



TREUBERATER

II/2024

Vorwort zum Treuberater	21
Wirtschaftsprüfung	21
Kleine kommunale GmbHs in NRW – Auswirkungen des 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetzes Nordrhein-Westfalen (3. NKFVG NRW)	21
Energie und Wasser	24
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2024	24
Netzentgelte Strom 2025 rechtskonform ermitteln und neue Parameter berücksichtigen	25
BNetzA veröffentlicht Festlegungsentwurf zur Verteilung von Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen zur Stromerzeugung	27
Transformation des Stromnetzes: Entwicklung von Effizienzscenarien zur Beurteilung von Investitions- maßnahmen	28
Neues zur Entflechtung des Ladesäulenbetriebs – Rückforderung von Fördermitteln möglich?	29
Rechtsprechung 2023 Ausgewählte Gerichtsurteile zu wesentlichen regulatorischen Fragestellungen	29
Öffentliches Wirtschaftsrecht	35
Vergabekammer des Bundes Gesamtvergabe von Leistungen	35
BGH Entscheidung i. S. einer Preisänderung im Fernwärmebereich	35
Kommunalwesen	36
Schulung für Aufsichtsräte kommunaler Unternehmen in Baden-Württemberg	36
Impressum	38

Vorwort zum Treuberater

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

bevor es für viele von uns in den wohlverdienten Sommerurlaub geht, möchten wir mit der zweiten Ausgabe des „Treuberaters“ weitere Impulse anbieten. Nachdem bereits ein halbes Jahr vorüber ist, bietet sich zunächst ein kleines Zwischenfazit an. Bereits im Januar hat die Bundesnetzagentur mit ihrem Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens viele Fragen in der Regulierung aufgeworfen. Stand im ersten Halbjahr für viele die Erstellung des Jahresabschlusses im Fokus, mussten vielfach auch noch die Nachwirkungen der Preisbremsen/Soforthilfe gemeistert werden. Nach den Sommerferien werden sich dann die Themenschwerpunkte verschieben und andere Herausforderungen in den Mittelpunkt rücken.

Auch in dieser Ausgabe des „Treuberaters“ haben wir für unsere Leserschaft wieder verschiedene Beiträge aus den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Energie und Wasser, öffentliches Wirtschaftsrecht und Kommunalwesen zusammengestellt. Unser Fokus liegt dabei wie immer auf Kommunen, Versorgungsunternehmen und Infrastrukturunternehmen. In unserem Artikel „Neues zur Entflechtung des Ladesäulenbetriebs“ berichten wir über die Gefahr der Rückzahlung von Fördermitteln, sofern die Anforderungen nach § 7c EnWG nicht erfüllt werden. Für kommunale Vertreter dürfte der Artikel „Kleine kommunale GmbHs in NRW“ interessant sein, in dem wir die Vorteile des 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetzes Nordrhein-Westfalen im Zusammenhang mit der Nachhaltigkeitsberichterstattung nach CSRD herausarbeiten. Mit einem Gastbeitrag der Polynomics AG zum Thema „Transformation des Stromnetzes: Entwicklung von Effizienzzenarien zur Beurteilung von Investitionsmaßnahmen“

möchten wir angesichts der Energiewende für die regulatorische Effizienz sensibilisieren. Auch setzen wir unsere Themenreihe der wesentlichen regulatorischen Gerichtsurteile der vergangenen Jahre fort. Eine Übersicht mit Handlungsempfehlungen finden Sie stets in der Juni-Ausgabe des „Treuberaters“. Stöbern Sie doch einfach mal durch das Inhaltsverzeichnis; es wird hoffentlich etwas Passendes dabei sein.

Wir wünschen allen „Urlaubern“ eine schöne, erholsame Zeit und viel Schaffenskraft für die anstehenden Aufgaben in der zweiten Jahreshälfte. Wir stehen Ihnen wie immer als verlässlicher Partner gerne zur Seite.

Ihre EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES
EversheimStuible Treuberater GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN Gesellschaft für
Wirtschaftsberatung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

IBK. Ingenieur- und Unternehmensberatung
für Versorgungswirtschaft GmbH

ES
EversheimStuible Rechtsanwalts-gesellschaft mbH



Wirtschaftsprüfung

Kleine kommunale GmbHs in NRW – Auswirkungen des 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetzes Nordrhein-Westfalen (3. NKFVG NRW)

Welche sinnvollen Handlungsmöglichkeiten bestehen für eine kleine kommunale GmbH in NRW für das Geschäftsjahr 2025, bezogen auf die Prüfung des Jahresabschlusses sowie die Erstellung, Prüfung und Veröffentlichung des Lageberichts unter Einbezug der Nachhaltigkeitsberichterstattung nach CSRD?

Der erstmalig im Jahr 2026 bestehenden Pflicht zur Nachhaltigkeitsberichterstattung nach der CSRD-Richt-

linie über das Geschäftsjahr 2025 unterliegen nur große Unternehmen und solche, die in NRW aufgrund satzungsrechtlicher Regelungen mittelbar durch die entsprechende Anwendung der für große Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Dritten Buchs des HGB verpflichtet sind.

Der Landesgesetzgeber NRW hat zur Bürokratieentlastung in § 108 Abs. 1 Nr. 8 GO NRW mit dem 3. NKFVG NRW die Kopplung des Jahresabschlusses an die Vorschriften für große Kapitalgesellschaften aufgegeben. Damit erfolgt eine Gleichstellung der Unter-

nehmen im öffentlichen Eigentum und der nichtöffentlichen Unternehmen im Hinblick auf die Aufstellung, Prüfung und Offenlegung von Jahresabschlüssen.

Status quo

Eine nach den Schwellenwerten des § 267 HGB kleine kommunale GmbH würde gemäß dem bisherigen Gesellschaftsvertrag mit der Festlegung der entsprechenden Anwendung der für große Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Dritten Buchs des HGB im Jahr 2026 berichtspflichtig und müsste damit gemäß CSRD unter Berücksichtigung der Vorgaben der EU-Taxonomieverordnung und inhaltlich nach ESRS einen Nachhaltigkeitsbericht als Teil des Lageberichts erstellen, prüfen lassen und für das Geschäftsjahr 2025 veröffentlichen.

Lösung

Für eine kleine kommunale GmbH besteht die Möglichkeit, von den in § 108 Abs. 1 GO NRW geschaffenen Erleichterungen Gebrauch zu machen und den Gesellschaftsvertrag in Anlehnung an die geänderten Vorschriften entsprechend anzupassen.

Folgende Vorteile bestehen:

- das Freiwerden neuer Kapazitäten in zeitlicher Hinsicht sowie
- die Einsparung von Kosten infolge eines Wegfalls der Erstellung sowie Prüfung des Lageberichts und des damit verbundenen Nachhaltigkeitsberichts.

Gestaltung

Aufgrund eines dynamischen Verweises auf das Dritte Buch des HGB im Gesellschaftsvertrag ist eine größtmögliche Flexibilität auch für die Zukunft gewährleistet.

Die Prüfung des Jahresabschlusses sollte weiterhin privatautonom festgelegt werden. Ebenso könnte der Gesellschaftsvertrag derart gestaltet werden, dass jederzeit die Prüfung des Jahresabschlusses durch die Gesellschafterversammlung beschlossen wird.

Sonstige Prüfungen (z. B. die Prüfung gesonderter Vorgänge wie Umwandlung oder Liquidation) und Testatpflichten (wie z. B. nach KWKG oder EnFG) bleiben daneben bestehen und können zum Teil umfangreicher und kostenintensiver werden, soweit keine Jahresabschlussprüfung (JAP) durchgeführt wird. Möglicherweise erwarten die Kreditinstitute auch weiterhin einen geprüften Jahresabschluss.

Pro-Argumente JAP

Argumente für die Beibehaltung der Prüfung des Jahresabschlusses gemäß den Vorschriften des HGB sind:

1. Buchungs- und Bilanzierungssicherheit → Fehler bei der Erstellung des Jahresabschlusses werden vermieden bzw. aufgedeckt und korrigiert.

2. Qualitätssicherung → Durch die Prüfung werden der Informationswert und die Qualität des Jahresabschlusses gewährleistet.
3. Vertrauensbildung → Die Prüfung stellt sicher, dass sich die Adressaten (z. B. Gesellschafter, Kreditinstitute) des Jahresabschlusses auf die Richtigkeit der Angaben verlassen können.
4. Risikominimierung → Durch die Einhaltung der gesetzlichen Fristen können Gesellschaften potenzielle Risiken rechtzeitig minimieren.
5. Vermeidung von Steuernachzahlungen → Durch die Prüfung erfolgt die Risikominimierung der Steuerhinterziehung.
6. Transparenz → Die Prüfung des Jahresabschlusses ist ein wichtiger Schritt für Gesellschaften, um die Genauigkeit und Transparenz ihrer Finanzberichterstattung zu gewährleisten.
7. § 53 Haushaltsgrundsätzegesetz (HGrG) → Der § 53 HGrG wurde bisher nicht geändert und sieht vor, dass eine Gebietskörperschaft, der die Mehrheit der Anteile eines Unternehmens in einer Rechtsform des privaten Rechts oder mindestens der vierte Teil der Anteile gehört und der zusammen mit anderen Gebietskörperschaften die Mehrheit der Anteile zusteht, verlangen kann, dass das Unternehmen im Rahmen der Abschlussprüfung auch die Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsführung prüfen lässt. Sinn und Zweck dieser Regelung ist es, die Transparenz und Kontrolle über die Geschäftsführung von Unternehmen zu erhöhen, an denen öffentliche Gebietskörperschaften beteiligt sind, und damit einen effizienten und verantwortungsvollen Umgang mit öffentlichen Mitteln zu gewährleisten.

Energiewirtschaft

Eine Besonderheit mit einer unveränderten Prüfungspflicht ergibt sich für die Abschlussprüfung in der Energiewirtschaft aus der Regelung in § 6b Abs. 6 S. 1 EnWG i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG und insbesondere aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur vom 25. November 2019 wegen der Vorgaben zusätzlicher Bestimmungen für die Erstellung und Prüfung von Jahresabschlüssen und Tätigkeitsabschlüssen gegenüber vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen und rechtlich selbstständigen Netzbetreibern; ebenso gleichlautend für NRW auch die Regulierungskammer im Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen vom 9. September 2021. Danach sind auch bei kleinen GmbHs unabhängig von größenabhängigen Erleichterungen der Jahresabschluss sowie die Tätigkeitsabschlüsse durch einen Abschlussprüfer zu prüfen. Die Regulierungsbehörden legen insoweit fest, dass unabhängig von den größenabhängigen Erleichterungen die Befreiung von der Prüfung des Jahresabschlusses durch die Festlegung aufgehoben wird. Soweit die von der Regelung in

§ 6b EnWG betroffenen Unternehmen einen Lagebericht aufstellen, ist auch dieser prüfen zu lassen.

Kommunalaufsicht

Bei den Anpassungen des Gesellschaftsvertrags handelt es sich um wesentliche Änderungen, die gegenüber der Kommunalaufsicht anzeigepflichtig sind. Die Änderungen im Gesellschaftsvertrag der GmbH werden zudem erst mit Eintragung in das Handelsregister für die Zukunft wirksam. Die entsprechenden Beschlüsse sind so frühzeitig zu fassen und anzumelden, dass die Eintragung in das Handelsregister noch rechtzeitig und bestmöglich im Jahr 2024 erfolgen kann.

Ausblick Nachhaltigkeit und kleine GmbHs

Die Weiterentwicklung in der Thematik der Nachhaltigkeit ist zu beobachten. So wird der Aspekt Nachhaltigkeit in Kürze eine entscheidende Rolle bei der Ratingvergabe spielen. Die Kreditinstitute sind verpflichtet, bei der Kreditvergabe das Kriterium der Nachhaltigkeit zu berücksichtigen. Möglicherweise sind auch die Interessen weiterer Stakeholder (z. B. der Gesellschafter) zu beachten. Aktuell sind bereits die Voraussetzungen für die Bewilligung von Fördermitteln an Nachhaltigkeitskriterien gebunden.

Generell wird Nachhaltigkeit als strategischer Wettbewerbsvorteil gesehen, da Unternehmen nicht mehr nur nach wirtschaftlichen, sondern auch nach sozialen und ökologischen Kriterien bewertet werden. Nachhaltigkeitsberichte können auch auf freiwilliger Basis oder unter Verweis auf einen Kodex entstehen.

Auf der EU-Ebene werden aufgrund der Relevanz der Nachhaltigkeitskriterien auch für nicht große Unternehmen einschlägige Nachhaltigkeitsvorschriften entworfen. In Ergänzung zum verpflichtenden Anwendungsbereich der CSRD erarbeitet die EFRAG einen Standard für die freiwillige Anwendung durch kleine und mittelgroße Unternehmen (KMU) außerhalb der CSRD (Voluntary standard for small and medium-sized entities: VSME). Konkret handelt es sich dabei um den Entwurf eines freiwilligen ESRS für nicht kapitalmarktorientierte KMU (ED ESRS VSME). Dieser Standard ist fakultativ und soll künftig dazu dienen, KMU bei der Bereitstellung von Nachhaltigkeitsinformationen auf Anfrage von Geschäftspartnern sowie ihre Beteiligung am Übergang zu einer nachhaltigen Wirtschaft zu unterstützen.

Fazit

Für die konkrete Ausgestaltung des Gesellschaftsvertrags einer kleinen kommunalen GmbH bedarf es im Vorfeld einiger Abwägungen.

Grundsätzlich empfehlen wir Ihnen, möglichst zeitnah die Satzungsanpassung mit weiterhin bestehender Jahresabschlussprüfung inklusive des § 53 HGrG, aber ohne Ver-

pflichtung zur Erstellung und Prüfung eines Lageberichts und damit ohne Nachhaltigkeitsberichterstattung nach CSRD, umzusetzen.

Gern beraten und begleiten wir Sie in dieser Angelegenheit.

Ihre Ansprechpartner

RAin Rita Bertolami

Tel.: +49 521 966 56-87

rita.bertolami@roehricht-schillen.de

WP StB Stephan Cebulla

Tel.: +49 521 966 56-66

stephan.cebulla@roehricht-schillen.de

Energie und Wasser

Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2024¹

Datum	Termin / Aufgabe	Grundlage
31.08.2024	Prognosemeldung der Verteilungsnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich u. a. KWK-Strommengen und Netzentnahmen	§ 50 Abs. 3 EnFG
31.08.2024	Prüfbericht nach Jahresabschluss gemäß Festlegung	§ 6b EnWG
29.09.2024	Anzeige aller Vereinbarungen über individuelle Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV (bei erstmaliger Vereinbarung; Anzeigebevollmächtigter: Letztverbraucher)	§ 19 Abs. 2 S. 1 bis 4 StromNEV
30.09.2024	Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg: <ul style="list-style-type: none"> – Kapitalkostenaufschlag 2025 – Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10a ARegV (Kapitalkostenaufschlag) Während die Anträge fristgerecht zum 30.06.2024 zu stellen sind, gewährt die LRegB Baden-Württemberg eine nachträgliche Nennung der Antragswerte und Einreichung der ausgefüllten Erhebungsbögen.	§§ 10a, 4 Abs. 1 Satz 1 Nrn. 1, 34, Abs. 6 ARegV § 5 ARegV
15.10.2024	Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte der Strom- und Gasverteilnetze (Preisblätter) für das Folgejahr ²	§ 20 Abs. 1 EnWG
15.10.2024	Übermittlung der Prognosedaten für entgangene Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV des Folgejahres beim Übertragungsnetzbetreiber	§ 19 Abs. 2 StromNEV
31.10.2024	Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster im Internet (je nach Netz- und Umspannebene)	§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Frühzeitige Netzentgeltkalkulation

Die zu veröffentlichenden Netzentgelte beruhen auf den Erlösobergrenzen, die von den Regulierungsbehörden für die Netzbetreiber festgelegt werden. Dabei ist die nach § 4 ARegV jährlich anzupassende Erlösobergrenze in Netzentgelte umzuwandeln.

Für die Entgeltbildung muss der Netzbetreiber seine Gesamterlöse verursachungsgerecht auf alle von ihm betriebenen Netzebenen bzw. Netzfunktionen umlegen (sog. Kostenträgerrechnung).

Gerne unterstützen wir Sie frühzeitig bei der jährlichen Ermittlung der Erlösobergrenze und entwickeln anhand Ihrer individuellen Absatzstruktur die zu veröffentlichenden Preisblätter (Netzentgelte). Unsere Hilfestellungen reichen von der reinen Plausibilisierung der Preisblätter bis hin zur vollständigen Netzentgeltkalkulation mittels

unserer Berechnungstools. Selbstverständlich erfolgt zeitgleich die erforderliche Dokumentation gegenüber den Regulierungsbehörden nach § 28 der jeweiligen Netzentgeltverordnung.

Wir freuen uns auf Ihre Kontaktaufnahme.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

¹ Die aufgeführten Fristen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit, stellen aber die wesentlichen regulatorischen Fristen dar.

² Im Rahmen der aktualisierten Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von Gasversorgungsnetzen (KoV XIV)

wird an einer Veröffentlichung der Netzentgelte zum 10.10.2024 festgehalten. Hat ein Netzbetreiber weitere nachgelagerte Netzbetreiber, soll die Veröffentlichung bereits zum 06.10.2024 erfolgen.

Netzentgelte Strom 2025 rechtskonform ermitteln und neue Parameter berücksichtigen

Die Preise (Netzentgelte) von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern gelten grundsätzlich für ein Kalenderjahr. Preisanpassungen innerhalb eines Kalenderjahres sind prinzipiell ausgeschlossen. Insofern kommt der Ermittlung der Netzentgelte für das Jahr 2025 zum 15.10.2024 eine erhebliche Bedeutung zu. Nur in Ausnahmefällen können die Netzentgelte für das Jahr 2025 noch bis zum 31.12.2024 neu kalkuliert werden. Zu den Aspekten für die Netzentgeltermittlung wie

- wesentliche Ziele,
- Bestandteile und Rahmenbedingungen oder
- kritische Erfolgsfaktoren einer erfolgreichen Netzentgeltermittlung

kann auf unsere Ausführungen in der „Treuberater“-**Ausgabe II/2023** verwiesen werden. In diesem Artikel werden insbesondere die Neuerungen für die Netzentgelt-ermittlung Strom 2025 thematisiert. Die wesentlichen Veränderungen sind Folgende:

- Die Prognose der Erlösobergrenze ist um die Berücksichtigung der Kosten für die Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen (iMSys) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu ergänzen.
- Bei der Transformation der Erlösobergrenze in Netzentgelte sind die zusätzlichen Vorgaben nach § 14a EnWG (netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen) zu berücksichtigen. Danach ist für die Netzentgelte 2025 erstmalig die Aufnahme eines zeitvariablen Netzentgelts aufzunehmen.
- Sachgerechte Verteilung der Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Berücksichtigung der Kosten für die Ausstattung von Zählpunkten mit iMSys als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (nachfolgend: GNDEW) zum 27.05.2023 wurde das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) novelliert. Der Gesetzgeber hat zudem mit dem GNDEW die Verteilung der Messentgelte neu geregelt (§ 3 Absatz 1 Satz 3 bis 6 i. V. m. § 7 MsbG i. V. m. § 30 MsbG). Der jeweilige Anschlussnetzbetreiber wird ab dem 01.01.2024 an den jährlichen Entgelten für die Ausstattung eines Zählpunktes mit einem iMSys maximal in Höhe eines gesetzlich festgelegten Anteils an der gesamten Preisobergrenze beteiligt.

Bislang ist die regulatorische Behandlung der Kosten für die Beteiligung der Anschlussnetzbetreiber an den Entgelten für die Ausstattung von Zählpunkten mit iMSys nicht explizit geregelt. Deshalb hat die Beschlusskammer 8 (BK8) der Bundesnetzagentur (BNetzA) im

Oktober 2023 ein Festlegungsverfahren zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten eingeleitet und am 14.12.2023 ein Eckpunktepapier konsultiert.

Nach Auswertung der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier hat die BK8 der BNetzA am 02.05.2024 den Festlegungsentwurf zur regulatorischen Behandlung der beim Anschlussnetzbetreiber nach MsbG entstehenden Kosten veröffentlicht.

Die BNetzA will festlegen, dass die Kosten, die dem Anschlussnetzbetreiber gemäß MsbG aus den anteiligen Preisobergrenzen entstehen, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile berücksichtigt werden. Über einen Ansatz von Planwerten (t-0) soll ein Zeitverzug vermieden werden. Der Plankostensatz ergibt sich als Produkt von Planmenge und Beteiligung des Anschlussnetzbetreibers am Entgelt für die Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen.

Die anzusetzende Planmenge soll aus dem Istbestand des Vorjahres (t-2) und dem Dreifachen des Zuwachses im ersten Halbjahr des Vorjahres (t-1) ermittelt werden.

Abweichungen zwischen den Plan- und den Istkosten sollen über das Regulierungskonto ausgeglichen werden.

Nachrichtlich: Die Regelungen zur Berücksichtigung der Kosten über das Regulierungskonto sollen auch rückwirkend ab dem 1.1.2024 gelten.

Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und steuerbarer Netzanschlüsse nach § 14a EnWG – weiteres, zeitvariables Modul

Um den Anschluss neuer Netzanschlüsse zu gewährleisten und den Netzbetreibern kurzfristig ein Instrument zur Regelung der Netzkapazitäten zur Verfügung zu stellen, hat die BNetzA die Rahmenbedingungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und steuerbarer Netzanschlüsse überarbeitet. Für die ausführlichen Erläuterungen und den Hintergrund der Festlegung nach § 14a EnWG kann auf unsere Ausführungen in der „Treuberater“-**Ausgabe III/2023** verwiesen werden.

Für die Ermittlung der Netzentgelte Strom 2025 ist erstmalig auf der Festlegung nach § 14a EnWG aufbauend ein zeitvariables Netznutzungsentgelt anzubieten. Während die beiden Module 1 und 2 aus der Festlegung (sog. Grundmodell und Alternativmodell) bereits bei der Ermittlung der Netzentgelte 2024 berücksichtigt werden mussten, ist ab dem Jahr 2025 auch das Modul 3 (sog. Anreizmodul) in der Netzentgeltkalkulation zu berücksichtigen.

Das Modul 3 ist als optionale Ergänzung zu der pauschalen Netzentgeltreduzierung nach Modul 1 anzubieten. Das zeitvariable Netzentgelt aus Modul 3 besteht aus drei Preisstufen. Die Ausgangsbasis bildet das allgemeine Entgelt in der Niederspannung für die Entnahme ohne registrierende Lastgangmessung (Standardtarif (ST)). Der

Netzbetreiber muss sowohl eine Preisstufe oberhalb dieser ST-Preisstufe in Form einer HT-Preisstufe (Hochlasttarif) und eine Preisstufe unterhalb der ST-Preisstufe in Form einer NT-Preisstufe (Niederlasttarif) bilden. Dabei darf die HT-Preisstufe die ST-Preisstufe höchstens um 100 % übersteigen. Die NT-Preisstufe muss im Korridor zwischen 10 % und 80 % der ST-Preisstufe liegen.

Die konkrete Ausgestaltung des zeitvariablen Netzentgelts obliegt grundsätzlich dem Netzbetreiber; es ist dabei jedoch folgende Nebenbedingung zu beachten: Ein hypothetischer Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem Verbrauchsprofil, das dem Standardlastprofil des Netzbetreibers für Haushaltskunden entspricht, darf durch das zeitvariable Netzentgelt in Summe weder besser noch schlechter gestellt werden. Eine Verbesserung kann der Betreiber daher immer dann erzielen, wenn er seinen Verbrauch vermehrt in Zeitfenster mit NT-Preisstufe verschiebt und dadurch mit seinem Verbrauchsprofil vom Standardlastprofil abweicht (Anreiz zur Lastverschiebung).

Sachgerechte Verteilung der Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV

Die BNetzA plant zum 01.01.2025 eine neue Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Netzbetreiber mit hohen Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus EE sollen entlastet und die Mehrkosten auf alle Netznutzer im Bundesgebiet verteilt werden. Der aktuelle Regulierungsrahmen sieht eine regionale Kostenwälzung der Ausbaukosten erneuerbarer Energien vor, sodass Netzkunden in Gebieten mit einem hohen Erneuerbaren-Anteil aktuell überdurchschnittlich hohe Netzentgelte zahlen. Profiteure der neuen Systematik werden vor allem die Bundesländer Schleswig-Holstein, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Bayern sein.

Für die ausführlichen Erläuterungen und Umsetzungen der BNetzA zur geplanten Verteilungsgerechtigkeit von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE kann auf unsere Ausführungen in der aktuellen „Treuberater“-Ausgabe II/2024 verwiesen werden („BNetzA veröffentlicht Festlegungsentwurf zur Verteilung von Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen zur Stromerzeugung“).

Sofern Netzbetreiber durch den neuen Umlagemechanismus von Kostenbelastungen aus dem Ausbau der Stromerzeugung aus EE entlastet werden, ist dies bei der Kostenträgerrechnung, der Dokumentation der Netzentgeltermittlung und dem Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV zu berücksichtigen.

Anwendung des BGH-Urteils zur regulatorischen Berücksichtigung des Kommunalrabatts

Mit der höchstrichterlichen Entscheidung des BGH vom 5. Dezember 2023 (EnVR 59/21) ist die diskutierte Frage der Reichweite des Kommunalrabatts nunmehr abschließend geklärt. Für die anstehende Kalkulation der Netzentgelte Strom 2025 ist daher zu beachten, dass Preisnachlässe für den kommunalen Eigenverbrauch in Niederspannung nur auf das Netzentgelt nach § 17 Abs. 2 StromNEV gewährt werden dürfen. Dies bedeutet, dass lediglich der Arbeits- und Leistungspreis bzw. Grundpreis für die Netznutzung rabattierbar ist. Umlagen, Konzessionsabgaben, Blindarbeitspönanalen sowie Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb sind hingegen von einer Rabattierung ausgeschlossen.

Fazit

Unserer Erfahrung nach sollte der Netzentgeltermittlung aufgrund ihrer nicht zu unterschätzenden Bedeutung künftig eine noch größere Aufmerksamkeit zukommen. Die Ermittlung der Netzentgelte ist nicht zuletzt wegen der Gültigkeitsdauer von einem Jahr und des erheblichen Umsatzbeitrags der regulierten Netze von großer Bedeutung.

Die hohe Komplexität der rechtskonformen Netzentgeltkalkulation wird

- durch die neuen Parameter aus der zusätzlichen Position in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten,
- durch die Berücksichtigung von Mehrkosten aus der Erzeugung von Strom aus EE und
- insbesondere durch die zeitvariable Preiskomponente

weiter verstärkt. Die zielführende Ausgestaltung der neuen Parameter kann maßgeblich zu einer erfolgreichen Netzentgeltermittlung beitragen.

Gerne stehen wir Ihnen bei der Netzentgeltermittlung mit unseren Berechnungstools oder auch als „Sparringspartner“ zur Verfügung. Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. VWL Stefan Evers

Tel.: +49 211 5235-150

stefan.evers@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Frank Drexen

Tel.: +49 211 5235-149

frank.dressen@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Volksw. Felix Hiltmann

Tel.: +49 211 5235-158

felix.hiltmann@es-unternehmensgruppe.de

BNetzA veröffentlicht Festlegungsentwurf zur Verteilung von Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen zur Stromerzeugung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 15.05.2024 auf ihrer Internetseite den Entwurf einer Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) vorgelegt. Die endgültige Festlegung ist für das dritte Quartal 2024 geplant, sodass diese dann ab dem 01.01.2025 greifen kann. Bereits am 01.12.2023 hat die BNetzA den Mechanismus in einem Eckpunktepapier vorgestellt, siehe auch „Treuberater“-Ausgabe I/2024. Nach Auswertung diverser Branchenstellungen wurde der Mechanismus nun weiterentwickelt; der vorliegende Festlegungsentwurf wird bis zum 14.06.2024 konsultiert.

Die BNetzA beabsichtigt, Netzbetreiber mit hohen Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu entlasten, indem die Mehrkosten auf alle Netznutzer im Bundesgebiet verteilt werden sollen. Durch die zunehmende Integration von EE-Anlagen können regional starke Unterschiede in der Kostenbelastung entstehen. Die aktuelle Netzentgeltsystematik sieht eine Weitergabe dieser Kosten im eigenen Netzgebiet vor. Abhilfe im Sinne der Verteilungsgerechtigkeit soll daher zukünftig die Einführung einer Umlage zur Verteilung von Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen schaffen.

Weiterhin wird im Festlegungsentwurf an einem dreistufigen Verfahren festgehalten.

Schritt 1: Anspruchsprüfung einer besonderen Belastung

Zunächst hat jeder Netzbetreiber zu prüfen, ob er einer besonderen Belastung durch die Integration von EE-Anlagen unterliegt und somit berechtigt ist, die entstandenen Mehrkosten geltend zu machen. Hierzu legt die BNetzA für jede Netz- bzw. Umspannebene die Berechnung der sogenannten Erneuerbare-Energien-Kennzahl (EKZ) fest. Diese Kennzahl setzt im Wesentlichen die an das Netz angeschlossene erneuerbare Erzeugungsleistung ins Verhältnis zur Jahreshöchstlast. Neu gegenüber den ersten Eckpunkten ist, dass nun sowohl die Rückeinspeisung aus nachgelagerten Netzebenen dritter Netzbetreiber als auch die eigene abgeregelte Leistung in die Berechnung der Kennzahl mit einbezogen werden sollen.

Je größer die EKZ, desto größer die Wahrscheinlichkeit, dass die EE-Erzeugung in bestimmten Zeiten die im Netz vorhandene Last übersteigt. Dann entsteht die Notwendigkeit der Rückspeisung in Richtung der vorgelagerten Netze oder des Transports in ein benachbartes Netzgebiet. Liegt die EKZ über dem Schwellenwert von 2, so unterliegt der Netzbetreiber einer besonderen Belastung und ist zur Wälzung der Mehrkosten berechtigt.

Schritt 2: Ermittlung des individuellen Wälzungsbetrags

Im nächsten Schritt wird die Höhe der Entlastung berechnet. Der individuelle Wälzungsbetrag, also die absolute Entlastung des Netzbetreibers, ergibt sich als ein Anteil der Erlösobergrenze (exklusive der Kosten des vorgelagerten Netzes und der vermiedenen Netzentgelte der jeweiligen Netzebene) sowie einem im Vergleich zum Eckpunktepapier neu aufgenommenen Korrekturfaktor von 10 %. Dieser Korrekturfaktor führt nun dazu, dass 90 % der ermittelten Mehrkosten weitergegeben werden können. Die BNetzA beabsichtigt mit der Einführung des Korrekturfaktors, auf Unsicherheiten im Modell reagieren und damit verbleibende andere Faktoren nachträglich erfassen zu können.

Schritt 3: Finanzierung / Abwicklung

Nachdem die BNetzA somit die besonders belasteten Stromnetzbetreiber identifiziert hat und die Ermittlung der individuellen Mehrkosten sichergestellt ist, findet im letzten Schritt die finanzielle Abwicklung statt. Die Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten soll hierzu an den bestehenden Mechanismus nach § 19 Abs. 2 StromNEV angebunden werden. Zunächst wird der Verteilungstopf über eine bundeseinheitliche Umlage für alle Netzkunden gefüllt. Ausgleichsberechtigte Netzbetreiber (siehe Schritt 1) erhalten die nachgewiesenen Mehrkosten (siehe Schritt 2) aus diesem Verteilungstopf. Es handelt sich für den Netzbetreiber um einen netzkostenneutralen Vorgang, da der Entlastungsbetrag an die Netzkunden weiterzugeben ist. Wie auch beim individuellen Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 StromNEV erfolgt die Abwicklung der EE-bedingten Mehrkosten über den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Auf den Stromrechnungen des Netzbetreibers soll die neue Umlage zukünftig mit der bereits bestehenden § 19 StromNEV-Umlage als „Aufschlag für besondere Netznutzung“ aggregiert ausgewiesen werden. Der ÜNB veröffentlicht die bundeseinheitlichen Umlagen unter www.netztransparenz.de.

Fazit

Ab dem 01.01.2025 soll die Netzentgeltsystematik um den Baustein der Verteilung EE-bedingter Mehrkosten erweitert werden. Dieser soll zu einer gerechteren Verteilung der Kostenbelastung aus dem Netzausbau führen. Netzkunden können somit ggf. von einem geringeren Netzentgelt profitieren, falls der Netzbetreiber eine Mehrbelastung nachweisen kann (EKZ > 2).

Im Falle einer Begünstigung hat der Netzbetreiber bis spätestens zum 01.10.2024 (Achtung: *Ausschlussfrist!*) mittels eines im dritten Quartal bereitgestellten Erhebungsbogens den regelzonenverantwortlichen ÜNB sowie die zuständige Regulierungsbehörde über die Betroffenheit von Mehrkosten zu unterrichten.

Gerne unterstützen wir Sie bei offenen Fragen zur Verteilung von Mehrkosten, insbesondere zur Prüfung Ihrer EKZ sowie zur Ermittlung Ihrer individuellen Wälzungsbeträge. Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 711 99340-18

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Sebastian Meier

Tel.: +49 711 99340-17

sebastian.meier@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Transformation des Stromnetzes: Entwicklung von Effizienzscenarien zur Beurteilung von Investitionsmaßnahmen

Die Transformation der Stromnetze ist eine der größten Herausforderungen für die Energieversorgung in Deutschland. Angesichts der Energiewende sind erhebliche Investitionen erforderlich, um die Netze zu modernisieren und auszubauen. Dies wirft die zentrale Frage auf, wie diese Investitionen im Rahmen der Anreizregulierung in Deutschland finanziert werden können.

Anreizregulierung und Investitionen

Die Modernisierung und der Ausbau der Stromnetze erfordern immense finanzielle Mittel. Um die finanzielle Tragbarkeit der Investitionsprogramme abzuschätzen, sind diese in eine Erlöspfadsimulation zu übertragen. Durch diese Simulationen werden die jährlichen Erlöse und Aufwendungen ermittelt. Der Effizienzwert ist ein zentraler Hebel bei der Modellierung des Erlöspfads. Den Netzbetreibern stellen sich im Zusammenhang mit dem Effizienzwert zwei zentrale Fragen:

1. **Optimale Durchführung hoher Investitionen:** Welche Strukturparameter aus dem Effizienzvergleichsmodell sind für das jeweilige Netz von großer Bedeutung?
2. **Positionierung im Effizienzvergleich nach Investitionen:** Wie positioniert sich das Netz nach den umfassenden Investitionen im Effizienzvergleich?

Die Polynomics AG hat auf der Basis ihrer langjährigen Erfahrung mit Effizienzanalysen im Kontext der Anreizregulierung in Deutschland sowie den Datenveröffentlichungen der dritten und vierten Regulierungsperiode einen dreistufigen Ansatz entwickelt, um belastbare Antworten auf diese beiden zentralen Fragestellungen zu finden.

Erste Stufe: Effizienzprofil: Identifikation der relevanten Modellparameter

Als Ausgangsbasis wird für jeden Modellparameter der Effizienzbeitrag im aktuellen Effizienzmodell ermittelt. Auf dieser Grundlage können dann die für Ihr Netz relevanten Modellparameter identifiziert und die Sensitivität Ihres Effizienzwerts bei einer Parameteränderung quantifiziert werden. Dies schafft ein erstes Fundament zur Beurteilung der Effizienzwirkung der geplanten Investitionsmaßnahmen. Erhöhen sich bei einer Investitionsmaßnahme die Mengen der für Sie relevanten Modellparameter, wirkt sich das in der Regel vorteilhaft auf Ihren Effizienzwert aus. Steigen jedoch hauptsächlich die Mengen der Modellparameter von niedriger Relevanz oder der Parameter, die nicht im Modell enthalten sind, dann ist mit einem Absinken des Effizienzwerts zu rechnen.

Zweite Stufe: Risiko-Chancen-Analyse: Berechnung von Effizienzscenarien

Eine fundierte Simulation des Erlöspfads erfordert eine Prognose des zukünftigen Effizienzwerts. Neben den eigenen Datenänderungen ist der zukünftige Effizienzwert auch vom jeweiligen Benchmarking-Modell und den Datenänderungen der anderen Netze abhängig. Der Effizienzwert der vierten Regulierungsperiode kann zwar als erster Orientierungspunkt dienen, vernachlässigt jedoch vollständig die Modell- und Datenunsicherheit der zukünftigen Effizienzvergleiche. Um fundierte Szenarien für die Erlöspfadsimulation zu entwickeln, wird für Ihr Netz der Einfluss der Modell- und Datenunsicherheit quantifiziert. Als Ergebnis erhalten Sie statistisch untermauerte prognostizierte Effizienzwerte für zukünftige Regulierungsperioden.

Modellunsicherheit: Basierend auf den Erfahrungen der Polynomics AG wird ein Set mit möglichst unterschiedlichen denkbaren Effizienzvergleichsmodellen gebildet. Dadurch lässt sich die Auswirkung von Modelländerungen auf Ihren Effizienzwert bestimmen. Auf der Grundlage der ermittelten Verteilung der Effizienzwerte wird dann abgeleitet, in welchem Bereich Ihr Effizienzwert zukünftig liegt und wie stabil er bei Modelländerungen ist.

Datenunsicherheit: Viele Netzbetreiber werden in den nächsten Jahren in ihre Netze investieren. Daher sind die Netzbetreiberdaten der vierten Regulierungsperiode nur eingeschränkt für Effizienzprognosen einsetzbar. Um die Entwicklungsdynamik zu berücksichtigen, hat die Polynomics AG einen Datensatz gebildet, der die Veränderung der Datenbasis der anderen Netzbetreiber von der vierten zur fünften Regulierungsperiode approximiert. Durch die Berücksichtigung der Datenänderungen bei der Effizienzwertberechnung erhalten Sie eine Einschätzung, wie Ihr prognostizierter Effizienzwert auf Entwicklungen bei anderen Verteilnetzbetreibern reagiert.

Dritte Stufe: Effizienzprognose: Evaluation von Investitionsmaßnahmen

In der dritten Stufe werden die Ergebnisse aus Ihrem *Effizienzprofil* und der *Risiko-Chancen-Analyse* mit den von Ihnen geplanten Investitionsmaßnahmen zusammengeführt. Damit lässt sich einerseits beurteilen, wie die Investitionen im Effizienzvergleich optimal durchgeführt werden können, und andererseits kann abgeschätzt werden, welche Auswirkungen auf den Erlöspfad und damit die Finanzierbarkeit der Investitionsmaßnahmen durch die prognostizierten Auswirkungen auf den Effizienzwert zu erwarten sind.

Fazit

Die Modernisierung und der Ausbau der Stromnetze erfordern immense finanzielle Mittel. Nach den Erfahrungen der bisher durchgeführten Projekte sollten die Investitionen in die Stromnetze auch für die regulatorische Effizienz beurteilt werden. Die Polynomics AG hat hierzu eine 3-stufige Analyse entwickelt. Am Ende dieses Prozesses werden die Auswirkungen der Investitionsmaßnahmen auf den Effizienzvergleich unter Berücksichtigung von Modell- und Datenunsicherheiten beurteilt. Diese Erkenntnisse können dann in eine weitere Analyse hinsichtlich der Auswirkungen auf den Erlöspfad und der Finanzierbarkeit bspw. in das Regulatorische Management Cockpit (APIS) von INFOPLAN einfließen. Dadurch erhalten Sie eine ganzheitliche Beurteilung der geplanten Investitionen im regulatorischen Kontext.

Sprechen Sie uns bei Interesse gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dr. Tobias von Rechenberg

Polynomics AG
Tel.: +41 62 205 15 73
tobias.vonrechenberg@polynomics.ch

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141
thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Neues zur Entflechtung des Ladesäulenbetriebs – Rückforderung von Fördermitteln möglich?

Bei der Umsetzung der Änderung der Strombinnenmarkt-richtlinie wurde im Jahr 2021 der § 7c EnWG geschaffen, wonach Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen weder Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile sein noch diese Ladepunkte entwickeln, verwalten oder betreiben dürfen. Mittlerweile besteht Klarheit darüber, dass die Vorschrift auch für gesellschaftsrechtlich nicht entflochtene Energieversorger wie kleinere Stadtwerke gilt, die unter die De-minimis-Grenze fallen. Die Umsetzungs(nach-)frist läuft zum 31.12.2024 ab.

Aus dem Mandantenkreis haben wir erfahren, dass die Fördermittel-/Zuwendungsgeber von den Energieversorgern (aktuell in ganz NRW) eine Erklärung verlangen, wonach diese zusichern sollen, die Anforderungen des § 7c EnWG einzuhalten. Bei Nichtumsetzung kann im schlimmsten Fall eine Rückforderung der Zuwendung für die Ladesäulen erfolgen. Damit nimmt das Thema Entflechtung des Ladesäulenbetriebs nach § 7c EnWG deutlich an Fahrt auf.

Sollten Sie bei diesem Thema Unterstützung benötigen, sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175
julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Rechtsprechung 2023 | Ausgewählte Gerichtsurteile zu wesentlichen regulatorischen Fragestellungen

Wir freuen uns, Ihnen jeweils in der Juni-Ausgabe des „Treubaters“ einen Überblick über ausgewählte Gerichtsentscheidungen zu wichtigen regulatorischen Fragestellungen des vergangenen Jahres geben zu können. In dieser Ausgabe gehen wir unter anderem auf die Entscheidungen des Bundesgerichtshofs zur Rechtmäßigkeit der Festlegung des sektoralen Produktivitätsfaktors Strom sowie zum Effizienzvergleich Gas der 3. Regulierungsperiode ein. Von materieller Bedeutung ist insbesondere auch das Urteil des OLG Düsseldorf zur Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze für die 4. Regulierungsperiode. Zu den besprochenen Gerichtsentscheidungen finden Sie jeweils unsere Bewertung sowie Handlungsoptionen zur regulatorischen Optimierung. Bei Bedarf stehen wir Ihnen gerne beratend zur Seite.

1. Effizienzvergleich Gas der 3. Regulierungsperiode rechtswidrig

BGH, Beschluss vom 26. September 2023 – EnVR 37/21 – OLG Düsseldorf → **BGH-Urteil**

BGH, Beschluss vom 26. September 2023 – EnVR 43/22 – OLG Düsseldorf → **BGH-Urteil**

BGH, Beschluss vom 26. September 2023 – EnVR 44/22 – OLG Düsseldorf → **BGH-Urteil**

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Die Durchführung eines Effizienzvergleichs ist ein wesentlicher Bestandteil der Anreizregulierung. Für die Netzbetreiber ist dabei die Höhe des individuell ermittelten Effizienzwerts von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung, da dieser die zugestandenen Erlösbergrenzen einer Regulierungsperiode maßgeblich beeinflusst.

Die Bundesnetzagentur hat für die 3. Regulierungsperiode der Gasversorgung die Effizienzwertfestsetzung für Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren vorgenommen. Dabei wurden Daten von insgesamt 183 Gasverteilernetzbetreibern berücksichtigt. Unterstützt durch ein Beraterkonsortium entwickelte die Bundesnetzagentur ein Effizienzvergleichsmodell. Dieses Modell nutzte die Methoden der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA) und der Stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA).

Gegen die von der Bundesnetzagentur erlassenen Festlegungen der Erlösbergrenzen der 3. Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) und die hierbei ermittelten individuellen Effizienzwerte hatten letztlich zahlreiche Gasnetzbetreiber Beschwerde eingelegt. Das OLG Düsseldorf bestätigte in der Vorinstanz jedoch zunächst die Rechtmäßigkeit der Festlegung der individuellen Effizienzwerte durch die Bundesnetzagentur. Es sah keine Rechtsfehler in der Begründung und Durchführung des Effizienzvergleichs und hielt die Ausgestaltung sowie die Auswahl der Vergleichsparameter und die Ausreißeranalyse für rechtmäßig. Das Beschwerdegericht war der Ansicht, dass keine verzerrenden Effekte durch die Einbeziehung von Verteilernetzbetreibern ohne Konzessionsgebiet vorlagen und dass die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet war, den Effizienzwert gemäß § 15 Abs. 1 ARegV zu bereinigen (der „Treuberater“ berichtete in der [Ausgabe II/2023](#)).

Der BGH widersprach nun der Auffassung des Beschwerdegerichts mit Beschlüssen vom 26. September 2023 und hob dessen Entscheidung auf. Der BGH stellte fest, dass der Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur den objektiven strukturellen Unterschieden der Netzbetreiber nicht ausreichend Rechnung getragen hat und somit gegen § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG verstoße. Insbesondere führte die Methodik der DEA zu einer systemischen Bevorzugung von Netzbetreibern mit besonderen Netzstrukturen, wie etwa solchen ohne Konzessionsgebiet (Fernleitungsnetzbetreiber). Diese Netzbetreiber wurden aufgrund ihrer spezifischen Versorgungsaufgaben fälschlicherweise als effizient eingestuft, was die Ergebnisse des Effizienzvergleichs insgesamt verzerrte.

Der BGH kritisierte außerdem, dass nach dem Modell der Bundesnetzagentur in der SFA lediglich Effizienzwerte unter 97 % vergeben wurden, was gegen Nr. 2 Satz 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV verstößt. Diese Vorschrift besagt, dass die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird und für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent gilt. Der BGH stellte klar, dass in beiden verwendeten Methoden (DEA und SFA) die als am effizientesten ausgewiesenen Unternehmen einen Effizienzwert

von 100 % erhalten müssen. Beide Methoden, die gleichberechtigt nebeneinanderstehen, stellen einen relativen Vergleich an, bei dem die als am effizientesten ermittelten Unternehmen die Bezugsgröße sind. Aus dieser normativen Vorgabe folgt, dass in beiden Methoden diejenigen Unternehmen, die als die relativ effizientesten ermittelt worden sind, auch einen Effizienzwert von 100 % erhalten müssen.

Der Bundesnetzagentur wird aufgegeben, den Effizienzwert der beschwerdeführenden Gasverteilernetzbetreiber unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats neu zu ermitteln und auf dieser Grundlage die Erlösbergrenzen für die 3. Regulierungsperiode neu festzulegen.

Bewertung und Handlungsoptionen

Die Entscheidung des BGH ist positiv zu bewerten. Zwar sind unmittelbar zunächst nur die Effizienzwerte der beschwerdeführenden Gasnetzbetreiber anzupassen. Die vom BGH kritisierten Aspekte – nämlich die Bevorzugung von Unternehmen mit besonderen Netzstrukturen im Effizienzvergleich und die Methodik zur Ermittlung der SFA-Effizienzwerte – sind jedoch auch über den streitgegenständlichen Effizienzvergleich Gas der 3. Regulierungsperiode hinaus von Bedeutung. Die beanstandeten Aspekte dürften daher auch für künftige Effizienzvergleiche im Strom- und Gasnetzbereich und darauf basierende Regulierungsentscheidungen (z. B. Malmquist-Methode zur Ermittlung des sektoralen Produktivitätsfaktors) relevant sein.

So wurde unter Berücksichtigung der BGH-Rechtsprechung bei der aktuellen Ermittlung der Effizienzwerte Strom der 4. Regulierungsperiode¹ unter anderem eine Hochskalierung der ermittelten SFA-Effizienzwerte vorgenommen. Dies führte im Ergebnis zu einer Erhöhung der durchschnittlichen (bestabgerechneten) Effizienzwerte Strom um ca. einen Prozentpunkt (von 94,76 % auf 95,86 %). Diese Korrektur führt zudem mittelbar auch zu einer Erhöhung des Effizienzwerts im vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 ARegV.

Ist der individuelle Effizienzwert rechtskonform ermittelt, stehen dem Netzbetreiber noch zwei Möglichkeiten zur Verbesserung des Effizienzwerts zur Verfügung:

1. Nachweis struktureller Besonderheiten gemäß § 15 Abs. 1 ARegV,
2. Nachweis der Unerreichbarkeit der Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 2 ARegV.

Nach der einschlägigen Rechtsprechung wird der Nachweis struktureller Besonderheiten nur in absoluten Ausnahmefällen gelingen können.

Beim Nachweis der Unerreichbarkeit der Effizienzvorgabe liegen hingegen nahezu keine Erfahrungswerte für die Erfolgswahrscheinlichkeit vor. Aussagen einiger Regulierungsbehörden lassen jedoch hoffen, dass der

¹ Finales Gutachten „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode“ vom 30.04.2024.

Nachweis erfolgversprechend sein könnte. Gerade bei niedrigen Effizienzwerten sollte die Möglichkeit der Verbesserung des Effizienzwerts aufgrund der Unerreichbarkeit der Effizienzvorgabe ernsthaft in Erwägung gezogen werden. Schon das Verhältnis zwischen den ineffizienten Kosten und den vom Unternehmen tatsächlich zu beeinflussenden Aufwendungen gibt einen ersten Hinweis, ob die Effizienzvorgabe erreichbar und übertreffbar erscheint. Selbstverständlich ist der Nachweis der Unerreichbarkeit nach dieser ersten Indikation sorgfältig zu führen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass gemäß § 16 Abs. 2 S. 3 ARegV vom Netzbetreiber keine Maßnahmen verlangt werden können, die dazu führen, dass die wesentlichen Arbeitsbedingungen, die in dem nach dem Energiewirtschaftsgesetz regulierten Bereich üblich sind, erheblich unterschritten werden. Bei Bedarf unterstützen wir Sie gerne bei der Beurteilung der Erfolgswahrscheinlichkeit und beim Nachweis der Unerreichbarkeit der Effizienzvorgabe.

2. Eigenkapitalzinsfestlegung der 4. Regulierungsperiode aufgehoben

OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30. August 2023
- 3 Kart 311/21 → [OLG-Beschluss](#)

und weitere ...

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Mit Beschlüssen vom 12. Oktober 2021 (BK4-21-055 und BK4-21-056) hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur die Eigenkapitalzinssätze für die 4. Regulierungsperiode für Betreiber von Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzen auf 5,07 % für Neuanlagen und auf 3,51 % für Altanlagen (jeweils vor Steuern) festgelegt. Zur Ermittlung dieser Eigenkapitalzinssätze hat sich die Bundesnetzagentur – entsprechend ihrer Vorgehensweise bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die vergangenen Regulierungsperioden – sachverständiger Hilfe bedient und entsprechende wissenschaftliche Gutachten eingeholt².

Wie in den vorangegangenen Festlegungen der Eigenkapitalzinssätze für die erste bis dritte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur mit dem Capital Asset Pricing Model (CAPM) einen kapitalmarktorientierten Ansatz gewählt und unter Bezugnahme auf die Ergebnisse der von ihr eingeholten wissenschaftlichen Gutachten die Marktrisikoprämie auf der Basis der sog. DMS-Datenreihen (nach der regelmäßig aktualisierten Studie von Dimson, Marsh und Staunton) in Höhe von 3,7 % festgelegt. Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie war in den letzten Jahren wiederholt Gegenstand von Kritik aus der Branche.

In verschiedenen Beschlüssen vom 30. August 2023 bestätigte das OLG Düsseldorf grundsätzlich die methodische Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze. Es stellte fest, dass die Anwendung des CAPM und die Heranziehung der DMS-Datenreihen zur Festlegung der Marktrisikoprämie nicht zu beanstanden seien, und betonte (erneut), dass der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze ein weiter Beurteilungsspielraum bei der Auswahl und Anwendung der Methoden zustehe.

Das OLG Düsseldorf entschied jedoch, dass die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen materiell rechtswidrig sei, da die Bundesnetzagentur es versäumt habe, die ermittelte Marktrisikoprämie durch eine ergänzende Plausibilisierung abzusichern. Dies wäre erforderlich gewesen, da konkrete Anhaltspunkte dafür vorlagen, dass die allein auf der Basis der DMS-Datenreihen ermittelte Marktrisikoprämie die Renditeerwartungen der Investoren nicht mehr angemessen widerspiegelt. Insbesondere wurde bemängelt, dass die festgelegte Marktrisikoprämie und die Eigenkapitalzinssätze im internationalen Vergleich signifikant vom Durchschnitt anderer Regulierungsbehörden abwichen. Diese Abweichung deutete darauf hin, dass die ermittelten Werte nicht mehr den aktuellen Markterwartungen entsprachen.

Ob die sogenannte Zinswende ein Umstand sei, der zur Rechtswidrigkeit der Festlegung führt, und ob die Anpassung der Regelungen zur Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes im Kapitalkostenaufschlag darauf hinweist, dass die Bundesnetzagentur inzwischen selbst von einer Unangemessenheit der festgelegten Eigenkapitalzinssätze ausgeht, kann nach Auffassung des Gerichts dahingestellt bleiben.

Zwischen den Verfahrensbeteiligten ist jedenfalls unstrittig, dass sich die Zinspolitik der EZB seit Juli 2022 grundlegend geändert und die EZB seitdem die Leitzinsen kontinuierlich angehoben hat. Diese die außergewöhnliche Niedrigzinsphase ablösende sog. Zinswende trat jedoch erst nach der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze am 12. Oktober 2021 ein. Zum Zeitpunkt der Entscheidung der Bundesnetzagentur war die Zinswende weder hinsichtlich des Zeitpunkts noch hinsichtlich des konkreten Umfangs verlässlich absehbar. Die Frage des maßgeblichen Betrachtungszeitpunkts ist nach Auffassung des OLG Düsseldorf für die Beurteilung der Sach- und Rechtslage jedoch unerheblich, da die Bundesnetzagentur ohnehin zu einer Neubescheidung unter Berücksichtigung der Rechtsauffassung des Gerichts verpflichtet ist, wobei die Sachlage zum Zeitpunkt der Neubescheidung maßgeblich sein wird.

² „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern“ von Prof. Dr. Josef Zechner, Prof. Dr. Otto Randl und Frontier Economics Ltd. (Frontier-Gutachten) und „Wissenschaftliches Gutachten zur Analyse der Zentralbanken-Ansätze zur Determinierung von Marktrisikoprämien“ von Prof. Richard Stehle und Prof. Dr. André Betzer (Stehle/Betzer-Gutachten).

Das OLG Düsseldorf hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof zugelassen, da die Streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung haben.

Bewertung und Handlungsoptionen

Die Entscheidung des OLG Düsseldorf ist uneingeschränkt zu begrüßen. Nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG müssen die von der Bundesnetzagentur festzulegenden Eigenkapitalzinssätze eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoadäquate Verzinsung des für den Betrieb der Energieversorgungsnetze eingesetzten Kapitals gewährleisten.

War dies im Ergebnis bereits zum Zeitpunkt der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze im Oktober 2021 fraglich, so hat sich die Situation an den Kapitalmärkten seit 2022 nochmals deutlich verändert (Zinswende). Aufgrund dieser Veränderungen erscheint eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals derzeit nicht mehr gewährleistet. Vor diesem Hintergrund haben zahlreiche Netzbetreiber Anträge nach § 29 Abs. 2 EnWG auf Änderung und Neufestsetzung der Eigenkapitalzinssätze gestellt. Diese Anträge wurden jedoch von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur abgelehnt. Korrekturbedarf sieht die Bundesnetzagentur derzeit offenbar nur hinsichtlich der Verzinsung von Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag. Es ist daher kritisch zu hinterfragen, ob das erklärte Ziel der Bundesnetzagentur, die Investitionsfähigkeit der Strom- und Gasnetzbetreiber für die Modernisierung und den Ausbau der Energienetze auch im aktuellen Zinsumfeld sicherzustellen, erreicht werden kann.

Gegen die Entscheidung des OLG Düsseldorf hat die Bundesnetzagentur erwartungsgemäß Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof eingelegt. Ob und wann es zu einer Neufestsetzung der Eigenkapitalzinssätze kommt, bleibt daher vorerst unklar. Bis dahin ist darauf zu achten, dass in allen aktuellen Genehmigungsbescheiden zur 4. Regulierungsperiode (Festlegung der Erlösobergrenzen, Regulierungskonto, Kapitalkostenaufschlag) entsprechende Anpassungszusagen hinsichtlich der angesetzten Eigenkapitalzinssätze aufgenommen werden, um von einer etwaigen späteren Neufestsetzung der Eigenkapitalzinssätze profitieren zu können.

Die Eigenkapitalzinsen bestimmen die Ertragskraft der regulierten Netze maßgeblich. Diese gewinnt angesichts der erheblichen Investitionen bei der Energiewende zunehmend an Bedeutung. So wird häufig gegenüber dem Status quo mit einer Verdreifachung der Investitionen in das Stromverteilnetz gerechnet. Die Möglichkeit der Innenfinanzierung wird bei der Energiewende i. d. R. deutlich überschritten. Unternehmen sind bei der Finanzierung insbesondere auf Darlehen und eine Stärkung des Eigenkapitals angewiesen. Ohne angemessene Eigenkapitalzinsen und eine entsprechende Ertragskraft kann allerdings die Finanzierung der Energiewende nicht gelingen. Business Cases zeigen immer häufiger, dass die Finanz- und Ertragskennzahlen die Finanzierung an ihre Grenzen führen. Das Bewusstsein über die maßgeb-

lichen Kennzahlen und die Grenzen der Finanzierung ist der erste notwendige Schritt, um Lösungen zu erarbeiten. Sprechen Sie uns bei Fragen rund um die Finanzierung der Energiewende gern an.

3. Festlegung des Xgen Strom ist im Ergebnis nicht zu beanstanden

BGH, Beschluss vom 27. Juni 2023 - EnVR 22/22 - OLG Düsseldorf → **BGH-Urteil**

BGH, Beschluss vom 27. Juni 2023 - EnVR 27/22 - OLG Düsseldorf → **BGH-Urteil**

BGH, Beschluss vom 27. Juni 2023 - EnVR 30/22 - OLG Düsseldorf → **BGH-Urteil**

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, auch Xgen genannt, ist Bestandteil der Regulierungsformel gemäß Anlage 1 zu § 7 ARegV. Er soll sicherstellen, dass bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen berücksichtigt wird, ob und inwieweit sich die Produktivität der Netzbetreiber abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Er definiert für alle Netzbetreiber gleichermaßen eine generelle Kostensenkungsvorgabe und bildet damit den gegenläufigen Effekt zur gewährten Erlöserhöhung durch den Verbraucherpreisindex ab. Der Produktivitätsfaktor wird grundsätzlich aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt (§ 9 Abs. 1 ARegV).

Mit Beschluss vom 28. November 2018 (Festlegung BK4-18-056) hatte die Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die 3. Regulierungsperiode auf 0,90 % festgelegt. Dabei wandte sie zwei Methoden an: Auf der Basis des sogenannten Törnqvist-Index ermittelte sie einen Produktivitätsfaktor von 1,82 %. Nach einem anderen Verfahren, der sogenannten Malmquist-Methode, ergab sich ein Produktivitätsfaktor von 1,35 %. Da die Bundesnetzagentur keine der beiden Methoden als überlegen ansah, legte sie zugunsten der Netzbetreiber den niedrigeren Wert zugrunde und nahm im Hinblick auf den für Gasversorgungsnetze festgesetzten Produktivitätsfaktor von 0,49 % einen Abschlag von einem Drittel vor, um ungewollte Brüche zwischen den beiden Sektoren zu vermeiden.

Gegen diese Festlegung hatten zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hatte den Beschluss der Bundesnetzagentur mit Urteil vom 16. März 2022 (3 Kart 169/19 u. a., vgl. „Treuberater“-**Ausgabe II/2023**) zunächst aufgehoben und die Bundesnetzagentur zur Neubescheidung verpflichtet. Gegen diese Entscheidung hat die Bundesnetzagentur ihrerseits Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof eingelegt.

Der BGH hat nun mit Beschluss vom 27. Juni 2023 der Rechtsbeschwerde der Bundesnetzagentur stattgegeben und den erstinstanzlichen Beschluss des OLG Düsseldorf vom 16. März 2022, in dem das OLG die Festlegung der Bundesnetzagentur in zwei Punkten als rechtswidrig eingeordnet hatte, aufgehoben.

Mit Beschluss vom 27. Juni 2023 bestätigte der Bundesgerichtshof nun die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur. Der BGH stellte fest, dass die Auswahlentscheidungen der Bundesnetzagentur bei der Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und der Wahl der Methode zu dessen Ermittlung sowie deren Modellierung und Anwendung nur eingeschränkt gerichtlich überprüfbar sind. Die gerichtliche Überprüfung beschränkt sich darauf, ob die materiell-rechtlichen und verfahrensrechtlichen Grenzen eingehalten wurden.

Der BGH führte aus, dass eine von der Bundesnetzagentur getroffene Auswahlentscheidung bei der Wahl oder der Anwendung einer Methode nur dann rechtlich beanstandet werden kann, wenn festzustellen ist, dass der gewählte methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, die ihm zgedachte Funktion zu erfüllen, oder wenn ein anderes methodisches Vorgehen unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Umstände so deutlich überlegen ist, dass die getroffene Auswahlentscheidung nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann.

Im vorliegenden Fall sah der BGH keine Anhaltspunkte dafür, dass die von der Bundesnetzagentur gewählte Methode zur Ermittlung des Produktivitätsfaktors ungeeignet war oder die Auswahlentscheidung nicht den gesetzlichen Vorgaben entsprach. Die Bundesnetzagentur habe sowohl den Törnqvist-Index als auch die Malmquist-Methode in sachlich nachvollziehbarer Weise angewandt und sich dabei an die gesetzlichen Vorgaben gehalten.

Bewertung und Handlungsoptionen

Mit seiner aktuellen Entscheidung stärkt der Bundesgerichtshof erneut das Regulierungsermessen der Bundesnetzagentur und bestätigt seine Rechtsauffassung aus dem Beschwerdeverfahren zum Produktivitätsfaktor Gas der 3. Regulierungsperiode (BGH-Beschluss vom 26. Januar 2021 – EnVR 7/20). Danach steht der Bundesnetzagentur bei der Methodenwahl und der Ausgestaltung der Ermittlung ein weiter, gerichtlich nur in engen Grenzen überprüfbarer Beurteilungs- und Entscheidungsspielraum zu. Der BGH wischt damit zugleich die Methodenkritik des OLG Düsseldorf beiseite, das die Festlegung der Bundesnetzagentur noch in zwei Punkten als rechtswidrig eingeordnet hatte.

Die Festlegung des sektoralen Produktivitätsfaktors für die 4. Regulierungsperiode Strom steht derzeit noch aus. Vor diesem Hintergrund ist auch der laufende Diskussionsprozess zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber zu verfolgen. Zuletzt hatte die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunkte-

papier mit dem Titel „Netze. Effizient. Sicher. Transformatiert“ (NEST) angedeutet, grundsätzlich an dem Instrument des sektoralen Produktivitätsfaktors zur Abbildung des technischen Fortschritts in der Erlösobergrenze festhalten zu wollen. Die Interessenvertreter der Netzbetreiber erneuerten in der Diskussion mit der Bundesnetzagentur ihre Methodenkritik und formulierten Vorschläge für eine sachgerechte(re) Ausgestaltung der Ermittlungsmethoden.

4. BGH zur regulatorischen Berücksichtigung des Kommunalrabatts

BGH, Beschluss vom 5. Dezember 2023 – EnVR 59/21 – OLG Düsseldorf → BGH-Urteil

BGH, Beschluss vom 5. Dezember 2023 – EnVR 61/21 – OLG Düsseldorf → BGH-Urteil

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Der BGH hatte im Beschluss EnVR 59/21 vom 5. Dezember 2023 über eine Rechtsbeschwerde der Antragstellerin (Stromnetzbetreiberin) zu entscheiden. Die Beschwerde richtete sich gegen die Entscheidung der Bundesnetzagentur, bestimmte Preisnachlässe und Umsatzsteuernachzahlungen im Regulierungskonto nicht ermindernd anzuerkennen. Nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 KAV können Kommunen für ihren Eigenverbrauch einen Preisnachlass von 10 % auf den Rechnungsbetrag für den Netzzugang erhalten. Die Antragstellerin wollte diese Preisnachlässe sowie Umsatzsteuernachzahlungen ermindernd im Regulierungskonto berücksichtigen.

Der BGH hat nun die Entscheidung der Bundesnetzagentur bestätigt und die Beschwerde der Antragstellerin zurückgewiesen.

Die von der Antragstellerin gewährten Rabatte auf Abgaben, Umlagen und Entgelte für die Messung und den Messstellenbetrieb seien nicht ermindernd zu berücksichtigen, da sie nicht zu den nach § 5 Abs. 1 S. 1, 2 ARegV berücksichtigungsfähigen Erlösminderungen gehörten. Vor dem Hintergrund von Zweck und Zielsetzung des Regulierungskontos können nur solche Mindereinnahmen auf dem Regulierungskonto verbucht werden, die auf Prognoseunsicherheiten bei der Verbrauchsmenge oder auf Abweichungen der Ist-Kosten von bestimmten, in § 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV im Einzelnen aufgeführten Plankosten beruhen. Eine Korrektur aufgrund von Mengenabweichungen komme hier daher nicht in Betracht.

Preisnachlässe auf die Entgelte für die Messung und den (konventionellen) Messstellenbetrieb sind nach Auffassung des BGH zudem grundsätzlich unzulässig; sie können daher auch nicht die erzielbaren Erlöse nach § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV mindern. Der Wortlaut des Begriffs „Rechnungsbetrag für den Netzzugang“ in § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 KAV legt nahe, dass nicht der gesamte Rechnungsbetrag Gegenstand des Preisnachlasses sein soll, sondern nur der auf den Netzzugang entfallende Teil des

Entgelts. Andernfalls wäre die Einschränkung „für den Netzzugang“ nicht erforderlich gewesen.

Auch Rabatte auf Umlagen können nicht erlösmindernd im Regulierungskonto berücksichtigt werden. Umlagen sind für den Verteilnetzbetreiber ein durchlaufender Posten, bei dem sich Kosten und Erlöse grundsätzlich ausgleichen. Sie sind daher im Regulierungskonto nicht zu berücksichtigen.

Die in den Rechnungen nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 KAV ausgewiesenen Nachlässe auf Konzessionsabgaben sind ebenfalls nicht in das Regulierungskonto einzustellen. Konzessionsabgaben sind kein integraler Bestandteil der Netzentgelte. Sie betreffen daher nicht das Prognoserisiko bei der Netzentgeltbildung, dessen Ausgleich § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV vorrangig dient.

Letztlich sind nach Auffassung des Bundesgerichtshofs auch die Umsatzsteuernachzahlungen nicht erlösmindernd zu berücksichtigen. Nach den Feststellungen des Beschwerdegerichts war es bisherige Praxis, das um 10 % reduzierte Netzentgelt als Bemessungsgrundlage für die Umsatzsteuer heranzuziehen. Das Bundesministerium der Finanzen habe jedoch im Schreiben vom 24. Mai 2017 klargestellt, dass es sich bei dem vom Netzbetreiber gewährten Rabatt um ein (zusätzliches) Entgelt für die Überlassung von Wegerechten handle. Bemessungsgrundlage für die Umsatzsteuer wäre daher der ungekürzte Nettobetrag des Netzentgelts gewesen. Da die Klägerin auf die Rabatte keine Umsatzsteuer abgeführt hatte, musste sie Umsatzsteuer nachzahlen. Diese Beträge machte sie als Mindererlöse in ihrem Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos geltend. Dies hat das Gericht nun ebenfalls zurückgewiesen. Die erzielbaren Erlöse nach § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV können nur um die Beträge gemindert werden, die Gegenstand der zulässigen Erlöse, also der nach § 4 ARegV ermittelten Erlösobergrenze, seien. Bei der Erlösobergrenze handelt es sich jedoch um einen Nettobetrag, der die an das Finanzamt abzuführende Umsatzsteuer nicht enthält.

Bewertung und Handlungsoptionen

Mit der aktuellen höchstrichterlichen Entscheidung des BGH ist die seit vielen Jahren diskutierte Frage der Reichweite des Kommunalrabatts nunmehr abschließend geklärt. Für anstehende Preisblattkalkulationen zur Netznutzung ist daher zu beachten, dass Preisnachlässe für den kommunalen Eigenverbrauch in Niederspannung oder Niederdruck nur auf das Netzentgelt nach § 17 Abs. 2 StromNEV gewährt werden dürfen. Dies bedeutet, dass lediglich der Arbeits- und Leistungspreis bzw. Grundpreis für die Netznutzung rabattierbar ist. Umlagen, Konzessionsabgaben, Blindarbeitspönnen sowie Entgelte für die Messung und den Messstellenbetrieb sind hingegen von einer Rabattierung ausgeschlossen. Netzbetreiber sind daher angehalten, ihre Abrechnungsprozesse und Preisblätter entsprechend anzupassen, um den neuen Vorgaben gerecht zu werden und rechtskonform zu handeln.

5. BGH zur Betriebsnotwendigkeit des Kassenbestands im Umlaufvermögen

BGH, Beschluss vom 25. April 2023 – EnVR 32/21 – OLG Düsseldorf → [BGH-Urteil](#)

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Mit Beschluss vom 25. April 2023 hat sich der Bundesgerichtshof mit der Frage befasst, ob ein im Jahresanfangsbestand ausgewiesener Kassenbestand auch dann als betriebsnotwendig im Sinne des § 7 Abs. 1 Satz 4 GasNEV angesehen werden kann, wenn er nur für wenige Wochen zur Deckung eines kurzfristigen Liquiditätsbedarfs benötigt wird.

Im konkreten Fall hat die Bundesnetzagentur den von einem Gasnetzbetreiber geltend gemachten Kassenbestand vollständig gekürzt, was im Ergebnis zu einem negativen Eigenkapital führte. Zwar hatte der Gasnetzbetreiber zum Nachweis der Betriebsnotwendigkeit des als Teil des Umlaufvermögens geltend gemachten Kassenbestands eine bereinigte Cash-Flow-Rechnung für das Jahr 2015 vorgelegt, die einen Liquiditätsbedarf für die Monate Januar und Februar auswies. Dessen ungeachtet hatte das OLG Düsseldorf in der Vorinstanz jedoch entschieden, dass die Betriebsnotwendigkeit des Kassenbestands für den Netzbetrieb nicht hinreichend dargelegt worden sei. Zudem könne nach der Ansicht des OLG Düsseldorf kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen auch durch die Einräumung von Kreditlinien begegnet werden, statt ganzjährig liquide Mittel vorzuhalten (vgl. auch „Treuberater“-[Ausgabe II/2022](#)).

Dieser Auffassung des Beschwerdegerichts hat der BGH nun widersprochen. Er stellte fest, dass die Betroffene im Verwaltungsverfahren eine bereinigte Cash-Flow-Rechnung vorgelegt hatte, aus der sich unstrittig ein Liquiditätsbedarf für die Monate Januar und Februar 2015 ergab. Dies resultierte daraus, dass die Auszahlungen die Einzahlungen überstiegen. Damit sei die Notwendigkeit eines überdurchschnittlich hohen Umlaufvermögens belegt, da die in der Kasse vorhandenen Mittel für kurzfristig zu bedienende Verbindlichkeiten benötigt worden seien. Der BGH betonte weiter, dass die normative Vorgabe des § 7 Abs. 1 Satz 4 GasNEV die Betriebsnotwendigkeit eines Kassenbestands im Jahresanfangsbestand auch dann anerkenne, wenn dieser nur für wenige Wochen benötigt werde und nicht – wie durch die Durchschnittsbildung fingiert – tatsächlich für sechs Monate vorgehalten werden müsse.

Auch die Argumentation der Bundesnetzagentur, die in den Monaten Januar und Februar 2015 bestehende Liquiditätslücke habe durch eine kurzfristige Kreditaufnahme geschlossen werden können, wies der BGH zurück. Für die Einordnung eines Kassenbestands als betriebsnotwendig sei es unerheblich, ob die liquiden Mittel aus Eigen- oder Fremdkapital stammen.

Letztlich hatte die Bundesnetzagentur argumentiert, dass die Betroffene durch die von ihr gewählte Abrechnungsmethode einen nicht vorhandenen Liquiditätsbedarf „künstlich“ provoziere. Unter Hinweis auf andere mögliche Abrechnungsverfahren, namentlich das sogenannte rollierende Verfahren, bei dem gleichmäßig über das Jahr abgerechnet wird, hält sie das von der Betroffenen gewählte Stichtagsverfahren für ineffizient. Auch dieser Auffassung widersprach der BGH. Bei dem angewandten Stichtagsverfahren handele es sich um ein anerkanntes und vielfach verwendetes Standardabrechnungsverfahren. Dieses sei als solches nicht geeignet, einen Liquiditätsbedarf „künstlich“ herbeizuführen. Ob in dem Monat, in dem der Ausgleich der abgerechneten Abschlagszahlungen erfolgt, ein Liquiditätsbedarf oder ein Liquiditätsüberschuss entsteht, hänge im Wesentlichen davon ab, ob die Abschlagszahlungen höher oder niedriger als die abgerechneten Verbrauchskosten sind.

Bewertung und Handlungsoptionen

Das Urteil des BGH stärkt die Position der Netzbetreiber und gibt wichtige Hinweise, wie eine Rechtfertigung von Kassenbestand im Umlaufvermögen auf der Basis einer

Cash-Flow-Rechnung gelingen kann. Gleichwohl ist zur Vermeidung der erforderlichen Nachweisführung gegenüber den Regulierungsbehörden eine Optimierung der Tätigkeitenbilanzen und die Minimierung von Umlaufvermögen zum Bilanzstichtag unbedingt anzuraten. Hierfür steht eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Verfügung, die unternehmensindividuell zu analysieren sind. Eine Prüfung der individuellen Optimierungsmöglichkeiten ist bereits für das aktuelle Berichtsjahr 2024 zu empfehlen, da dieses für die anstehende Kostenprüfung Gas des Basisjahres 2025 relevant sein wird.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Volksw. Felix Hiltmann

Tel.: +49 211 5235-158

felix.hiltmann@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Öffentliches Wirtschaftsrecht

Vergabekammer des Bundes | Gesamtvergabe von Leistungen

Sachverhalt

Gegenstand der Entscheidung der Vergabekammer des Bundes (VK Bund) (Beschl. v. 26.02.2024, Az. VK2-11/24) war die Gesamtvergabe eines Autobahnausbauprojekts. Eine Anbieterin sogenannter Weißmarkierungsarbeiten hatte die Gesamtvergabe gerügt und eine Aufteilung in Fachlose gefordert. Nach § 97 Absatz 4 GWB sollen nämlich öffentliche Aufträge soweit möglich in Lose unterteilt werden. Die Vergabestelle argumentierte, dass die Gesamtvergabe aufgrund von Synergieeffekten und einer verkürzten Bauzeit wirtschaftlicher sei.

Entscheidung

Die VK Bund wies den Antrag zurück und bestätigte die Entscheidung der Vergabestelle, die Vergabe nicht in Lose aufzuteilen. Die VK Bund folgte insbesondere den sehr ausführlich dokumentierten technischen und konzeptionellen Gründen, die die Vergabestelle vorbrachte. Wichtig war der Vergabekammer in diesem Zusammenhang, dass sich der Auftraggeber nicht pauschal auf eine Beschleunigung des Bauablaufs berufen, sondern die Begründung für die Entscheidung gegen eine losweise Vergabe sehr konkret auf das vorliegende Bauvorhaben bezogen hatte.

Die Entscheidung der VK Bund zeigt, dass von dem Grundsatz der losweisen Vergabe mit guter Begründung abgewichen werden kann. Dass die VK Bund dabei auch die Vergabekonzeption mit einer Bewertung der „Gesamtbauzeit“ als einen Ausnahmegrund sieht, ist aus der Auftraggebersicht zu begrüßen. Zudem zeigt die Entscheidung, dass es häufig nicht nur auf die richtigen Argumente und Begründungsansätze ankommt, sondern auch eine sorgfältige Dokumentation wichtig ist.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

BGH | Entscheidung i. S. einer Preisänderung im Fernwärmebereich

Der BGH (Urt. v. 27.9.2023, Az. VI ZR 249/22) hat in Fortführung seiner Rechtsprechung bestätigt, dass das Fernwärmeversorgungsunternehmen („FVU“) zur einseitigen Anpassung einer unwirksamen Preisänderungsklausel im laufenden Vertragsverhältnis berechtigt ist, und somit auch bestätigt, dass dem FVU in diesem Zusam-

menhang ein eigener Gestaltungsspielraum zukommt (vgl. Urteil v. 26.1.2022, Az. VI ZR 175/19). Dabei ist es grundsätzlich nicht zu beanstanden, wenn das FVU als Bezugsjahr für das Markt- und das Kostenelement das der Einführung der angepassten Klausel vorausgehende Jahr wählt. Ebenso hält sich das FVU innerhalb seines Gestaltungsspielraums, wenn es bei der zulässigen einseitigen Anpassung einer unwirksamen Preisänderungsklausel den Ausgangspreis pauschalierend unter Orientierung an der Dreijahreslösung des BGH bestimmt. Zudem ist es nicht erforderlich, die im laufenden Vertragsverhältnis angepasste Preisänderungsklausel so auszugestalten, dass sich bei ihrer Anwendung für einzelne oder alle Kunden stets der denkbar günstigste Preis ergibt. Voraus-

setzung ist allerdings, dass das FVU sachliche und nachvollziehbare Anknüpfungspunkte für die jeweiligen Preisänderungsparameter zur Wahrung des Verhältnisses von Leistung und Gegenleistung gewählt hat und nicht greifbare Anhaltspunkte dafür bestehen, dass die vom FVU gewählte Pauschalierung einseitig der Wahrung seiner eigenen wirtschaftlichen Interessen dient.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Kommunalwesen

Schulung für Aufsichtsräte kommunaler Unternehmen in Baden-Württemberg



Am 9. Juni 2024 fanden in Baden-Württemberg Kommunalwahlen statt. Danach werden auch die Aufsichtsräte in den Stadtwerken und sonstigen kommunalen Unternehmen überwiegend neu besetzt. Für die kommunalen Vertreter, die als Aufsichtsratsmitglieder bestellt werden, ist das Aufsichtsratsmandat mit seinem umfassenden Aufgabenspektrum sowie dem damit einhergehenden Rechte- und Pflichtenkatalog in vielen Fällen Neuland.

Unser Angebot

Mit unserem Schulungsangebot möchten wir Ihren Aufsichtsratsmitgliedern das nötige Wissen über die anstehende Aufsichtsrats Tätigkeit leicht verständlich und praxisbezogen vermitteln.

Im Rahmen unserer Schulung behandeln wir insbesondere folgende Themen:

- Rechtstellung, Organisation und Aufgaben des Aufsichtsrats,
- Rechte und Pflichten der Aufsichtsratsmitglieder unter besonderer Berücksichtigung des Spannungsverhältnisses zwischen Gesellschafts- und Kommunalrecht,
- Haftung des Aufsichtsrats.

Auf Wunsch ergänzen wir unsere Schulung beispielsweise um folgende Themen:

- Jahresabschluss, Bilanzanalyse sowie Wirtschaftsplanung,
- Grundlagen der Besteuerung kommunaler Unternehmen.

Als branchenspezifische Schwerpunkte bieten wir unter anderem Folgendes an:

- Einführung in die Energie- und Versorgungswirtschaft,
- Grundzüge der Netzentgeltregulierung.

Ihr Nutzen

Die Praxis zeigt, dass die Aufsichtsrats Tätigkeit zunehmend anspruchsvoller und komplexer wird. Aus unserer langjährigen Erfahrung als Berater der Kommunalwirtschaft wissen wir, dass eine regelmäßige und praxisnahe Schulung wesentlich dazu beiträgt, den gestiegenen Anforderungen an die Aufsichtsrats Tätigkeit gerecht zu werden. So lassen sich bereits im Vorfeld mögliche Konflikte im Verhältnis zur Geschäftsführung einerseits und zum Rat andererseits vermeiden. Durch eine gezielte Schulung können zudem Haftungsrisiken, die sich im Rahmen der Aufsichtsrats Tätigkeit ergeben, minimiert werden.

Haben wir Ihr Interesse geweckt? Sprechen Sie uns bei Bedarf bitte gerne an.

Ihre Ansprechpartner

WP StB Aiko Schellhorn

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

WP Andreas Schnäbele

Tel.: +49 711 99340-23

andreas.schnaebele@es-unternehmensgruppe.de

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

RAin/Fachanwältin für Steuerrecht Isabell Praefke

Tel.: +49 211 5235-128

isabell.praefke@es-unternehmensgruppe.de

Impressum

EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES

Standort Düsseldorf

Fritz-Vomfelde-Straße 6
40547 Düsseldorf
Telefon +49 211 5235-01
Telefax +49 211 5235-100
E-Mail Duesseldorf@ES-Unternehmensgruppe.de

EversheimStuible **Treuberater GmbH**
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN Gesellschaft für
Wirtschaftsberatung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Standort Stuttgart

Schloßstraße 70
70176 Stuttgart
Telefon +49 711 99340-0
Telefax +49 711 99340-40
E-Mail Stuttgart@ES-Unternehmensgruppe.de

IBK. Ingenieur- und Unternehmensberatung
für Versorgungswirtschaft GmbH

ES

EversheimStuible **Rechtsanwaltsgesellschaft mbH**

Besuchen Sie uns auch auf:



Stand: Juni 2024
EversheimStuible Unternehmensgruppe

Rechtlicher Hinweis:

Bitte beachten Sie, dass diese Informationssammlung eine individuelle Beratung nicht ersetzen kann! Sie stellt keine Beratung (juristischer oder anderer Art) dar und sollte auch nicht als eine solche verwendet werden.

Die Zusammenstellung der Informationen erfolgte mit der gebotenen Sorgfalt. Gleichwohl übernehmen wir keinerlei Haftung, aus welchem Rechtsgrund auch immer, für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der enthaltenen Informationen.

ES