegeisterung oder die Unterstützung der Energiewende. Solche Motive sind bislang bei vielen Nutzern dynamischer Stromtarife ausschlaggebend. Demand Response im erwünschten Umfang wird aber über ideelle Motivation allein nicht zu erzielen sein.

kein Betrag, der zu größeren Investitionen oder unbequemer Verhaltensumstellung verleitet.

Der Hauptgrund dafür ist, dass aktuell bei einem dynamischen Stromtarif nur die Strombeschaffungskosten (und die darauf entfallende Umsatzsteuer) tatsächlich dynamisch sind. Dieser flexibilitätsanreizende Anteil machte 2023 im Durchschnitt aber nur gut die Hälfte des Haushaltsstrompreises aus.<sup>11</sup> Die anderen Preisbestandteile werden zu einem konstanten Satz pro kWh erhoben. In der Folge kommen die Knappheitssignale aus dem Strommarkt nur stark gedämpft bei den Haushalten an. Das führt aus volkswirtschaftlicher Sicht zu Effizienzverlusten und aus privater Sicht eben dazu, dass sich Demand Response bislang selten lohnt.

Die sich daraus ergebende Forderung an die Politik ließe sich kaum treffender als in der Energiebinnenmarkttrichtlinie von 2019 formulieren: „Um ... die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, sollten die Mitgliedstaaten das Potential dafür prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten oder zu verringern, und sollten angemessene Maßnahmen ergreifen“ (Erwägungsgrund 38). Das Potenzial besteht, obgleich sich die Situation inzwischen durch die Abschaffung der EEG-Umlage und der Umlage für abschaltbare Lasten etwas verbessert hat.

### III. Regulierungsoptionen

Dieser Abschnitt macht einige Reformvorschläge. Die ersten beiden greifen die Forderung der Energiebinnenmarkttrichtlinie auf, die oben zitierte Forderung, während der dritte Vorschlag die Definition und Förderung dynamischer Stromtarife betrifft.

#### 1. Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde 1999 im Zuge der ökologischen Steuerreform eingeführt, um über eine künstliche Verteuerung des Stroms mehr Effizienz anzureizen. Seit 2004 beträgt der Regelsteuersatz 2,05 ct/kWh, wobei die EU-Energiesteuerrichtlinie<sup>12</sup> nur einen Mindestsatz von 0,1 ct/kWh für privaten Verbrauch verlangt. Zwar ist Energieeffizienz mehr denn je geboten, doch indem sie Strom unabhängig von Erzeugungsweise und Verbrauchszeitpunkt pauschal verteuert, ist die Stromsteuer in ihrer jetzigen Form und Höhe dem Klimaschutz eher hinderlich. Denn erstens behindert ihr konstanter Satz pro kWh, wie schon angesprochen, höhere Flexibilitätsanreize eines dynamischen Stromtarifs. Und zweitens tritt Strom in der Sektorenkopplung immer öfter in Konkurrenz zu fossilen Energieträgern, die relativ zu ihren spezifischen Emissionen geringer besteuert werden. Infolgedessen ist der sauberste Energieträger oft nicht der billigste, was zu unnötig hohen Emissionen führt.

Was wir vor diesem Hintergrund vorschlagen, ist keine Absenkung der Stromsteuer für Privatverbraucher auf den EU-Mindesttarif, wie verschiedentlich gefordert und kürzlich für das produzierende Gewerbe iRd „Strompreispakets“ beschlossen.<sup>13</sup> Eine solche unkompensierte Steuer senkung wäre vor allem nach dem BVerfG-Urteil v.

15.11.2023<sup>14</sup> kaum zu vertreten und würde zudem die Effizianzanreize senken und somit dem Klimaschutz schaden. Stattdessen regen wir an, die Steuererleichterungen für den Einsatz fossiler Brennstoffe in der Stromproduktion gem. §§ 37, 53 und 53a des Energiesteuergesetzes zu streichen und den Regelsatz der Stromsteuer aufkommensneutral zu senken. Die Erleichterungen – in Summe ca. zwei Mrd. EUR<sup>15</sup> – gleichen einer Subvention der Klimaschädigung und sollten abgeschafft werden.<sup>16</sup>

Vom jährlichen Stromsteueraufkommen von etwa 6,7 Mrd. EUR<sup>17</sup> entfallen ca. 4 Mrd. auf jene Verbraucher, die nicht vom „Strompreispaket“ profitieren, also vor allem die Haushalte (2,7 Mrd. EUR) sowie Handels- und Dienstleistungsbetriebe. Unter Wahrung der Aufkommensneutralität könnte der Stromsteuersatz für diese Verbrauchergruppen also ungefähr halbiert werden. Durch die Stromsteuersenkung und gleichzeitige Subventionskürzung würde teurer, was teuer sein sollte (fossiler Strom), und billiger, was billig sein sollte (erneuerbarer Strom).<sup>18</sup> Neben weiteren Klimavorteilen würde so die Preisspreizung dynamischer Stromtarife und somit deren Attraktivität steigen.

#### 2. Dynamische Netzentgelte

Die Netzentgelte (NE) betragen 2023 für Haushaltskunden im Durchschnitt 9,35 ct/kWh.<sup>19</sup> Das entspricht ungefähr den Strombeschaffungskosten und macht die NE mit Abstand zum größten fixen Preisbestandteil. Ohne einen Zuschuss aus Haushaltsmitteln iHv 12,84 Mrd. EUR (§ 24b Abs. 1 S. 1 EnWG) wären die NE noch wesentlich höher ausgefallen. Die Verteilung des Stroms ist also bereits teurer als seine Erzeugung. Für 2024 musste nach dem BVerfG-Urteil ein schon zugesagter

11 BDEW, Strompreisanalyse Dezember 2023, abrufbar unter: [www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse](http://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse).

12 RL 2003/96/EG des Rates v. 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. L 283/51).

13 Abrufbar unter: [www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-energieintensive-unternehmen-2235760](http://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-energieintensive-unternehmen-2235760).

14 Das BVerfG erklärte das Zweite Nachtragshaushaltsgesetz 2021 für nichtig, was erhebliche zusätzliche Schwierigkeiten für die Bundeshaushalte der nachfolgenden Jahre und entsprechende Sparzwänge bedeutet.

15 BMF, 29. Subventionsbericht des Bundes 2021-2024, S. 528 f.

16 Der Koalitionsvertrag versprach bereits, „alle Ausnahmen von ... Energiesteuern“ zu überprüfen (S. 48). Stattdessen haben mit dem „Strompreispaket“ die Ausnahmen eher zugenommen.

17 Abrufbar unter: [www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/Stromsteuer.html?view=renderHelp](http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/Stromsteuer.html?view=renderHelp).

18 Das entspräche einem Leitsatz des Koalitionsvertrags: „Was gut ist fürs Klima, wird günstiger – was schlecht ist, teurer“ (S. 49). Auf eine stärkere Anlehnung der Energiebesteuerung an die Umweltwirkung zielt auch der aktuelle Kommissionsvorschlag zur Reform der Energiesteuerrichtlinie, COM(2021) 563 final.

19 Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168548/umfrage/entwicklung-der-netzentgelte-nach-kundengruppe-seit-2006>.

Zuschuss von 5,5 Mrd. EUR zurückgenommen werden, wodurch sich die Übertragungsnetzentgelte gegenüber 2023 mehr als verdoppeln.<sup>20</sup> Damit betragen die NE etwa das Sechsfache der Stromsteuer.

Dieser hohe fixe Preisbestandteil beeinträchtigt die Flexibilitätsanreize dynamischer Tarife. Dies wird in windigen und sonnigen Zeiten besonders deutlich, wenn der Börsenstrompreis (BSP) niedrig oder gar negativ ist. Die fixen NE dämpfen dann die zusätzliche Nachfrage nach solchem Strom, der in Folge oftmals eher abgeregelt statt genutzt wird.<sup>21</sup>

Eine effiziente Netzentgeltstruktur würde jederzeit die lokalen Grenzkosten der Netznutzung widerspiegeln – ein unerreichbares Ideal, von dem insbesondere die deutschen NE für Privatkunden weit entfernt sind. Eine erste Annäherung an die Grenzkosten bieten zeitvariable NE, die bereits in mindestens 21 EU-Ländern etabliert sind.<sup>22</sup> Für Deutschland hat die BNetzA kürzlich solche NE als Anreiz zur netzorientierten Steuerung von Wallboxen, Wärmepumpen usw. gem. § 14a EnWG auf den Weg gebracht. Die entsprechende Festlegung<sup>23</sup> sieht vor, dass Nutzer solcher Anlagen ab 2025 ein dreistufiges NE wählen können („Modul 3“). Die Netzbetreiber müssen die Tarifstufen jeweils im Vorjahr festlegen, was eine gezielte Reaktion auf aktuelle Netzzustände erschwert. Die BNetzA ist sich dieser Einschränkung bewusst, argumentiert aber, das Setzen akuterer Anreize scheiterte bislang an der schleppenden Digitalisierung der Verteilnetze, da oft Echtzeitinformationen über die Netzzustände fehlen. Insbesondere wird dynamischen NE vorerst eine Absage erteilt.

Wir halten jedoch dagegen, dass ein dynamisches NE, das sich an der aktuellen Netzlast zumindest orientiert, leicht umzusetzen wäre. Denn es gibt eine Bezugsgröße, die mit der Last korreliert und dabei keinen zusätzlichen Informationsaufwand bedeutet – der Day-Ahead-BSP. Stark vereinfacht gesagt: Je höher die Stromnachfrage, desto höher sowohl der BSP als auch die Netzlast. Ein BSP-basiertes NE reizt dann eine Nachfrageverschiebung an und entlastet somit das Netz. Obgleich die Netz- und Strommarktrealität natürlich wesentlich komplexer ist, dient der BSP doch als Indikator dafür, wie teuer es

in jeder Stunde ist, die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Insofern sollten BSP-basierte NE eine bessere Anreizwirkung entfalten als die derzeitigen fixen Entgelte, und wohl auch als das Modell der BNetzA.

Ein dynamisches NE für Verteilnetz  $i$  zur Stunde  $h$  im Jahr  $t$  könnte in etwa wie folgt aussehen:

$$NE_{i,h,t} = [VNE_{i,t} + A_{i,h}] + [a_t * f(BSP_h)], f' > 0, f'' < 0.$$

Der erste Ausdruck in eckigen Klammern betrifft die Verteilnetze, der zweite das Übertragungsnetz. Das ÜbertragungsNE ist das Produkt aus einer steigenden, aber abflachenden Funktion des stündlichen BSP und einem jährlich und bundeseinheitlich von der BNetzA festzulegenden Faktor  $a_t$ . Dieser wird so bestimmt, dass die Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich ihre vorgesehene Rendite erzielen können. Abweichungen aufgrund unvorhergesehener Schwankungen der Strommenge und – nun zusätzlich – des BSP werden wie bislang durch ein Ausgleichskonto aufgefangen.  $VNE_{i,t}$  ist im Prinzip das bisherige VerteilNE. Um Drossellungen des Stromverbrauchs weitgehend zu vermeiden (sie bleiben ultima ratio), bekommen die Verteilnetzbetreiber jedoch zusätzlich die Möglichkeit, bei drohenden lokalen Netzengpässen mit 24 h Vorlauf einen Aufschlag  $A_{i,h}$  auf das NE zu verlangen.  $A_{i,h}$  ist in der maximalen Höhe und in der Jahressumme begrenzt.  $VNE_{i,t}$  wird gegenüber dem bisherigen VerteilNE um die erwarteten Erlöse aus dem Aufschlag gemindert.

Ein solches NE würde die Preisspreizung dynamischer Stromtarife erheblich erhöhen, und somit auch die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung. Nach einem EuGH-Urteil zur Kompetenzverteilung zwischen Gesetzgeber und BNetzA bei der Regulierung der Netzentgelte<sup>24</sup> ist die Gelegenheit für mutige Reformen günstig. Bei Bedarf bietet sich eine Dynamisierung per Anlehnung an den BSP auch für andere staatlich determinierte Preisbestandteile an.

### 3. Definition und Förderung dynamischer Tarife

Wie schon mehrfach angesprochen, bewirkt die mit einem dynamischen Stromtarif oft einhergehende Lastverschiebung einen sozialen Wohlfahrtsgewinn, der den privaten Nutzen – die Kostenersparnis – jener Tarifkunden übersteigt. Dieser positive externe Effekt legt nahe, dass die Haushalte von sich aus zu wenig Flexibilität bereitstellen werden. Deshalb kann eine temporäre finanzielle Förderung dynamischer Stromtarife – über die bereits vorgeschlagenen Maßnahmen hinaus – angezeigt sein. Ein staatlicher Förderimpuls kann auch helfen, das kollektive Handlungsproblem zwischen Haushalten, Anbietern smarterer Technik, Stromanbietern und weiteren Akteursgruppen zu lösen: Für jede Gruppe lohnt sich eine Investition in Nachfrageflexibilität nur dann, wenn zugleich auch alle anderen Gruppen investieren.<sup>25</sup> Ein finanzieller Anstoß von außen (ein „Nudge“ in der Sprache der Verhaltensökonomik) kann in dieser Konstellation die Koordination vereinfachen. Dem einzelnen Verbraucher signalisiert die Subvention (mehr als jede Absichtserklärung der Politik), dass der Staat dyna-

20 Abrufbar unter: [www.handelsblatt.com/politik/deutschland/stromkosten-netzentgelte-verdoppeln-sich-2024/100003317.html](http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/stromkosten-netzentgelte-verdoppeln-sich-2024/100003317.html).

21 Zum Prinzip „Nutzen statt Abregeln“, s. zB [www.agora-energie-wende.de/aktuelles/windstrom-nutzen-statt-abregeln-1](http://www.agora-energie-wende.de/aktuelles/windstrom-nutzen-statt-abregeln-1).

22 Elsenbast/Winzer Energiewirts. Tagesfragen 2024 (1-2), 39-43.

23 Festlegung BK8-22/010-A, abrufbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK8-GZ/2022/2022\\_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A\\_Festlegung\\_Download.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5).

24 Urt. v. 2.9.2021 – Rs. C-718/18. Zur Einordnung s. zB Schütte EnWZ 2023, 193; Schäfer/Harsch EnWZ 2022, 195 (201); Di Fabio EnWZ 2022, 291; Schmidt-Preuß EnWZ 2021, 337; Gundel EnWZ 2021, 339.

25 Von einem Henne-Ei-Problem, allerdings im Zusammenhang der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, spricht Wissing EnWZ 2022, 337.

mische Tarife für eine gute Wahl hält. Das senkt die psychologischen Kosten der Verbraucherentscheidung. Sind die Hürden der Umstellung einmal genommen, sollte der Trend zu dynamischen Tarifen selbstverstärkend werden, sodass die Subvention zurückgefahren werden kann. Zur Ausgestaltung bietet es sich an, für dynamische Tarife einen der staatlich determinierten Preisbestandteile zu reduzieren.

Für eine solche Privilegierung – und um nachvollziehen zu können, ob ein Versorger seiner Angebotspflicht gem. § 41a Abs. 2 EnWG nachkommt – muss klar sein, was genau ein dynamischer Tarif ist. § 3 Nr. 31d EnWG enthält seit 2021 eine Begriffsbestimmung, die fast wörtlich der Definition in Art. 2 S. 15 der Energiebinnenmarkttrichtlinie entspricht. Demnach ist ein dynamischer Stromtarif „ein Stromliefervertrag ..., in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten ... widergespiegelt werden...“

Trotz der EU-Rechtsgrundlage sollte der nationale Gesetzgeber Spielraum für eine Anpassung haben. Und dazu besteht Anlass, denn die Definition ist so vage, dass sie den Anbietern (zu) viel Spielraum bei der Tarifgestaltung lässt. Entsprechend hat eine Webrecherche der Autoren unter nur zehn Anbietern dynamischer Tarife fünf unterschiedliche Preismodelle zutage gefördert: fixer/prozentualer/kein Aufschlag auf den BSP, Mindest- und/oder Höchstpreis sowie ein Modell, das sich jeglicher Kategorisierung entzieht. Aufgrund dieser strukturellen Vielfalt sind nur selten zwei dynamische Tarife miteinander vergleichbar. Diese Intransparenz des Angebots verwirrt die Kunden, macht dynamische Tarife weniger attraktiv und behindert den Wettbewerb.<sup>26</sup>

Die Schwäche der Definition liegt insbesondere in dem Wort „widerrspiegelt“. Unter den erwähnten zehn Tarifen sind solche, deren Arbeitspreis weniger, genau so viel oder mehr als der BSP schwankt. Erfüllen alle drei Varianten die Anforderung des „Widerrspiegeln“? Wenn ja, dann müsste auch ein Tarif mit nur minimalen Preisschwankungen als dynamisch gelten. Wenn nein, dann dürften einige der aktuell verfügbaren dynamischen Tarife diese Bezeichnung nicht tragen. Eine Nachbesserung dieser vagen und wenig ambitionierten Definition ist offensichtlich angezeigt.

Eine – vielleicht besser mit dem Europarecht zu vereinbarende – Alternative könnte sein, die bestehende Definition nicht zu verändern, sondern sie zu ergänzen. Das EnWG könnte eine weitere Begriffsbestimmung für „hochdynamische Tarife“ einführen: Tarife, deren Arbeitspreis ausschließlich als Vielfaches (zB 105%) des Day-Ahead Spot-Preises ausgezeichnet wird, zuzüglich der Netzentgelte und der staatlich determinierten Preisbestandteile. Damit wären hochdynamische Tarife untereinander leicht vergleichbar, denn es gäbe wie bei fixen Tarifen nur zwei Preisdimensionen: das Vielfache und der monatliche Grundpreis – alle anderen Preiskomponenten sind anbieterunabhängig. Das fördert die Markttransparenz und den Wettbewerb. Für die Anbieter ergibt sich aus dieser Definition, dass sie ihre Kosten jenseits der Strombeschaffung sowie ihre Gewinne aus

dem Grundpreis und dem prozentualen Aufschlag auf den BSP decken müssen – nicht etwa aus fixen Aufschlägen, Mindestpreisen oder anderen Mechanismen. Der prozentuale Aufschlag hebt die Schwankungen des BSP, was mehr Flexibilität anreizt und dynamische Tarife attraktiver macht, weil die möglichen Einsparungen steigen. Naheliegenderweise würden hochdynamische Stromtarife gem. dem obigen Vorschlag stärker gefördert als dynamische, denn erstere bewirken mehr Nachfrageflexibilität.

#### IV. Fazit

Die Energiewende wird von vielen als Zumutung wahrgenommen. Dabei kann angesichts der anstehenden Klimaherausforderungen argumentiert werden, dass der Gesetzgeber den Verbrauchern noch gar nicht genug zugemutet hat. Insbesondere über das Thema der Risikoallokation ist bislang wenig gesprochen und geschrieben worden. Stromtarife sind weitgehend noch genau so strukturiert wie vor 20 Jahren, dabei hat sich die Erzeugungslandschaft seitdem radikal verändert. Die Gesteungskosten erneuerbaren Stroms schwanken minütlich. Dieses Preisrisiko sollte als Chance begriffen und dort zur Geltung gebracht werden, wo es wohlfahrtssteigernde Verhaltensanpassungen bewirken kann: nicht bei den Händlern, sondern bei den Verbrauchern des Stroms. Nicht zuletzt kann das Einbinden der Verbraucher in das Strommarktgeschehen auch deren Akzeptanz für die Energiewende steigern.

Ein Mittel zur besseren Risikoallokation sind dynamische Stromtarife. Dieser Artikel hat mit Fokus auf Haushalte diskutiert, warum ihre Nachfrage bislang zu wünschen übriglässt und wie sie gefördert werden kann. Wir sind dabei auf die Definition und Subventionierung solcher Tarife eingegangen, sowie auf die Stromsteuer und die Dynamisierung der Netzentgelte. Der Kürze des Beitrags geschuldet, konnten diese Vorschläge hier nur skizziert werden; ihre konkrete Ausgestaltung bleibt auszuarbeiten. Offen bleibt teils auch ihre Kompatibilität mit dem bestehenden Rechtsrahmen, zB in Hinblick auf das Europarecht oder die Anreizregulierung.

Abschließend bleibt anzumerken, dass dynamische Stromtarife nur einer von vielen Ansatzpunkten zur Steigerung der Effizienz der Stromversorgung sind, und vielleicht nicht der dringlichste. Die Bandbreite möglicher weiterer Maßnahmen reicht von regional differenzierten Preisen<sup>27</sup> bis zu umfassenden Flexibilitätsmärkten.<sup>28</sup> Doch da die Politik entschieden hat, diesen Weg zu gehen, sollte sie ihn mit Überzeugung gehen, dh, für effektive und effiziente Umsetzung sorgen.

<sup>26</sup> Die Bedeutung der Vergleichbarkeit verschiedener Tarife für die Kundenakzeptanz wird zB hervorgehoben durch Verbraucherzentrale Bundesverband (2023), Dynamische Stromtarife. Repräsentative Befragung im Auftrag der Marktbeobachtung Energie. Berlin: Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.

<sup>27</sup> zB Maurer/Zimmer/Hirth (2018), Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

<sup>28</sup> Häselser IR 2015, 258.

## Deutschlands Wasserstoff-Kernnetz: A Highway for Hydrogen?

Philipp Reinecke, Maître. en Droit, LL. M. und Dr. Ulrich Scholz, LL. M., Berlin, Düsseldorf\*

**Mit der jüngsten Novelle des EnWG hat der Gesetzgeber nicht nur die Rolle der BNetzA bei der Regulierung der Gas- und Stromnetze deutlich gestärkt, sondern auch Regelungen zum Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland getroffen. Ziel ist, den Aufbau einer Infrastruktur für den flächendeckenden Zugang zu Wasserstoff als Energieträger zu realisieren. Gleichzeitig hat der europäische Gesetzgeber mit der Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie seinerseits neue Regelungen und insbesondere Vorgaben zur Entflechtung für Wasserstofftransportnetzbetreiber geschaffen. Der Beitrag skizziert den regulatorischen Rahmen des Wasserstoff-Kernnetzes und seiner Finanzierung und untersucht die damit verbundenen Risiken und Herausforderungen für die beteiligten Fernleitungs- und Wasserstoff-Kernnetzbetreiber.**

### I. Lösung des „Henne-Ei“-Problems?

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht neben der Verdopplung des nationalen Ausbauziels der Elektrolyseleistung von 5 auf mindestens 10 GW bis zum Jahr 2030 vor, dass der Infrastrukturaufbau beschleunigt und Deutschland zum Leitmarkt für Wasserstofftechnologien werden soll. Ebenfalls bis zum Jahr 2030 sollen Wasserstoff und seine Derivate insbesondere bei Anwendungen in der Industrie, bei schweren Nutzfahrzeugen sowie zunehmend im Luft- und Schiffsverkehr eingesetzt werden.<sup>1</sup> Doch der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft hat ein „Henne-Ei“-Problem: Der Mangel an Endnutzern führt zu einem Mangel an Anreizen für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, wiederum einer Voraussetzung für eine erhöhte Nachfrage seitens der Endnutzer. Der Aufbau der Wasserstoffnetze erfordert erhebliche Vorabinvestitionen der Netzbetreiber – mit ungewissen Rentabilitätsaussichten. Das Wasserstoff-Kernnetz und sein gefördertes Finanzierungskonzept zielen darauf ab, dies zu überwinden,

indem die wichtigsten Wasserstoffstandorte in Deutschland (zB große Industriezentren, Energiespeicher, Kraftwerke und Importkorridore) auf einer Länge von 9.700 km miteinander verbunden werden. 60% dieses Netzes werden aus ungenutzten Gasleitungen bestehen, die restlichen 40% werden neu gebaut, sodass sich das Netz über alle 16 deutschen Bundesländer erstreckt. Die Funktion des Netzes sei vergleichbar mit der von Bundesautobahnen, erklärte der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Robert Habeck.<sup>2</sup> Weitere Teilnetze, die mit dem Kernnetz verbunden sind, könnten dort hinzukommen, wo ein besonderer Bedarf an Wasserstoff besteht. Das gesamte Netz soll bis 2032 betriebsbereit sein.

### II. Das Genehmigungsverfahren

Ausgangspunkt ist das „Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“<sup>3</sup>, welches in Teil 3 des EnWG einen neuen Abschnitt 3 c „Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz“ mit einem neuen § 28r EnWG geschaffen hat. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben (nach Fristverlängerung durch die BNetzA) die Aufgabe, einen gemeinsamen Antrag zum Aufbau des Netzes bei der BNetzA bis zum 24.5.2024 zu stellen. Den vorliegenden Entwurf des Antrags<sup>4</sup> hat die BNetzA bereits zur Konsultation gegeben. In dem Antrag ist festzulegen, welche Wasserstoffinfrastrukturprojekte teilnehmen werden, wann die Projekte in Betrieb genommen werden und welche Unternehmen für die Umsetzung verantwortlich sind. Geeignet für die Durchführung eines Projektes sind nur Unternehmen, die über die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sowie die Zuverlässigkeit verfügen, um den Netzbetrieb dauerhaft zu gewährleisten. Sollte kein Unternehmen einvernehmlich vorgeschlagen oder der Vorschlag von der BNetzA als nicht zweckmäßig erachtet werden, bestimmt die BNetzA ein geeignetes Unternehmen nach § 28r Abs. 7 EnWG. Dies bedeutet nicht, dass die BNetzA einschränkungslos ermächtigt ist, einem Unternehmen gegen seinen Willen die Verantwortlichkeit für die Durchführung eines Projektes zuzuweisen. Denn die BNetzA kann gem. § 28r Abs. 3 S. 5 EnWG nur solche Unternehmen zur Projektdurchführung verpflichten, die iRd vorgeschalteten Anhörung erklärt haben, mit der Aufnahme ihrer Infrastruktureinrichtungen in das Wasserstoff-Kernnetz einverstanden zu sein.

Um genehmigungsfähiger Teil des Wasserstoff-Kernnetzes zu sein, muss eine Wasserstoffnetzinfrastruktur die Voraussetzungen des § 28r Abs. 4 EnWG erfüllen. Insbesondere muss sie in Deutschland liegen, ihre planerische Inbetriebnahme bis zum Ablauf des 31.12.2032 vorgesehen sein und einem der genannten Projekttypen entsprechen. Von besonderer Relevanz dürften die Projekte sein, die als wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse (voraussichtlich) gefördert werden (IPCEI). Liegen die Voraussetzungen des § 28r EnWG vor, ist die BNetzA verpflichtet, bin-

\* Philipp Reinecke, Maître. en Droit, LL. M. Dr. Ulrich Scholz, LL. M. sind Rechtsanwalt bzw. Rechtsanwalt und Partner bei Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte Steuerberater PartG mbB in Berlin und Düsseldorf.

1 Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie, S. 5, abrufbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

2 Spiegel Online, 14.11.2023; abrufbar unter: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/habeck-kuendigt-fast-10-000-kilometer-langes-wasserstoffnetz-an-a-2821473f-6e07-47dd-a1f0-15c9ab45f6a6>.

3 BGBl. 2023 I Nr. 405, S. 2.

4 Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz v. 15.11.2023, abrufbar unter: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023\\_11\\_15\\_Entwurf\\_Antrag\\_Wasserstoff-Kernnetz\\_final.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023_11_15_Entwurf_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf).

nen zweier Monate nach vollständiger Antragstellung das Wasserstoff-Kernnetz zu genehmigen, § 28r Abs. 8 EnWG. Die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes hat zur Folge, dass die betreffenden Projekte unabhängig von einer Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit der Regulierung unterfallen, § 28j Abs. 3 EnWG. Die Regulierungsnotwendigkeit ergibt sich nach Auffassung des Gesetzgebers daraus, dass davon auszugehen ist, dass das künftige Wasserstoff-Kernnetz ein natürliches Monopol darstellen wird und somit Regulierungsvorgaben erlassen werden müssen.<sup>5</sup> Jedenfalls zum gegenwärtigen Zeitpunkt und in naher Zukunft dürfte dieses Argument nach hiesiger Auffassung (noch) nicht überzeugen: Die Wasserstoffnetze sind (noch) keine abgeschlossene Energieinfrastruktur, die dem Wettbewerb durch unüberwindbare Markteintrittshürden vollständig entzogen wäre. In den Gebieten außerhalb bestehender Cluster hat sich noch keine ausreichende Leitungsinfrastruktur entwickelt und es sind noch erhebliche Investitionen in den Aufbau der Wasserstoff-Kernnetzinfrastruktur erforderlich.<sup>6</sup> Gleichwohl unterfallen die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber ab dem Zeitpunkt der Genehmigung ipso iure der Regulierung und damit den Vorgaben der §§ 28j – 28q EnWG, insbesondere etwa der Verpflichtung zur Gewährleistung des diskriminierungsfreien Zugangs zum Netz.

### III. Das Finanzierungsmodell

Rechtsgrundlage für das Finanzierungsmodell des Wasserstoff-Kernnetzes soll der Entwurf der Bundesregierung für ein „Drittes Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“ (EnWG-E) bilden.<sup>7</sup> Ein (aufgrund geänderter Nummerierung) neuer § 28r EnWG bestimmt die Grundsätze der Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes und der Entgeltbildung und ein neuer § 28s EnWG regelt das für das Kernnetz zu schaffende sogenannte Amortisationskonto und einen etwaigen Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber. Beide Vorschriften stehen unter dem Vorbehalt der beihilferechtl. Genehmigung durch die EU-Kommission. Dieser Umstand steht in einem gewissen Spannungsverhältnis zur Frist der Antragsstellung für die Vorhabenträgerschaft. Denn solange die beihilferechtl. Genehmigung im Zeitpunkt der Antragstellung noch nicht vorliegt, sind die Rechtsgrundlagen des Finanzierungsmodells nicht gesichert.

Der Umbau und Ausbau der Netzinfrastruktur wird grundsätzlich über ein von der BNetzA festzulegendes Netzentgelt finanziert, wobei durch eine intertemporale Kostenallokation prohibitiv hohe Kosten in der Hochlaufphase verhindert werden sollen. Die BNetzA legt ab dem 1.1.2025 bundesweit einheitlich ein Hochlaufentgelt auf der Grundlage der aggregierten Netzkosten aller Wasserstoff-Kernnetzbetreiber fest. Weil in der Hochlaufphase der Investitionsbedarf der Kernnetzbetreiber sehr hoch, umgekehrt die Anzahl der angeschlossenen Kunden noch relativ gering ist, werden die Netzentgelte gedeckelt, um abschreckende Kosten für die frühen Netznutzer zu vermeiden. Durch zeitliche Streckung bis 2055 sollen die Netzentgelte sodann auf ein kosten-

deckendes Niveau gebracht werden. Bis zum Ablauf des 31.12.2027 beträgt die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung 6,69% vor Steuern.

Alle genehmigten Kosten und die erzielten Erlöse aus den Netzentgelten werden auf dem Amortisationskonto verbucht. Die kontoführende Stelle wird eine inländische Kapitalgesellschaft sein, die gemeinschaftlich von den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern und im Einvernehmen mit dem BMWK benannt wird. Soweit die jeweiligen Kosten die jeweiligen Erlöse übersteigen, wird die entsprechende Differenz zulasten des Amortisationskontos verbucht, soweit die jeweiligen Erlöse die jeweiligen Kosten übersteigen, erfolgt eine Verbuchung zugunsten eines Amortisationskontos. Im Fall von Differenzen zulasten des Amortisationskontos leistet die kontoführende Stelle jährlich Ausgleichszahlungen an die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber, um deren Liquidität sicherzustellen. Sobald der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft an Fahrt aufnimmt und eine zunehmend größere Anzahl von Kunden Netzentgelte zahlt, sollen die Erlöse die Ausgleichszahlungen kompensieren, sodass diese wieder verrechnet werden können. Idealerweise soll das Konto bis spätestens 2055 ausgeglichen sein.

Darüber hinaus reduziert der Staat das Investitionsrisiko der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber, indem er für den Großteil eines etwaigen negativen Saldo des Amortisationskontos am Ende der Laufzeit haftet. Sofern das Amortisationskonto zum 31.12.2055 oder bei vorzeitiger Kündigung einen Fehlbetrag aufweist, soll dieser durch den Bund und durch einen Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber ausgeglichen werden. Die staatliche Haftung ist allerdings nicht unbegrenzt, sondern an die Bedingung geknüpft, dass die Kernnetzbetreiber einen Selbstbehalt von 24% des auf sie entfallenden Anteils des Fehlbetrages zum Ende der Laufzeit im Jahr 2055 tragen. Insbesondere die angemessene Höhe des Selbstbehaltes ist Gegenstand von Diskussion. Nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber sollte die Kapitalmarktfähigkeit des Finanzierungsmodells durch ein ausgewogenes Chancen-Risiko-Verhältnis sichergestellt werden. Ein Selbstbehalt von 24% stelle ein erhebliches Risiko dar und benachteilige Wasserstoff-Kernnetzbetreiber iVm einer vergleichsweise geringen regulierten Verzinsung des Eigenkapitals iHv 6,69% im Vergleich etwa zu Investitionen im Stromnetzsektor.<sup>8</sup> Auch der

<sup>5</sup> BT-Drs. 20/10014, 56.

<sup>6</sup> BNetzA, Bestandsaufnahme zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, Juli 2020, S. 64, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1).

<sup>7</sup> BT-Drs. 20/11017, Ausschussdrucksache 20(25)590. Zwischenzeitlich Titeländerung in „Zweites Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“.

<sup>8</sup> Positionspapier der Fernleitungsnetzbetreiber für notwendige Anpassungen am Finanzierungsrahmen zur Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes im Rahmen der Dritten EnWG-Novelle, S. 2.



Bundesrat hatte sich aus diesem Grund für einen Selbstbehalt von lediglich 15% ausgesprochen<sup>9</sup>, was der Gesetzgeber jedoch nicht übernommen hat. Es bleibt abzuwarten, wie sich die Höhe des Selbstbehalts auf die Kapitalmarktfähigkeit und die notwendigen Investitionsentscheidungen auswirken wird.

Kritisiert wird ferner, dass das Finanzierungsmodell keine hinreichende Rechtsicherheit für die in Milliardenhöhe liegenden Investitionen der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber gewährt und aus diesem Grund wird bisweilen der Abschluss öffentlich-rechtlicher Verträge gefordert. In der Tat könnten durch Änderungen des EnWG und durch die weitreichende Festlegungskompetenz der BNetzA Änderungen des Finanzierungsmodells nicht per se ausgeschlossen sein. Der grundrechtlich geschützte besondere Vertrauensschutz für Investitionen, die auf der Grundlage einer bestimmten Finanzierung garantierenden Gesetzeslage getätigt wurden, schließt nicht jegliche Änderung der Gewährungsbedingungen durch den Gesetzgeber aus, sofern sie sich auf ein berechtigtes öffentliches Interesse stützen kann, die Garantie im Kern unberührt lässt und das berechtigte Vertrauen der Betroffenen nicht unangemessen zurücksetzt.<sup>10</sup> Bei jeglicher Abwägung zwischen einem Änderungsinteresse des Gesetzgebers und dem schützenswerten Vertrauen der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber wird zugunsten der Betreiber aber zu berücksichtigen sein, dass die Branche durch das Finanzierungsmodell überhaupt erst zu einer Investition in das Wasserstoff-Kernnetz motiviert werden sollte. Auch Banken und andere institutionelle privaten Investoren kommt dabei eine zentrale Rolle für das Gelingen des Ausbaus des Wasserstoffnetzes zu. Auch Sie bedürfen der Planbarkeit für ihre Investitionsentscheidungen.

#### IV. Entflechtung der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber

Parallel zu den nationalen Gesetzgebungsinitiativen steht die Regulierung der Wasserstoffnetze auch auf EU-Ebene im Fokus. Nach einer politischen Verständigung im Trilogverfahren von Rat, Kommission und Europäischem Parlament liegen konsolidierte Entwürfe für eine Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie<sup>11</sup> sowie einer Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Verordnung vor. Beide Gesetzestexte sollen noch im Frühjahr 2024 in der abgestimmten Fassung verabschiedet werden. Insbesondere die neue Richtlinie wirkt sich in entflechtungsrechtlicher Hinsicht für die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus. Wasserstofftransportnetzbetreiber sind einerseits zur

vertikalen Entflechtung nach Art. 62 Abs. 1 iVm Art. 54 und andererseits zur horizontalen Entflechtung nach Art. 63 der Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie verpflichtet.

Die Verpflichtung zur vertikalen Entflechtung bedeutet, dass die Tätigkeit des Wasserstoffnetzbetriebs von den anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung, insbesondere der Wasserstoffgewinnung und dem Wasserstoffvertrieb zu trennen ist. Hierfür stehen im Wesentlichen die bereits aus dem Strom- und Gasbereich bekannten Modelle der eigentumsrechtlichen Entflechtung, die Benennung eines integrierten Wasserstoffnetzbetreibers (ITO) und das Modell des unabhängigen Wasserstofftransportnetzbetreibers (ISO) zur Verfügung.

Hinsichtlich der horizontalen Entflechtung schreibt Art. 63 der Richtlinie vor, dass ein Wasserstofftransportnetzbetreiber, der Teil eines Unternehmens ist, das in einem der Bereiche Fernleitung bzw. Übertragung oder Verteilung von Erdgas oder Strom tätig ist, zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform unabhängig sein muss. Dies würde bedeuten, dass ein Fernleitungsnetzbetreiber, der sich am Wasserstoff-Kernnetz beteiligen möchte, dies durch einen selbstständigen Rechtsträger durchführen müsste. Jedoch sieht die Richtlinie Ausnahmen von der horizontalen Entflechtung vor: Mitgliedstaaten können gem. Art. 63 Abs. 2 und 4 der Richtlinie von der Verpflichtung zur horizontalen Entflechtung auf Basis einer öffentlichen Kosten-Nutzen-Analyse abweichen, sofern die zuständige Regulierungsbehörde feststellt, dass die Ausnahme sich im Hinblick auf die Gesichtspunkte Transparenz, Quersubventionierung, Netztarife und grenzüberschreitenden Handel positiv auswirkt. Um derartige Synergieeffekte gewinnbringend zu nutzen, ist davon auszugehen, dass der deutsche Gesetzgeber von der Ausnahmemöglichkeit Gebrauch machen wird. Die entflechtungsrechtlichen Vorgaben werden auf Unions-Ebene voraussichtlich im Frühjahr 2024 erlassen und müssen von den Mitgliedstaaten nach Art. 87 Abs. 1 der Richtlinie binnen zwei Jahren ab dem Datum des Inkrafttretens umgesetzt werden. Eine Umsetzung in das deutsche Recht müsste dann spätestens im Frühjahr 2026 erfolgt sein.

#### V. Abschließende Überlegungen und Ausblick

Die Initiative des deutschen Gesetzgebers für das Wasserstoff-Kernnetz kann zu einem bedeutenden Meilenstein auf dem Weg zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft werden. Voraussetzung hierfür wird sein, dass das avisierte Finanzierungsmodell ausreichende Anreize für die Privatwirtschaft setzt, die notwendigen Investitionen in Milliardenhöhe zu tätigen. Neben den regulatorischen Vorgaben des deutschen Gesetzgebers sollten auch die neuen europarechtlichen Vorgaben für Wasserstoffnetze frühzeitig bedacht werden, sodass Risiken bei der Beteiligung am Kernnetz minimiert werden und der Aufbau der Wasserstoffnetze in Deutschland insgesamt ein Erfolg werden kann.

<sup>9</sup> Stellungnahme des Bundesrates, BR-Drs. 590/23 v. 15.12.2023, 2.

<sup>10</sup> BVerfG Beschl. v. 20.9.2016 – 1 BvR 1299/15 = BeckRS 2016, 55982 (Rn. 25).

<sup>11</sup> Rat der Europäischen Union, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen (recast) – Analysis of the final compromise text with a view to agreement, abrufbar unter: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16516-2023-INIT/en/pdf>.

## Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften

Philip Erdmann, LL. M., Berlin\*

**Mehr als zwei Jahre nach der Entscheidung des EuGH zur Unabhängigkeit der BNetzA ist am 29.12.2023 eine Novelle zur Anpassung des EnWG sowie weiterer energierechtlicher Vorschriften in Kraft getreten. Neben der notwendigen Überarbeitung der Zuständigkeit für die Ausgestaltung der Netzzugangs- und Entgeltregulierung hat sich der Gesetzgeber dem Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur in Form des Wasserstoffkernnetzes sowie weiterer Änderungen angenommen. Der vorliegende Beitrag gibt einen ersten Überblick über die wesentlichen Änderungen im EnWG durch die Gesetzesnovelle.**

### I. Gesetzgebungshistorie

Am 3.5.2023 veröffentlichte das BMWK den Referentenentwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben zur Stellungnahme der Verbände. Nachdem über 20 Verbände diese Chance nutzen, beschloss das Bundeskabinett am 24.5.2023 den Gesetzesentwurf<sup>1</sup> und leitete ihn als eilbedürftig an den Bundesrat weiter. Nach der ersten Lesung im Bundestag wurde die Novelle an die verschiedenen Ausschüsse unter Federführung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie im Bundestag verwiesen. Dieser setzte sich insbesondere mit der abgeschafften Verordnungskompetenz und der neuen Festlegungskompetenz der BNetzA auseinander und führte maßgeblich hierzu am 27.9.2023 eine öffentliche Anhörung durch. Die zehn Sachverständigen kritisierten jeweils verschiedene Inhalte des Gesetzesentwurfes und schlugen diverse Nachbesserungen vor.<sup>2</sup> So wurde bspw. vorgeschlagen, politische Leitlinien für die Regulierung aufzunehmen, einen wissenschaftlichen Beirat als dauerhafte Beratungsinstanz der BNetzA zu gründen oder die EU-Notfall-Verordnung zu verlängern. Trotz der internen Bestrebungen, den Gesetzesentwurf noch im Oktober 2023 zu verabschieden, berieten die Regierungsfractionen im Ausschuss für Klimaschutz und Energie bis in den November einen umfassenden Änderungsantrag. Nach Durchführung einer zweiten Anhörung im Ausschuss für Klimaschutz und Energie beschloss dieser eine umfassende Beschlussempfehlung<sup>3</sup> und brachte eine Vielzahl an weiteren Änderungen in die Novelle. Der Gesetzesentwurf ging am 10.11.2023 in die zweite und dritte Lesung im Bundestag.

Für eine weitere Verzögerung sorgte der Ende Oktober 2023 von der Bundesregierung beschlossene Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten iHv 5,5 Mrd. EUR aus Mitteln des Wirtschaftsstabilitätsfonds. Bereits für 2023 wurde mit dem § 24b EnWG ein Zuschuss zur Stabilisierung der Übertragungsnetzkosten auf dem Niveau von 2022 vorgesehen. Eine entsprechende Regelung für das

Jahr 2024 wurde durch § 24c EnWG-E in die Beschlussempfehlungen aufgenommen. Aufgrund des Urteils des BVerfG v. 15.11.2023<sup>4</sup> zum Nachtragshaushaltgesetz 2021 wurde der in § 24c EnWG-E geregelte Zuschuss durch das Haushaltsfinanzierungsgesetz aufgehoben.<sup>5</sup>

Die Novellierung des EnWG trat daher erst am 29.12.2023 in Kraft.<sup>6</sup>

### II. Hintergrund der Gesetzesänderung

Maßgeblicher Anlass für die Anpassung des EnWG war das Urteil des EuGH v. 2.9.2021<sup>7</sup>. Im Wege eines Vertragsverletzungsverfahrens, initiiert durch die Europäische Kommission, entschied der EuGH über den Vorwurf der fehlenden Unabhängigkeit der BNetzA durch die normativen Vorgaben des deutschen Gesetz- und Ordnungsgebers. Als dritte maßgebliche Entscheidung des EuGH zur Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie aus dem Jahr 2009<sup>8</sup> formulierte der EuGH die völlige Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden nicht nur gegenüber den exekutiven Strukturen, bspw. Ministerien oder Regierungen, sondern auch der legislativen Gewalt. Die Zuständigkeit der normativen Ausgestaltung der Richtlinien liege bei den nationalen Regulierungsbehörden. Die deutsche Umsetzung in Form der Verordnungskompetenzen in §§ 20 ff. EnWG und den danach durch die Bundesregierung erlassenen Rechtsverordnungen (Gas-/StromNEV, Gas-/StromNZV und ARegV) sei mit den Richtlinien und der völligen Unabhängigkeit nicht vereinbar. Einen inhaltlichen Verstoß der Rechtsverordnungen gegen die Vorgaben des Unionsrechts hat der EuGH jedoch nicht gegügt.

Verzögert durch die Corona-Pandemie und die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine ist der Gesetzgeber seiner Pflicht nach Art. 260 Abs. 1 AEUV nunmehr nachgekommen und hat neue Zuständigkeitsregelungen zur Netzzugangs- und Entgeltregulierung sowie zahlreiche Folgeänderungen erlassen.

### III. Festlegungskompetenz der BNetzA

#### 1. Abschaffung der Verordnungskompetenz

Um die völlige Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde zu gewährleisten, hat sich der Gesetzgeber entschieden,

\* Philip Erdmann, LL. M. ist Rechtsanwalt in der auf Energie- und Infrastrukturrecht spezialisierten Kanzlei Becker Büttner Held PartGmbH in Berlin.

1 BR-Drs. 230/23.

2 S. hierzu IR 2023, 236.

3 BT-Drs. 20/9187.

4 BVerfG Ur. v. 15.11.2023 – 2 BvF 1/22.

5 BGBl. 2023 I Nr. 406.

6 BGBl. 2023 I Nr. 405.

7 EuGH Ur. v. 2.9.2021 – C-718/18 (Europäische Kommission/Bundesrepublik Deutschland).

8 RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG; RL 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/55/EG.

die Zuständigkeit für die Ausgestaltung der Netzzugangs- und Entgeltregulierung auf die BNetzA zu übertragen. Die bisherige Umsetzung in Form der verschiedenen Verordnungskompetenzen für die Bundesregierung ist vollumfänglich abgeschafft worden. Die BNetzA ist demnach alleinig, so sieht es § 54 Abs. 3 S. 3-5 EnWG nF vor, „zuständig für die bundesweit einheitliche Festlegung der Bedingungen und Methoden für den Netzzugang ...und...der dafür erhobenen Entgelte“.

Umgesetzt werden soll dies durch die bisherige Praxis der Festlegungen in Form von Allgemeinverfügungen nach § 29 Abs. 1 EnWG. An dieser Stelle hat der Gesetzgeber keine Änderungen vorgesehen, Bestandskraft und interpartes-Wirkung bestehen unverändert fort. Lediglich mit § 73 Abs. 1b EnWG nF wurde eine erweiterte Begründungspflicht aufgenommen. So sind Festlegungen der BNetzA „umfassend“ zu begründen, sodass sie von einem „sachkundigen Dritten ohne weitere Informationen und ohne sachverständige Hilfe“ verstanden werden können. Darüber hinaus müssen zugrundeliegende ökonomische Analysen dem „Stand der Wissenschaft“ entsprechen (gleichwohl auf den Vorschlag eines wissenschaftlichen Beirates bei der BNetzA verzichtet wurde). Werden Festlegungen bezüglich Bedingungen und Entgelten für den Netzzugang getroffen, so müssen diese gem. § 21 Abs. 3 EnWG nF auch dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

Zur Orientierung dienen der BNetzA für ihre Festlegungen die überarbeiteten §§ 17, 20 ff. EnWG nF. Während diese Normen bislang dem Ordnungsgeber den Handlungsspielraum vorgeben, wurden sie im Zuge der Novelle erweitert und redaktionell auf die freie Entscheidungsfindung angepasst. So steht es im Ermessen („kann“) der BNetzA gem. § 20 Abs. 3, 4 EnWG nF, Methoden zur Bestimmung der Netzzugangs- und gem. § 21 Abs. 3 EnWG nF die zugehörigen Entgelte und Bedingungen festzulegen. Sie kann gem. § 17 Abs. 4 EnWG nF Vorgaben zu Anschlusskosten und Baukostenzuschüssen treffen und gem. § 21a EnWG nF ein System der Anreizregulierung vorgeben. Die in § 21 Abs. 3 EnWG nF vorgesehenen Regelungsinhalte für ein solches System sind vorschlagshalber.

In diesem Sinne wurden verschiedene Formulierungen, die im ursprünglichen Gesetzesvorschlag noch im Imperativ gefasst waren, in Soll-Vorschriften oder Kann-Vorschriften geändert. So kann die BNetzA gem. § 23a Abs. 3 EnWG nF Vorgaben zum Antragsverfahren der Netzentgeltgenehmigung machen. Auch obliegt es ihrer Ermessensentscheidung gem. § 21a Abs. 1, 3 EnWG, ob Obergrenzen oder Effizienzvorgaben auch künftig betriebsbezogen sind, oder inwieweit strukturelle Unterschiede in der Effizienzvorgabe Berücksichtigung finden. Obgleich zumindest Soll-Vorschriften eine Entscheidung

intendieren, ist die Regulierungsbehörde befugt, davon abzuweichen. Dies, so die Gesetzesbegründung, gewährleistet die Unabhängigkeit.

Die bislang geltenden Rechtsverordnungen sollen mit Blick auf die laufende/bevorstehende vierte Regulierungsperiode (Gas bis Ende 2027; Strom bis Ende 2028) sukzessive außer Kraft treten und können in der Anwendung bis dahin durch abweichende Festlegungen der BNetzA geändert werden. Im Ergebnis obliegt somit der BNetzA in dieser Übergangszeit ein umfassendes Regulierungssystem, entsprechend den vielzähligen Festlegungskompetenzen, zu entwerfen. Der Präsident der BNetzA, Klaus Müller, erklärte im November 2023, das Regulierungssystem solle sich „in Richtung einer transparenteren, weniger komplexen, reaktionsschnelleren Regulierung bewegen, die die Dynamik in der Netzentwicklung noch besser aufnimmt“<sup>9</sup>.

Von der Änderungskompetenz machte die BNetzA bereits im Juni 2023 durch das Festlegungsverfahren BK4-23-002<sup>10</sup> zu der EK-Verzinsung für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag ab 2024 Gebrauch.

## 2. Große Beschlusskammer der BNetzA

Mit den Beschlussempfehlungen des Ausschusses für Klimaschutz und Energie wurde die Konzeption einer neuen BK in den Gesetzentwurf eingebracht. Diese sogenannte „Große Beschlusskammer“ ist gem. § 59 Abs. 3 EnWG nF bei der BNetzA eingegliedert und besteht aus dem Präsidium der BNetzA, den Vorsitzenden der sachlich zuständigen Beschlusskammer(n) sowie den Abteilungsleitungen. Ihre Aufgabe soll es sein, die bundeseinheitlichen Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden der Netzzugangs- und Entgeltregulierung nach §§ 20-23a, 24-24b und 28o Abs. 3 EnWG nF zu treffen. Hierfür hat der Gesetzgeber eine Entscheidung in Besetzung eines Vorsitzenden und, abweichend, fünf Besetzenden vorgesehen. Entscheidungen werden in der großen BK mehrheitlich getroffen; bei Stimmgleichheit zählt die Stimme des Vorsitzenden.

Die bestehenden Beschlusskammern bei der BNetzA wurden durch die Novelle dahingehend verändert, dass sie gem. § 59 Abs. 2 S. 1 EnWG nF nunmehr mit mehr als zwei Beisitzern besetzt werden können und der Kompetenzbereich der Beschlusskammern um die Ausnahmen aus des § 59 Abs. 1 S. 2 EnWG nF erweitert werden kann, welche bislang aufgrund des Aufwandes nicht einer Kammerentscheidung bedurften.

## 3. Mitwirkung des Länderausschusses

Auch die Rolle des Länderausschusses wurde überarbeitet, wenn auch auf eine Neustrukturierung, wie vom Ausschuss für Wirtschaft im Bundesrat gefordert, verzichtet wurde. Beabsichtigt die BNetzA künftig eine bundeseinheitliche Festlegung zu erlassen, so hat sie gem. § 54 Abs. 3 S. 4f. EnWG nF ein Benehmen mit dem Länderausschuss herzustellen. Hierfür ist gem. § 60a Abs. 2 EnWG nF eine angemessene Frist, mind. jedoch eine Woche (dringliche Fälle), vorgesehen. Kann kein Benehmen hergestellt werden, so hat die BNetzA

<sup>9</sup> Abrufbar unter: <https://www.zfk.de/politik/deutschland/wuerde-mich-freuen-wenn-wir-die-juristischen-auseinandersetzen-verringern-koennten>.

<sup>10</sup> Eckpunkte für die Festlegung von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag nach § 21 Abs. 3 Nr. 1a) EnWG-E iVm § 29 Abs. 1 EnWG.

die mehrheitliche Auffassung des Länderausschusses zu berücksichtigen, sofern sie davon abweichen möchte, diese Abweichung auch zu begründen. Ein Recht des Länderausschusses, eine Festlegung zu verhindern, ergibt sich jedoch aus der neuen Regelung nicht.

#### IV. Wasserstoff-Kernnetz § 28r EnWG nF

Einen weiteren inhaltlichen Schwerpunkt der Gesetzesänderung stellen die Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz nach § 28r EnWG nF dar. Am 12.7.2023 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den Planungsstand und somit ein erstes Modell eines künftigen Wasserstoff-Kernnetzes vorgestellt. Dieses Kernnetz soll die Grundstruktur für die zukünftige Netzinfrastruktur bilden und bis 2032 die zentralen Erzeugungs- und Verbrauchstandorte für Wasserstoff überregional mit einer Länge von rund 9.700 km miteinander verbinden. Dies bildet die erste Stufe zum Hochlauf des Wasserstoffmarktes und ist elementar für die 2023 veröffentlichte Fortschreibung der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung<sup>11</sup>.

§ 28r EnWG nF regelt nunmehr das konkrete Aufbauverfahren. Dies sieht ein Antragsverfahren der FNB gegenüber der BNetzA vor, in welchem die FNB detailliert die geplante Wasserstoffinfrastruktur darlegen; die Umwandlung bestehender Netzinfrastruktur ist hierbei vorrangig zu behandeln. Unterlassen oder stellen die FNB den Antrag nicht fristgerecht bzw. ändern ihn nicht fristgerecht, unterliegt die BNetzA der Pflicht, ein Kernnetz zu bestimmen und zu veröffentlichen. Im Weiteren regelt die Norm ein Kooperationsgebot zwischen den betroffenen Netzbetreibern und den FNB, ein Stellungnahme-recht betroffener Kreise und der Öffentlichkeit sowie weiterer Verfahrensvorgaben. So handelt es sich gem. Abs. 8 S. 1 bei den jeweiligen Genehmigungen, sofern die Voraussetzungen vorliegen, um gebundene Entscheidungen, die innerhalb von zwei Monaten nach Antragstellung zu erteilen sind.

#### V. Nutzen statt Abregeln § 13k EnWG nF

Mit § 13k EnWG nF hat der Ausschuss für Klimaschutz und Energie eine Regelung eingebracht, nach der abzuregelnder Strom aus Erneuerbare-Energie-Anlagen nunmehr durch zuschaltbare Lasten verbraucht werden soll. Hierdurch ist beabsichtigt, dass jede erzeugbare grüne Stromeinheit genutzt werden kann und insbesondere die Abregelung der EE-Anlagen und somit die Kosten für Netzengpassmanagement reduziert werden. Die neue Vorschrift sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Wege der täglichen Ausschreibungen die Abregelungsstrommengen an berechnigte Teilnehmer zuteilen. Auswahlkriterien für berechnigte Teilnehmer sind in Abs. 3 aufgeführt und dienen dem Zweck, dass nicht allen dieser Markt offensteht und ggf. mit Abregelungsstrommengen der ohnehin notwendige Strombedarf gedeckt wird. Eine zentrale Verantwortung überträgt der Gesetzgeber den ÜNB u.a., indem ihnen gem. Abs. 6 die weitere konzeptionelle Erarbeitung unter verschiedenen Vorgaben obliegt. Das Konzept ist spätestens zum April 2024 der Regulierungsbehörde vorzulegen. Ermöglicht werden soll die Nutzung ab Oktober 2024.

## VI. Verfahrensrechtliche Änderungen

### 1. Musterverfahren § 78a EnWG nF

Ist in fünf oder mehr gerichtlichen Verfahren die Rechtmäßigkeit der gleichen behördlichen Maßnahme Gegenstand, so kann das Gericht gem. § 78a EnWG nF nach voriger Anhörung der Beteiligten ein oder mehrere geeignete Verfahren als Musterverfahren auswählen und vorab durchführen. Die Initiative kann sowohl vom Gericht als auch von den Beteiligten ausgehen, wobei die Entscheidung in beiden Fällen dem Gericht per Beschluss obliegt. Die übrigen Verfahren kann das Gericht für diese Zeit „aussetzen“. Ist das oder sind die Musterverfahren durchgeführt worden, so kann in den übrigen Verfahren ohne mündliche Verhandlung entschieden werden. Dies gilt nur, sofern das Gericht nach Anhörung der Beteiligten einstimmig der Auffassung ist, dass das jeweilige ausgesetzte Verfahren in rechtlicher oder tatsächlicher Hinsicht keine Besonderheiten aufweist. Überdies sieht Abs. 2 verschiedene Erleichterung in der Beweiserhebung vor. § 78a EnWG nF entspricht weitestgehend der Vorschrift des § 93a VwGO zu Musterverfahren.

### 2. Verspäteter Vortrag § 78 Abs. 4 EnWG nF

Verspätete Erklärungen und Beweismittel können auch im Beschwerdeverfahren mit dem aufgenommenen Verweis auf die Regelung des § 87b Abs. 3 VwGO durch das Gericht zurückgewiesen werden, wenn die Zulassung den Rechtsstreit verzögern würde, die Verspätung nicht entschuldigt wurde und die Beteiligten über diese Rechtsfolgen belehrt wurden. Beschwerdeverfahren sollen, so die Begründung, effizienter und effektiver geführt werden, wenn Tatsachen oder Beweismittel nicht vorbehaltlos erst nach dem Verstreichen der Beschwerdebegründungsfrist vorgebracht werden können.

### 3. Gebührenermäßigung § 93 Abs. 3 S. 3 EnWG nF

In § 91 Abs. 3 S. 3 EnWG aF wurden die Tatbestandsmerkmale „im Einzelfall außergewöhnlich hoch“ herausgenommen, sodass eine Billigkeitsprüfung innerhalb der Festlegung der Verwaltungsgebühren nunmehr auf gesetzlicher Grundlage in Verwaltungsverfahren mit unterschiedlich hohem, gegebenenfalls auch niedrigem Verwaltungsaufwand möglich ist.

## VII. Weitere Änderungen

### 1. Ergänzung der Ziele und Zwecke der Regulierung

§ 1 Abs. 2 EnWG nF beschreibt den Zweck der Regulierung nunmehr unter Berücksichtigung der „gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung“ sowie einer Auflistung von Aspekten, denen „besondere Bedeutung“ in der aktuellen Transformationsphase zukommen soll. So sollen für die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG nF insbesondere die optimierte Digitalisierung (des Messwesens, aber auch der innovativen Betriebsmittel) und

<sup>11</sup> BT-Drs. 20/7910.

die flexible Nutzung und Speicherung von Elektrizität, bevorzugt aus EE-Anlagen oder Wasserstoff, zu fair verteilten Preisen Berücksichtigung finden.

## 2. Erweiterung der Kundenanlagen § 3 Nr. 24a, b EnWG nF

Die Legaldefinition der allgemeinen Kundenanlage sowie der Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung gem. § 3 Nr. 24a, b EnWG nF werden um Erzeugungsanlagen iSd § 3 Nr. 1 EEG erweitert, sofern sie mit einer Direktleitung verbunden sind. Dies stellt die Erzeugungsanlage den Kundenanlagen gleich, sofern die sich nicht auf einem räumlich zusammengehörigen Gebiet/Betriebsgebiet befinden. Maßgabe ist eine Leitungslänge der Direktleitung von max. 5.000 m sowie einer Nennspannung von 10 bis einschließlich 40 kV.

## 3. Bundeseinheitliche Netzentgelte § 24 EnWG nF

Durch den Wegfall der Verordnungsermächtigung hat der Gesetzgeber dem bisherigen § 24 EnWG den Inhalt des bisherigen § 24a Abs. 1 EnWG gegeben. ÜNB mit Regelzonenverantwortung haben gem. § 24 EnWG nF bundeseinheitliche Netzentgelte zu bilden. Dies folgt der bisherigen Systematik aus der StromNEV, die mit Ablauf des 31.12.2028 außer Kraft tritt.

## VIII. Vorläufiges Fazit und Ausblick

Mit dem Inkrafttreten der Anpassung des EnWG sowie der weiteren energierechtlichen Vorschriften wird nunmehr auch die vierte Rüge aus dem Vertragsverletzungsverfahren umgesetzt. Der Gesetzgeber hat hierfür die eigene Gestaltungsbefugnis abgeschafft und uneingeschränkt für die Regulierungsbehörden eingerichtet.

Weil der EuGH die umfängliche Unabhängigkeit gegenüber Exekutive und Legislative betont hat, hat er sowohl politische Leitlinien als auch die judikative Kontrolle als legitimatorisches Äquivalent hervorgehoben.<sup>12</sup> Während die notwendige Unabhängigkeit durch die Gesetzesänderung gewährleistet sein dürfte, wurde jedoch auf verschiedene stärkere Kontrollmöglichkeiten verzichtet. Auch handwerklich hat das Konzept der Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG (Allgemeinverfügungen) als Ersatz und/oder Erweiterung der wegfallenden Rechtsverordnungen daher nicht nur durch verschiedene Sachverständige Kritik im Bundestagsausschuss hervorgebracht. Allein die Bestandskraft oder die inter-partes-Wirkung zeigen auf, dass das öffentlich-rechtliche Handlungsinstrument der Allgemeinverfügungen nicht unangepasst für die Gestaltung einer umfassenden Regulierungsstruktur herangezogen werden kann.<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Vgl. hierzu u.a. Missling/Eberleh IR 2021, 250.

<sup>13</sup> S. hierzu: Missling N&R 2024, S. 66 ff.

<sup>14</sup> Vorschlag für eine RL des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff v. 28.3.2023, COM (2021) 803 final.

<sup>15</sup> Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles\\_enwg/GBK/Eckpktpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpktpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

Gleichwohl ist dem Gesetzgeber zugute zu halten, dass er auch mit Vorsicht die Entwicklungen um die Entwurfsfassung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie<sup>14</sup> im Blick gehabt haben dürfte. Diese rückt durch eine regelmäßige Berichtspflicht der Europäischen Kommission über die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden in Art. 70 Abs. 6 die Thematik auch künftig in den Fokus.

Waren es bislang die Regulierungsbehörden, die den verordnungsrechtlich vorgegebenen Rahmen ausgestalteten, obliegt es nunmehr der BNetzA bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode ein bundeseinheitliches Regulierungssystem festzulegen. Einen ersten Ausblick hat die BNetzA mit dem Eckpunktepapier NEST v. 18.1.2024<sup>15</sup> sowie der hierzu am 2.2.2024 stattgefundenen Auftaktveranstaltung gegeben. Dem Regulierungssystem des Netzzugangs sowie der Netznutzungsentgelte steht in den kommenden Monaten und Jahren die voraussichtlich größte Veränderung seit 2005 bevor.

## Weitere Digitalisierungsschritte für Verwaltungsleistungen – hin zu mehr Effizienz und Zuverlässigkeit

Oberregierungsrat Dr. Sebastian Bittl, Regierungsdirektor Dr. Toni Kapfelsperger, München\*

**Die Digitalisierung von Verwaltungsleistungen ist auf absehbare Zeit eine der zentralen Herausforderungen der öffentlichen Hand. Wichtige erste Grundlagen hierzu wurden durch den Bund mittels OZG und RegMoG geschaffen. In Bayern wurde mit dem BayDiG eine zentrale Rechtsgrundlage auf Landesebene geschaffen. Jedoch reichen die bundesweiten Rechtsgrundlagen nicht aus, um die volle mögliche digitale Dividende auszuschöpfen. Denn eine durchgehend medienbruchfreie Bearbeitung ist in zahlreichen Fällen, insbesondere mit Daten, die nicht aus Registern stammen, bisher nicht möglich. Hier besteht von Seiten des Bundes erheblicher Handlungsbedarf, um die Effizienz und Zuverlässigkeit digitaler Verwaltungsabläufe voranzubringen.**

### I. Einführung

Das Gesetz zur Verbesserung des Onlinezugangs zu Verwaltungsleistungen (Onlinezugangsgesetz – OZG)<sup>1</sup> dient nach dem Willen des Gesetzgebers dazu, elektronisch angebotene Leistungen der öffentlichen Verwaltung

\* Oberregierungsrat Dr. Sebastian Bittl und Regierungsdirektor Dr. Toni Kapfelsperger sind Beschäftigte des Freistaates Bayern. Der Beitrag wurde nicht in dienstlicher Eigenschaft verfasst und gibt ausschließlich die persönliche Auffassung der Verfasser wieder.

<sup>1</sup> Onlinezugangsgesetz v. 14.8.2017, BGBl. 2017 I 3122, zuletzt Gesetz v. 28.6.2021, BGBl. 2021 I 2250; 2023 I Nr. 230, geändert.

leichter auffindbar, schnell und effizient über einen Portalverbund zur Verfügung zu stellen, da viele Angebote von Bund und Ländern einschließlich Kommunen zwar online verfügbar seien, aber in der Regel uneinheitlich ausgestaltet und unter verschiedenen Adressen im Internet abrufbar.<sup>2</sup> Der Bund selbst spricht vom „bis dato größte(n) Modernisierungsvorhaben der öffentlichen Verwaltung seit Bestehen der Bundesrepublik“<sup>3</sup>. In Umsetzung des OZG wurden bzw. werden bundesweit nutzbare „Einer für Alle“ (EfA-Prinzip) Leistungen entwickelt und in der Folge den jeweils zuständigen öffentlichen Stellen zur Verfügung gestellt.<sup>4</sup> Allerdings enthält das OZG keine Pflicht, dahinterliegende behördeninterne Verwaltungsverfahren zu digitalisieren.<sup>5</sup>

Mit dem Gesetz über die Digitalisierung im Freistaat Bayern (Bayerisches Digitalgesetz – BayDiG)<sup>6</sup> wurde eine rechtsfähige Anstalt des öffentlichen Rechts errichtet (vgl. Art. 52 BayDiG), die als Einrichtung der Leistungsverwaltung Kompetenzzentrum für die Bereitstellung digitaler Verwaltungsleistungen an Bürger sowie Unternehmen auf kommunaler Ebene sein soll (vgl. Art. 53 BayDiG). Weiteres Ziel der Anstalt des öffentlichen Rechts, die zum 1.8.2022 gegründet wurde<sup>7</sup>, ist dabei auch im Zusammenhang mit Leistungen nach dem „Einer für Alle“-Prinzip („EfA-Leistungen“) tätig zu werden und dabei für den rechtssicheren Transport von EfA-Leistungen anderer Länder an die bayerischen Kommunen, die Koordinierung der Bereitstellung von digitalen Verwaltungsleistungen durch bayerische IT-Dienstleister für die Kommunen in Bayern sowie Beratung der bayerischen Kommunen zu sorgen (vgl. Art. 53 Abs. 1 S. 2 und 3 BayDiG).

Aktuell laufen Überlegungen für eine europaweit einheitliche Plattform zur Verwaltung amtlicher Dokumente.<sup>8</sup> Dies ist im Zuge der europaweiten Vernetzung und Freizügigkeit zu begrüßen. Die langen Umstellungszeiten analoger Dokumente auf digital verfügbare Dokumente, zB die Umtausch- und Nacherfassungsprozesse bei Führerscheinen<sup>9</sup>, zeigen jedoch, dass so schnell wie möglich auch schon auf nationaler Ebene die digitale Verfügbarkeit von Verwaltungsakten sichergestellt werden muss. Nur so kann die noch weiter entstehende Menge an analogen Datensätzen die (umständlich) in digitale Verfahren überführt werden müssen – zumindest – begrenzt werden.

## II. Vermeidung der (erneuten) Vorlage von bereits bei öffentlichen Stellen vorliegenden Informationen

Zur Beschleunigung und Verschlinkung von Verwaltungsverfahren sollte die Notwendigkeit, Dokumente vorzulegen, welche bereits bei einer öffentlichen Stelle vorhanden sind, so weit wie möglich vermieden werden. Der Zugriff auf bereits bei öffentlichen Stellen in Registern gespeicherten Daten soll durch das Gesetz zur Einführung und Verwendung einer Identifikationsnummer in der öffentlichen Verwaltung und zur Änderung weiterer Gesetze (Registermodernisierungsgesetz – RegMoG)<sup>10</sup> digital ermöglicht und so nach § 1 Nr. 3 Identifikationsnummerngesetz die erneute Beibringung von

bei öffentlichen Stellen bereits vorhandenen Daten durch die betroffene Person verringert werden.<sup>11</sup>

Die öffentliche Hand verfügt jedoch über weitaus mehr Daten als in den Registern gem. Anlage zum RegMoG und Identifikationsnummerngesetz enthalten sind. So stellen öffentliche Stellen verschiedener Verwaltungsbehörden und -ebenen sowohl Privatpersonen als auch juristischen Personen eine Vielzahl an Bescheinigung, Ausweisen u.ä. aus, welche nicht in Registern erfasst werden. Trotzdem werden solche Dokumente regelmäßig als Nachweise im Zuge von Verwaltungsverfahren durch öffentliche Stellen gefordert.

In Bezug auf Privatpersonen trifft dies zB auf Zeugnisse öffentlicher (Hoch-)Schulen zu. Ein hiervon betroffenes Verfahren mit hohen Fallzahlen ist die Einschreibung für Studienplätze bei den Hochschulen. Der Nachweis der Hochschulzugangsberechtigung erfordert immer noch die Vorlage von beglaubigten Kopien.<sup>12</sup> Da die Daten nicht in einem Register vorliegen, kann eine Registerabfrage nicht in Betracht kommen.

Bei juristischen Personen, welche durchschnittlich wesentlich mehr Behördenkontakte pro Jahr haben als Privatpersonen<sup>13</sup>, sind zahlreiche für den Betrieb notwendige

2 Vgl. BT-Drs. 18/11135 v. 13.2.2017, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des bundesstaatlichen Finanzausgleichssystems ab dem Jahr 2020 und zur Änderung haushaltsrechtlicher Vorschriften, 1.

3 Vgl. Bundesministerium des Innern und für Heimat, Einer für Alle – Einfach erklärt, abrufbar unter: <https://www.digitale-verwaltung.de/Webs/DV/DE/onlinezugangsgesetz/efa/efa-node.html>.

4 Vgl. Bundesministerium des Innern und für Heimat, Einer für Alle – Einfach erklärt, abrufbar unter: <https://www.digitale-verwaltung.de/Webs/DV/DE/onlinezugangsgesetz/efa/efa-node.html>.

5 Vgl. Schulz, Der elektronische Zugang zur Verwaltung – Zum Spannungsverhältnis zwischen dem Grundrecht auf mediale Selbstbestimmung und verpflichtendem E-Government, RD 2021, 377, 378.

6 Bayerisches Digitalgesetz v. 22.7.2022, GVBl. 2022 374, zuletzt durch Gesetz v. 22.7.2022, GVBl. 2022 374, geändert.

7 Vgl. Bayerischer Landtag-Drs. 18/25070 v. 7.11.2022.

8 Vgl. Bundesministerium des Innern und für Heimat, PM v. 29.11.2023, abrufbar unter: <https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/pressmitteilungen/DE/2023/11/digitale-brieftasche.html>.

9 Vgl. Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 30.8.2023, abrufbar unter: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/StV/Strassenverkehr/faq-fuehrerschein-umtausch.html>.

10 Registermodernisierungsgesetz v. 28.3.2021, BGBl. 2021 I 591; 2023 I Nr. 230, Nr. 293, zuletzt durch Gesetz v. 9.7.2021, BGBl. 2021 I 2467, geändert.

11 Gesetz zur Einführung und Verwendung einer Identifikationsnummer in der öffentlichen Verwaltung (Identifikationsnummerngesetz – IDNrG) v. 28.3.2021, BGBl. 2021 I 591, zuletzt geändert durch Regelung des Erscheinungsbilds von Beamtinnen und Beamten sowie zur Änd. weiterer dienstrechtlicher Vorschriften v. 28.6.2021, BGBl. 2021 I 2250 iVm Bek. v. 24.8.2023, BGBl. 2023 I Nr. 230.

12 Vgl. Technische Universität München, abrufbar unter: <https://www.tum.de/studium/bewerbung/infportal-bewerbung/be-glaubigung-von-dokumenten/>.

13 Für Privatpersonen geht die Literatur von durchschnittlich 1,7 Behördenkontakten im Jahr aus, vgl. Martini, Transformation der Verwaltung durch Digitalisierung, DÖV 2017, 443, 444.

ge Genehmigungen betroffen. Dies erstreckt sich von Baugenehmigungen, immissionsrechtlichen Genehmigungen, Nutzungsänderungen über Gemeinnützigkeitsnachweisen bis hin zu einer Schankerlaubnis.

Auch im Forschungs- und Wissenschaftsbereich gibt es vielzählige Behördenkontakte: So weist eine als gemeinnützig anerkannte privatrechtlich organisierte Forschungseinrichtung als Empfängerin von öffentlichen Mitteln gegenüber ihrem Fördergeber ihre Kostenstruktur u.a. dadurch nach, dass der Bescheid über die Gemeinnützigkeit – den zuvor das Finanzamt ausgestellt hat – vorgelegt wird. Eine unmittelbare, automatisierte und medienbruchfreie Übermittlung direkt zwischen den Behörden wäre hier deutlich effizienter.

Auch Verfahren zwischen verschiedenen Instanzen der öffentlichen Hand sind betroffen. So treten zB Kammern oder Kommunen regelmäßig als Antragsteller gegenüber den Ländern und dem Bund auf. Zudem umfasst das RegModG auch nicht alle öffentlichen Register, u.a. nicht das Zentrale Fahrerlaubnisregister (ZFER).

In der Folge müssen zahlreiche Dokumente, obwohl diese von öffentlichen Stellen ausgegeben wurden, für die Verwendung iRv Verwaltungsverfahren durch die antragstellenden privaten oder juristischen Personen (erneut) vorgelegt werden. Hinzu kommt, dass die vorzulegenden Dokumente in der Regel nicht oder nur eingeschränkt automatisiert auswertbar sind. Dies führt zu manuellen Arbeitsaufwänden bei den bearbeitenden Stellen. Beispielsweise müssen Daten aus übermittelten Scans von Bescheinigungen händisch in IT-Verfahren von Behörden übertragen werden. Dies könnte durch eine automatisierte (Vor-) Verarbeitung vermieden wer-

den, wodurch sowohl die Verfahren effizienter gestaltet als auch Erfassungsfehler vermieden werden könnten.

Zudem besteht, auch bedingt durch die zahlreichen Möglichkeiten der digitalen Bild- oder Dokumentenbearbeitung, die Gefahr der Manipulation von Dokumenten, die seitens eines Antragstellers digitalisiert und dann einer öffentlichen Stelle vorgelegt werden. Das OZG ermöglicht insofern nur den digitalen Zugang an sich und soll Bürger und Unternehmen von einem beliebigen Verwaltungsportal aus auf alle onlinefähigen Verwaltungsleistungen zugreifen lassen,<sup>14</sup> stellt aber nicht sicher, dass die übermittelten Daten auch effizient in entsprechende Fachverfahren für die jeweiligen Verwaltungsverfahren überführbar sind. Hierzu wären automatisiert erfassbare bzw. auswertbare Formate amtlich ausgestellter Dokumente vorteilhaft.

### III. Automatisiert erfassbare Bescheinigungen

Bisher sind nur wenige von öffentlichen Stellen ausgestellte Bescheinigung, Ausweise o.ä. so gestaltet, dass deren Inhalte auch automatisiert erfassbar bzw. digitalisierbar sind. Ein Beispiel ist hier der elektronische Personalausweis (ePA)<sup>15</sup>. In Bayern wurde im September 2020 ein Projekt gestartet, Zeugnisse der IHKs zu digitalisieren.<sup>16</sup> Das volle Potenzial einer medienbruchfreien und auch (teil-)automatisierbaren Bearbeitung von Anträgen bzw. Verwaltungsverfahren ließe sich aber erst – bzw. deutlich einfacher – ausschöpfen, wenn sämtliche von öffentlichen Stellen ausgestellte Dokumente solchen Stellen auch in nachweisbar fälschungssicherer und automatisiert erfassbarer Form zur Verfügung gestellt werden könnten. Damit könnte mit solchen Daten in Verwaltungsverfahren genauso verfahren werden, wie dies mit Daten aus modernisierten Registern möglich sein wird. Für Dokumente mit überschaubarem Informationsgehalt, etwa Führerschein / Jagdschein o.ä. könnten die wesentlichen Informationen bei analoger Übermittlung an den Antragsteller zusätzlich auch in Form eines QR-Codes inklusive digitaler Signatur der ausstellenden Stelle zur Verfügung gestellt werden.<sup>17</sup>

Generell ist im Zuge eines möglichst medienbruchfreien Umgangs mit Dokumenten öffentlicher Stellen eine – zumindest zusätzlich erfolgende – Bekanntgabe auf digitalem Wege anzustreben. Ein – allerdings in der Umsetzung gescheitertes – Beispiel hierfür war der digitale Führerschein mittels der ID-Wallet des Bundes.<sup>18</sup>

### IV. Digitale Bescheinigungen

Der im Jahr 2002<sup>19</sup> eingefügte § 3a VwVfG<sup>20</sup> ermöglicht – auch nach seinem Titel – die elektronische Kommunikation, wobei § 3a Abs. 2 S. 1 VwVfG normiert, dass eine durch Rechtsvorschrift angeordnete Schriftform, soweit nicht durch Rechtsvorschrift etwas anderes bestimmt ist, durch die elektronische Form ersetzt werden kann. Mit der Änderung des VwVfG durch das Gesetz zur Modernisierung des Bestenungsverfahrens v. 18.7.2016<sup>21</sup> wurde zudem die Möglichkeit geschaffen, Verwaltungsakte dadurch bekannt zu geben, dass sie vom Beteiligten oder von seinem Bevollmächtigten über

14 Vgl. Denkhaus/Richter/Bostelmann, E-Government-Gesetz/Onlinezugangsgesetz, 1. Aufl. 2019, Einleitung Rn. 35.

15 Vgl. Bundesministerium des Innern und für Heimat, Die Online-Ausweisfunktion, abrufbar unter: <https://www.bmi.bund.de/DE/themen/moderne-verwaltung/ausweise-und-paesse/online-ausweisfunktion/online-ausweisfunktion-node.html;jsessionid=519D6939A83269C1D52C4A6BD2B5BE96.live871>.

16 Vgl. Bayerisches Staatsministerium für Digitales, Blockchain für fälschungssichere Zeugnisse / IHK als Vorreiter, abrufbar unter: <https://www.stmd.bayern.de/blockchain-fuer-fael-schungssichere-zeugnisse-ihk-als-vorreiter-gerlach-bayern-pionier-bei-verwaltungsdigitalisierung/>.

17 Vgl. abrufbar unter: <https://www.qrcode-tiger.com/de/different-types-of-qr-codes>.

18 Vgl. Rauh, Nach dem Führerscheidebaker – Wie geht es mit dem ID-Wallet weiter?, abrufbar unter: <https://www.security-insider.de/wie-geht-es-mit-dem-id-wallet-weiter-a-8b1b1dd2a7c9765e7f229e16db0d42b7>. Der ADAC berichtet, dass es nach dem Scheitern des digitalen Führerscheins 2021 einen neuen Anlauf durch die Stadt Fürth gibt, die eine Anwendung für das Smartphone als einzige Kommune in Deutschland entwickelt, vgl. abrufbar unter: <https://www.adac.de/verkehr/rund-um-den-fuehrerschein/aktuelles/digitaler-fuehrerschein/>.

19 Vgl. Drittes Gesetz zur Änderung verwaltungsverfahren-rechtlicher Vorschriften v. 21.8.2002, BGBl. 2002 I 3322.

20 Vgl. § 3a Abs. 1 VwVfG: „Die Übermittlung elektronischer Dokumente ist zulässig, soweit der Empfänger hierfür einen Zugang eröffnet.“

21 Gesetz zur Modernisierung des Bestenungsverfahrens v. 18.7.2016, BGBl. 2016 I 1679.

öffentlich zugängliche Netze abgerufen werden können.<sup>22</sup> In der Begründung dazu wird ausgeführt, dass der elektronische Verwaltungsakt für den Adressaten speicherbar sei, damit er im Rechtsverkehr verwendbar sei; ein System mit reiner Lesefunktion reiche deshalb nicht aus.<sup>23</sup> Der Freistaat Bayern hat mit Art. 24 BayDiG eine vergleichbare Regelung,<sup>24</sup> deren Ziel es ist, die elektronische Bekanntgabe von Verwaltungsakten durch digitalen Datenfernabruf rechtssicher zu ermöglichen.<sup>25</sup>

Generell stellen Steuerbescheide eine Dokumentenart dar, die häufig bei öffentlichen Stellen vorzulegen ist. Unternehmerisch tätige private und juristische Personen sind dabei grundsätzlich ohnehin schon zur Nutzung der digitalen Kommunikation mit den Finanzbehörden verpflichtet.<sup>26</sup>

Allerdings werden gesetzlich keine Vorgaben gemacht, dass die Form des Verwaltungsaktes so gestaltet werden müsste, dass dieser auch einfach digital weiterverwendbar wäre bzw. dass die auf Portalen vorhandenen Dokumente auch anderen Behörden zur Verfügung gestellt werden bzw. werden können. Wenn der Verwaltungsakt, etwa als PDF-Dokument mit unstrukturiertem Text gestaltet wird, so kann dieser bei Vorlage bei einer anderen öffentlichen Stelle dort nur schwer bis gar nicht automatisiert verarbeitet werden. Dies wäre jedoch im Sinne einer digitalen Dividende anzustreben. Gerade bei ohnehin digital bekanntgegebenen Verwaltungsakten liegt es nahe, diese neben der menschenlesbaren Form auch gleichzeitig in einer fälschungssicheren, maschinenlesbaren Form bekannt zu geben. Dies könnte etwa durch ein zusätzlich bekanntgegebenes Dokument im XML-Format inklusive digitaler Signatur erfolgen, in dem alle Informationen enthalten sind, die eine das Dokument erhaltende öffentliche Stelle benötigt, um das Dokument automatisiert weiterverarbeiten zu können.<sup>27</sup>

Ein vollständig digitalisierter Arbeitsprozess einschließlich des umfassenden Zugriffs auf bei verschiedensten Behörden erlassene Bescheide böte für die Verwaltung selbst, aber auch für Bürger und Unternehmen, erhebliche Vorteile. Daher liegt es hier besonders nahe, die etablierte digitale Bescheidsbekanntgabe mit einem automatisiert auswertbaren und digital gesicherten Dokument zu ergänzen, auf das im Idealfall nicht nur der Bürger oder Unternehmer, sondern auch die verschiedenen Verwaltungsbehörden Zugriff haben bzw. die Bescheidsempfänger den Behörden einen Zugriff freigeben können.

## V. Zusammenfassung

Die Regelungen des OZG und des RegMoG stellen notwendige erste Schritte bei der Digitalisierung von Verwaltungsdienstleistungen dar. Diese reichen jedoch nicht aus, um das Potenzial durchgehend digitaler Verwaltungsverfahren in Bezug auf die mögliche digitale Dividende, auch durch (Teil-)Automatisierung und starke Manipulationssicherheit, auszuschöpfen. Der Bund ist hier gefordert, zeitnah einen weitergehenden ordnungspolitischen Rahmen zu schaffen, um einen bundesweit einheitlichen Vollzug sicherzustellen und die notwendigen Umsetzungsschritte schon in den aktuell laufenden

Digitalisierungsmaßnahmen von Anfang an konzeptionell mit berücksichtigen zu können. Entscheidend dabei ist auch, dass ein vollständig digitalisierter Arbeitsprozess einschließlich des umfassenden Zugriffs auf bei verschiedensten Behörden erlassene Bescheide verschiedener Verwaltungsbehörden und -ebenen möglich ist, wobei auch fälschungssichere, maschinenlesbare Bescheide notwendig sind. Hierfür sind sowohl ein gesetzlicher Rahmen als auch ergänzende untergesetzliche Regelungen für die detaillierte Umsetzung, zB die konkreten Datenformate, notwendig.

22 Vgl. § 41 Abs. 2a VwVfG: „<sup>1</sup>Mit Einwilligung des Beteiligten kann ein elektronischer Verwaltungsakt dadurch bekannt gegeben werden, dass er vom Beteiligten oder von seinem Bevollmächtigten über öffentlich zugängliche Netze abgerufen wird. <sup>2</sup>Die Behörde hat zu gewährleisten, dass der Abruf nur nach Authentifizierung der berechtigten Person möglich ist und der elektronische Verwaltungsakt von ihr gespeichert werden kann. <sup>3</sup>Der Verwaltungsakt gilt am Tag nach dem Abruf als bekannt gegeben. <sup>4</sup>Wird der Verwaltungsakt nicht innerhalb von zehn Tagen nach Absendung einer Benachrichtigung über die Bereitstellung abgerufen, wird diese beendet. <sup>5</sup>In diesem Fall ist die Bekanntgabe nicht bewirkt; die Möglichkeit einer erneuten Bereitstellung zum Abruf oder der Bekanntgabe auf andere Weise bleibt unberührt.“

23 Vgl. BT-Drs. 18/8434 v. 11.5.2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Finanzausschusses (7. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der BReg-Drs. 18/7457 – Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung des Besteuerungsverfahrens, 122.

24 Vgl. 24 Abs. 1 BayDiG: „<sup>1</sup>Mit Einwilligung des Beteiligten können Verwaltungsakte bekannt gegeben werden, indem sie dem Beteiligten oder einem von ihm benannten Dritten zum Datenabruf durch Datenfernübertragung bereitgestellt werden. <sup>2</sup>Für den Abruf hat sich die abrufberechtigte Person zu authentifizieren. <sup>3</sup>Im Falle des Art. 20 Abs. 3 ist eine Einwilligung des Beteiligten nicht erforderlich.“

25 Vgl. Bayerischer Landtag-Drs. 18/19572 v. 9.12.2021, Gesetzentwurf der Staatsregierung über die Digitalisierung im Freistaat Bayern (Bayerisches Digitalgesetz – BayDiG), 67.

26 Vgl. etwa für Umsatzsteuer § 18 Abs. 1. S. 1 UStG: „Der Unternehmer hat vorbehaltlich des § 18i Absatz 3, des § 18j Absatz 4 und des § 18k Absatz 4 bis zum zehnten Tag nach Ablauf jedes Voranmeldungszeitraums eine Voranmeldung nach amtlich vorgeschriebenem Datensatz durch Datenfernübertragung zu übermitteln, in der er die Steuer für den Voranmeldungszeitraum (Vorauszahlung) selbst zu berechnen hat.“

27 In diese Richtung dürfte auch der am 6.11.2023 als TOP 4 bei der Besprechung des Bundeskanzlers mit den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder beschlossene Pakt für Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung zwischen Bund und Ländern gehen. Dort heißt es u.a.: „Die Zusammenarbeit der Verfahrensbeteiligten auf der Basis digitaler Datenübertragungen und Datenräume unter Einbeziehung vernetzter Register ist Grundvoraussetzung für eine funktionierende digitalisierte Verwaltung. Sie wird vorangetrieben. Ohne eine flächendeckende und einheitliche Nutzung leistungsfähiger IT-Standards kann ein reibungsloser Datenaustausch nicht erfolgen. Für die zu verarbeitenden Daten und die Kommunikation in Planverfahren mit der Öffentlichkeit und zwischen Fachinformationssystemen sollen daher leistungsfähige Standards und Rahmenwerke flächendeckend erweitert und implementiert werden. Der Standardisierungsprozess wird fortgeführt. Der IT-Planungsrat wird ein verbindliches Standardisierungsregime für die öffentliche IT etablieren.“, abrufbar etwa unter: [https://hessen.de/sites/hessen.sen.de/files/2023-11/mpk\\_bundeskanzler\\_6.11.\\_top\\_4\\_anlage\\_pakt.pdf](https://hessen.de/sites/hessen.sen.de/files/2023-11/mpk_bundeskanzler_6.11._top_4_anlage_pakt.pdf).



## Energie

### BGH: Zur Anpassung und Gestaltung von Fernwärme-Preisänderungsklauseln

**Fernwärmeversorger dürfen bei der einseitigen Anpassung von unwirksamen Preisänderungsklauseln unterschiedliche Referenzjahre für den Basisarbeitspreis einerseits sowie das Markt- und Kostenelement andererseits zugrunde legen und unter Anwendung der sogenannten Dreijahreslösung den Basisarbeitspreis anpassen. Bei der Anpassung des Basisarbeitspreises ist aufgrund des Massengeschäftes in gewissen Grenzen eine Pauschalierung zulässig. Der Wärmepreisindex bildet den Wärmemarkt in seiner Gesamtheit hinreichend ab. Zudem genügt die unmittelbare Weitergabe der Bezugskosten den Anforderungen an das Kostenelement.**

**Problemstellung:** Die Bekl. ist ein Energieversorgungsunternehmen, das ihre Kunden mit Fernwärme beliefert. Sie bezieht die Fernwärme dabei ihrerseits von einer dritten Partei. Die Kl. sind Kunden der Bekl. Der Preis für die gelieferte Fernwärme ist gemäß der vertraglich vereinbarten Preisänderungsklausel veränderlich. Die ursprünglich vereinbarte Preisänderungsklausel war unwirksam, sodass die Bekl. diese einseitig änderte und am 30.4.2019 öffentlich bekannt machte. Die neue Preisänderungsklausel wies dabei unterschiedliche Bezugsjahre für den Basisarbeitspreis (alter Arbeitspreis des Jahres 2015) sowie für das Kosten- und Marktelement (Referenzjahr 2018), die jeweils hälftig gewichtet waren, aus. Die Kl. beehrten 2019 u.a. die Feststellung der Unwirksamkeit der von der Bekl. einseitig eingeführten neuen Preisänderungsklausel in Bezug auf den Arbeitspreis.

Das LG in erster Instanz und die Berufung haben dem Feststellungsbegehren der Kl. vollumfänglich stattgegeben. Die Bekl. legte Revision ein, sodass der BGH die Frage zu beantworten hatte, ob in einer Preisänderungsklausel unterschiedliche Referenzjahre verwendet werden dürfen.

**Maßgebliche Gründe:** Die Revision hatte Erfolg. Die Feststellung der Unwirksamkeit der neuen Preisänderungsklausel hielt einer rechtlichen Nachprüfung nicht stand.

Zunächst stellte der BGH ein weiteres Mal klar, dass Fernwärmeversorger gem. § 4 Abs. 1 und 2 iVm § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV berechtigt sind, einseitig eine unwirksame oder unwirksam gewordene Preisänderungsklausel für die Zukunft anzupassen, denn nur so könne die mit dieser Vorschrift bezweckte kosten- und marktorientierte Preisbemessung und der Interessenausgleich von Leistung und Gegenleistung während der gesamten Dauer des Vertrages erreicht werden.

Weiter konkretisierte der BGH, dass Fernwärmeversorgern ein eigener Gestaltungsspielraum bei der Entwick-

lung und Verwendung von Preisänderungsklauseln (bzw. den für eine Preisanpassung maßgeblichen Berechnungsfaktoren) unter Einhaltung von Transparenzfordernissen sowie Kosten- und Marktorientierung zukomme. Diesen Anforderungen werde die von der Bekl. verwendete Preisänderungsklausel gerecht, denn sie bewege sich innerhalb des ihr eröffneten Gestaltungsspielraums.

Mit Anknüpfung an den Wärmepreisindex des Statistischen Bundesamtes sei der Wärmemarkt in seiner Gesamtheit hinreichend abgebildet. Durch die unmittelbare Bezugskostenabbildung, die direkt an eine Veränderung der eigenen Bezugskosten der Bekl. geknüpft ist, sei das Kostenelement hinreichend dargestellt. Kosten- und Marktelement stünden durch die hälftige Gewichtung auch in einem angemessenen Verhältnis zueinander. Anhaltspunkte, dass die Gewichtung im konkreten Fall nicht sachgerecht sei, seien weder aufgezeigt noch ersichtlich.

Schließlich stehe der Wirksamkeit auch nicht die Wahl unterschiedlicher Bezugsjahre für den Basisarbeitspreis einerseits sowie für das Markt- und Kostenelement andererseits entgegen. Grundsätzlich seien für das Markt- und Kostenelement Referenzjahre zu bestimmen, die möglichst nahe an dem Zeitpunkt der Einführung der Preisänderungsklausel liegen. Da die Preisänderungsklausel 2019 eingeführt wurde, sei das verwendete Referenzjahr 2018 nicht zu beanstanden. Damit erfolge eine Preisveränderung ab 2019 nur in dem Umfang, in dem sich die Kosten sowie die Verhältnisse auf dem Wärmemarkt im Vergleich zum Vorjahr verändert hätten.

Im konkreten Fall sei zudem die Wahl des alten Arbeitspreises des Jahres 2015 als Basisarbeitspreis der neuen Preisänderungsklausel nicht zu beanstanden. In Fällen, in denen der Basisarbeitspreis nicht auf einer vertraglichen Einigung der Parteien beruhe, sei grundsätzlich ein Ausgangspreis zu bestimmen, welcher das zwischen den Parteien ursprünglich vereinbarte Gleichgewicht zwischen Leistung und Gegenleistung auch in der neuen Preisänderungsklausel angemessen berücksichtige. Da sich die Bekl. bei der Bestimmung des Basisarbeitspreises an der Dreijahreslösung des BGH orientiert hatte, würden dadurch weder unangemessene Preisgestaltungsspielräume eröffnet noch das vertragliche Gleichgewicht beeinträchtigt.

Dies sei ferner ein sachgerechtes Vorgehen, da der Arbeitspreis aus dem Jahr 2015 ohne Einführung einer neuen Preisänderungsklausel iRd Dreijahreslösung der maßgebliche (Abrechnungs-) Preis gewesen wäre. Soweit mit einer solchen Pauschalierung für bestimmte Kunden gewisse Vor- und Nachteile verbunden seien, sei dies im Interesse einer vereinfachten Abwicklung im Massenkundengeschäft hinzunehmen. Es sei auch nicht erkennbar, dass durch diesen Ansatz die Bekl. einseitig ihre wirtschaftlichen Interessen verfolgt habe. Die Grenzen ihres Gestaltungsspielraumes habe die Bekl. im vorliegenden Fall nicht überschritten.

**Kritik:** Dem Urteil des BGH ist im Grundsatz zuzustimmen. Es setzt zumindest die bisherige Rspr. konsistent fort.

Zurecht bestätigt der BGH, dass ein Fernwärmeversorger berechtigt bzw. verpflichtet ist, unwirksame oder unwirksam gewordene Preisänderungsklauseln für die Zukunft einseitig anpassen zu können. Da der Zeitpunkt der Anpassung im Jahr 2019 lag, musste der BGH nicht zu der Frage Stellung nehmen, ob der im Jahr 2021 eingeführte § 24 Abs. 4 S. 4 AVBFernwärmeV, wonach eine Änderung einer Preisänderungsklausel nicht einseitig durch öffentliche Bekanntgabe erfolgen darf, ein solches einseitiges Änderungsrecht nunmehr ausschließt.

Diese Frage wurde zudem bereits durch den BGH in dem Ur. v. 26.1.2022 - VIII ZR 175/19 beantwortet. Dort hat der BGH ausgeführt, dass der Gesetzgeber mit der Regelung in § 24 Abs. 4 S. 4 AVBFernwärmeV nur eine den Verbraucher benachteiligende einseitige Änderungen bestehender (wirksamer) Preisänderungsklauseln habe verhindern wollen. Mit der Regelung sollen hingegen keine erforderlichen bzw. verpflichtenden Anpassungen unwirksamer Preisänderungsklauseln verhindert werden. Insofern ist eine einseitige Änderung durch § 24 Abs. 4 S. 4 AVBFernwärmeV nicht per se ausgeschlossen (vgl. u.a. Fricke/Rauch RdE 2023, 260 f.).

Sofern der BGH ferner ausführt, dass eine hälftige Gewichtung des Marktelementes im vorliegenden Fall angemessen sei, bedeutet dies hingegen nicht, das Marktelement zwingend entsprechend zu gewichten. Aus der Argumentation, dass im konkreten Fall keine Anhaltspunkte bestanden, dass die hälftige Gewichtung nicht sachgerecht ist, ergibt sich im Umkehrschluss, dass in einem anderen Fall eine andere Gewichtung sachgerecht sein könnte. Dies ergibt sich auch aufgrund der weiteren in diesem Zusammenhang vom BGH getroffenen Aussage, nach der dem Fernwärmeversorger bei der Verwendung einer Preisänderungsklausel ein eigener Gestaltungsspielraum zukommt. § 24 Abs. 4 S. 1 AVBFernwärmeV legt die maßgeblichen Faktoren (sowie deren Gewichtung) gerade nicht selbst fest. Damit kommt einem Wärmeversorger auch bei der Gewichtung des Marktelementes ein Gestaltungsspielraum zu (vgl. u.a. Wessling/Stopfer EnWZ 2022, 353, 355).

Interessant sind schließlich die Aussagen des BGH zur Bestimmung des Basisarbeitspreises bei einer einseitigen Einführung einer Preisänderungsklausel, wenn die vorherige Preisänderungsklausel unwirksam war. In diesem Fall steht dem Fernwärmeversorger zum einen ebenfalls ein gewisser Gestaltungsspielraum zu. Zum anderen ist darauf zu achten, dass bei der Bestimmung des Basisarbeitspreises der neuen Preisänderungsklausel das ursprünglich vereinbarte Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung angemessen zu berücksichtigen bzw. zu wahren ist.

Entsprechendes muss damit auch für die Fälle gelten, in denen eine Preisänderungsklausel durch Umstellung der Wärmeerzeugung (zB von Kohle auf Erdgas) bzw. durch

Veränderung des Wärmebezugs während der Vertragslaufzeit unwirksam wird und angepasst werden muss. Auch in diesem Fall kann eine (umfassende) Anpassung der Preisänderungsklausel bzw. auch eine Anpassung der Basispreise erforderlich sein, um eine kostenorientierte Preisbemessung bzw. das ursprüngliche Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung weiterhin zu wahren (vgl. u.a. Thomale RdE 2023, 357, 362 f.).

RA Dr. Hans-Christoph Thomale / RAin Nicole Wieck,  
Frankfurt am Main

BGH Ur. v. 27.9.2023 – VIII ZR 249/22 und VII ZR 263/22 = NJW 2024, 498

## OLG Düsseldorf: Baukostenzuschuss bei netzgekoppelten Batteriespeichern

**Die Erhebung eines anhand des Positionspapiers BKZ der BNetzA errechneten Baukostenzuschusses für Entnahmekapazität eines rein netzgekoppelten Batteriespeichers stellt eine diskriminierende Gleichbehandlung dar.**

**Problemstellung:** Die Bf. begehrt den Netzanschluss eines Batteriespeichers, der als rein netzgekoppelter Speicher errichtet und betrieben werden soll. Dieser soll Systemdienstleistungen für das Stromnetz durch Bereitstellung von Regelleistung gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber, Stromhandel am Intraday-Markt, gezielte Einspeisung zu Zeitpunkten besonders hoher Lastspitzen im lokalen Verteilernetz und Bereitstellung von Blindleistung erbringen, was zu einer Verbesserung der Spannungsqualität im Großraum des Speichers führen werde. Die Netzbetreiberin sagte den Netzanschluss auf der Mittelspannungsebene zu und forderte einen Baukostenzuschuss (BKZ). Der Berechnung des BKZ liegt das Positionspapier der BNetzA zur Erhebung von Baukostenzuschüssen im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung (BK6p-06-003) aus dem Jahre 2009 zugrunde (Positionspapier). Im Positionspapier führt die BNetzA aus, dass der BKZ angemessen und transparent iSd § 17 EnWG sei, wenn dieser durch Multiplikation der vertraglich vereinbarten Leistungsbereitstellung mit dem zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses oder der Vertragsanpassung geltenden veröffentlichten Leistungspreis (> 2.500 Benutzungsstunden) bestimmt werde (sogenannte Leistungspreismodell).

**Maßgebliche Gründe:** Der Senat stellt fest, dass die Netzbetreiberin grundsätzlich berechtigt sei, für den Netzanschluss eines Batteriespeichers einen BKZ zu verlangen. § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG stelle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie unter bestimmten Voraussetzungen für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang frei. Ein BKZ zähle entgegen einer verbreiteten Literaturauffassung nicht zu den Entgelten für den Netzzugang iSd § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG.

Der BGH habe bereits entschieden, dass der Begriff der Entgelte für den Netzzugang in § 118 Abs. 6 EnWG ebenso auszulegen sei wie in § 24 Abs. 1 S. 1 Nrn. 1 und 3 EnWG, dh, dass der Befreiungstatbestand lediglich Netzentgelte im eigentlichen Sinn erfasse. Zu diesen zähle der BKZ nicht. Vielmehr werde in zahlreichen Vorschriften des Energierechts ausdrücklich zwischen Netzentgelt und BKZ unterschieden. So bestehe das Netzentgelt pro Entnahmestelle nach § 17 Abs. 2 S. 1 StromNEV aus einem Jahresleistungspreis in EUR pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro kWh.

BKZ fänden nach Maßgabe der Vorschrift des § 9 StromNEV lediglich innerhalb der für die Netzentgeltbildung maßgeblichen Kostenermittlung nach den §§ 4 ff. StromNEV Berücksichtigung. Zudem seien Netzentgelte von den Netznutzern zu entrichten (§ 17 Abs. 1 S. 1 StromNEV), während nach § 11 Abs. 1 S. 1 NAV der Anschlussnehmer zur Zahlung eines BKZ verpflichtet sei oder gem. § 8 Abs. 3 KraftNAV von dieser Verpflichtung befreit werde.

Die Zahlung eines anhand des sogenannten Leistungspreismodells errechneten BKZ sei aber diskriminierend iSv § 17 Abs. 1 S. 1 EnWG und damit zugleich missbräuchlich iSd § 31 Abs. 1 EnWG.

Die Netzbetreiberin habe die Erhebung eines BKZ im behördlichen Verfahren insbesondere damit gerechtfertigt, dass sie an alle Bezugskunden, die an die Mittelspannungsebene angeschlossen würden, ein solches Verlangen richte. Sie habe damit im Einklang mit ihren Allgemeinen Bedingungen für den Netzanschluss auf die Kapazität zur Entnahme, dh zum Zwecke der Einspeicherung abgestellt. Der Batteriespeicher sei ein „Letztverbraucher“ und unterschiedslos als solcher zu behandeln.

Diese rechtliche Einordnung eines Batteriespeichers als Letztverbraucher werde von § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG sowie § 19 Abs. 4 StromNEV vorausgesetzt und entspreche der ganz hM. So habe insbesondere der BGH die Inanspruchnahme von Elektrizität aus dem Netz für das Hochpumpen des Wassers vom unteren in das obere Becken eines Pumpspeicherkraftwerks als Letztverbrauch qualifiziert und das Aufzehren und den Neugewinn von elektrischer Energie durch Ablassen des Wassers aus dem oberen Becken als „grundsätzlich zwei getrennte Vorgänge“ bezeichnet.

Der an die Verbrauchsfunktion anknüpfende BKZ erweise sich als nicht zu rechtfertigende Gleichbehandlung unterschiedlicher Sachverhalte. Zwar unterscheide sich eine Entnahme von Elektrizität zur Beladung eines Batteriespeichers im eigentlichen Moment des Bezugs technisch-physikalisch nicht von einer Entnahme zu sonstigen Zwecken – etwa zum Betrieb von stromverbrauchenden Fertigungsanlagen. Ein wesentlicher tatsächlicher Unterschied zum Regelfall eines BKZ-pflichtigen Netzanschlusses auf „Entnahmeseite“ bestehe aber darin, dass die Inanspruchnahme der vereinbarten Entnahmekapazität beim verfahrensgegenständlichen Batteriespeicher nur unter einer Bedingung „dau-

erhaft“ möglich sein werde. Auch wenn die Bf. im Ausgangspunkt in die Lage versetzt werden wolle, zu jedem beliebigen Zeitpunkt die maximale Anschlusskapazität zum Zwecke der Einspeicherung (1.725 kW) nutzen zu können, werde sie dazu faktisch nicht im Stande sein. Der Batteriespeicher solle als rein netzgekoppelter Speicher errichtet und betrieben werden, dh es solle ohne Eigenverbrauch ausschließlich Strom aus dem Netz eingespeichert und zeitlich verzögert zurückgespeist werden, wobei Einspeicherung und Ausspeicherung nicht gleichzeitig, sondern nur alternativ jeweils mit maximal 1.725 kW erfolgen könnten. Sei Elektrizität zu einem beliebigen Zeitpunkt bis zum einmaligen Erreichen der Speicherkapazität entnommen worden, sei eine abermalige Entnahme (mit der maximalen Kapazität) daher erst wieder möglich, wenn bis zum Eintritt sogenannter unvermeidlicher Speicherverluste zugewartet oder aber die „Einspeiseite“ genutzt werde. Die Möglichkeit zur Nutzung der vereinbarten Netzanschlusskapazität „über das ganze Jahr zu jedem Zeitpunkt“, welche nach dem Positionspapier gerade die Berechnung des BKZ anhand des Leistungspreises für Entnahmen mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden rechtfertigen solle, setze beim verfahrensgegenständlichen Batteriespeicher mithin einen Zwischenakt, insbesondere die Inanspruchnahme von Einspeisekapazität, voraus.

Die Notwendigkeit dieses Zwischenaktes habe die Netzbetreiberin bei ihrer unterschiedslosen Bezifferung des BKZ zum Nachteil der Bf. außer Betracht gelassen. Denn die dauerhafte Bereitstellung von Einspeisekapazität sei nach den Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiberin nicht mit einer BKZ-Pflicht verbunden. Vielmehr berücksichtige die Netzbetreiberin die „Einspeiseite“ allenfalls im Hinblick auf eine Entnahme zur Eigenbedarfssicherung und dies lediglich dann, wenn der Anschlusspetent nicht ohnehin in den Genuss der bedingungsgemäßen Ausnahmen für Eigenbedarfssicherung komme.

**Kritik:** Die volatile Erzeugung der erneuerbaren Energien erfordert Flexibilität im Energieversorgungssystem. Stromspeicher können sowohl bei der Stromspeicherung als auch bei der Systemstabilität eine entscheidende Rolle spielen. Speicher, die auf der Ebene der Niederspannung angeschlossen werden, sind nach § 11 Abs. 3 NAV bis zu einer Leistung von 30 kW von der Zahlung von BKZ befreit. Nach der Entscheidung des OLG Düsseldorf können Netzbetreiber für den Netzanschluss von Batteriespeichern oberhalb der Niederspannung zwar grundsätzlich einen BKZ erheben. Die Speicherbetreiber würden jedoch durch die Berechnung nach dem im Positionspapier der BNetzA beschriebenen Leistungspreismodell diskriminiert, da diese mit anderen Anlagenbetreibern gleichbehandelt würden und dies die technisch erforderliche Einspeisung durch den Speicher in das Netz nicht beachte. Die Entscheidung überzeugt sowohl im Ergebnis als auch in der Begründung, da das bisher unterschiedslos angewandte Leistungspreismodell der Doppelfunktion von Stromspeichern als Letztverbraucher und Einspeiser nicht gerecht

wird. Sollte die Entscheidung durch den BGH bestätigt werden, müsste die BNetzA ein neues Verfahren für die Berechnung von BKZ bei netzgekoppelten Energiespeichern entwickeln. Nach dem durch das Gesetz zur Anpassung des EnWG an europarechtliche Vorgaben zum 29.12.2023 neu eingefügten § 17 Abs. 4 EnWG kann die BNetzA im Wege der Festlegung Vorgaben zu den technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für einen Netzanschluss oder die Methoden für die Bestimmung dieser Bedingungen machen. Dies umfasst nach § 17 Abs. 4 S. 3 EnWG insbesondere Vorgaben zu Anschlusskosten und BKZ.

RA Thorsten Kirch, Köln

OLG Düsseldorf Beschl. v. 20.12.2023 – 3 Kart 183/23  
= BeckRS 2023, 38969

### **VG Berlin: Der Stromerzeugerbegriff im Zusammenhang mit der Herstellung von Aluminiumoxid und der Anspruch auf Zuteilung kostenloser Emissionsberechtigungen**

**Eine Anlage zur Herstellung von Aluminiumoxid ist als Stromerzeuger iSd Art. 3 lit. u) Emissionshandels-Richtlinie 2003/87/EG (EHRL) anzusehen, auch wenn nur eine geringe Menge Strom ins öffentliche Netz eingespeist wurde, sodass ein Anspruch auf Zuteilung kostenloser Emissionsberechtigungen nur unter den Voraussetzungen von Art. 10a Abs. 4 EHRL besteht. Die Herstellung von Aluminiumoxid ist keine Tätigkeit iSd Anhang I der EHRL, weil es sich lediglich um einen Teilschritt zur Herstellung von Primäraluminium handelt.**

**Problemstellung:** Die Kl. betreibt eine Anlage zur Herstellung von Aluminiumoxid aus Bauxit-Erz, das als Ausgangsstoff für die Produktion von Primäraluminium dient. Die für die Herstellung des Aluminiumoxids erforderliche Energie erzeugt die Kl. u.a. in einer werkeigenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage. Zwischen 2014 und 2018 speiste die Kl. 71.100 MWh Strom in das öffentliche Netz ein, was nach ihren Angaben nur 5,5% des erzeugten Stroms entspricht. Die Kl. beantragte im Juni 2019 die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für ihre Anlage für die 4. Handelsperiode, und zwar für die Zuteilungselemente 91 (Wärme-Emissionswert) für in der KWK-Anlage erzeugte messbare Wärme und 93 (Brennstoff-Emissionswert) für weitere für die Produktion genutzte (nicht messbare) Prozesswärme.

Im Juli 2021 teilte die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) der Kl. auf Grundlage des Zuteilungselementes 91 Emissionsberechtigungen unter Anwendung des linearen Kürzungsfaktors zu, nicht jedoch auf Basis des Zuteilungselementes 93. Ihre Entscheidung begründete die DEHSt damit, dass die klägerische Anlage ein

Stromerzeuger gem. Art. 3 lit. u) der EHRL darstelle. Die Kl. legte erfolglos Widerspruch ein und erhob schließlich Klage zum VG Berlin mit der Begründung, die Anlage sei kein Stromerzeuger, sondern eine Anlage zur Herstellung von Primäraluminium. Die DEHSt habe demnach auf die Zuteilung zu Unrecht den nur für Stromerzeuger geltenden linearen Kürzungsfaktor angewandt und zu Unrecht angenommen, dass die Voraussetzungen für die Zuteilung für das Zuteilungselement 93 nicht vorgelegen hätten. Sie regte eine Vorlage an den EuGH an. Ihre bedingte Verpflichtungsklage, gerichtet auf die Zuteilung weiterer 457.227 Emissionsberechtigungen für den Zeitraum 2021-2025 wurde als unbegründet abgewiesen.

**Maßgebliche Gründe:** Das VG Berlin stellt zunächst klar, dass es eine bedingte Verpflichtungsklage gem. § 113 Abs. 5 S. 1 VwGO aufgrund der besonderen Konstellation für zulässig halte, da die DEHSt selbst über keine Emissionsberechtigungen mehr verfüge und somit auch bei Stattgabe der Klage eine Mehrzuteilung nicht erfolgen könne. Nach Art. 9 EHRL lege nämlich die Europäische Kommission die Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen fest, sodass sie einer Mehrzuteilung zustimmen müsste. Der Grundsatz des effektiven Rechtsschutzes gebiete es daher, eine bedingte Verpflichtungsklage zuzulassen.

Die Kl. habe in der Sache jedoch keinen Anspruch aus § 9 Abs. 1 TEHG auf die begehrte Mehrzuteilung, weil gem. Art. 10a Abs. 3 EHRL eine kostenlose Zuteilung für Stromerzeuger iSd Art. 3 lit. u) EHRL bis auf in den in Art. 10a Abs. 4 und 8 EHRL genannten Ausnahmen ausgeschlossen sei. Stromerzeuger sei jede Anlage, in der keine anderen Tätigkeiten gem. Anhang I der EHRL als die „Verbrennung von Brennstoffen“ durchgeführt wird und die am oder nach dem 1.1.2005 Strom zum Verkauf an Dritte erzeugt hat. Auf die an Dritte abgegebene Strommenge komme es nach der Rspr. des EuGH (Urt. v. 20.6.2019 – C-682/17) dabei nicht an, sodass die klägerische Anlage die Voraussetzungen trotz der nur geringfügigen Stromeinspeisung erfülle. Die Kl. führe auch keine anderen Tätigkeiten gem. Anhang I der EHRL als die Verbrennung von Brennstoffen durch. Die Anlage stelle kein Primäraluminium her, da die Herstellung von Aluminiumoxid lediglich ein Teilschritt und nicht mit der Herstellung von Primäraluminium selbst gleichzusetzen sei. Zu diesem Ergebnis gelangte das VG Berlin einerseits durch Auslegung der von der Kommission veröffentlichten „Guidance on Interpretation of Annex I of the EU ETS Directive“. Andererseits ergebe auch der Wortlaut „Herstellung von Primäraluminium“ in Anhang I der EHRL nichts anderes. Mit „Primäraluminium“ sei nur Reinaluminium gemeint, worunter das von der Kl. hergestellte Aluminiumoxid nicht falle. Die Herstellung des Zwischenproduktes könne nicht gemeint sein. Das VG Berlin sieht hierin einen acte claire, sodass es keiner Klärung durch den EuGH im Rahmen einer Vorabentscheidung bedürfe.

Auch die Ablehnung der Zuteilung für die dem Zuteilungselement 93 zugeordnete Prozesswärme sei recht-

mäßig, wobei es aus Sicht des VG Berlin keine Rolle spielt, dass die Erzeugung dieser Wärme in keinem Zusammenhang mit der Stromerzeugung steht.

Dieses Ergebnis sei mit Sinn und Zweck der EHRL vereinbar: Die kostenlose Vergabe von Emissionszertifikaten nach Art. 10a EHRL stelle die Ausnahme vom Grundsatz dar, dass die Emissionsberechtigungen versteigert werden sollen – die Ausnahmenorm sei also restriktiv auszulegen und nur einschlägig, wenn eine Tätigkeit eindeutig dem Anhang I der EHRL zuzuordnen sei.

**Kritik:** Der Begriff des Stromerzeugers war mit der Änderungsrichtlinie 2009/29/EG v. 23.4.2009 in die EHRL mit der Intention eingeführt worden, bei der kostenlosen Zuteilung differenzieren zu können zwischen der Energiewirtschaft, bei der davon ausgegangen wurde, dass sie emissionshandelsbedingte Mehrkosten über den Strompreis weitergeben kann, und der im internationalen Wettbewerb stehenden Industrie. Stromerzeuger sollten gem. Art. 10a Abs. 4 EHRL eine Zuteilung nur für Fernwärme und in hocheffizienter KWK erzeugte Wärme erhalten. Dass unter den reinen Wortlaut der Definition in Art. 3 lit. u) EHRL auch viele Industriekraftwerke fallen – nämlich solche von Industrieunternehmen, die ein im Anhang I der EHRL nicht ausdrücklich genanntes Produkt herstellen und zudem Überschussmengen des von ihnen erzeugten Stroms an Dritte abgegeben haben – wurde dann erst durch das Urteil des EuGH v. 20.6.2019 deutlich. Dieser gab dem Wortlaut der Stromerzeugerdefinition den Vorrang vor der dahinterstehenden Regelungsabsicht. Im Sinne einer reinen Wortlautbetrachtung nicht zu beanstanden ist es dann auch, dass das VG Berlin unter die Herstellung von Primäraluminium nicht auch die Herstellung von Aluminiumoxid subsumiert hat.

Trotz der vom EuGH gesetzten Vorgaben letztlich nicht überzeugend ist aber die knappe Begründung, mit der das VG Berlin die Ablehnung der Zuteilung für die nicht messbare Prozesswärme ablehnt. Hier lässt die in Art. 10a Abs. 4 EHRL verlangte Hocheffizienz bei in KWK erzeugter Wärme sehr wohl einen Bezug zur Stromerzeugung erkennen. Bei einer reinen Prozesswärmeerzeugung ohne gleichzeitige Stromerzeugung ist zum einen ein Hocheffizienznachweis und zum anderen eine Weiterbelastung von Kosten über den Strompreis von vornherein nicht möglich.

Mit der am 5.6.2023 in Kraft getretenen Reform der EHRL haben sich die vom VG Berlin entschiedenen Rechtsfragen übrigens für die Zukunft erledigt. Mit dieser wurde nicht nur im Anhang I der EHRL die Tätigkeit der Herstellung von Aluminiumoxid ergänzt, sondern auch alle Bezugnahmen auf den Stromerzeugerbegriff – namentlich Art. 3 lit. u), Art. 10a Abs. 3 und Art. 10a Abs. 4 – gestrichen.

RA Carsten Telschow/wiss. Mitarb. Antonia Schlesinger,  
Berlin

VG Berlin Urt. v. 21.9.2023 – VG 10 K 333.21 = BeckRS 2023, 27193

## Telekommunikation

### VG Köln: Vorläufige Maßnahme der BNetzA gem. § 202 Abs. 4 S. 1 TKG nach summarischer Prüfung rechtmäßig

**Verletzt der Anbieter öffentlich zugänglicher Telekommunikationsdienste seine Pflichten aus dem TKG und verursacht dadurch während eines Anbieterwechsels Ausfälle der Nutzungsmöglichkeit des Festnetzanschlusses und wird es dadurch unmöglich, Notrufe abzusetzen, kann dies eine unmittelbare und erhebliche Gefahr für die Gesundheit und das Leben der Endnutzer darstellen, sodass die BNetzA vorläufige Maßnahmen gem. § 202 Abs. 4 S. 1 TKG vornehmen kann.**

**Problemstellung:** Die Ast. ist Anbieterin von öffentlich zugänglichen Telekommunikationsdiensten und erhob Klage vor dem VG gegen die BNetzA wegen einer nicht näher benannten vorläufigen Maßnahme nach § 202 Abs. 4 S. 1 TKG. Das Verfahren wurde sodann in der Hauptsache übereinstimmend für erledigt erklärt. Das Gericht hatte nunmehr iRd Kostenentscheidung eine summarische Prüfung der Erfolgsaussichten der Klage durchzuführen.

**Maßgebliche Gründe:** Das Gericht nahm an, dass die BNetzA vorläufige Maßnahmen gem. § 202 Abs. 4 S. 1 TKG ergreifen dürfe, sofern durch die Verletzung von Pflichten aus dem TKG die öffentliche Sicherheit und Ordnung unmittelbar und erheblich gefährdet würden oder die Pflichtverletzungen bei anderen Anbietern oder Nutzern von Telekommunikationsnetzen und -diensten zu erheblichen wirtschaftlichen oder betrieblichen Problemen führten.

Die folgenden drei Pflichten aus dem TKG sah das Gericht als verletzt an:

Die Ast. verletze zunächst ihre Pflicht aus § 73 Abs. 3 S. 3 TKG. Hiernach sind dem Endnutzer alle notwendigen Zugangsdaten und Informationen für den Anschluss von Telekommunikationsendeinrichtungen und die Nutzung der Telekommunikationsdienste unaufgefordert und kostenfrei in Textform bei Vertragsschluss zur Verfügung zu stellen. Wenn der Anbieter nicht selbst einen Router zur Verfügung stelle, umfasse dies auch, den Endnutzern mitzuteilen, dass zur Nutzung des Anschlusses ein geeigneter Router und ein DSL-Modem bzw. ein Router mit DSL-Modem vorhanden sein müssten. Die Ast. habe hier keinen Router zur Verfügung gestellt und den Endnutzern lediglich die Zugangsdaten für einen Router mitgeteilt, ohne sie darauf hinzuweisen, dass sie einen eigenen Router benötigen.

Zudem verletze die Ast. ihre Pflicht aus § 59 Abs. 1 S. 2 TKG. Anbieter von Internetzugängen und öffentlich zugänglichen nummerngebundenen interpersonellen Telekommunikationsdiensten müssen danach sicherstellen,

dass ausreichend Informationen vor und während eines Anbieterwechsels zur Verfügung stehen. Dies habe die Ast. nicht gewährleistet, da ihr telefonischer Kundenservice für Endnutzer auch nach langer Wartezeit nicht erreichbar gewesen sei.

Zuletzt verletze die Ast. ihre Pflicht aus § 59 Abs. 1 S. 4 Var. 3 TKG. Hiernach haben Anbieter von Internetzugangsdiensten und öffentlich zugänglichen nummerngebundenen interpersonellen Telekommunikationsdiensten dafür zu sorgen, dass der Anbieterwechsel oder die Rufnummernmitnahme nicht ohne vertragliche Vereinbarung des Endnutzers mit dem aufnehmenden Anbieter durchgeführt werden. Der Anbieter müsse daher organisatorische Maßnahmen treffen, um sicherzustellen, dass die vertragliche Vereinbarung weiterhin bestehe, dh nicht widerrufen oder angefochten worden sei. Hier lägen bei der Ast. organisatorische Defizite vor. Insbesondere habe sie keinen Überblick mehr über die eingegangenen Widerrufe und Anfechtungen gehabt.

Diese Pflichtverletzungen führen laut Gericht zu einer unmittelbaren und erheblichen Gefahr für die öffentliche Sicherheit und Ordnung, genauer die Gesundheit und das Leben der vom Anbieterwechsel betroffenen Endnutzer. Auch wenn die Ast. zwar die technischen Voraussetzungen für den Telekommunikationsdienst geschaffen habe, hätten die Anschlüsse aufgrund der fehlenden Information bezüglich der Erforderlichkeit eines Routers nicht genutzt werden können. Aus den Beschwerdevorgängen ergebe sich, dass es sich bei den betroffenen Endnutzern meist um ältere und nicht technikaffine Menschen handle, welche häufig kein Mobiltelefon als Alternative besäßen und gem. Erwägungsgrund 296 der RL (EU) 2018/1972 als besonders vulnerable Endnutzergruppe anerkannt seien. Den Endnutzern wäre es teils nicht mehr möglich gewesen, einen Notruf abzusetzen. Hierbei handele es sich um eine Funktion größter Wichtigkeit, wie sich u.a. aus § 164 TKG ergebe. Das Gericht ging daher von der Notwendigkeit des Einschreitens der BNetzA auf Grundlage des § 202 Abs. 4 S. 1 TKG aus, um die Gefahr von Schäden an der Gesundheit oder dem Leben der betroffenen Endnutzer abzuwenden. Die Maßnahmen der BNetzA seien zudem ermessensfehlerfrei und verhältnismäßig.

**Kritik:** Die Entscheidung ist in sich schlüssig und trägt zu einem effektiven Verbraucherschutz beim Anbieterwechsel bei. Die Annahme, dass der Festnetzanschluss entscheidend für die Abgabe von Notrufen sei, ist in Zeiten des allgegenwärtigen Mobiltelefons bemerkenswert. Da das Gericht diese Annahme damit begründet, dass es sich bei den betroffenen Endnutzern in vielen Fällen um ältere Menschen ohne Mobiltelefon gehandelt habe, erscheint diese Einschätzung (noch) als lebensnah und damit nachvollziehbar.

RA Robert Grützner/wiss. Mitarb. Daria Celik, Köln  
VG Köln Beschl. v. 6.12.2023 – 1 L 2173/23 = BeckRS 2023, 34876

## Spartenübergreifendes

### EuGH: DS-GVO-Bußgelder bei Verschulden auch direkt gegen Unternehmen möglich

**Der EuGH entschied im Dezember 2023 in einem Vorabentscheidungsverfahren über die Auslegung der Bußgeldvorschrift in Art. 83 der DS-GVO. Im Kern ging es um zwei Themenkomplexe: Kann unmittelbar gegen eine juristische Person ein Bußgeld verhängt werden? Ist für die Verhängung eines Bußgeldes gegen eine juristische Person der Nachweis von Vorsatz oder Fahrlässigkeit erforderlich? Der EuGH hat beide Fragen bejaht und damit die Voraussetzungen für die Verhängung eines DS-GVO-Bußgelds konkretisiert. Das Urteil hat für alle Unternehmen, die personenbezogene Daten verarbeiten, Relevanz.**

**Problemstellung:** Gegenstand des Vorabentscheidungsverfahrens war die Auslegung von Art. 83 Abs. 4 bis 6 der VO (EU) 2016/679. Dem EuGH lagen zwei Vorlagefragen vor. Mit der ersten Frage wollte das vorlegende KG wissen, ob Art. 58 Abs. 2 und Art. 83 Abs. 1 bis 6 DS-GVO dahin auszulegen sind, dass sie einer nationalen Regelung entgegenstehen, wonach eine Geldbuße wegen eines in Art. 83 Abs. 4 bis 6 DS-GVO genannten Verstoßes gegen eine juristische Person in ihrer Eigenschaft als Verantwortliche nur dann verhängt werden kann, wenn dieser Verstoß zuvor einer identifizierten natürlichen Person zugerechnet wurde. Mit der zweiten Vorlagefrage, die für den Fall der Bejahung der ersten Vorlagefrage gestellt wurde, wollte das KG Berlin wissen, ob Art. 83 DS-GVO dahin auszulegen ist, dass nach dieser Bestimmung eine Geldbuße nur dann verhängt werden darf, wenn nachgewiesen ist, dass der Verantwortliche, der eine juristische Person und zugleich ein Unternehmen ist, einen in Art. 83 Abs. 4 bis 6 DS-GVO genannten Verstoß vorsätzlich oder fahrlässig begangen hat.

Den zwei Vorlagefragen liegt ein Rechtsstreit zwischen der Staatsanwaltschaft Berlin und dem Immobilienunternehmen Deutsche Wohnen SE (DW) zugrunde. Im Jahr 2017 wies die Berliner Beauftragte für Datenschutz und Informationsfreiheit die DW daraufhin, dass ihre Konzerngesellschaften Dokumente, die personenbezogene Daten von Mietern enthielten, in einem elektronischen Archivsystem speicherten, bei dem u.a. nicht nachvollziehbar sei, ob nicht mehr erforderliche Daten gelöscht würden. Die Aufsichtsbehörde forderte DW sodann auf, die entsprechenden Daten aus dem elektronischen Archivsystem zu löschen. DW erklärte, dass die Löschung der personenbezogenen Daten aus technischen und rechtlichen Gründen nicht möglich sei. Vor diesem Hintergrund verhängte die Aufsichtsbehörde im Jahr 2019 gegen DW ein Bußgeld iHv ca. 14,5 Mio. EUR wegen des vorsätzlichen Verstoßes gegen Art. 5 Abs. 1 lit. a, c und

e sowie Art. 25 Abs. 1 DS-GVO. Zudem verhängte sie weitere Geldbußen wegen Verstößen gegen Art. 6 Abs. 1 DS-GVO.

Die Aufsichtsbehörde begründete den Bußgeldbescheid damit, dass DW es vorsätzlich unterlassen habe, die notwendigen Maßnahmen zur regelmäßigen Löschung nicht mehr benötigter oder aus sonstigen Gründen zu Unrecht gespeicherter personenbezogener Daten von Mietern vorzusehen, obwohl die Löschung erforderlich gewesen sei. DW legte gegen den Bescheid Einspruch beim LG Berlin ein. Das LG Berlin stellte das Verfahren wegen erheblicher Mängel des Bußgeldbescheids ein. Es vertrat die Ansicht, dass § 30 OWiG die Verhängung einer Geldbuße gegen eine juristische Person abschließend regeln würde und auch auf Verstöße nach Art. 83 Abs. 4 bis 6 DS-GVO anwendbar sei. Nach § 30 OWiG könne nur dann ein Bußgeld unmittelbar gegen die juristische Person verhängt werden, wenn die Ordnungswidrigkeit von einem Organmitglied oder vertretungsberechtigten Organ begangen wurde. Der juristischen Person könnten lediglich Ordnungswidrigkeiten ihrer Leitungspersonen/Repräsentanten zugerechnet werden. Daher müsse konkret festgestellt worden sein, dass die Ordnungswidrigkeit gerade von einer Person iSd § 30 Abs. 1 OWiG begangen worden sei. Die Staatsanwaltschaft Berlin focht den Einstellungsbeschluss beim KG Berlin mit der sofortigen Beschwerde an.

**Maßgebliche Gründe:** Der EuGH führt zur Beantwortung der ersten Vorlagefrage aus, dass der Begriff des „Verantwortlichen“ iSd Art. 4 Nr. 7 DS-GVO, an den sich die Grundsätze zur Verarbeitung von personenbezogenen Daten, Verbote und Pflichten der DS-GVO richten, weit definiert sei. Hiermit bezwecke der Unionsgesetzgeber, ein hohes Schutzniveau für personenbezogene Daten zu gewährleisten. Daher schließe der Begriff neben natürlichen Personen ausdrücklich auch juristischen Personen ein. Entscheidend sei nur, dass die Person über die Zwecke und Mittel der Verarbeitung von personenbezogenen Daten entscheide. Daher haften auch eine juristische Person für einen in Art. 83 Abs. 4 bis 6 DS-GVO genannten Verstoß, sofern dieser von ihr selbst oder in ihrem Namen begangen worden sei. In diesem Kontext hielt der EuGH fest, dass die juristische Person nicht nur für Verstöße haften, die von ihren Vertretern, Leitern und Geschäftsführern begangen worden seien, sondern auch für Verstöße, die von jeder anderen Person begangen worden seien, die iRd unternehmerischen Tätigkeit und im Namen dieser juristischen Personen gehandelt habe. Damit sei die Verhängung einer Geldbuße wegen eines Verstoßes gem. Art. 83 Abs. 4 bis 6 DS-GVO unmittelbar gegen eine juristische Person möglich, sofern sie Verantwortlicher iSd DS-GVO ist. Nicht erforderlich sei die vorherige Feststellung, dass der Verstoß durch eine identifizierte natürliche Person begangen worden sei. Die Mitgliedstaaten seien auch nicht befugt, eine derartige materielle Voraussetzung vorzuschreiben. Dies nicht zuletzt deswegen, weil eine zusätzliche Zurechnungsanforderung eine einheitliche Anwendung der DS-GVO in der

gesamten EU gefährden und die Wirksamkeit sowie abschreckende Wirkung von Bußgeldern schwächen könne.

Zur Beantwortung der zweiten Vorlagefrage führt der EuGH aus, dass in Art. 83 DS-GVO nicht ausdrücklich geregelt sei, ob nur dann eine Geldbuße verhängt werden könne, wenn der Verstoß vorsätzlich oder zumindest fahrlässig begangen worden sei. Die Mitgliedstaaten hätten jedoch – entgegen der u.a. von der Bundesregierung vertretenen Ansicht – trotz fehlender ausdrücklicher Klarstellung bezüglich des Verschuldens in Art. 83 DS-GVO keinen Ermessensspielraum dahingehend, dass sie eine verschuldensunabhängige Haftung statuieren könnten. Für die materiellen Voraussetzungen, die bei Verhängung einer Geldbuße nach der DS-GVO zu beachten seien, sei ausschließlich das Unionsrecht zu beachten. Aus dem Wortlaut in Art. 83 Abs. 2 DS-GVO, in denen Vorsatz und Fahrlässigkeit erwähnt würden, ergebe sich (mittelbar) die Voraussetzung eines schuldhaften Handelns. Diese Auslegung werde durch die allgemeine Systematik und den Zweck der DS-GVO gestützt. Das Ziel, eine unionsweit einheitliche Anwendung der DS-GVO sicherzustellen, werde durch die materielle Haftungsvoraussetzung „Verschulden“ erreicht. Der Unionsgesetzgeber habe es nicht für erforderlich gehalten, das angestrebte hohe Schutzniveau für personenbezogenen Daten durch eine verschuldensunabhängige Haftung zu gewährleisten. Daher könne nur gegen diejenigen Verantwortlichen ein Bußgeld nach der DS-GVO verhängt werden, der Verstöße schuldhaft, dh vorsätzlich oder fahrlässig, begangen habe. Der EuGH stellt ergänzend – unter Rekurs auf seine bisherige Rspr. – klar, dass ein Verantwortlicher bereits dann sanktioniert werden könne, wenn er sich über die Rechtswidrigkeit seines Verhaltens nicht im Unklaren habe sein können – ob ihm dabei bewusst gewesen sei, dass er gegen DS-GVO-Vorschriften verstoße, sei insoweit unerheblich. Die Haftung der juristischen Person nach Art. 83 DS-GVO setze weder eine Handlung noch die Kenntnis des Leitungsorgans voraus.

**Kritik:** Mit dem Urteil hat der EuGH nun klargestellt, dass die DS-GVO den Mitgliedstaaten allein bei den verfahrensrechtlichen Anforderungen an die Verhängung von Geldbußen Spielraum lässt, die materiellen Voraussetzungen für eine Haftung nach der DS-GVO aber zur Gewährleistung eines EU-weit gleichwertigen Schutzniveaus allein vom Unionsgesetzgeber normiert werden können.

Von besonderer Relevanz ist die Feststellung des EuGH, dass bei Verhängung von Geldbußen nach der DS-GVO gegen juristische Person ein weites Unternehmensverschulden angenommen werden kann. Unternehmen haften damit für die rechtswidrige Verarbeitung von personenbezogenen Daten durch alle Mitarbeitenden, die im Namen des Unternehmens und im Rahmen ihrer geschäftlichen Tätigkeit handeln. Hierzu muss die zuständige Aufsichtsbehörde nicht länger nachweisen können, welche konkrete Person den Verstoß begangen hat.

Zu begrüßen ist die Entscheidung insoweit, als dass nun Rechtssicherheit darüber besteht, dass die Verhängung eines Bußgeldes nach der DS-GVO immer ein Verschulden voraussetzt. Allerdings ist kritisch zu sehen, dass die – ursprünglich aus der Kartellrechtsprechung des EuGH stammenden – Anforderungen an das Verschulden so ausgestaltet sind, dass sie sehr oft vorliegen werden. Entscheidend ist nach dem EuGH, ob handelnde Mitarbeitende sich der Rechtswidrigkeit ihres Handelns nicht im Unklaren gewesen sein konnten. Eingehendere und eingrenzende Ausführungen des EuGH wären hier hilfreich gewesen. Dies

gilt gerade mit Blick darauf, dass Bußgelder oftmals besonders hoch ausfallen, da die Höhe sich nach der (weltweiten) Leistungsfähigkeit der juristischen Person richtet.

Es bleibt abzuwarten, wie die Berliner Richterinnen und Richter den Rechtsspruch aus Luxemburg umsetzen werden.

RAin Julia Voigt, Berlin; wiss. Mitarb. Peer Ole Koch, Hamburg

EuGH Urt. v. 5.12.2023 – C-807/21 = NFW 2024, 343

#### Wie kann ich alle nachfolgenden Dokumente der IR abrufen?

- Unter [www.ir.beck.de](http://www.ir.beck.de) gelangt man auf die Homepage der IR.
- Neu ab 1.1.2018 IRDirekt – nach Freischaltung und Login haben Sie Zugriff auf:
  - alle IR-Ausgaben seit 2004
  - die in der IR enthaltenen Entscheidungen im Volltext der BeckRS-Fassungen sowie darüber hinaus weitere Volltexte unter dem Menüpunkt „Weitere Dokumente“
  - häufig in der IR zitierte Normen
- Sie haben Fragen zur Freischaltung?  
Tel.: 089/38189-747, Fax: 089/38189-297, E-Mail: [beck-online@beck.de](mailto:beck-online@beck.de)

ISSN 1612-7803

#### Impressum

##### InfrastrukturRecht

##### Schriftleitung:

RA Prof. Dr. Christian Theobald, Mag. rer. publ. (V.i.S.d.P.),  
RA Dr. Sascha Michaels (Stv. Schriftleiter).

##### Mitglieder der Redaktion:

RA Dr. Christian Jung, LL.M. (Verkehr), RA Axel Kafka (Abfall, Telekommunikation), RA Dr. Sascha Michaels (Spartenübergreifendes, Vergabe), RAin Jana Siebeck (Wasser/Abwasser), RA Prof. Dr. Christian Theobald, Mag. Rer. Publ. (Energie), RA Stefan Wollschläger (Wärme).

##### Redaktionsassistent:

Jacqueline Dräger, Claudia König.  
E-Mail: [info@ir.beck.de](mailto:info@ir.beck.de)

##### Manuskripte und andere Einsendungen:

Alle Einsendungen sind an die o.g. Adresse zu richten. Es besteht keine Haftung für Manuskripte, die unverlangt eingereicht werden. Die Annahme zur Veröffentlichung muss in Textform erfolgen. Mit der Annahme zur Veröffentlichung überträgt die Autorin/der Autor dem Verlag C.H.BECK an ihrem/seinem Beitrag für die Dauer des gesetzlichen Urheberrechts das exklusive, räumlich und zeitlich unbeschränkte Recht zur Vervielfältigung und Verbreitung in körperlicher Form, das Recht zur öffentlichen Wiedergabe und Zugänglichmachung, das Recht zur Aufnahme in Datenbanken, das Recht zur Speicherung auf elektronischen Datenträgern und das Recht zu deren Verbreitung und Vervielfältigung sowie das Recht zur sonstigen Verwertung in elektronischer Form. Hierzu zählen auch heute noch nicht bekannte Nutzungsformen. Das in § 38 Abs. 4 UrhG niedergelegte zwingende Zweitverwertungsrecht der Autorin/des Autors nach Ablauf von 12 Monaten nach der Veröffentlichung bleibt hiervon unberührt.

##### Redaktionsrichtlinie C.H.BECK:

Redaktionsrichtlinien und Werkabkürzungen sind im Zitierportal des Verlags C.H.BECK abrufbar: [www.zitierportal.de](http://www.zitierportal.de)

**Urheber- und Verlagsrechte:** Alle in dieser Zeitschrift veröffentlichten Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Das gilt auch für die veröffentlichten Gerichtsentscheidungen und ihre Leitsätze, soweit sie vom Einsendenden oder von der Schriftleitung erarbeitet oder redigiert worden sind. Der Rechtsschutz gilt auch im Hinblick auf Datenbanken und ähnlichen Einrichtungen. Kein Teil dieser Zeitschrift darf außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ohne schriftliche Genehmigung des Verlags in irgendeiner Form vervielfältigt, verbreitet oder öffentlich wiedergegeben oder zugänglich gemacht, in Datenbanken aufgenommen, auf elektronischen Datenträgern gespeichert oder in sonstiger Weise elektronisch vervielfältigt, verbreitet oder verwertet werden. Der Verlag behält sich auch das Recht vor, Vervielfältigungen dieses Werkes zum Zwecke des Text and Data Mining vorzunehmen.

**Media-Beratung:** Telefon (089) 3 81 89-687, Telefax (089) 3 81 89-589.

##### Verlag:

Verlag C.H.BECK oHG, Wilhelmstr. 9, 80801 München, Postanschrift: Postfach 40 03 40, 80703 München, Telefon: (089) 3 81 89-0, Telefax: (089) 3 81 89-398, Postbank München IBAN: DE82 7001 0080 0006 2298 02, BIC: PBNKDEFFXXX.  
Amtsgericht München, HRA 48 045.  
Gesellschafter sind Dr. Hans Dieter Beck und Dr. h.c. Wolfgang Beck, beide Verleger in München.

**Erscheinungsweise:** Monatlich.

**Bezugspreise 2024:** Inkl. IRDirekt für einen Nutzer. Preis jährlich € 245, – (inkl. MwSt.)

zuzüglich Vertriebsgebühren jährlich € 18,50. Einzelheft € 27, – **Versandkosten** jeweils zuzüglich. Die Rechnungsstellung erfolgt zu Beginn eines Bezugszeitraumes. Nicht eingegangene Exemplare können nur innerhalb von 6 Wochen nach dem Erscheinungstermin reklamiert werden. Jahrestitelei und -register sind nur mit dem jeweiligen Heft lieferbar (soweit angeboten). Hinweise zu Preiserhöhungen finden Sie in den beck-shop AGB unter Ziff. 10.4.

**Bestellungen** über jede Buchhandlung und beim Verlag.

##### KundenServiceCenter:

Telefon: (089) 3 81 89-750,  
Telefax: (089) 3 81 89-358.  
E-Mail: [kundenservice@beck.de](mailto:kundenservice@beck.de)

##### Abbestellung:

Abbestellfristen finden Sie unter:  
[www.beck-shop.de/ir-infrastrukturrecht/product/9391](http://www.beck-shop.de/ir-infrastrukturrecht/product/9391)

**Adressenänderungen:** Teilen Sie uns rechtzeitig Ihre Adressenänderungen mit. Dabei geben Sie bitte neben dem Titel der Zeitschrift die neue und die alte Adresse an.

**Hinweis gemäß Art. 21 Abs. 1 DSGVO:** Bei Anschriftenänderung kann die Deutsche Post AG dem Verlag die neue Anschrift auch dann mitteilen, wenn kein Nachsendeauftrag gestellt ist. Hiergegen kann jederzeit mit Wirkung für die Zukunft Widerspruch bei der Post AG eingelegt werden.

**Druck:** Druckerei C.H.Beck, Bergerstraße 3–5, 86720 Nördlingen.



[chbeck.de/nachhaltig](http://chbeck.de/nachhaltig)