

TREUBERATER

II/2025

Vorwort zum Treuberater	19
Steuern	20
Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Nichtanwendungserlass zur „Kettenzusammenfassung“	20
Umsatzsteuer – Zuschüsse zum ÖPNV – EuGH verneint Steuerpflicht bei Verlustausgleichszahlungen	20
Energie und Wasser	22
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2025	22
Entgelt für singulär genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV soll abgeschafft werden	23
Ermittlung der Netznutzungsentgelte Strom für das Jahr 2026 – EE-Wälzung bis zum 01.10.2025 beantragen	24
KANU 2.0 – Erfahrungsbericht zur Umsetzung	25
Netznutzungsentgelte für Stromverteilnetze – ab 2029 Änderungen zu erwarten (AgNes)	27
BNetzA legt neue „Spielregeln“ der Regulierung für Strom und Gas vor – Auswirkungen von RAMEN Strom/Gas und StromNEF/GasNEF auf die Strategie der Netzbetreiber – Update	28
Wahl des vereinfachten Regulierungsverfahrens für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber für die 5. Regulierungsperiode	29
BGH Was ist eine Kundenanlage?	30
Rechtsprechung 2024 Ausgewählte Gerichtsurteile zu wesentlichen regulatorischen Fragestellungen	31
Kommunalwesen	35
Reform des kommunalen Vergaberechts in NRW	35
Haushalt stärken, Zukunft gestalten: Das Altschuldenentlastungsgesetz als Weg zu mehr finanzieller Stabilität	35
In eigener Sache	39
Neue Mitarbeiter/-innen	39
Impressum	40

Vorwort zum Treuberater

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

kaum zu glauben, aber wahr: Das erste Halbjahr liegt nun bereits hinter uns. Sicherlich war es wieder einmal ein sehr arbeitsintensives erstes Halbjahr. Für viele von Ihnen geht es daher bestimmt bald in den wohlverdienten Sommerurlaub, um die Akkus wieder aufzuladen und den Fokus auf die Herausforderungen der zweiten Jahreshälfte zu lenken. Mit unserer Sommerausgabe des „Treuberaters“ möchten wir Ihnen zuvor noch einmal fundierte Einblicke in aktuelle Entwicklungen rund um Regulierung, Steuerrecht und kommunale Finanzen geben – mit besonderem Fokus auf die Herausforderungen und Chancen der Energiewende.

Ein zentrales Thema dieser Ausgabe ist das neue Alt-schuldenentlastungsgesetz (ASEG), das für viele Kommunen in Nordrhein-Westfalen einen bedeutenden Schritt in Richtung finanzieller Stabilisierung darstellt. Der Beitrag beleuchtet detailliert die Voraussetzungen, das Antragsverfahren und die Berechnungslogik der Entschuldung. Besonders hervorzuheben ist die Kombination aus Mindest- und Spitzenentschuldung, die sowohl eine flächendeckende als auch eine gezielte Entlastung hochverschuldeter Kommunen ermöglicht. Gleichzeitig weist der Artikel auf die komplexen Anforderungen an die Antragstellung hin – von der korrekten Abgrenzung der Verbindlichkeiten bis zur Erstellung eines Prüfungsberichts durch eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Für viele Kommunen dürfte das ASEG nicht nur eine finanzielle Entlastung sein, sondern auch neue Handlungsspielräume für Zukunftsinvestitionen eröffnen.

Zudem berichten wir im kommunalen Bereich über die geplante Reform des Vergaberechts in NRW, die den Kommunen künftig mehr Flexibilität, aber auch mehr Verantwortung bei der Ausgestaltung eigener Vergaberegeln einräumt.

Im Bereich Regulierung liegt der Fokus auf der Umsetzung von KANU 2.0. Ein umfassender Erfahrungsbericht zeigt, wie Gasverteilnetzbetreiber das Instrument strategisch nutzen können – sei es zur Ergebnissteuerung, zur Risikominimierung oder zur Finanzierung kommender Transformationsprojekte. Ergänzt wird dies durch Beiträge zur bundesweiten Verteilung von Mehrkosten im Stromnetz, zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (AgNes) sowie zur Neuausrichtung des vereinfachten Regulierungsverfahrens im Rahmen des NEST-Prozesses. Kurz vor Redaktionsschluss hat die BNetzA am 18.06.2025 Festlegungsentwürfe für den neuen Regulierungsrahmen veröffentlicht. Wir berichten insbesondere über Änderungen gegenüber den Diskussionspapieren und müssen leider festhalten, dass die BNetzA mit ihrer

eigenen Sicht auf die Auswirkungen den wirtschaftlichen Betrieb und die Sicherstellung der Transformation stark gefährdet. Gerne können wir bilateral weitere Informationen anbieten und Optimierungsmöglichkeiten vor dem Hintergrund der verschärften Regelungen aufzeigen.

Wie in jeder Sommerausgabe geben wir Ihnen auch in dieser Ausgabe wieder einen Überblick über zentrale Urteile des BGH und des OLG Düsseldorf im Bereich der Regulierung. Unser Überblick beschäftigt sich u. a. mit den Urteilen zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze, zur Anerkennung von Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar sowie zur Einordnung von Kundenanlagen.

Auch steuerliche Themen kommen nicht zu kurz: Wir informieren über den aktuellen Nichtanwendungserlass zur Kettenzusammenfassung im steuerlichen Querverbund sowie über ein EuGH-Urteil zur Umsatzsteuerfreiheit von ÖPNV-Zuschüssen – mit konkreten Empfehlungen zur Gestaltung von Zuschussvereinbarungen.

Abgerundet wird diese Ausgabe durch personelle Neuigkeiten in eigener Sache: Wir freuen uns, mit Anna Lena Heyer und Philippe Jores zwei neue Kolleg:innen im Prüfungsbereich am Standort Düsseldorf begrüßen zu dürfen. Im Beratungsbereich freuen wir uns über Unterstützung durch unseren neuen Kollegen Elias Plattfaut.

Wir hoffen, Ihnen mit dieser Ausgabe wieder wertvolle Impulse für Ihre Arbeit zu geben, und stehen Ihnen bei Fragen oder Anregungen jederzeit gern zur Verfügung. Allen Urlaubern wünschen wir eine erholsame Zeit!

Ihre EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES

EversheimStuible Treuberater GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN

Gesellschaft für
Wirtschaftsprüfung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

IBK

Ingenieur- und Unternehmensberatung
für Versorgungswirtschaft GmbH

ES

EversheimStuible Rechtsanwaltsgesellschaft mbH



ES

EversheimStuible Unternehmensgruppe

Steuern

Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Nichtanwendungserlass zur „Kettenzusammenfassung“

In unserer „Treiberater“-Ausgabe I/2025 berichteten wir zum Thema *Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Kettenzusammenfassung: Die „Kettenzusammenfassung“ von Betrieben gewerblicher Art (BgA) wird vom Bundesfinanzhof (BFH) abgelehnt. Wie kann es weitergehen?*

Mittlerweile hat das Bundesfinanzministerium (BFM) dazu am 6. Juni 2025 einen **Nichtanwendungserlass** veröffentlicht.

So geht es weiter

Das Urteil ist über den entschiedenen Fall hinaus nicht anzuwenden, denn es hätte erhebliche Auswirkungen auf zahlreiche bestehende Querverbünde gehabt.

Allerdings ...

gilt das nur so lange, bis der BFH in einem zweiten Verfahren seine Rechtsprechung bestätigt. Sollte dies eintreffen, könnte nur noch eine Gesetzesänderung den Fortbestand des Querverbunds in seiner jetzigen Form sicherstellen.

Verbindliche Auskünfte ...

sollen dem Vernehmen nach nun weiter bearbeitet bzw. können beantragt werden. Nach unserer Erfahrung sind Auskunftersuchen eine Zeit lang nicht bearbeitet worden, da man auf ein BMF-Schreiben gewartet hat.

Bleibt zu hoffen, dass das BMF nun bald auch sein BMF-Schreiben vom 7.10.2024 für endgültig erklärt.

Warten wir es ab!

Ihre Ansprechpartner

WP StB Aiko Schellhorn

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

StBin Silke Poludniok

Tel.: +49 711 99340-24

silke.poludniok@es-unternehmensgruppe.de

RAin Fachanwältin für Steuerrecht Isabell Praefke

Tel.: +49 211 5235-128

isabell.praefke@es-unternehmensgruppe.de

RAin StBin Andrea Brinkmann

Tel.: +49 211 5235-133

andrea.brinkmann@es-unternehmensgruppe.de

Umsatzsteuer – Zuschüsse zum ÖPNV – EuGH verneint Steuerpflicht bei Verlustausgleichszahlungen

Landeszuschüsse unterliegen nicht der Umsatzsteuer – so der BFH mit Urteil vom 17.04.2024 (XI R 13/21). Ausschlaggebend ist die Tatsache, dass der Zuschuss aus strukturpolitischen Gründen gezahlt wird. Der Zuschussempfänger – Kommune oder Unternehmen – behält den vollen Zuschuss, muss keine Umsatzsteuer an das Finanzamt abführen und erhält auch den Vorsteuerabzug aus anderen Eingangsrechnungen.

Grundsätzliches

Bei Zuschüssen stellen sich umsatzsteuerrechtlich vier Überlegungen: Handelt es sich beim Zuschuss um ein verkapptes Entgelt (1) oder gar um ein Entgelt von dritter Seite (2), oder ist der Zuschuss als sog. echter (nichtsteuerbarer) Zuschuss (3) einzustufen? Selbst wenn man die Hürde der Nichtsteuerbarkeit genommen hat, darf man sich als Zuschussempfänger noch nicht in Sicherheit wiegen. Denn die Finanzverwaltung wird dann noch versuchen, den Vorsteuerabzug (4) wegen der Nichtsteuerbarkeit des Zuschusses zu versagen.

Sachverhalt

Ein nun erneut entschiedener Fall vor dem EuGH betrifft einen klassischen Fall aus dem Bereich der öffentlichen Personenbeförderung. Ein Personenbeförderungsunternehmen P betreibt den örtlichen ÖPNV. Die Fahrscheine werden zu einem vom Aufgabenträger (Gebietskörperschaft) festgelegten, nicht kostendeckenden Preis verkauft. Für den entstehenden Verlust kommt die Gebietskörperschaft durch eine Verlustausgleichszahlung (Zuschuss) auf. Umsatzsteuerrechtlich war bisher strittig, ob die Ausgleichszahlung als Entgelt von dritter Seite der Umsatzsteuer unterliegt.

Der EuGH hat entschieden ...

Der EuGH (Verfahren in der Rs. C-615/23) kommt zu dem Ergebnis, dass sich die Ausgleichszahlung nicht unmittelbar auf den von der Kommune festgelegten Preis auswirkt. Der Zweck der Ausgleichszahlung besteht vor allem darin, die Verluste von P zu decken. Der Preis der Tickets werde unabhängig von der Ausgleichszahlung festgelegt und die Ausgleichsleistung sei von konkreten Beförderungen unabhängig. Vielmehr orientiert sich die Subvention an den Fahrzeugkilometern. Unerheblich ist, dass der Preis der Tickets durch die Ausgleichszahlung gesenkt werden konnte. Denn dies sei – so der EuGH – bei jeder Subvention der Fall. Entscheidend war damit, dass die begünstigten Fahrgäste nicht eindeutig identifiziert werden konnten. Die Subvention wurde ohne Be-

rücksichtigung der Intensität und der Anzahl der Nutzer der erbrachten Dienstleistung berechnet.

Folgen für die Praxis

Der EuGH kommt damit zu dem erfreulichen Ergebnis, dass die Zuschüsse in Form der Ausgleichszahlungen kein Entgelt von dritter Seite im Sinne von Art. 73 MwStSystRL sind und damit nicht die Bemessungsgrundlage erhöhen.

Denn diese Vorschrift ist nur anwendbar, wenn

(1) die Subvention unmittelbar mit dem Preis des betreffenden Umsatzes zusammenhängt. Ein solcher Fall liegt nach Auffassung des EuGH nur dann vor, wenn die Subvention an den subventionierten Wirtschaftsteilnehmer (hier P) gerade für die Erbringung einer bestimmten Leistung gezahlt wird. Nur in diesem Fall kann die Subvention als Gegenleistung angesehen werden und damit steuerbar sein.

Weiter (2) muss die Subvention es dem Wirtschaftsteilnehmer objektiv gesehen ermöglichen, die Leistung zu einem niedrigeren Preis zu erbringen, als er ihn ohne Subvention verlangen müsste.

Schließlich (3) muss die von der Subvention verkörperte Gegenleistung bestimmbar sein.

Auswirkungen auf die Praxis

Damit besteht wieder etwas mehr Rechtssicherheit beim Thema „Zuschüsse“. Der EuGH bestätigt die Linie des BFH. Damit steht fest: Ein Verlustausgleich (im Nachgang) ist viel empfehlenswerter als die Vereinbarung eines Zuschusses im Vorhinein. Wichtig auch: Je pauschaler der Zuschuss vereinbart wird, desto vorteilhafter wirkt sich dies auf die Umsatzsteuer aus. Je weniger in der Zuschussvereinbarung auf die konkreten Kosten bzw. den Zuschussgegenstand Bezug genommen wird, umso besser. Der volle Zuschuss verbleibt beim Zuschussempfänger.

Bei richtiger Ausgestaltung einer Zuschussvereinbarung muss sich der Fiskus über den Vorsteuerabzug an den Investitionskosten beteiligen. Es lohnt sich daher, sämtliche Zuschussvereinbarungen kritisch zu würdigen und in Bezug auf die Umsatzsteuer rechtssicher und optimal auszuarbeiten.

Haben Sie Fragen? Sprechen Sie uns bei Bedarf bitte gerne an.

Ihre Ansprechpartner

WP StB Aiko Schellhorn

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

StBin Silke Poludniok

Tel.: +49 711 99340-24

silke.poludniok@es-unternehmensgruppe.de

RAin Fachanwältin für Steuerrecht Isabell Praefke

Tel.: +49 211 5235-128

isabell.praefke@es-unternehmensgruppe.de

RAin StBin Andrea Brinkmann

Tel.: +49 211 5235-133

andrea.brinkmann@es-unternehmensgruppe.de

Energie und Wasser

Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2025¹

Datum	Termin / Aufgabe	Grundlage
18.07.2025	Landesregulierungsbehörde Hessen: – Kapitalkostenaufschlag 2025 – Antrag auf Anpassung der EOG Während die Anträge fristgerecht zum 30.06.2025 zu stellen sind, gewährt die LRegB Hessen eine nachträgliche Nennung der Antragswerte und Einreichung der ausgefüllten Erhebungsbögen.	§§ 10a, 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 ARegV
31.08.2025	Prognosemeldung der Verteilnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich u. a. KWK-Strommengen und Netzentnahmen	§ 50 Abs. 3 EnFG
30.09.2025	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
30.09.2025	Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg: – Kapitalkostenaufschlag 2025 – Antrag auf Anpassung der EOG Während die Anträge fristgerecht zum 30.06.2025 zu stellen sind, gewährt die LRegB Baden-Württemberg eine nachträgliche Nennung der Antragswerte und Einreichung der ausgefüllten Erhebungsbögen.	§§ 10a, 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 ARegV
01.10.2025	Anzeige der EE-Netzkostenwälzung an die BNetzA / LRegB	FL BK8-24-001-A
15.10.2025	Meldung der EE-Netzkostenwälzung an ÜNB	FL BK8-24-001-A
15.10.2025	Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte der Strom- und Gasverteilnetze (Preisblätter) für das Folgejahr ²	§ 20 Abs. 1 EnWG
15.10.2025	Übermittlung der Prognosedaten für entgangene Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV des Folgejahres beim Übertragungsnetzbetreiber	§ 19 Abs. 2 StromNEV
15.10.2025	Anzeige der Anlage A für das Transformationselement 2026 an die Regulierungsbehörde	FL GBK-24-02-2#1
31.10.2025	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 Erlösbergrenzen, die von den Regulierungsbehörden für die Netzbetreiber festgelegt werden. Dabei ist die nach § 4 ARegV jährlich anzupassende Erlösbergrenze 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 Erlösbergrenze 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

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 10.10.2025 festgehalten. Hat ein Netzbetreiber weitere nachgelagerte Netzbetreiber, soll die Veröffentlichung bereits zum 06.10.2025 erfolgen.

zeitgleich die erforderliche Dokumentation gegenüber den Regulierungsbehörden nach § 28 der jeweiligen Netzentgeltverordnung.

Wir freuen uns auf Ihre Kontaktaufnahme.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Elias Plattfaut

Tel.: +49 211 5235-144

elias.plattfaut@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Entgelt für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV soll abgeschafft werden

Die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur hat am 10. Juni 2025 den Entwurf einer „Festlegung zu Entgelten für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV“ veröffentlicht.

Was regelt § 19 Abs. 3 StromNEV?

Das „Entgelt für singular genutzte Betriebsmittel“ ist an geschlossenen Netznutzern ab der Mittelspannungsebene (oder höher) anzubieten, die sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzen. Begünstigte können dabei Netzbetreiber und verbrauchende Netzkunden sein. Anstelle des allgemeinen Netzentgelts zahlen die Netznutzer nur ein angemessenes Entgelt für die singular genutzten Betriebsmittel.

Ziele des Festlegungsentwurfs

Nach dem Entwurf soll die Privilegierung der Singularität für alle Nutzergruppen abgeschafft werden:

1. Beendigung des Anwendungsbereichs des § 19 Abs. 3 StromNEV für Netzbetreiber per **01. Januar 2026**.
2. Für alle anderen Netznutzer ist eine Übergangsfrist bis zum 31. Dezember 2028 vorgesehen. Zu diesem Zeitpunkt tritt die StromNEV ohnehin außer Kraft.

Begründung der geplanten Veränderung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) begründet die Abschaffung des Sondernetzentgelts für singular genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV für Netzbetreiber wie folgt: Aus der Sicht der BNetzA kommt es zunehmend zu einer energiewirtschaftlich unbegründeten Inanspruchnahme durch nachgelagerte Netzbetreiber. Dies sieht die BNetzA nicht mehr als verursachungsgerecht an und dadurch erscheint ihr die Verteilung der Netzkosten nicht mehr sachgerecht. Nach Einschätzung der BNetzA

hat die Regelung des § 19 Abs. 3 StromNEV in der Praxis ihren intendierten Nutzen, doppelten Leitungsbau zu vermeiden, verfehlt und ist stattdessen eine nicht mehr hinnehmbare „betriebswirtschaftliche Optimierung“.

Fazit

Durch den Entwurf zur „Festlegung zu Entgelten für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV“ kommen auf Netzbetreiber, die bislang ein Entgelt für singular genutzte Betriebsmittel entrichtet haben, erhebliche Kostensteigerungen zu. Die Kosten für das vorgelagerte Netz auf der Basis des allgemeinen Preisblatts übersteigen die Kosten singular genutzter Betriebsmittel i. d. R. deutlich. Neben der hohen wirtschaftlichen Bedeutung empfiehlt es sich, sich zeitnah mit den Konsequenzen aus der Festlegung auseinanderzusetzen, da die Umsetzung für Netzbetreiber bereits zum 01. Januar 2026 erfolgen soll. Hier sind insbesondere die Auswirkungen auf die Erlösobergrenze aus dem Kostenanstieg für das vorgelagerte Netz oder den Anstieg bei den Netzentgelten zu analysieren.

Wir werden Sie selbstverständlich über die weiteren Entwicklungen aus dem Festlegungsentwurf auf dem Laufenden halten.

Gerne beraten wir Sie zu den Konsequenzen aus der Abschaffung des Entgelts für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV. Sprechen Sie uns bei Bedarf einfach an.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. VWL Stefan Evers

Tel.: +49 211 5235-150

stefan.evers@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Frank Dreßen

Tel.: +49 211 5235-149

frank.dressen@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Ermittlung der Netznutzungsentgelte Strom für das Jahr 2026 – EE-Wälzung bis zum 01.10.2025 beantragen

Die Bundesnetzagentur hat am 28.08.2024 die finale Festlegung zur bundesweiten Verteilung von Mehrkosten, die durch die Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in die Verteilernetze entstehen, beschlossen. Mit Wirkung zum 01.01.2025 bedeutet dies, dass Netzbetreiber nun zum wiederholten Male die Möglichkeit haben, ihre Mehrkosten zu ermitteln und diese bundesweit zu verteilen. **Wichtig: Antragsfrist bis zum 01.10.2025 beachten!**

Die Bundesnetzagentur (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 wird über die Einführung einer Umlage zur Verteilung von Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen geschaffen.

In den „Treuberater“-**Ausgaben I/2024** und **II/2024** haben wir bereits über das Eckpunktepapier und den Festlegungsentwurf berichtet. Im Folgenden werden nun die wesentlichen Inhalte der rechtskräftigen Festlegung ergänzend dargestellt:

1. Anspruchsberechtigte Netzbetreiber

Anspruch auf finanziellen Ausgleich haben nur Verteilernetzbetreiber, deren sogenannte Erneuerbare-Energien-Kennzahl (EKZ) den Schwellenwert von 2 (bzw. 200 %) überschreitet. 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. Ausgenommen sind Betreiber geschlossener Verteilernetze (§ 110 EnWG) und Netzbetreiber, die nicht der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) unterliegen.

2. Berechnung der Mehrkosten

Im nächsten Schritt wird die Höhe der Entlastung berechnet. Die EKZ wird für jede Netz- und Umspannebene ermittelt und setzt die installierte EE-Leistung (inkl. Rückspeisung und abzüglich abgeregelter Leistung) ins Verhältnis zur zeitgleichen Jahreshöchstlast. Überschreitet die EKZ den Schwellenwert, kann ein Anteil der Netzkosten als EE-bedingte Mehrkosten geltend gemacht und bundesweit gewälzt werden. Die Berechnung wird für

jede einzelne Netz- und Umspannebene eines Verteilernetzbetreibers separat durchgeführt. Entscheidend ist dabei nicht, ob über das gesamte Netz hinweg Mehrkosten anfallen, die verteilt werden können, sondern, dass jede Netzebene individuell einen Anspruch auf die Wälzung von Mehrkosten geltend machen kann. Ein Korrekturfaktor von 0,9 wird angewendet, um methodische Unsicherheiten und nicht berücksichtigte Kostentreiber auszugleichen.

3. Abwicklung und Umlage

Die betroffenen Netzbetreiber melden jährlich bis spätestens zum 15. Oktober ihren Wälzungsbetrag an den Übertragungsnetzbetreiber, wobei der Antrag fristgerecht zum 01.10.2025 bei der jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörde gestellt werden muss. Vorsicht: Meldet ein Netzbetreiber verspätet an den ÜNB, also nach dem 15.10.2025, entfällt nach der Festlegung die Wälzungsberechtigung. Die Abwicklung erfolgt über den etablierten Mechanismus der § 19 Absatz 2 StromNEV-Umlage, wobei Transparenz durch getrennte Ausweisung der Umlagen auf www.netztransparenz.de gewährleistet wird. Ein bundesweit einheitlicher Umlagebetrag wird von allen Netzkunden erhoben, um den sogenannten Verteilungstopf zu speisen. Netzbetreiber, die einen Ausgleichsanspruch haben (siehe Punkt 1), erhalten daraus ihre nachgewiesenen Mehrkosten (siehe Punkt 2). Für die Netzbetreiber bleibt dieser Vorgang kostenneutral, da sie den Entlastungsbetrag an die Netzkunden weitergeben müssen. Die Abwicklung der EE-bedingten Mehrkosten erfolgt – wie beim individuellen Netzentgelt nach § 19 Absatz 2 StromNEV – über den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Erfahrungswerte und Fazit

Seit dem 01.01.2025 ist die Netzentgeltsystematik um den Baustein der Verteilung EE-bedingter Mehrkosten erweitert worden. Bei Netzbetreibern mit einer EKZ > 2 hat sich bei der Berechnung der Erlösobergrenzen ab dem Jahr 2025 dadurch die Anpassungssystematik geändert.

Profiteure der Entlastung waren 2025 vor allem Netzbetreiber aus den Bundesländern Schleswig-Holstein, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Bayern. Eine Übersicht über die Netzentgeltentwicklung der wälzungsberechtigten Netzbetreiber steht für Interessierte auf der Internetseite der BNetzA zum Download bereit.

Im Jahr 2025 liegt der Zuschlag für die besondere Netznutzung bei 1,56 Cent pro Kilowattstunde (Quelle: www.netztransparenz.de). Wie bereits erläutert, setzt sich dieser Betrag aus der Umlage nach § 19 StromNEV sowie aus der Verteilung der netzseitigen Mehrkosten durch erneuerbare Energien zusammen. Davon entfallen rund 60 Prozent auf die Kosten der EE-Netzkostenverteilung.

Für die Netzentgeltermittlung 2026 im Stromnetzbereich wird es wieder entscheidend sein, rechtzeitig mit der Datenaufbereitung zur Ermittlung einer Anspruchsgrundlage zu beginnen, um diese fristgerecht bei den Landesregulierungsbehörden und beim ÜNB anzuzeigen. Die Festlegung wird im Jahr 2028 einer Evaluierung unterzogen. Bis dahin gilt der aktuelle Festlegungsstand. Zu beobachten bleibt, ob die Beschlusskammer noch Anpassungen vor dem 30.06.2028 vornehmen wird.

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

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 89 45359423 1

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

KANU 2.0 – Erfahrungsbericht zur Umsetzung

Die Bundesnetzagentur hat mit Blick auf das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 den regulatorischen Rahmen für Gasverteilnetzbetreiber grundlegend angepasst. Herzstück dieser Anpassung ist KANU 2.0 („Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen“).

Der nachfolgende Beitrag fasst wesentliche Praxiserfahrungen aus laufenden Beratungsprojekten zusammen und leitet Handlungsempfehlungen ab. Sollten Sie als Gasverteilnetzbetreiber noch keine Entscheidung zur Anwendung von KANU 2.0 getroffen haben, können Sie die notwendigen Prozesse auch noch in der zweiten Jahreshälfte anstoßen, um im kommenden Jahr von den Änderungen profitieren zu können (Frist Oktober 2025).

Kurze Wiederholung – regulatorischer Rahmen

Wie bereits in der „Treuberater“-Ausgabe I/2025 ausführlich vorgestellt, wird KANU 2.0 über die beiden Instrumente „Kapitalkostenaufschlag“ und „Transformationsselement“ umgesetzt. Dadurch ist es möglich, kalkulatorische Nutzungsdauern zu verkürzen (linear) oder eine degressive Abschreibung (8 % bis 12 %) einzuführen. Das Ziel besteht darin, die Restwerte spätestens bis zum Stilllegungszeitpunkt des Netzes, in der Regel 2045, vollständig zu amortisieren.

Organisatorische Erkenntnisse

Umsetzungszeitpunkt

In den betreuten Beratungsprojekten wird KANU 2.0 überwiegend erstmals mit der Erlösobergrenze (EOG) 2026 angewandt. Eine Anwendung hätte bereits mit der EOG 2025 stattfinden können, jedoch lag zwischen der Festlegung (25.09.2024) und der notwendigen Meldung zum TFE-Element (15.10.2024) nur ein kurzer Zeitraum. Die Mehrheit der Netzbetreiber hat sich daher für eine detaillierte Analyse der Auswirkungen im Kalenderjahr 2025 entschieden, um dadurch eine fundierte Entscheidungsgrundlage zu schaffen. Der hierdurch geschaffene Planungsvorlauf erleichtert die Abstimmung mit der kommunalen Wärmeplanung und ermöglicht belastbare Szenarien für Absatzmengen, Investitionen und Kapitalkosten.

Entscheidungsgrundlage

Aus unserer Erfahrung hat sich eine ganzheitliche Betrachtung der Auswirkungen von KANU 2.0 bewährt. Dabei werden simultan die Effekte auf die Umsatzerlöse, spezifischen Netzentgelte, Ergebnisbeiträge und die Finanzierung dargestellt. Am Ende steht eine Entscheidungsmatrix, die die unternehmensspezifischen Ziele und Anforderungen spiegelt. Die hieraus abgeleiteten Kennzahlen und Arbeitsergebnisse schaffen in der Geschäftsführung und in Aufsichtsgremien Transparenz und verkürzen Entscheidungsprozesse signifikant.

Gremienkommunikation

Die Entscheidungsmatrix stößt in Aufsichtsräten und kommunalen Vertretungen auf hohe Akzeptanz, da sie die ökonomischen Effekte der Dekarbonisierung nachvollziehbar darstellt. Eine konsistente Szenariologik hat sich als zielführend erwiesen. Wir beobachten dadurch eine wesentliche Hilfe und Unterstützung bei der Umsetzung der Beschlussvorlagen.

Inhaltliche Erkenntnisse

Mengeneffekt dominiert Auswirkungen auf das spezifische Netzentgelt

Analysen zeigen, dass der Rückgang der Durchleitungsmenge einen erheblich größeren Einfluss auf das spezifische Netzentgelt ausübt als die Wahl der Abschreibungsmethode im Rahmen von KANU 2.0. Hieraus ist abzuleiten, dass eine frühe Umsetzung von KANU 2.0 auf eine (noch) hohe Absatzmenge trifft und damit der Anstieg der Netzentgelte gering ausfällt. Zusätzlich variieren die spezifischen Netzentgelte unternehmensindividuell durch die Altersstruktur des Netzes und das Investitionsvolumen der 2000er-Jahre. Dennoch bleibt festzuhalten, dass der zentrale Effekt auf die Netzentgelte nicht der KANU 2.0-Effekt ist, sondern i. d. R. der Mengeneffekt.

Vorteile für Investitionsvorhaben in anderen Unternehmensbereichen

KANU 2.0 ist mehr als ein Abschreibungsregime für das Gasnetz. Richtig angewandt kann es als (anteiliges) Finanzierungselement für die anstehenden Investitionswellen der Energiewende fungieren. Beispielsweise generiert die degressive Abschreibung von 12 % in den ersten Jahren signifikante Mittelzuflüsse und erhöht damit die Eigenfinanzierungskraft im Unternehmen. Grundsätzlich sind bei der Wahl des Abschreibungsregimes die unternehmensindividuellen Anforderungen zu berücksichtigen und es ist der zielführendste Abschreibungspfad zu wählen.

Bilanzielle Absicherung

Die Stellungnahme des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V. (IDW) zu möglichen Auswirkungen des Ausstiegs aus der Erdgasversorgung auf die handelsrechtliche Bilanzierung des Anlagevermögens von Betreibern von Gasverteilernetzen (Dezember 2024) bietet eine gute Grundlage, unternehmensindividuelle Besonderheiten bei der handelsrechtlichen Bewertung des Anlagevermögens zu berücksichtigen. So sind unter bestimmten Voraussetzungen auch kürzere handelsrechtliche Nutzungsdauern und eine degressive Abschreibungsmethode anwendbar. Hierdurch könnte KANU 2.0 mittelbar einen Beitrag zur Finanzierung von Transformationsprojekten leisten. Zusätzlich könnte gewährleistet werden, dass das Anlagevermögen auch handelsrechtlich bis zum Ausstieg aus der Gasversorgung vollständig abgeschrieben ist. Wir beobachten bei der Umsetzung von KANU 2.0 in den überwiegenden Fällen eine korrespondierende Anpassung des kalkulatorischen und des handelsrechtlichen Abschreibungspfades.

Handlungsempfehlungen bis Oktober 2025

Falls noch nicht geschehen, empfehlen wir, eine Entscheidungsgrundlage hinsichtlich der Anwendung bzw. auch Nicht-Anwendung von KANU 2.0 anzustoßen. Hierzu gehören aus unserer Sicht:

Datensammlung: Während das Anlagevermögen mit Zugängen bis einschließlich 2020 i. d. R. durch den Genehmigungsbescheid der Kostenprüfung 2020 vorliegt, können die Ist-Investitionen ab 2021 aus dem Regulierungskonto übernommen werden. Zuletzt werden die Investitionsplanung (die zu den langfristigen Unternehmenszielen korrespondieren sollte) und möglichst eine Prognose zukünftiger Absatzmengen im Gasverteilnetz als Datenbasis benötigt.

Methodenwahl: Gerne unterstützen wir Sie bei der Erstellung einer Entscheidungsgrundlage dafür, welche Abschreibungsmodalität über KANU 2.0 für Ihren vorliegenden Fall zweckmäßig ist. Hierzu werden die verschiedenen Abschreibungsmodalitäten berechnet und einander gegenübergestellt.

Gremienvorbereitung: Erarbeitung einer stringenten Entscheidungsunterlage (Problemstellung – Vorgehen – finanzielle Wirkung), um Rückfragen zu minimieren und einen Beschluss zu bewirken.

Fristenmanagement: Verankern Sie den 15. Oktober 2025 als nicht verschiebbare Deadline in Ihrem Projektplan. Neben der Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte 2026 ist bis zu diesem Zeitpunkt das Transformationselement anzuzeigen, das nochmals eine hinreichende Bearbeitungszeit benötigt. Eine verspätete Antragstellung mindert das Erlösvolumen der EOG 2026. Falls die Anwendung von KANU 2.0 im Kapitalkostenaufschlag 2026 noch nicht berücksichtigt wurde, ist eine Aktualisierung des Antrags bis zum 15. Oktober 2025 für die Erlösobergrenze 2026 anzustoßen.

Fazit

KANU 2.0 eröffnet Gasverteilnetzbetreibern die Chance, regulatorische Vorgaben mit unternehmensstrategischen Zielen in Einklang zu bringen – sei es zur Risikominimierung, zur Ergebnissteuerung oder zur Finanzierung kommander Transformationsprojekte. Entscheidend ist ein frühzeitiges, strukturiertes Vorgehen, das alle relevanten Einflussfaktoren berücksichtigt. Sollten Sie Fragen zur Umsetzung, zur Wahl geeigneter Abschreibungsmodelle oder zur Vorbereitung Ihrer Entscheidungsunterlagen haben, kommen Sie gerne jederzeit auf uns zu – wir unterstützen Sie dabei, KANU 2.0 zielgerichtet und wirkungsvoll in Ihrem Unternehmen zu verankern.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Sebastian Meier

Tel.: +49 711 99340-17

sebastian.meier@es-unternehmensgruppe.de

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

Netznutzungsentgelte für Stromverteilnetze – ab 2029 Änderungen zu erwarten (AgNes)

Die Bundesnetzagentur hat das Verfahren zur Neugestaltung der „Allgemeinen Netzentgeltsystematik“ (AgNes) gestartet.

Im Rahmen eines Diskussionspapiers sowie eines zweitägigen Workshops mit der Branche wurden Anpassungsoptionen zur Bildung der Stromnetzentgelte diskutiert.

Ausgangslage

Aktuell vollzieht sich ein starker Wandel des Energieversorgungssystems im Netzbereich, gekennzeichnet durch

- einen hohen Anteil lastferner Einspeisung (starke Ausbaukosten),
- einen hohen Anteil an erneuerbarer Erzeugung (Notwendigkeit einer Flexibilisierung von Verbrauch und Einspeisung),
- einen steigenden Anteil von Prosumern (sinkende Finanzierungsbeiträge für das Netz),
- eine wachsende Anzahl flexibler Verbraucher und Stromspeicher (effiziente Integration in das Stromnetz).

Zielbild

Durch die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur (BNetzA) ab der fünften Regulierungsperiode will diese den Wandel des Energieversorgungssystems mit einer Neugestaltung der Netzentgeltsystematik begleiten. Dabei soll die Neugestaltung der Netzentgelte folgenden Dimensionen dienen:

- Kostenorientierung: Deckung der tatsächlichen Netzkosten,
- Umsetzbarkeit: Praktische Umsetzbarkeit,
- Anreizfunktion: Kosteneffizienz,
- Finanzierungsbeteiligung: „angemessene“ Netzentgelte für alle Akteure.

Innerhalb dieser Dimensionen existiert ein Spannungsverhältnis, wobei insbesondere der Grundsatz der Kostenorientierung und die praktische Umsetzbarkeit bei der Neugestaltung der Netzentgelte prioritär zu berücksichtigen sind.

Diskutierte Anpassungsoptionen

Folgende Anpassungsoptionen wurden umfangreich innerhalb des Diskussionspapiers der BNetzA diskutiert:

- Verbreiterung der Kostenträgerbasis durch die Einführung von Einspeiseentgelten oder die Einführung eines Baukostenzuschusses,
- neue Netzentgeltkomponenten, beispielsweise durch die Einführung eines verpflichtenden Grundpreises

oder den Ersatz des Leistungspreises durch einen Grundpreis,

- Einführung dynamischer Netzentgelte (lokale und zeitlich differenzierte Netzentgelte),
- Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte (Fairness bei der Kostenverteilung von Erneuerbare-Energien-Anlagen),
- Einführung von Speicherentgelten bzw. Ablösung bisheriger Privilegien,
- Zusammenfassung von Netz- und Umspannebenen bei der Berechnung mittels Kostenstellen,
- Änderungen bei der Kostenwälzung zwischen den Netz- und Umspannebenen.

Rückmeldung aus der Branche

Innerhalb des zweitägigen Workshops hatten alle Interessensgruppen die Chance, mitzudiskutieren sowie Rückmeldung zu den diskutierten Anpassungsoptionen zu geben.

Dabei gab es erwartungsgemäß eine starke Ablehnung der jeweiligen Interessensgruppen zu der Einführung von Einspeiseentgelten. Auf Zustimmung hingegen stieß die Einführung eines Kapazitätspreises als Alternative zum bisher verwendeten Leistungspreis. Zusätzlich wird eine gewisse Dynamisierung der Netzentgelte (wie teilweise im europäischen Ausland schon praktiziert) als sinnvoll erachtet, auch wenn der mangelnde Ausbau an Smart Metern sowie die fehlende Digitalisierung einer weitergehenden Dynamisierung aktuell im Weg stehen. Beim Thema Speichernetzentgelte wird zunächst seitens der Interessensgruppen auf den volkswirtschaftlichen Nutzen, den Speicher auf das Gesamtenergiesystem haben, verwiesen. Falls ein Speicher zusätzlich netzdienlich für die Standortwahl und die Betriebsweise ist, wird dafür plädiert, auch zukünftig Privilegien für Speicher innerhalb der Netzentgelte zu gewähren.

Weiterer Zeitplan

Im Nachgang wird die BNetzA alle Stellungnahmen sichten und spezifisch in den Austausch mit den unterschiedlichen Akteuren treten. Ein konkretisierendes Eckpunktepapier wird zum Jahreswechsel 2025/2026 erwartet.

Insgesamt wird die allgemeine Netzentgeltsystematik Strom voraussichtlich umfangreichen Änderungen zur nächsten Regulierungsperiode unterliegen. Netzbetreibern ist zu empfehlen, den Prozess aktiv zu begleiten und sich frühzeitig mit den Auswirkungen der Neuregelungen zu beschäftigen.

Gerne bieten wir Ihnen unsere Unterstützung in folgenden Themenbereichen an:

- Information über die diskutierten Änderungen in der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom,
- Managementinformation.

Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

BNetzA legt neue „Spielregeln“ der Regulierung für Strom und Gas vor – Auswirkungen von RAMEN Strom/Gas und StromNEF/GasNEF auf die Strategie der Netzbetreiber – Update

Nachdem die „Große Beschlusskammer“ der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Januar und Februar dieses Jahres wichtige Diskussionspapiere und Gutachten für den zukünftigen Regulierungsrahmen vorgelegt hatte, wurde nun der nächste Schritt gemacht: Am 18.06.2025 sind konkrete Beschlussentwürfe zu den einzelnen Festlegungen RAMEN Strom/Gas (Regulierungsrahmen für die Anreizregulierung im Energiesektor) sowie StromNEF/GasNEF (Neuregelungen der Netzentgeltverordnungen) veröffentlicht worden.

Da die Veröffentlichung der Festlegungsentwürfe kurz vor Redaktionsschluss stattgefunden hat, geben wir in diesem Artikel lediglich ein kurzes Update zu dem Artikel in der „Treiber“-Ausgabe 1/2025. Die wesentlichen Änderungen zu den Diskussionspapieren werden nachfolgend kurz zusammengefasst.

Monetäre Auswirkungen NEST-Prozess

Im Nachgang zu den veröffentlichten Diskussionspapieren gab es einen Austausch zwischen dem BDEW (Bundesverband der deutschen Energiewirtschaft) und der BNetzA zu den einzelnen Änderungen sowie zu den monetären Auswirkungen für die Netzbetreiber. Der BDEW argumentiert, basierend auf Berechnungen von 17 Netzbetreibern und insgesamt 26 Netzen, dass die **Änderungen aus dem NEST-Prozess in der Regel zwischen 30 und 55 Prozent der Eigenkapital-Verzinsung des Netzbetreibers kosten**. Die BNetzA hat eigene Berechnungen, die auf die relative Änderung der Erlösobergrenze abzielen, vorgenommen und sieht keine grundlegenden Verschlechterungen für die Netzbetreiber durch die Änderungen aus dem NEST-Prozess. Dabei fällt bei den Berechnungen der BNetzA auf, dass die negativen Effekte aus den Änderungen größtenteils durch zwei Änderungen, die aktuell noch wenig transparent für die Netzbetreiber greifbar sind, aufgefangen werden. Dies ist im Stromnetzbereich zum einen die geplante vorübergehende Einführung einer OPEX-Anpassung (nur gültig für die 5. Regulierungsperiode für Stromverteilnetz-

betreiber im regulären Regulierungsverfahren) und zum anderen die strukturelle Änderung im Eigenkapitalzinssatz.

Update – Festlegungsentwurf RAMEN Strom/Gas und StromNEF/GasNEF

Die BNetzA hat damit eine sehr eigene Sicht auf die Auswirkungen ihres Regulierungsrahmens. Sie erkennt, dass unter diesen Bedingungen der wirtschaftliche Betrieb der Netze, die Sicherstellung der Transformation und die Finanzierung der Energiewende nicht gelingen können. Diese Fehleinschätzung der BNetzA wird auch dadurch deutlich, dass in den Festlegungsentwürfen keine grundlegenden Änderungen im Vergleich zu den veröffentlichten Diskussionspapieren im Januar und Februar zu finden sind. Wenige kleinere Änderungen sind vorhanden: So sollen z. B. im Gasnetzbereich die Kosten für die Rückstellung Stilllegung/Rückbau als „dauerhaft nicht beeinflussbare“ Kostenanteile geltend gemacht werden können. Im Diskussionspapier wurde diese Kostenposition noch als Teil der volatilen Kosten vorgesehen. Änderungen mit geringer monetärer Auswirkung gibt es auch hinsichtlich aktivisch abgesetzter Zuschüsse. Es sind auch kleinere Änderungen in den Nutzungsdauern der jeweiligen Anlagengruppen sowohl im Strom- als auch im Gasnetzbereich vorgenommen worden.

Fazit

Für Netzbetreiber ist es von erheblicher Bedeutung, ihre Optimierungsstrategien an die neuen Regeln anzupassen. Daher ist Netzbetreibern zu empfehlen, sich frühzeitig mit den Neuregelungen zu beschäftigen und ihre Strategien in den regulierten Netzen zu überprüfen. Die neuen Regelungen haben wesentlichen Einfluss auf eine Vielzahl von Handlungsalternativen, und zwar auf

- die Strategie zur Bestimmung des Ausgangsniveaus,
- die Fortführung von KANU 2.0,
- die Investitionsstrategie,
- die Finanzierungsstrategie,
- die Wahl des Regulierungsverfahrens (vereinfacht oder regulär) und
- die Vereinnahmung von Zuschüssen.

Die thematische Auseinandersetzung ist insbesondere vor dem Hintergrund der bevorstehenden Kostenprüfungen (Gas: 2026; Strom: 2027) von entscheidender Bedeutung.

Gerne bieten wir Ihnen unsere Unterstützung in folgenden Themenbereichen an:

- Information über die neuen Regelungen,
- Managementinformation,
- Entwicklung von Optimierungsmaßnahmen,
- Berechnung der monetären Auswirkungen (EOG-Prognose),

- Update Regulatorisches Managementcockpit ab Sommer 2025,
- Wahl des vereinfachten Verfahrens,
- Finanzierung der Energiewende.

Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Wahl des vereinfachten Regulierungsverfahrens für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber für die 5. Regulierungsperiode

Die Bundesnetzagentur hat die Ausgestaltung des vereinfachten Verfahrens für Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des NEST-Prozesses zur Neugestaltung der regulatorischen „Spielregeln“ präzisiert.

Nach der Veröffentlichung zahlreicher wichtiger Tenorentwürfe für den zukünftigen Regulierungsrahmen („NEST“) im Januar und Februar dieses Jahres haben insbesondere die Änderungen beim vereinfachten Verfahren bei den betroffenen Netzbetreibern zu großer Resonanz geführt. Im Nachgang folgte daher am 14.03.2025 ein Expertenaustausch seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit einigen Präzisierungen der geplanten Änderungen.

Teilnahmevoraussetzungen vereinfachtes Verfahren

Zunächst liegt die vermutlich erste große Veränderung bei den Teilnahmevoraussetzungen für das vereinfachte Verfahren. Während bislang die Anzahl der Kunden (Gas: 15.000 Kunden; Strom: 30.000 Kunden) entscheidend für die Möglichkeit ist, in das vereinfachte Verfahren zu wechseln, soll zukünftig das um die vorgelagerten Netzkosten bereinigte Ausgangsniveau nach § 23b EnWG maßgebend dafür sein. Anhand der Marktabdeckung, die im Strom bei 90 % und im Gas bei 82 % liegen soll, wird ein Schwellenwert ermittelt. Netzbetreiber, die über diesem Schwellenwert liegen, müssen die nächste Regulierungsperiode als Teilnehmer im regulären Verfahren durchlaufen. Andersherum haben Netzbetreiber, die unter diesem Schwellenwert liegen, die Möglichkeit, in das vereinfachte Verfahren zu wechseln. Nach vorläufigen Berechnungen der BNetzA liegt der Schwellenwert im Stromnetzbereich bei ca. 7,14 Mio. € und im Gasnetzbereich bei ca. 4,32 Mio. €.

Unternehmensindividueller Effizienzwert

Der unternehmensindividuelle Effizienzwert ist wohl das bedeutendste Kriterium für die Vorteilhaftigkeit des vereinfachten Verfahrens. C. p. spricht ein niedriger zu erwartender unternehmensindividueller Effizienzwert für die Wahl des vereinfachten Verfahrens.

Insofern sollten sich Unternehmen, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen könnten, insbesondere mit der Prognose eines unternehmensindividuellen Effizienzwerts für die 5. Regulierungsperiode beschäftigen.

Die vorgesehenen Änderungen bei den Teilnahmevoraussetzungen können gravierende Folgen für Unternehmen haben, die aktuell im vereinfachten Verfahren sind und zukünftig in das reguläre Verfahren wechseln müssen. Insbesondere bietet sich auch für diese Unternehmen an, eine Prognose des zu erwartenden unternehmensindividuellen Effizienzwerts vorzunehmen und die Auswirkungen auf die künftigen Erlösbergrenzen („Umsatzerlöse“) abzuschätzen. Eine rechtzeitige, ausführliche Analyse über die Folgen durch den Wechsel sowie über Chancen und Risiken ist daher essenziell.

Für die Unternehmen, die das vereinfachte Verfahren wählen können, und diejenigen, die die Voraussetzungen für das vereinfachte Verfahren zu verlieren drohen, bieten wir in Kooperation mit der Polynomics AG unseren Effizienzkompass an. Auf der Basis der Effizienzwertverfahren der letzten Regulierungsperioden und der Sensitivitätsanalysen können wir Ihnen Orientierung über Ihren unternehmensindividuellen Effizienzwert geben. Darauf aufbauend können konkrete Handlungsempfehlungen entwickelt werden. Sprechen Sie uns hierzu bei Bedarf gerne an.

Rechtsfolgen vereinfachtes Verfahren

Zur Entscheidungsfindung für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren sind allerdings weitere Faktoren einzubeziehen. Die BNetzA sieht diesbezüglich wesentliche Änderungen zulasten des vereinfachten Verfahrens vor.

Der Hauptvorteil im vereinfachten Verfahren, der pauschale Effizienzwert, wird abgeschwächt. Dieser errechnet sich aus dem gewichteten arithmetischen Mittel aller bereinigten Effizienzwerte aus dem Regelverfahren. Dabei soll die Berechnungslogik durch eine neue Gewichtung der Netzbetreiber innerhalb der Formel verändert werden. Netzbetreiber mit niedriger Kostenbasis werden höher gewichtet. Dies führt bezogen auf die 4. Regulierungsperiode zu einer Verschlechterung des pauschalen Effizienzwerts im Stromnetzbereich um ca. 2 Prozentpunkte und im Gasnetzbereich um ca. 0,2 Prozentpunkte.

Zusätzlich wird im Regelverfahren die Effizienzmessung wohl durch einen Best-of-3-Ansatz verschärft werden. Dabei kommt der höchste Effizienzwert aus

- dem Mittelwert der DEA und sDEA,
- dem Mittelwert der SFA und sSFA und
- einer Mindesteffizienz von 60 %

zur Anwendung.

Es ist daher davon auszugehen, dass der pauschale Effizienzwert im vereinfachten Verfahren weniger attraktiv wird.

Auch die bislang pauschal ermittelten, dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten unterliegen zukünftig wie im regulären Verfahren einer jährlichen Anpassung.

Vorteile durch die NEST-Neuregelungen im Strombereich, wie beispielsweise die jährliche OPEX-Anpassung, werden Teilnehmern im vereinfachten Verfahren nicht gewährt.

Zusammenfassend wird das vereinfachte Verfahren im Vergleich zum Status quo deutlich unattraktiver. Daher müssen auch zukünftig am vereinfachten Verfahren teilnahmeberechtigte Netzbetreiber frühzeitig prüfen, inwiefern ein Wechsel in das reguläre Verfahren individuell vorteilhaft sein kann.

Zeitlicher Ablauf

Die BNetzA beabsichtigt, die endgültige Veröffentlichung des Schwellenwerts zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren in der ersten Kalenderwoche nach dem Basisjahr zu tätigen. Dann haben alle Netzbetreiber, die unter dem Schwellenwert liegen, die Möglichkeit, bis zum 31.03. des Jahres per Meldung an die zuständige Regulierungsbehörde das vereinfachte Verfahren zu beantragen. Durch den zeitlichen Ablauf ist die Planungssicherheit insbesondere für Netzbetreiber, die nahe am prognostizierten Schwellenwert liegen, gering. Dies unterstreicht, dass eine frühzeitige Analyse der Auswirkungen des vereinfachten Verfahrens im Vergleich zum regulären Verfahren sinnvoll ist.

Fazit

Netzbetreibern ist zu empfehlen, sich frühzeitig mit den Neuregelungen der Regulierung zu beschäftigen und ihre Strategien in den regulierten Netzen zu überprüfen. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Wahl des Regulierungsverfahrens (vereinfacht oder regulär). Die thematische Auseinandersetzung ist vor dem Hintergrund der bevorstehenden Fristen zur Wahl des vereinfachten Verfahrens (Gas: 31.03.2026; Strom: 31.03.2027) von entscheidender Bedeutung.

Gerne bieten wir Ihnen unsere Unterstützung in folgenden Themenbereichen an:

- Fortlaufende Informationen über die neuen Regelungen im weiteren Verfahrensverlauf bis zur finalen Festlegung,
- in Zusammenarbeit mit der Polynomics AG: Abschätzung individueller Effizienzwerte,

- Entwicklung von Optimierungsmaßnahmen (Prozess- und Organisationsberatung),
- Szenarioanalysen (Auswirkungen vereinfachtes vs. reguläres Verfahren).

Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

BGH | Was ist eine Kundenanlage?

Hintergrund

Streitgegenstand der Entscheidung des BGH (Beschl. v. 13.05.2025, Az. EnVR 83/20) war der Anschluss von zwei Wohngebieten mit 96 bzw. 160 Wohneinheiten und jeweils mit diesen verbundenen KWK-Anlagen, als sogenannten Kundenanlagen, an das örtliche Stromnetz. Die Wohneinheiten sollten jeweils über ein Blockheizkraftwerk und ein elektrisches Leitungssystem mit Strom versorgt werden. Der Betreiber der Anlagen ersuchte den Netzbetreiber um Anschluss als Kundenanlagen und um die Bereitstellung der nötigen Zählpunkte. Das Netzan-schlussbegehren des Anlagenbetreibers sowie die Bereitstellung der erforderlichen Zählpunkte wurden von dem zuständigen Verteilnetzbetreiber mit der Begründung abgelehnt, dass es sich nicht um Kundenanlagen im Sinne von § 3 Nr. 24a EnWG handele.

Der EuGH hat im Rahmen seines Urteils v. 28.11.2024 (Rs. C-293/23) (Vorabentscheidungsverfahren) entschieden, dass es in der europäischen Strombinnenmarkt-richtlinie kein mit der Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG vergleichbares Konstrukt gibt. Die deutsche Regelung ist somit europarechtswidrig, weil sie eine Ausnahme von der Regulatorik vorsieht, die von der Strombinnenmarkt-richtlinie nicht gedeckt ist.

Entscheidung

Der BGH hat die mündliche Verhandlung des Ausgangsverfahrens fortgesetzt und die Rechtsbeschwerde der Antragstellerin zurückgewiesen. Er gab damit dem Verteilnetzbetreiber Recht. Der Kartellsenat hat, wie mehrheitlich bereits vermutet wurde, entschieden, dass Energieanlagen, die Strom aus Blockheizkraftwerken an Mie-

ter mehrerer Wohnblöcke verkaufen und weiterleiten, nicht als von Netzbetreiberpflichten befreite „Kundenanlagen“ gemäß § 3 Nr. 24a EnWG einzustufen seien, wenn sie die Kriterien eines Verteilernetzes nach Art. 2 Nr. 28 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie erfüllen. Der BGH knüpft damit unmittelbar inhaltlich an die Entscheidung des EuGH an. Eine Energieanlage zu errichten und Kunden mit dieser Energieanlage zu versorgen und sie an diese anzuschließen, ist entsprechend der Entscheidung des BGH als Schaffung eines den Regulierungsvorschriften unterliegenden Verteilernetzes zu betrachten. Eine Kundenanlage liegt demgegenüber nur dann vor, wenn nach der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie kein Verteilernetz vorliegt.

Ausblick

Die Veröffentlichung des vollständigen Beschlusses des BGH wird in Kürze erwartet.

Ab diesem Zeitpunkt muss der Gesetzgeber Klarheit durch eine europarechtskonforme Neuregelung im EnWG schaffen. Wie diese aussehen wird, hängt allerdings auch davon ab, ob der BGH für die bisherigen Kundenanlagen noch einen nennenswerten Spielraum sieht.

Über den weiteren Fortgang halten wir Sie auf dem Laufenden.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Rechtsprechung 2024 | Ausgewählte Gerichtsurteile zu wesentlichen regulatorischen Fragestellungen

Wir freuen uns, Ihnen jeweils in der Juni-Ausgabe des „Treuberaters“ einen Überblick über ausgewählte Gerichtsentscheidungen zu wichtigen regulatorischen Fragestellungen des vergangenen Jahres geben zu können. In dieser Ausgabe gehen wir auf die Entscheidungen des Bundesgerichtshofs (BGH) zur Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze für die 4. Regulierungsperiode und zur Anerkennung von Kosten u. a. für Mehrurlaubstage als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ein. Von materieller Bedeutung ist insbesondere auch das Urteil des OLG Düsseldorf zur Einbeziehung der Bestandsanlagen in die Festlegung KANU 1.0. Zu den besprochenen Gerichtsentscheidungen finden Sie jeweils unsere Bewertung so-

wie Handlungsoptionen zur regulatorischen Optimierung. Bei Bedarf stehen wir Ihnen gerne beratend zur Seite.

1. BGH bestätigt die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze der Bundesnetzagentur für die vierte Regulierungsperiode

Exemplarisch sei für Elektrizitätsverteilernetze auf folgende Beschlüsse hingewiesen:

BGH, Beschluss vom 17.12.2024 – EnVR 94/23 – OLG Düsseldorf ➔ **BGH-Urteil**

BGH, Beschluss vom 17.12.2024 – EnVR 79/23 – OLG Düsseldorf ➔ **BGH-Urteil**

Da die Beschlüsse für Gasverteilernetze im gleichen Zusammenhang zu sehen sind und Ausführungen zu bestimmten Sachverhalten weiterführen, seien hier ausnahmsweise auch Beschlüsse aus dem Jahr 2025 thematisiert. Exemplarisch sei für Gasverteilernetze auf folgenden Beschluss hingewiesen:

BGH, Beschluss vom 25.02.2025 – EnVR 93/23 – OLG Düsseldorf ➔ **BGH-Urteil**

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Mit Beschlüssen vom 12. Oktober 2021 (BK4-21-055 und BK4-21-056) hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur (BNetzA) 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 BNetzA – entsprechend ihrer Vorgehensweise bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die vergangenen Regulierungsperioden – sachverständiger Hilfe bedient und entsprechende wissenschaftliche Gutachten eingeholt³.

Wie in den vorangegangenen Festlegungen der Eigenkapitalzinssätze für die erste bis dritte Regulierungsperiode hat die BNetzA 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 der „Treuberater“-Ausgabe II/2024 haben wir ausführlich berichtet, dass das OLG Düsseldorf insbesondere am 30. August 2023 entschieden hat, dass die Festlegung

³ „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 „Wissen-

schaftliches Gutachten zur Analyse der Zentralbanken-Ansätze zur Determinierung von Marktrisikoprämien“ von Prof. Richard Stehle und Prof. Dr. André Betzer (Stehle/Betzer-Gutachten).

der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen materiell rechtswidrig sei. Die BNetzA habe es versäumt, die ermittelte Marktrisikoprämie durch eine ergänzende Plausibilisierung abzusichern.

Der BGH hingegen hat nun jedoch geurteilt, dass die BNetzA die Zinssätze rechtmäßig festgelegt hat.

Die Verwendung anerkannter wissenschaftlicher Methoden und allgemein zugänglicher Datenquellen (wie der DMS-Studie) war zulässig. Es besteht keine Pflicht zur Plausibilisierung des Ergebnisses, wenn keine zwingenden gegenteiligen Anhaltspunkte vorliegen. Das OLG Düsseldorf hatte zuvor verlangt, dass die BNetzA eine Plausibilisierung der Marktrisikoprämie vornimmt. Der BGH widerspricht dem: Eine solche sei nur dann erforderlich, wenn konkrete Hinweise z. B. auf eine Eigenkapitalknappheit vorliegen. In den Beschlüssen zum Gasverteilnetz hat der BGH präzisiert, dass der Netzbetreiber hinsichtlich einer Plausibilitätsprüfung wegen Eigenkapitalknappheit dies unternehmensindividuell unter Einbeziehung einer Wirtschaftsplanung (Kapitalausstattung, Investitionsplanung, Renditen) darzulegen hat.

Zudem hat der BGH klargestellt, dass sich eine Plausibilisierungspflicht auf den Zeitpunkt des Beschlusserlasses, d. h. hier ausschließlich Oktober 2021, zu beziehen hat.

Die Entscheidung der BNetzA, an bestehenden methodischen Vorgaben auch übergangsweise festzuhalten, war aufgrund ihrer regulatorischen Unabhängigkeit und der gebotenen Rechtssicherheit nicht ermessensfehlerhaft. Auch musste die BNetzA nicht auf alle im Konsultationsverfahren vorgebrachten Argumente eingehen, sondern nur auf wesentliche.

Der internationale Vergleich der Zinssätze war nicht ausschlaggebend, da Unterschiede in regulatorischen Rahmenbedingungen und Methoden die Vergleichbarkeit einschränken. Der von der BNetzA gewählte Wert lag innerhalb einer zulässigen Bandbreite.

Der BGH hat für das Gasverteilnetz ergänzend geurteilt, dass die BNetzA die besonderen Risiken eines Gasverteilnetzbetreibers (Dekarbonisierung) ausreichend berücksichtigt hat.

Die Festlegung der BNetzA war nach Auffassung des BGH damit insgesamt plausibel und ausreichend begründet. Die Entscheidung des OLG Düsseldorf wurde aufgehoben.

Bewertung und Handlungsoptionen

Da auch Anhörungsrügen erfolglos blieben und die Erfolgsaussichten weiterer rechtlicher Schritte im Verhältnis zu den Kosten häufig als sehr gering eingeschätzt werden, ist gerade zu beobachten, dass die Netzbetreiber ihre Beschwerden gegen die Festlegungen der BNetzA zurückziehen.

Die Beschlüsse des BGH werden wohl aus juristischer Sicht ihre Berechtigung haben. Aus betriebswirtschaft-

licher Sicht hingegen werden zu niedrige Eigenkapitalzinssätze bestätigt. Den Netzbetreibern sind insbesondere der wirtschaftliche Betrieb der Netze und die Finanzierung der Energiewende kaum möglich.

Nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG müssen die von der BNetzA 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.

Auch vor diesem Hintergrund haben zahlreiche Netzbetreiber Anträge nach § 29 Abs. 2 EnWG auf Änderung und Neufestsetzung der Eigenkapitalzinssätze gestellt. Diese Anträge wurden jedoch regelmäßig von der BNetzA abgelehnt. Korrekturbedarf sieht die BNetzA derzeit offenbar nur hinsichtlich der Verzinsung von Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag. Es ist daher kritisch zu hinterfragen, ob das erklärte Ziel der BNetzA, die Investitionsfähigkeit der Strom- und Gasnetzbetreiber für die Modernisierung und den Ausbau der Energienetze auch im aktuellen Zinsumfeld sicherzustellen, erreicht werden kann.

Ob die Anträge gemäß § 29 Abs. 2 EnWG Erfolg haben, ist derzeit kaum abzuschätzen. Da erst am 02.07.2025 ein Termin zur mündlichen Verhandlung vor dem OLG Düsseldorf stattfindet und eine endgültige Entscheidung kaum zu terminieren ist, muss darauf geachtet werden, dass in allen aktuellen Genehmigungsbescheiden zur 4. Regulierungsperiode (Festlegung der Erlösobergrenzen, Regulierungskonto, Kapitalkostenaufschlag) entsprechende Anpassungszusagen zu den Anträgen gemäß § 29 Abs. 2 EnWG hinsichtlich der angesetzten Eigenkapitalzinssätze aufgenommen werden, um von einer etwaigen späteren Neufestsetzung der Eigenkapitalzinssätze unter Verzicht auf rechtswahrende Beschwerde einlegung profitieren zu können.

An dieser Stelle sei ergänzend darauf hingewiesen, dass Anpassungszusagen u. U. auch für andere Verzinsungsthemen im Kapitalkostenaufschlag sinnvoll sein können. Sprechen Sie uns bei Bedarf auch hierzu gerne an.

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 maßgeblichen Kennzahlen und die Grenzen der Finanzierung ist der erste notwendige Schritt, um Lösungen zu erarbeiten.

Auch können Business Cases helfen, unternehmensindividuell (wie vom BGH gefordert) „Eigenkapitalknappheit“ nachzuweisen und damit die Voraussetzungen zu schaffen, dass die BNetzA in Festlegungen zu Eigenkapitalzinssätzen Plausibilitätsprüfungen vornehmen muss.

Im Allgemeinen ist zu beobachten, dass Netzbetreibern immer stärker mittelbar und unmittelbar Nachweispflichten auferlegt werden. Gerade vor dem Hintergrund der zu erwartenden zusätzlichen Belastungen aus dem NEST-Prozess bietet es sich an, das Controlling so auszurichten, dass Nachweise zu Kostensteigerungen, Finanzierungshemmnissen und zur Unerreichbarkeit von Effizienzvorgaben erbracht werden können.

Sprechen Sie uns bei Fragen rund um die Finanzierung der Energiewende und die Sicherstellung des wirtschaftlichen Betriebs von Versorgungsnetzen gerne an.

2. OLG Düsseldorf zur Einbeziehung der Bestandsanlagen in die Festlegung KANU 1.0

OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.03.2024 – 3 Kart 87/23 → OLG-Beschluss

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Dieser Beschluss beschäftigte sich mit der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 8. November 2022 (Az. BK9-22/614 – sog. Festlegung KANU oder auch KANU 1.0). Diese enthält eine neue Regelung zur kalkulatorischen Nutzungsdauer von Gasnetzinfrastrukturen. Danach dürfen Netzbetreiber für Neuanlagen, die ab 2023 aktiviert werden, anstelle der bislang festgelegten Nutzungsdauern verkürzte Zeiträume ansetzen, die sich an dem Klimaziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 (§ 3 Abs. 2 KSG) orientieren. Die Abschreibungsdauer soll für fast alle Anlagenklassen „2045 minus Aktivierungsjahr“ betragen, sofern dies zu einer kürzeren als der bisher vorgesehenen Nutzungsdauer führt. Ziel dieser Regelung ist es, Investitionen in neue Infrastrukturen zu fördern und deren vollständige Refinanzierung über Netzentgelte zu sichern, bevor ihre Nutzung aufgrund der Dekarbonisierung endet.

Die Beschwerdeführerin kritisierte, dass Bestandsanlagen nicht in die Regelung einbezogen wurden. Sie argumentierte, dass auch ältere Netzinfrastrukturen aufgrund der politisch gewollten Abkehr von fossilen Energieträgern nicht bis zum Ablauf ihrer ursprünglich angesetzten Nutzungsdauern betrieben werden könnten. Es sei daher sachlich geboten, auch für Bestandsanlagen verkürzte Abschreibungszeiträume zuzulassen. Die unterbliebene

Berücksichtigung dieser Anlagen verstoße gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz und sei unverhältnismäßig, zumal dies Investitionsanreize untergrabe und das Vertrauen der Kapitalgeber beschädige.

Der Kartellsenat des OLG Düsseldorf wies die Beschwerde zurück. Die angegriffene Festlegung der BNetzA sei rechtmäßig. Zwar sei das Ziel der vollständigen Refinanzierung von Investitionen in Gasnetze angesichts des angestrebten Ausstiegs aus fossilen Energieträgern bis 2045 aner kennenswert und auch verfassungsrechtlich von Bedeutung. Jedoch sei der Behörde ein Entscheidungsspielraum in zeitlicher Hinsicht zuzugestehen, um auf komplexe regulatorische Anforderungen reagieren zu können.

Die Festlegung beschränke sich auf Neuanlagen, da hier das Risiko der Nichtrefinanzierung besonders virulent sei. Bestandsanlagen hingegen unterlägen weiterhin den bisherigen Regelungen. Die Unterscheidung sei sachlich begründet, da sich bei älteren Anlagen in der Regel bereits ein größerer Teil der Investitionskosten amortisiert habe. Der Anspruch auf sofortige Einbeziehung dieser Anlagen bestehe nicht. Auch könne aus der bisherigen Regulierungspraxis kein Anspruch auf Gleichbehandlung abgeleitet werden.

Das OLG Düsseldorf betonte, dass der BNetzA eine komplexe und langfristig angelegte Regulierungsaufgabe obliegt. Insbesondere im Kontext des politisch motivierten Ausstiegs aus der Erdgasversorgung sei ein schrittweises Vorgehen zulässig. Es sei nicht zu beanstanden, dass sich die Festlegung KANU zunächst auf Neuinvestitionen konzentriere, um kurzfristige Investitionshemmnisse auszuräumen. Eine umfassende Reform des Regulierungsrahmens sei in Planung, müsse aber fundiert vorbereitet werden.

Zudem lägen kein Abwägungsdefizit oder eine fehlerhafte Ermessensausübung der Behörde vor. Die BNetzA habe im Rahmen des Konsultationsverfahrens die Argumente zur Einbeziehung von Bestandsanlagen zur Kenntnis genommen und sich bewusst gegen eine sofortige Regelung ausgesprochen. Die Entscheidung sei nachvollziehbar und verhältnismäßig. Das Gericht verwies auch auf die jüngst erweiterten Kompetenzen der BNetzA im Zuge gesetzlicher Anpassungen, die es ihr künftig erlauben könnten, eine umfassendere Regulierung vorzunehmen.

Die Revision wurde wegen grundsätzlicher Bedeutung zugelassen (§ 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG).

Bewertung und Handlungsoptionen

Die wirtschaftliche Bedeutung der Festlegung KANU 1.0 hat sich erheblich relativiert. In dieser Ausgabe des „Treuberaters“ und in der „Treuberater“-**Ausgabe I/2025** haben wir bereits berichtet, dass die BNetzA mit Blick auf das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 den regulatorischen Rahmen für Gasverteilnetzbetreiber grundlegend angepasst hat. Herzstück dieser Anpassung

ist KANU 2.0 („Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen“). Über die beiden Instrumente „Kapitalkostenaufschlag“ und „Transformationselement“ ist es möglich, kalkulatorische Nutzungsdauern zu verkürzen (linear) oder eine degressive Abschreibung (8 % bis 12 %) einzuführen. Das Ziel besteht darin, die Restwerte spätestens bis zum erwarteten Stilllegungszeitpunkt des Netzes vollständig zu amortisieren. Auch im sogenannten NEST-Prozess ist mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass die grundsätzlichen Regelungen zu KANU 2.0 auch im neuen Regulierungsrahmen enthalten sein werden.

KANU 2.0 eröffnet Gasverteilnetzbetreibern die Chance, regulatorische Vorgaben mit unternehmensstrategischen Zielen in Einklang zu bringen – sei es zur Risikominimierung, zur Ergebnissteuerung oder zur Finanzierung kommender Transformationsprojekte. Entscheidend ist ein frühzeitiges, strukturiertes Vorgehen, das alle relevanten Einflussfaktoren berücksichtigt. Sollten Sie Fragen zur Umsetzung, zur Wahl geeigneter Abschreibungsmodelle oder zur Vorbereitung Ihrer Entscheidungsunterlagen haben, kommen Sie gerne jederzeit auf uns zu – wir unterstützen Sie dabei, KANU 2.0 zielgerichtet und wirkungsvoll in Ihrem Unternehmen zu verankern.

3. Zur Anerkennung von Kosten u. a. für Mehrurlaubstage als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

BGH, Beschluss vom 30.01.2024 – EnVR 39/22 – OLG Stuttgart → BGH-Urteil

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

In dem Beschluss des BGH vom 30. Januar 2024 (Az. EnVR 39/22) ging es um die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung bestimmter Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Rahmen der Anreizregulierung gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV. Die betroffene Netzbetreiberin hatte gegenüber der Landesregulierungsbehörde geltend gemacht, dass bestimmte Arbeitszeitregelungen – etwa zusätzliche Urlaubstage, Freistellungen an Silvester, ein jährlicher Betriebsausflug sowie die besondere Urlaubsberechnung an Brückentagen – Kosten verursachten, die als dauerhaft nicht beeinflussbar anzusehen seien. Diese Regelungen beruhten auf tarifvertraglichen bzw. betrieblichen Vereinbarungen, die vor dem 31. Dezember 2016 geschlossen worden seien.

Sowohl die Landesregulierungsbehörde als auch das OLG Stuttgart lehnten diese Einordnung ab. Der BGH wies die Rechtsbeschwerde zurück und bestätigte die Entscheidung der Vorinstanzen. Nach Auffassung des Gerichts handelt es sich bei der Entgeltfortzahlung an zusätzlichen arbeitsfreien Tagen nicht um Lohnzusatzleistungen im Sinne der genannten Vorschrift. Der Begriff der Lohnzusatzleistung sei eng auszulegen und beziehe sich auf Leistungen, die über das reguläre Arbeitsentgelt hinausgehen – etwa Sonderzahlungen oder Sachzuwendungen. Die Zahlung des regulären Entgelts an zusätz-

lichen freien Tagen sei dagegen Bestandteil der normalen Lohnleistung und stelle keine zusätzliche Zuwendung dar.

Zudem seien die entsprechenden Regelungen teilweise nicht bereits im maßgeblichen Basisjahr 2015 in Kraft gewesen, was eine weitere Voraussetzung für die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten darstelle. Auch eine mittelbare wirtschaftliche Belastung – etwa durch erhöhten Personalbedarf infolge zusätzlicher Freistellung – könne nicht als rechtlich relevanter Zusammenhang im Sinne der Vorschrift gewertet werden.

Der BGH stellte klar, dass die Vorschrift eine sozialpolitisch motivierte Bestandsschutzregelung darstelle, jedoch keinen umfassenden Schutz sämtlicher sozialer Leistungen bezwecke. Die Entscheidung stärkt die enge Auslegung von Ausnahmeregelungen im Rahmen der Regulierung und stellt klar, dass tariflich vereinbarte Freistellungen, auch wenn sie mit Kosten verbunden sind, grundsätzlich nicht privilegiert werden.

Nach diesem BGH-Beschluss ist also die Fortzahlung des regelmäßigen Entgelts an zusätzlichen arbeitsfreien Tagen aufgrund einer Betriebsvereinbarung oder eines Tarifvertrags keine Lohnzusatzleistung im Sinne des § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV.

Bewertung und Handlungsoptionen

Die Frage nach der Zugehörigkeit zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist hinsichtlich folgender Aspekte bedeutend:

- Höhe des Effizienzwerts,
- Höhe der Kosten, auf die der Effizienzwert Anwendung findet (Abbaupfad),
- Berücksichtigung von Kostenveränderungen innerhalb der Regulierungsperiode.

Hinsichtlich der Höhe des Effizienzwerts ist grundsätzlich zu begrüßen, dass die Kosten im Effizienzvergleich bundesweit einheitlich behandelt werden. Insoweit werden wohl Unternehmen im Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode Vorteile erzielen, die die Fortzahlung des regelmäßigen Entgelts an zusätzlichen arbeitsfreien Tagen aufgrund einer Betriebsvereinbarung oder eines Tarifvertrags nicht zu den Lohnzusatzleistungen im Sinne des § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 9 ARegV zählen konnten.

Gibt es also wohl hinsichtlich der Höhe des Effizienzwerts Gewinner und Verlierer, ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu kritisieren, dass die Fortzahlung des regelmäßigen Entgelts an zusätzlichen arbeitsfreien Tagen aufgrund einer Betriebsvereinbarung oder eines Tarifvertrags nunmehr dem Abbaupfad unterliegt. Sollte doch gerade die Zugehörigkeit der Lohnzusatzleistungen zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten die Arbeitsbedingungen und Sozialstandards der Versorgungsunternehmen schützen; dies ist durch die Aufnahme in den Ab-

baupfad nun hinsichtlich der Entgeltfortzahlung an zusätzlichen freien Tagen nicht mehr gegeben. Leider setzt sich der Trend fort, durch die Reduzierung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten Arbeitsbedingungen und Sozialstandards infrage zu stellen. So findet gerade im NEST-Prozess eine umfangreiche Reduzierung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten statt; dies ist aus der Sicht der Arbeitnehmer, aber auch der Arbeitgeber stark zu kritisieren.

Die Auswirkungen von Kostenveränderungen innerhalb der Regulierungsperiode sind hingegen wohl eher als vergleichsweise unbedeutend einzuschätzen.

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

Kommunalwesen

Reform des kommunalen Vergaberechts in NRW

Hintergrund

Die „Kommunalen Vergabegrundsätze“ des Ministeriums für Heimat, Kommunales, Bau und Digitalisierung des Landes Nordrhein-Westfalen regeln derzeit für Kommunen Vergaben im sogenannten „Unterschwellenbereich“. Diese kommunalen Vergabegrundsätze sehen insbesondere vor, dass die Kommunen im Unterschwellenbereich bei der Vergabe von Aufträgen über Bauleistungen die VOB/A (Abschnitt 1) und bei Aufträgen über Liefer- und Dienstleistungen die bundesrechtliche Unterschwellevergabeordnung (UVgO) anwenden sollen. Diese Verpflichtungen sollen künftig entfallen.

Neuregelung in § 75a GO NRW

Stattdessen wird § 75a GO NRW die Kommunen lediglich zur Einhaltung allgemeiner Grundsätze wie Wirtschaftlichkeit, Effizienz, Sparsamkeit, Gleichbehandlung und Transparenz auffordern, ohne spezifische Verfahrensvorgaben festzulegen. Dies bedeutet, dass Kommunen künftig erst ab dem Erreichen der EU-Schwellenwerte verpflichtet sind, eine förmliche Ausschreibung durchzuführen.

Nach § 75a Abs. 2 GO NRW dürfen die Kommunen aber weiterhin örtliche Vergaberegeln erlassen, die lokal höhere Anforderungen bei Vergaben festlegen. Eine solche Selbstbeschränkung habe aber im Wege des Satzungsbeschlusses zu erfolgen. So soll der Rat in die Lage versetzt werden, sich mit dem eigenen Regelungswerk auseinanderzusetzen und darüber zu entscheiden, ob und inwieweit in einem örtlichen Regelungswerk mehr Vorgaben als dann gesetzlich zwingend erforderlich vorgesehen werden sollen.

Stand der Gesetzgebung

Der legislative Prozess läuft: Der Entwurf wurde im Ministerium erarbeitet, im Kabinett beschlossen und dem Landtag zur Verabschiedung vorgelegt, wo er mehrere Lesungen und Ausschussberatungen durchläuft. Nach der 1. Lesung am 22.05.2025 ist der Gesetzentwurf gegenwärtig an den Ausschuss für Heimat und Kommunales überwiesen worden. Nach unserer Einschätzung ist mit einer Verabschiedung im Herbst oder Winter 2025 zu rechnen.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Haushalt stärken, Zukunft gestalten: Das Altschuldenentlastungsgesetz als Weg zu mehr finanzieller Stabilität

A. Ausgangslage

Viele Kommunen in Nordrhein-Westfalen haben trotz positiver Entwicklungen weiterhin hohe Schulden, vor allem zur Sicherung ihrer Liquidität. Diese belasten die Haushalte und schränken die Handlungsspielräume stark ein. Angesichts neuer Finanzdefizite hat die Landesregierung einen Gesetzentwurf zur teilweisen Entschuldung vorgelegt. Ziel ist es, den Kommunen zu helfen, ihre Schulden besser zu steuern, ihre finanzielle Lage zu stabilisieren und langfristig ausgeglichene Haushalte zu erreichen.

Das Land Nordrhein-Westfalen unterstützt die Kommunen (Gemeinden und Kreise) durch die Übernahme eines Teils der Schulden, die zur Sicherung der Liquidität aufgenommen wurden. Nicht berücksichtigt werden im Rahmen des Entschuldungsprogramms solche Schulden, die entweder für Investitionen verwendet wurden oder nicht unmittelbar zur Sicherung der Zahlungsfähigkeit erforderlich waren. Diese Entlastung erfolgt in Form einer direkten Schuldenübernahme durch das Land. Dabei gilt für alle Kommunen einheitlich: Es gibt keine Sonderregelungen – alle Kommunen werden nach den gleichen Kriterien behandelt. Kommunen müssen einen Antrag stellen, um in das Entschuldungsprogramm aufgenommen zu werden. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass sie zu dem Kreis der antragsberechtigten Kommunen gehören.

Keine Antragsberechtigung für das Entschuldungsprogramm haben Gemeinden gemäß § 3 Abs. 4 ASEG-E, deren Steuerkraftmesszahl in allen Jahren von 2016 bis 2025 stets mehr als 200 Prozent der jeweiligen Ausgangsmesszahl im Rahmen der Gemeindefinanzierungsgesetze überstiegen hat. Für Kreise gilt diese Regelung entsprechend, wobei statt der Steuerkraftmesszahl die Umlagekraftmesszahl heranzuziehen ist. Damit werden Kommunen von der Teilnahme ausgeschlossen, die im genannten Zeitraum durchgängig über eine sehr hohe eigene Finanzkraft verfügten und daher grundsätzlich in der Lage wären, ihre Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung eigenständig zurückzuführen.

B. Antragsverfahren § 4 ASEG-E

Antragsberechtigte Kommunen stellen ihren Antrag auf die Teilnahme am Entschuldungsprogramm elektronisch bei der NRW.BANK. Der Antrag ist zum frühestmöglichen Zeitpunkt zu stellen, spätestens jedoch innerhalb von vier Monaten nach Inkrafttreten des Gesetzes. Im Antrag anzugeben sind die Gesamtsumme der Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung zum Stichtag 31. Dezember 2023 auf der Grundlage des festgestellten Jahresabschlusses, der gemäß § 3 Abs. 2 ASEG-E zu berücksichtigende Abzugsbetrag sowie – falls sich im Rahmen der Prüfungen Korrekturen ergeben – die bereinigten Werte. Sollte der Jahresabschluss zum Zeitpunkt der Antragstellung noch nicht festgestellt worden sein, ist ersatzweise der bestätigte Entwurf nach § 95 Abs. 5 Satz 2 der Gemeindeordnung für das Land Nordrhein-Westfalen heranzuziehen.

Die anzugebende Gesamtsumme der Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung sowie der Abzugsbetrag berechnen sich dabei wie folgt:

§ 3 Abs. 1 ASEG-E § 3 Abs. 3 ASEG-E	Verbindlichkeiten aus Krediten zur Liquiditätssicherung nach § 89 Abs. 2 Satz 1 GO NRW zum Stichtag 31.12.2023
§ 3 Abs. 1 ASEG-E § 3 Abs. 3 ASEG-E	+ Zur Sicherstellung der Liquidität begebene Wertpapiere in einem kommunalen Kernhaushalt zum Stichtag 31.12.2023
§ 3 Abs. 1 ASEG-E § 3 Abs. 3 ASEG-E	+ Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit einem kommunalseitig geführten Cash-Pool zum Stichtag 31.12.2023
§ 3 Abs. 1 ASEG-E	Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung i. S. des ASEG
§ 4 Abs. 1 ASEG-E § 4 Abs. 3 ASEG-E	+/- Korrekturen an den im festgestellten Jahresabschluss (oder hilfsweise in seinem bestätigten Entwurf) ausgewiesenen Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung (Abzugsbetrag)
§ 4 Abs. 1 ASEG-E	Bereinigter Betrag der Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung

Analog zur Bildung der Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung fallen unter die als Abzugsbetrag zusammengefassten Korrekturen Kredite und Wertpapiere, die entgegen den Vorschriften der Gemeindeordnung tatsächlich nicht zur Sicherstellung der rechtzeitigen Zahlungsfähigkeit der Kommune erforderlich waren, sondern zu anderen Zwecken aufgenommen oder begeben und verwendet wurden.

Darüber hinaus werden hier die zum 31. Dezember 2023 bestehenden liquiden Mittel sowie Forderungen aus einem kommunalseitig geführten Cash-Pool zusammengefasst. Insbesondere bei den liquiden Mitteln bestehen jedoch weitere Ausnahmeregelungen. So werden beispielsweise Stiftungsvermögen, zweckgebundene Eigenmittel oder auch Investitionspauschalen, die qua Definition nicht zur Tilgung von Verbindlichkeiten zur Verfügung stehen, von den liquiden Mitteln in Abzug gebracht und verringern somit den Abzugsbetrag.

Ebenso werden in den Abzugsbetrag Verbindlichkeiten, deren Tilgung durch einen Dritten unterstützt oder ganz übernommen wird, einbezogen. Hierunter zählen beispielsweise die im Rahmen des Landesprogramms „Gute Schule 2020“ gewährten Liquiditätskredite, um eine Doppelförderung zu vermeiden, da hier das Land Nordrhein-Westfalen die Tilgung übernommen hat oder übernimmt.

Welche Unterlagen müssen dem Antrag beigelegt werden?

- **Beschluss des Rates oder Kreistages** zur Ausübung der Antragsberechtigung und Beauftragung der Verwaltung mit der Antragstellung.
- **Jahresabschluss zum 31.12.2023**, alternativ: bestätigter Entwurf gemäß § 95 Abs. 5 Satz 2 GO NRW, falls der Jahresabschluss noch nicht festgestellt ist.

- **Prüfungsbericht nach § 4 Abs. 3 ASEG-E** zur Bestätigung der Richtigkeit der Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung und des Abzugsbetrags. Die Kommune beauftragt auf eigene Rechnung eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Schulden müssen durch eine Drittbestätigung des Kreditgebers nachgewiesen werden.

C. Umfang der anteiligen Entschuldung § 5 ASEG-E

Das Land Nordrhein-Westfalen übernimmt die übermäßigen kommunalen Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung im Rahmen des Entschuldungsprogramms in zwei Stufen:

1. Mindestentschuldung:

Zunächst erhält jede teilnehmende Kommune einen einheitlichen prozentualen Anteil ihrer übermäßigen Verbindlichkeiten vom Land erlassen – den sogenannten Mindestentschuldungstarif. Dadurch ist sichergestellt, dass alle Kommunen im Verhältnis ihrer Schuldenlast gleichbehandelt werden und mindestens eine anteilige Entlastung erfahren.

2. Spitzenentschuldung:

Sofern nach der Mindestentschuldung noch übermäßige Schulden von mehr als 1.500 Euro je Einwohner bestehen, übernimmt das Land den über diesen Schwellenwert hinausgehenden Teil vollständig. Dadurch werden besonders hochverschuldete Kommunen zusätzlich entlastet, sodass ihre verbleibende Pro-Kopf-Verschuldung auf maximal 1.500 Euro reduziert wird.

Die Berechnung des **Mindestentschuldungstarifs** erfolgt durch ein technisches, sogenanntes iteratives Rechenverfahren, bei dem sichergestellt wird, dass drei zentrale Bedingungen gleichzeitig erfüllt sind:

1. Gesamtbudgetgrenze:

Das Land Nordrhein-Westfalen übernimmt insgesamt 50 % der übermäßigen Verbindlichkeiten aller teilnehmenden Kommunen. Dieser Gesamtbetrag bildet die finanzielle Obergrenze für die Entschuldung.

2. Gleichbehandlung:

Jede teilnehmende Kommune erhält mindestens den einheitlich berechneten Mindestentschuldungstarif. Das stellt sicher, dass alle Kommunen proportional gleichbehandelt werden und niemand schlechter gestellt wird.

3. Begrenzung der Restschuld:

Nach der Schuldenübernahme durch das Land dürfen bei keiner Kommune mehr als 1.500 Euro pro Einwohner an übermäßigen Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung verbleiben. Diese Regel schützt besonders stark belastete Kommunen und stellt eine faire Obergrenze sicher.

D. Schuldenübernahme § 7 ASEG-E

Die Schuldenübernahme durch das Land Nordrhein-Westfalen erfolgt nach der Bestandskraft des jeweiligen

Bewilligungsbescheids. Ab diesem Zeitpunkt beginnt das Land mit der tatsächlichen Ablösung der betreffenden kommunalen Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung – spätestens jedoch bis zum 31. Dezember 2026. Bis zur tatsächlichen Übernahme, also bis zur Zahlung an die Gläubigerinnen und Gläubiger, verbleiben die Zins- und Tilgungsverpflichtungen bei der jeweiligen Kommune. Sobald die Schulden übernommen wurden, werden sie buchhalterisch erfolgsneutral gegen die allgemeine Rücklage verrechnet, wodurch sich das Eigenkapital der Kommune erhöht.

Rechtlich erfolgt die Schuldenübernahme durch einen Schuldnerwechsel gemäß § 415 Abs. 1 Satz 1 BGB. Dabei tritt das Land Nordrhein-Westfalen in die bestehenden Kreditverträge ein und die Kommune wird vollständig aus der jeweiligen vertraglichen Verpflichtung entlassen.

Die betreffenden Verbindlichkeiten müssen zum Zeitpunkt der Übernahme sowohl rechtlich als auch tatsächlich ablösbar sein. Übernommen werden können nur vollständige und ungeteilte Kreditverträge – eine teilweise Ablösung einzelner Kreditbestandteile ist ausgeschlossen.

Die Verantwortung dafür, dass eine Übernahme möglich ist, liegt bei der jeweiligen Kommune. Sie muss sicherstellen, dass die Schulden abgelöst werden können, dass die Zustimmung der Gläubigerin oder des Gläubigers zum Schuldnerwechsel eingeholt wird und sämtliche im Zusammenhang mit der Übernahme entstehenden Kosten – wie etwa Gebühren – selbst getragen werden.

Welche konkreten Schulden übernommen werden, entscheidet das für Finanzen zuständige Ministerium. Dabei werden verschiedene Kriterien berücksichtigt, unter anderem die Höhe des Kredits, die Laufzeit, der Zinssatz sowie strategische Anforderungen der Kommune – beispielsweise im Hinblick auf die Gläubigerstruktur oder Kreditlimits. Ein Anspruch auf die Übernahme eines bestimmten Kreditvertrags besteht für die Kommune nicht.

Ist eine Verbindlichkeit zur Liquiditätssicherung zum Zeitpunkt der geplanten Übernahme durch das Land Nordrhein-Westfalen noch nicht ablösbar, greift ausnahmsweise nicht die generelle Frist bis Ende 2026. In solchen Fällen kann die Kommune beispielsweise durch Umschuldung oder vertragliche Anpassungen eine spätere Ablösbarkeit herstellen. Meldet sie dem Finanzministerium bis spätestens zum 31. Dezember 2028, dass die notwendigen Voraussetzungen nun erfüllt sind, kann die entsprechende Restschuldübernahme nachgeholt werden. Erfolgt diese Mitteilung jedoch nicht rechtzeitig, entfällt der Anspruch auf die Übernahme dieses Teils der Schulden dauerhaft.

Inhaberwertpapiere (also handelbare Schultitel), Fremdwährungskredite sowie Kredite, die durch Zinsderivate abgesichert sind, können nur übernommen werden, wenn sie zuvor vollständig abgelöst oder in eine übernahmefähige Form – etwa in Euro lautende, nicht verbrieft

Kredite – umgewandelt wurden. Die damit verbundenen Kosten trägt die jeweilige Kommune selbst. Sollte die Ablösbarkeit dieser Schuldenarten nicht rechtzeitig bis zur allgemeinen Frist für die Schuldenübernahme hergestellt werden können, besteht dennoch eine Möglichkeit zur späteren Übernahme: Wenn die Kommune die erforderlichen Voraussetzungen nachträglich schafft und dies bis spätestens zum 31. Dezember 2028 beim Finanzministerium anzeigt, kann die Übernahme zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen. Diese Regelung gilt analog zu den allgemeinen Nachbesserungsregelungen für nicht sofort übernahmefähige Schulden.

Sollte die Kommune zum Zeitpunkt der tatsächlichen Übernahme jedoch geringere Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung ausweisen als ursprünglich bewilligt, wird lediglich der tatsächlich noch bestehende Schuldenbestand übernommen. Eine Übernahme über den aktuellen Stand hinaus erfolgt nicht.

E. Anmerkungen und Rückfragen des IDW

Während das Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V. (IDW) den aus dem ASEG-E hervorgehenden Prüfungsauftrag über den im Antrag anzugebenden Bestand an Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung sowie den Abzugsbetrag grundsätzlich positiv aufnimmt, bedürfen einige Aspekte noch weiterer Klärung.

Zum einen ist nicht gänzlich klar, welche Korrekturen schlussendlich unter dem Abzugsbetrag zusammengefasst werden müssen und so letztlich den zu erstattenden Betrag der Verbindlichkeiten reduzieren würden.

Des Weiteren muss nach § 1 Satz 2 ASEG-E der Betrag der Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung um jene Verbindlichkeiten, „die tatsächlich zur Finanzierung von Investitionen verwendet wurden oder die zur Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit der Kommune nicht erforderlich waren“, bereinigt werden. Da gemäß § 89 Abs. 2 Satz 2 GO NRW während des Jahresabschlusses eine solche Bereinigung bereits vorgeschrieben ist, führt dies zu der Überlegung, inwieweit auch bereits seit Jahrzehnten genutzte Kassenkredite auf diese Voraussetzung hin zusätzlich geprüft werden müssen. Hier scheint es möglicherweise daher unter der Prämisse einer entsprechenden Dokumentation und Eindeutigkeit der Art des Kredits plausibel, lediglich für einen begrenzten Zeitraum zu überprüfen, inwiefern es sich tatsächlich um Liquiditätskredite und nicht um Investitionskredite handelt.

Darüber hinaus erfolgt eine Entschuldung gemäß § 2 Abs. 3 ASEG-E nur, „soweit die Kommune ihre Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung nicht aufgrund eigener Finanzkraft selbstständig zurückführen kann“. Hier stellt sich die Frage, ob und inwieweit die Kommune einen Nachweis hierfür zu erbringen hat. Alternativ wäre denkbar, dass diese Anforderung bereits dadurch erfüllt ist, dass eine Kommune nach § 3 Abs. 4 ASEG-E antragsberechtigt ist.

F. Abschließender Kommentar

Mit dem Altschuldenentlastungsgesetz setzt das Land Nordrhein-Westfalen ein starkes Signal für die finanzielle Stabilisierung hochverschuldeter Kommunen. Die Kombination aus einer flächendeckenden Mindestentschuldung und der gezielten Spitzenentschuldung bietet den Kommunen nicht nur spürbare finanzielle Entlastung, sondern schafft auch neue Handlungsspielräume für Zukunftsinvestitionen. Durch die einheitlichen Kriterien und die transparente Verfahrensweise wird zudem ein fairer und nachvollziehbarer Zugang zum Entschuldungsprogramm gewährleistet.

Gleichzeitig zeigt sich, dass das Gesetz in seiner Anwendung einige komplexe Fragestellungen aufwirft – insbesondere hinsichtlich der Abgrenzung von Verbindlichkeiten zur Liquiditätssicherung, der Definition des Abzugsbetrags sowie der Nachweispflichten zur fehlenden Rückzahlungsfähigkeit. Diese Unsicherheiten verdeutlichen die Notwendigkeit fachkundiger Begleitung im Antragsverfahren.

Wirtschaftsprüfer können Kommunen hierbei wertvolle Unterstützung leisten: von der ordnungsgemäßen Ermittlung der anrechenbaren Schulden über die korrekte Berechnung des Abzugsbetrags bis hin zur Erstellung des geforderten Prüfungsberichts. Ihre Expertise trägt maßgeblich dazu bei, das Verfahren rechtssicher, effizient und im Sinne der Kommunen erfolgreich zu gestalten.

Ihre Ansprechpartner

WP Thomas Semelka

Tel.: +49 211 5235-176

thomas.semelka@es-unternehmensgruppe.de

WP/StB Marco Fuchs

Tel.: +49 211 5235-123

marco.fuchs@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. André Wietschorke

Tel.: +49 211 5235-118

andre.wietschorke@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Anna Lena Heyer

Tel.: +49 211 5235-156

anna.lena.heyer@es-unternehmensgruppe.de

In eigener Sache

Neue Mitarbeiter/-innen



Anna Lena Heyer
Master of Science

Frau Anna Lena Heyer ist seit dem 01.12.2024 am Standort Düsseldorf der EversheimStuible Treuberater GmbH als Assistentin im Bereich Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung tätig.



Philippe Jores
Diplom-Kaufmann

Herr Philippe Jores unterstützt uns seit dem 01.01.2025 am Standort Düsseldorf der EversheimStuible Treuberater GmbH als erfahrener Prüfer im Bereich Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung.



Elias Plattfaut
Master of Science

Herr Elias Plattfaut verstärkt seit dem 01.02.2025 das Team der Infoplan Gesellschaft für Wirtschaftsberatung mbH als Consultant am Standort Düsseldorf. Herr Plattfaut bringt seine Expertise insbesondere in den Geschäftsbereichen Regulierungsmanagement und Controlling für Versorgungsunternehmen ein.

Impressum

EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES

EversheimStuible Treiberater GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

Standort Düsseldorf

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

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 2025
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

EversheimStuible Unternehmensgruppe