

TREUBERATER

I/2025

Vorwort zum Treuberater	2
Steuern	3
Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Kettenzusammenfassung: Die „Kettenzusammenfassung“ von Betrieben gewerblicher Art (BgA) wird vom Bundesfinanzhof (BFH) abgelehnt. Wie kann es weitergehen?	3
Kapitalertragsteuer – steuerliche Ergebnisgestaltung in der Kommune	4
Wirtschaftsprüfung	5
EU-Kommission veröffentlicht Omnibus-Paket zur Nachhaltigkeitsberichterstattung	5
Energie und Wasser	6
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Juni 2025	6
Umfassendes Update Regulatorisches Managementcockpit (APIS) ab Sommer 2025 verfügbar	7
KANU 2.0: Umsetzung im Kapitalkostenaufschlag (30.06.2025) und Transformationselement (15.10.2025)	7
BNetzA legt neue „Spielregeln“ der Regulierung für Strom und Gas vor – Auswirkungen von RAMEN und StromNEF/GasNEF auf die Strategie der Netzbetreiber	9
Öffentliches Wirtschaftsrecht	12
OLG Celle Zur Vergabe einer Wasserkonzession	12
Kommunalwesen	12
Wettbewerbliche Verfahren zur Vergabe von Konzessionen im Bereich Strom, Gas und Wasser – kommunale Interessen wahren und Rechtssicherheit gewährleisten	12
Optimierung der Straßenbeleuchtung – Kommunen und Netzbetreiber sind gefordert	14
In eigener Sache	15
Neuen Bürostandort in München zum 01.01.2025 eröffnet	15
WP Sören Dieckmeyer seit dem 29. Januar 2025 neuer Prokurist der EversheimStuible Unternehmensgruppe	16
Neue Mitarbeiterin	16
Impressum	17

Vorwort zum Treuberater

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

auch in dieser Ausgabe des „Treuberaters“ bieten wir Ihnen wieder aktuelle Themen für Kommunen, kommunale Beteiligungen und Versorgungsunternehmen an.

Zunächst einmal möchten wir allerdings mit ein wenig Stolz berichten, dass wir nun auch mit einem Bürostandort in der bayerischen Landeshauptstadt München vertreten sind. Wir rücken damit noch näher an unsere Mandanten in Bayern heran und können eine weitere zentrale Anlaufstelle anbieten. Ansprechpartner und Kontaktdaten entnehmen Sie bei Bedarf bitte dem Artikel in der Rubrik „In eigener Sache“.

Ein wesentlicher Teil der vorliegenden Ausgabe beschäftigt sich wieder mit den Themen Energiewende und Transformation.

Durch die europäische Rechtsprechung ist die Bundesnetzagentur gefordert, den gesetzlichen Rahmen für die regulierten Strom- und Gasnetze durch Festlegungen abzulösen. Im Beitrag „BNetzA legt neue ‚Spielregeln‘ der Regulierung für Strom und Gas vor – Auswirkungen von RAMEN und StromNEF/GasNEF auf die Strategie der Netzbetreiber“ stellen wir die beabsichtigten Veränderungen vor und zeigen ihren Einfluss auf betriebliche Optimierungsstrategien auf. Selbstverständlich sind Planungsrechnungen und Controlling-Werkzeuge an den neuen regulatorischen Rahmen anzupassen. In diesem Zusammenhang können wir bereits jetzt ein Update unseres Regulatorischen Managementcockpits (APIS) für den Sommer 2025 ankündigen.

Nicht selten sind auch Kommunen mittelbar über ihre Beteiligungen an Versorgungsunternehmen von den neuen regulatorischen Rahmenbedingungen betroffen. Insoweit dürften die Themen der Energiewende und Transformation in der Rubrik „Energie und Wasser“ stets auch für Kommunen von Interesse sein.

Kommunen sind aber auch unmittelbar wichtige Akteure der Energiewende und Transformation. So stellen sie nicht nur wesentliche Leitplanken durch die kommunale Wärmeplanung auf. Vielmehr können sie auch ihre kommunalen Bedürfnisse im Rahmen der Energiewende und darüber hinaus bei der Vergabe von Konzessionen geltend machen (siehe Artikel „Wettbewerbliche Verfahren zur Vergabe von Konzessionen im Bereich Strom, Gas und Wasser – kommunale Interessen wahren und Rechtssicherheit gewährleisten“).

Oft kann die Energiewende vor Ort nur gelingen, wenn kommunale Gesellschafter das Eigenkapital ihrer Versorgungsunternehmen zur Finanzierung der Transformation

stärken. Leider müssen wir im Artikel „Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Kettenzusammenfassung ...“ von Risiken beim steuerlichen Querverbund berichten, die auch die Finanzierung der Transformation belasten dürften. Allerdings beschäftigen sich drei weitere Artikel auch mit den Möglichkeiten, die Finanzierungskraft von Kommunen zu stärken („Kapitalertragsteuer - steuerliche Ergebnisgestaltung in der Kommune“; „KANU 2.0: Umsetzung im Kapitalkostenaufschlag (30.06.2025) und Transformationselement (15.10.2025)“; „Optimierung der Straßenbeleuchtung – Kommunen und Netzbetreiber sind gefordert“).

Abschließend möchten wir noch auf einen Artikel hinweisen, der Sie beim Thema Nachhaltigkeitsberichterstattung auf dem aktuellen Stand hält.

Wir hoffen, Ihnen in dieser Ausgabe wieder hilfreiche Hinweise zu geben, und stehen Ihnen bei Rückfragen gern jederzeit zur Verfügung.

Ihre EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES

EversheimStuible Treuberater GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN

Gesellschaft für
Wirtschaftsberatung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

IBK.

Ingenieur- und Unternehmensberatung
für Versorgungswirtschaft GmbH

ES

EversheimStuible Rechtsanwalts-gesellschaft mbH



Steuern

Körperschaftsteuer – steuerlicher Querverbund – Kettenzusammenfassung: Die „Kettenzusammenfassung“ von Betrieben gewerblicher Art (BgA) wird vom Bundesfinanzhof (BFH) abgelehnt. Wie kann es weitergehen?

In unserer „Treiberater“-Ausgabe IV/2024 haben wir von dem BFH-Urteil vom 29.08.2024 (V R 43/21) berichtet, in dem sich der BFH mit der Zulässigkeit der sogenannten „Kettenzusammenfassung“ auseinandergesetzt hat.

Positionierung der Finanzverwaltung?

Bis heute hat sich die Finanzverwaltung noch nicht positioniert. Mit welchen Reaktionen kann gerechnet werden?

1. Das BMF könnte in einem Nichtanwendungserlass klarstellen, dass die Entscheidungsgründe nicht allgemein anzuwenden sind, da es sich um eine Einzelfallentscheidung handelt. Der Urteils Sachverhalt stellt eine für die Praxis eher untypische Konstellation dar. Ein Nichtanwendungserlass ist daher nicht fernliegend. Aus der Sicht des BMF reicht es weiter aus, wenn die technisch-wirtschaftliche Verflechtung nur zu einem Gesamt-BgA besteht. Dem trage das BMF-Schreiben vom 12.11.2009 dergestalt Rechnung, dass das Erfordernis „von einigem Gewicht“ nicht allein hinsichtlich eines Teil-BgA, sondern zum zusammengefassten BgA insgesamt bestehen müsse.
2. Das BMF kann die Entscheidung im „Bundessteuerblatt“ veröffentlichen. Dies hätte zur Folge, dass die Rechtsprechung auch auf Parallelfälle – und damit auch auf alle noch offenen Fälle – Anwendung finden würde.
3. Die Gesetzgebung reagiert auf das ergangene Urteil des BFH und nimmt – wie bereits 2009 geplant – den öffentlichen Bäderbetrieb in die Aufzählung des § 4 Abs. 3 KStG mit auf. Eine Gesetzeserweiterung oder Neuregelung könnte die Unsicherheiten im Hinblick auf die Beihilfeproblematik jedoch weiter verschärfen und im schlimmsten Fall sogar eine Prüfung der Beihilfenfrage durch die Europäische Kommission auslösen. In diesem Fall droht dem steuerlichen Querverbund voraussichtlich das endgültige „Aus“.

Folgen für die Praxis

Der steuerliche Querverbund als ein im europäischen Gefüge einzigartiges deutsches Konstrukt steht seit Jahren im rechtlichen und politischen Fokus. Die Rechtsprechung schränkt seinen Anwendungsbereich immer weiter

ein. Mit dem Urteil zur Kettenzusammenfassung wird dem steuerlichen Querverbund ein weiterer wichtiger Baustein entzogen.

Für die Praxis ist das BFH-Urteil ein herber Rückschlag. Die Kettenzusammenfassung kommt in vielen Querverbundkonstellationen zur Anwendung, da meist eine Versorgungstätigkeit nicht ausreicht, um die hohen Verluste des Bäderbetriebs zu decken. Viele Kommunen und Stadtwerke sind auf die Zusammenfassung der Bäderbetriebe mit mehreren Versorgungstätigkeiten angewiesen, damit ein Verlustausgleich vollständig erfolgt.

Die Voraussetzungen des § 4 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 KStG können nach den derzeit geltenden Regelungen nur zwischen dem Bäderbetrieb und dem Stromnetzbetrieb bzw. der Stromversorgung von Letztverbrauchern begründet werden. Die übrigen Versorgungssparten werden lediglich durch die Anwendung der Kettenzusammenfassung in den steuerlichen Querverbund gebracht. Dafür sorgt das BMF-Schreiben vom 12.11.2009 mit der sogenannten Geprägetheorie. *Eine Zusammenfassung des bereits nach § 4 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 KStG zusammengefassten BgA (BgA „Schwimmbad/Stromversorgung“) mit den übrigen Versorgungstätigkeiten nach § 4 Abs. 6 S. 1 Nr. 3 KStG ist möglich, wenn der bereits zusammengefasste BgA als Versorgungs-BgA anzusehen ist. Allerdings ist der zusammengefasste BgA (BgA „Schwimmbad/Stromversorgung“) dann von der Stromversorgungstätigkeit geprägt, sodass in diesen Fällen die Bäderverluste regelmäßig ohnehin vollständig verrechnet werden könnten.*

Sollte die Kettenzusammenfassung tatsächlich entfallen, reduziert sich das Verlustverrechnungspotenzial erheblich, da die Wasser-, Gas- und Fernwärmeversorgung dann vom Anwendungsbereich des steuerlichen Querverbunds ausgeschlossen wäre.

Würde das Urteil auf vergangene, allerdings noch nicht bestandskräftig veranlagte Fälle angewendet werden, könnte das zu massiven Steuernachforderungen führen. Eine vorhandene verbindliche Auskunft nach § 89 Abs. 2 AO sichert nur bereits abgeschlossene Veranlagungszeiträume ab und bietet zumindest bis dahin Rechtssicherheit.

Betroffene Stadtwerke und Kommunen sollten die Entwicklung in diesem Bereich unbedingt im Blick behalten. Insbesondere der Umgang der Finanzverwaltung mit diesem Urteil sollte beobachtet werden. Es sollte auch geprüft werden, ob das Urteil des BFH die Bildung von Rückstellungen begründen kann, um auf mögliche Steuernachforderungen vorbereitet zu sein.

Wir halten Sie auf dem Laufenden! Haben Sie dazu dennoch Fragen, dann sprechen Sie uns bei Bedarf 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

Kapitalertragsteuer – steuerliche Ergebnisgestaltung in der Kommune

„Schütt-aus-hol-zurück-Verfahren“ und „kleine steuerliche Querverbünde“ als rechtssichere Gestaltungsspielräume innerhalb eines kommunalen Konzerns. Vermeidung von Steuerbelastungen bzw. Verhinderung von Steuerzahlungen.

Optimierte Verwendung von Konzerngewinnen

Zur Entlastung des Kernhaushalts kann eine Kommune ihre handelsrechtlichen Konzerngewinne mobilisieren, die den kommunalen Beteiligungen im Wege der Kapitalerhöhung umgehend wieder zur Verfügung gestellt werden.

Durch die Bildung „kleiner steuerlicher Querverbünde“ wird eine an das Finanzamt abgeführte Kapitalertragsteuer durch das Finanzamt wieder zurückerstattet.

Anerkanntes Instrument

Unter dem „Schütt-aus-hol-zurück-Verfahren“ wird ein von der Finanzverwaltung und Rechtsprechung anerkanntes Gestaltungsinstrument verstanden, in dessen Rahmen der Gewinn einer Beteiligungsgesellschaft verbunden mit der Verpflichtung an die Gesellschafter ausgeschüttet wird, den ausgeschütteten Betrag im Wege einer Kapitalerhöhung wieder an die Gesellschaft zurückzuführen.

Bei der Kapitalerhöhung genügt die Dotierung der Kapitalrücklage – eine Stammkapitalerhöhung muss es nicht sein.

Der ausgeschüttete Gewinn kann im städtischen Haushalt ertragswirksam berücksichtigt werden. Die anschlie-

ßende Kapitalerhöhung wird außerhalb der Ergebnisrechnung im Investitionshaushalt abgebildet. Dadurch erhöht sich der Buchwert der Beteiligung im städtischen Jahresabschluss in Höhe des Rückführungsbetrags.

Die Gewinnanteile aus Anteilen an Kapitalgesellschaften gehören bei der Kommune zu den Einkünften aus Kapitalvermögen (§ 20 Abs. 1 Nr. 1 EStG), die dem Kapitalertragsteuerabzug unterliegen (§ 43 Abs. 1 S. 1 EStG). Die Kapitalertragsteuer beträgt 25 Prozent, bei einer Ausschüttung an die Kommune lediglich 15 Prozent. Hinzu kommt der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Kapitalertragsteuer.

Steuerliche Querverbünde

Eine häufige Beteiligungskonstellation: Die Kommune hält u. a. alle Anteile an einer Stadtwerke-GmbH. Die Anteile liegen in der Regel im Hoheitsvermögen der Stadt.

Für die Zielerreichung legt die Stadt die Beteiligung als gewillkürtes Betriebsvermögen in einen dauerdefizitären Betrieb gewerblicher Art (BgA) ein. Mit anderen Worten: Die Einlage einer Beteiligung an einer Kapitalgesellschaft, die keinen BgA darstellt (vgl. R 4.1 Abs. 2 Sätze 2 bis 4 KStR 2022), aus dem Hoheitsbereich in einen BgA ist nach der Verwaltungsauffassung unter den Voraussetzungen zulässig, die das Einkommensteuerrecht für die Behandlung von Wertpapieren als gewillkürtes Betriebsvermögen fordert; d. h., das eingelegte Wirtschaftsgut (Beteiligung) muss für den Betrieb gewinnbringend sein (BFH-Urteile vom 18.10.2006, BStBl II 2007 S. 259 und vom 19.02.1997, BStBl II 1997 S. 399). Damit hat eine Kommune die Möglichkeit, die im Vermögensbereich befindlichen Beteiligungen in diejenigen BgA einzulegen, die aufgrund ihrer Verlustsituation auf Zuschüsse der Kommune angewiesen sind.

Der nun die Gewinnausschüttung empfangende BgA erzielt zwar Betriebseinnahmen, die jedoch zu 95 Prozent steuerfrei sind (§ 8b Abs. 1 und 3 KStG). Das zu versteuernde Einkommen des BgA bleibt dadurch in der Regel negativ.

Körperschaftsteuer ist daher nicht zu zahlen. Die von der Beteiligung im Rahmen der Gewinnausschüttung einbehaltene Kapitalertragsteuer nebst Solidaritätszuschlag wird im Wege der Veranlagung erstattet.

Und bei Ihnen!

Ist in Ihrer Kommune der Konzern ertragsteuerlich optimiert? Haben Sie Potenziale erkannt? Wir beraten Sie gerne!

Ihr Ansprechpartner

WP/StB Aiko Schellhorn

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

Wirtschaftsprüfung

EU-Kommission veröffentlicht Omnibus-Paket zur Nachhaltigkeitsberichterstattung

Die EU-Kommission hat am 26. Februar 2025 Vorschläge zu weitreichenden Vereinfachungen im Bereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung veröffentlicht.

Eine Umsetzung dieser „Omnibus-Vorschläge“ dürfte viele kommunale Unternehmen von der Pflicht zur Nachhaltigkeitsberichterstattung befreien.

Ausgangspunkt

Im Herbst vergangenen Jahres wurde im Rahmen der sog. „Budapest Declaration“ die Notwendigkeit betont, die bürokratischen Belastungen für Unternehmen deutlich zu reduzieren. Die Kommission schlägt vor, bürokratische Vorschriften für alle EU-Unternehmen abzubauen, insbesondere administrative Belastungen für kleine und mittlere Unternehmen.

Omnibus-Vorschläge

Das jetzt veröffentlichte erste Omnibus-Paket beinhaltet Änderungsvorschläge zu Richtlinien im Bereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung und der Sorgfaltspflicht von Unternehmen.

Die wichtigsten Änderungen im Bereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung (Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)) und EU-Taxonomie) umfassen:

- Persönlicher Anwendungsbereich des Nachhaltigkeitsberichts: Die Pflicht zur Nachhaltigkeitsberichterstattung soll nur für große Unternehmen/Konzerne gelten. Das sind nach den Omnibus-Vorschlägen Unternehmen/Konzerne mit mehr als 1.000 Beschäftigten und einem Umsatz von mehr als 50 Mio. € oder einer Bilanzsumme von mehr als 25 Mio. €. Das bedeutet, ein Unternehmen/Konzern mit weniger als 1.000 Mitarbeitern ist nicht mehr zur Nachhaltigkeitsberichterstattung verpflichtet.
- Persönlicher Anwendungsbereich der EU-Taxonomie-Verordnung: Für Unternehmen, die nach den vorstehend aufgeführten Schwellenwerten nicht mehr im Anwendungsbereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung sind, entfällt auch die Pflicht zur Berichterstattung nach der EU-Taxonomie-Verordnung. Für Unternehmen, die in den Anwendungsbereich der Nachhaltigkeitsberichterstattung fallen, deren Umsatz aber 450 Mio. € nicht übersteigt, wird eine freiwillige Taxonomie-Berichterstattung vorgeschlagen.
- Der Erstanwendungszeitpunkt soll um zwei Jahre verschoben werden.

- Die European Sustainability Reporting Standards (ESRS) sollen überarbeitet werden, um eine Implementierung zu erleichtern und die Anzahl der Datenpunkte erheblich zu reduzieren.

Würdigung

Die Omnibus-Vorschläge müssen jetzt das Gesetzgebungsverfahren in EU-Parlament und Rat durchlaufen. Werden sie so umgesetzt, soll sich der nach aktueller Richtlinie zur Nachhaltigkeitsberichterstattung verpflichtete Kreis der Unternehmen um bis zu 80 % reduzieren.

Bis zur Verabschiedung der Omnibus-Vorschläge und der Transformation einer geänderten CSRD-Richtlinie in nationales Recht sind Anwendungsbereich, Erstanwendungszeitpunkt und Inhalt (ESRS) der Nachhaltigkeitsberichterstattung in der Schwebe.

Ihr Ansprechpartner

WP/StB Rolf Engel

Tel.: +49 211 5235-117

rolf.engel@es-unternehmensgruppe.de

Energie und Wasser

Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Juni 2025¹

Datum	Termin / Aufgabe	Grundlage
31.03.2025	Mitteilung an die Regulierungsbehörde über die am 31.12.2024 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sowie die Netzbelegenheit	§ 28 S. 2 ARegV
31.03.2025	Gleichbehandlungsbericht für Netzbetreiber > 100.000 Kunden	§ 7a Abs. 5 EnWG
01.04.2025	Veröffentlichungspflicht von Strukturparametern Strom- und Gasnetz auf der Homepage	§§ 23c und 23d EnWG
01.04.2025	Bekanntgabe der Höhe der Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene des Vorjahres und der durchschnittlichen Beschaffungskosten	§ 10 Abs. 2 StromNEV
30.04.2025	Datenmeldung Monitoring	§ 35 EnWG
30.04.2025	Meldepflicht der Versorgungsunterbrechungen Strom	§ 52 EnWG
30.04.2025	Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements Strom 2026	§§ 19 und 20 ARegV
31.05.2025	Übermittlung von den VNB an die ÜNB: Endabrechnungen für die Zahlungen nach dem EEG und KWKG sowie für die Umlagen jedes Netznutzers	§ 50 Abs. 2 EnFG
30.06.2025	Kapitalkostenaufschlag Gas / Strom 2026 – Regulärer Antrag auf Anpassung der Erlösbergrenze	§ 10a ARegV

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

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

Umfassendes Update Regulatorisches Managementcockpit (APIS) ab Sommer 2025 verfügbar

Die „Große Beschlusskammer Energie“ der Bundesnetzagentur hat Anfang des Jahres umfangreiche Diskussionspapiere zur Konsultation gestellt, die eine Neuordnung des Regulierungsrahmens vorsehen. Im Mittelpunkt stehen dabei die Festlegungen zu RAMEN (Regulierungsrahmen für die Anreizregulierung im Energiesektor) sowie zu StromNEF und GasNEF (Neuregelungen der Netzentgeltverordnungen). Diese Reformen folgen nicht nur den Vorgaben des Europäischen Gerichtshofs, der eine größere Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur fordert, sondern auch den Erfordernissen der Energiewende. Die geplanten Änderungen haben erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen auf die Netzbetreiber und erfordern die Überprüfung und ggf. Neuausrichtung der bestehenden Optimierungsstrategien.

Wesentliche Neuerungen der Regulierungsreform

Mit dem Übergang zur 5. Regulierungsperiode (Gas: 2028 / Strom: 2029) werden die derzeit geltenden Verordnungen (i. W. die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sowie die Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen (StromNEV/GasNEV)) durch die neuen Regelungen ersetzt. Wirtschaftlich besonders relevante Änderungen betreffen die

- Umstellung der kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens auf das Modell der Realkapitalerhaltung,
- Einführung des WACC-Ansatzes unter Berücksichtigung einer Gesamtkapitalverzinsung, wodurch die individuelle Eigenkapitalquote an Bedeutung verliert,
- Integration der Regelungen der Festlegung KANU 2.0, die eine Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten im Gasnetz ermöglicht,
- Einführung eines Betriebskostenaufschlags für Stromnetzbetreiber sowie eines Zinsbonus,
- Verkürzung der Regulierungsperioden auf drei Jahre,
- Modifikation der Regulierungsformel zur Bestimmung der Erlösobergrenzen.

Diese Neuerungen werfen zahlreiche betriebswirtschaftliche Fragen auf, da die bisherigen Optimierungsstrategien in vielen Bereichen nicht mehr ohne Weiteres anwendbar sind. Die Unternehmen müssen ihre Planungsprozesse anpassen, um unter den neuen Rahmenbedingungen wirtschaftlich tragfähige Entscheidungen treffen zu können.

Das APIS-Update: maßgeschneiderte Lösungen für Netzbetreiber

Seit Jahren nutzen Netzbetreiber unser Regulatorisches Managementcockpit (APIS) als bewährtes Tool zur betriebswirtschaftlichen Planung, Optimierung und Bewertung von Handlungsalternativen.

Angesichts der weitreichenden Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen wird das APIS-Modell derzeit grundlegend überarbeitet und an die neuen Anforderungen angepasst. Das Update wird ab Sommer 2025 zur Verfügung stehen und bei Änderungen durch die Bundesnetzagentur selbstverständlich fortlaufend aktualisiert.

Das APIS-Update bietet Netzbetreibern eine leistungsfähige Unterstützung, um die wirtschaftlichen Auswirkungen der neuen Regulierung zielgerichtet zu analysieren:

- Abschätzung der Auswirkungen auf Erlösobergrenzen und Gewinnanspruch,
- Simulation und Analyse verschiedener Szenarien, bspw. hinsichtlich der flexiblen Umsetzungsalternativen der Abschreibungsmodalitäten im Gasnetz,
- Optimierung betriebswirtschaftlicher Entscheidungen durch Variantenrechnungen und Sensitivitätsanalysen.

Unser Ziel ist es, Netzbetreiber bei der wirtschaftlichen Gestaltung der Energiewende bestmöglich zu unterstützen. Mit dem vollständig überarbeiteten APIS-Modell behalten Sie auch in Zukunft alle relevanten betriebswirtschaftlichen Steuerungsgrößen im Blick und können fundierte Entscheidungen für die Zukunft treffen.

Die regulatorischen Neuerungen bringen erhebliche Veränderungen mit sich – aber auch neue Chancen zur wirtschaftlichen Optimierung. Gerne begleiten und unterstützen wir Sie bei der modellgestützten Analyse der regulierten Netze.

Sprechen Sie uns bei Fragen gerne an!

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

KANU 2.0: Umsetzung im Kapitalkostenaufschlag (30.06.2025) und Transformationselement (15.10.2025)

Nach den gesetzlichen Regelungen (z. B. § 3 Abs. 2 Satz 1 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)) sowie dem politischen Willen – auf nationaler sowie auf der EU-Ebene – soll bis zum Jahr 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität in Deutschland erreicht werden. Zu diesem Zweck wird der Ausstieg aus der Erdgasnutzung angestrebt. Dies hat Rückwirkungen auf die Nutzung der bestehenden Erdgasnetze, denn ein erheblicher Teil des Erdgasnetzes wird

nach Auffassung der Bundesnetzagentur (BNetzA) nicht mehr über das Jahr 2045 hinaus genutzt und dann voraussichtlich stillgelegt werden. Regionale Vorgaben sehen zum Teil schon frühere Ausstiegszeitpunkte vor.

Damit die Gasverteilnetzbetreiber ihre getätigten Investitionen bis spätestens zum Jahr 2045 über die Netzentgelte amortisieren können, wird der Transformationsprozess regulatorisch über „KANU 2.0“ umgesetzt. Durch KANU 2.0 werden die kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen flexibilisiert. Dies hat die „Große Beschlusskammer Energie“ der BNetzA am 25.09.2024 beschlossen („KANU 2.0“, Aktenzeichen GBK-24-02-2#1).

Die Umsetzung von KANU 2.0 erfolgt in den beiden Anträgen zum Kapitalkostenaufschlag zum 30.06.2025 und zum Transformationselement zum 15.10.2025. Für betriebsnotwendige Sachanlagengüter, die ab dem 01.01.2021 erstmals als fertiggestellte Anlage aktiviert wurden, erfolgt die Berücksichtigung von KANU 2.0 über den Kapitalkostenaufschlag. Der Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt Kapitalkosten, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen entstehen und die Erlösobergrenze erhöhen. Für betriebsnotwendige Sachanlagengüter, die vor dem 01.01.2021 aktiviert wurden, erfolgt die Berücksichtigung von KANU 2.0 über das sog. Transformationselement. Es wird als additives Element für die Jahre 2025 bis 2027 in der Regulierungsformel eingeführt.

Kapitalkostenaufschlag

Durch die Festlegung von KANU 2.0 kann sich der Netzbetreiber von den bisherigen Vorgaben im Kapitalkostenaufschlag lösen. Bislang erfolgte die Ermittlung des Kapitalkostenaufschlags auf der Basis der Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 der GasNEV.

Ein Teil der Gasnetzbetreiber hat bereits in der Erlösobergrenze 2025 die Festlegung KANU 2.0 umgesetzt. Für diese Netzbetreiber ist die gewählte Vorgehensweise grundsätzlich fortzusetzen.

Sofern KANU 2.0 erstmals in der Erlösobergrenze 2026 berücksichtigt werden soll, ist die gewählte Umsetzungsstrategie im Kapitalkostenaufschlag entsprechend abzubilden (siehe dazu auch den Artikel zu KANU 2.0 in der „Treiberater“-[Ausgabe III/2024](#)). Im Rahmen des Antrags zum Kapitalkostenaufschlag 2026 sind sowohl die tatsächlichen Investitionen der Jahre 2021 bis 2024 als auch die geplanten Investitionen der Planjahre 2025 und 2026 der zuständigen Regulierungsbehörde zu melden.

Gemäß der gewählten Umsetzungsweise von KANU 2.0 können die Kapitalkostenaufschläge individuell gestaltet werden.

Für die Zugänge sieht die Festlegung zum einen vor, dass abweichend von den vorgegebenen kalkulatorischen

Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 der GasNEV eine kürzere Nutzungsdauer gewählt werden kann. Hierzu sind die gewählten Nutzungsdauern innerhalb des Antrags zum Kapitalkostenaufschlag anzupassen. Dadurch soll es den Gasnetzbetreibern ermöglicht werden, die Zugänge bis zur Stilllegung des Gasnetzes (i. d. R. spätestens 2045) vollständig zu amortisieren.

Zum anderen sieht KANU 2.0 alternativ vor, Zugänge im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags mit einem Abschreibungssatz in der Spanne von 8 % bis 12 % degressiv kalkulatorisch abzuschreiben. Diese Alternative soll ermöglichen, dass ein Großteil der Amortisation der Investitionen möglichst früh erfolgt. Dadurch werden die Netznutzer, die erst gegen Ende des Transformationsprozesses den Erdgasbezug einstellen, nicht unangemessen belastet.

Sowohl die Nutzungsdauer als auch die Abschreibungsart (degressiv oder linear) können grundsätzlich nicht frei gewählt werden. Sie haben auf der Basis der tatsächlichen Gegebenheiten zu erfolgen (z. B. vor dem Hintergrund der Erkenntnisse aus der kommunalen Wärmeplanung). Ein Teil der Gasnetze kann möglicherweise auf den Transport anderer Gase, z. B. Wasserstoff, umgerüstet werden.

Die Beibehaltung der bisherigen Umsetzungsform im Kapitalkostenaufschlag ist weiterhin möglich, wenn von KANU 2.0 (noch) kein Gebrauch gemacht wird und das bisherige Regime fortgesetzt werden soll.

Transformationselement

Bei Sachanlagegütern, die ab dem 01.01.2021 erstmals aktiviert wurden, erfolgt die Berücksichtigung von KANU 2.0 über den Kapitalkostenaufschlag. Für Sachanlagegüter, die früher aktiviert wurden, erfolgt die Berücksichtigung von KANU 2.0 über das sog. Transformationselement.

Das Transformationselement ist zum 15.10. eines Jahres anzuzeigen (siehe Tenorziffer 1 der o. g. Festlegung i. V. m. Tenorziffer 9 der Festlegung KANU 2.0 der Bundesnetzagentur vom 25.09.2024). Bezüglich der materiellen Regelungen zu den Abschreibungsmodalitäten wird auf die Ausführungen zur Berücksichtigung von KANU 2.0 im Kapitalkostenaufschlag verwiesen. Sie wirken im Transformationselement analog. Die Flexibilisierung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten lässt sich auf das Transformationselement übertragen.

Da sich die Ausgestaltung von KANU 2.0 grundsätzlich nach den tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort zu richten hat, sind die gleichen Abschreibungsmodalitäten im Kapitalkostenaufschlag wie im Transformationselement anzuwenden. Die beiden Anträge zum Kapitalkostenaufschlag und zum Transformationselement unterscheiden sich nach dem Zeitpunkt der Aktivierung.

Fazit

Unserer Erfahrung nach sollten die Auswirkungen von KANU 2.0 und die Handlungsempfehlungen rechtzeitig im Unternehmen geprüft und analysiert werden. KANU 2.0 geht mit einer hohen wirtschaftlichen Bedeutung einher. Die Implementierung hat erhebliche Auswirkungen auf das Erlösvolumen und den zeitlichen Erlösverlauf. Im Zusammenspiel mit der Entwicklung der Durchleitungsmengen hat das einen signifikanten Einfluss auf die Netzentgelte. Auch sollte die Berücksichtigung in Abstimmung mit der kommunalen Wärmeplanung erfolgen. Zudem empfiehlt sich eine zeitnahe Ergebnisfindung für KANU 2.0. Dadurch lassen sich die nötigen regulatorischen Anträge korrespondierend stellen. Dies gilt insbesondere für Gasnetzbetreiber, die die Abschreibungsmodalitäten aus KANU 2.0 in der EOG 2026 anpassen wollen. Die Anwendung hat erhebliche Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und die Netzentgelte (potenzieller Anstieg bis zu 30 %). Die Frist für die Beantragung des Kapitalkostenaufschlags ist der 30.06.2025.

Gern stehen wir Ihnen zu den Auswirkungen von KANU 2.0 und zur Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Verfügung. Zudem bieten wir Ihnen unsere Unterstützung bei der Beantragung des Kapitalkostenaufschlags und des Transformationselements an. Kommen Sie bei Bedarf einfach auf uns zu.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. VWL Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@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

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

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) konkretisiert fortlaufend die neuen regulatorischen „Spielregeln“ für die nächsten Regulierungsperioden. Nachfolgend stellen wir diese in den wesentlichen Bestandteilen vor. Für Netzbetreiber ist es von erheblicher Bedeutung, ihre Optimierungsstrategien an die neuen Regeln anzupassen.

Im Wesentlichen geht es dabei um

- 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 „Große Beschlusskammer“ der Bundesnetzagentur hat knapp ein Jahr nach dem offiziellen Start des Projekts „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert“ (NEST) einen weiteren großen Schritt unternommen und im Januar und Februar dieses Jahres wichtige Diskussionspapiere und Gutachten für den zukünftigen Regulierungsrahmen vorgelegt. Die Veröffentlichungen stellen weit fortgeschrittene Überlegungen zu den wesentlichen Parametern dar, die das zukünftige Regulierungssystem („Regulierung 2.0“) prägen werden. Die Möglichkeit einer Stellungnahme zu den zur Diskussion gestellten Tenorierungen endete bereits zum 28.02.2025. Für RAMEN (Regulierungsrahmen für die Anreizregulierung im Energiesektor), StromNEF/GasNEF (Neuregelungen der Netzentgeltverordnungen), den Effizienzvergleich und die Kapitalverzinsung sind ab dem zweiten Quartal offizielle Festlegungsentwürfe geplant; gegen Ende des Jahres 2025 sollen die Beschlüsse vorliegen.

Die aktuell vorgelegten Konsultationen stellen eine Vorstufe zum Festlegungsentwurf dar. Der neue Regulierungsrahmen beabsichtigt ein gestuftes Festlegungssystem. Zukünftig treten zum Ende der 4. Regulierungsperiode (Ende 2027/2028) damit die ARegV sowie die StromNEV/GasNEV außer Kraft. In einer ersten Stufe werden zukünftig anhand einer Festlegung „RAMEN“ der neue Regulierungsrahmen und die Methodik der Anreizregulierung je Netzbetreibertyp vorgeschrieben. Die zweite Stufe beabsichtigt Festlegungen hinsichtlich der Methoden zur Bestimmung der Elemente des neuen Regulierungsrahmens, beispielsweise Überlegungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus („StromNEF“/„GasNEF“) und Methoden zur Bestimmung eines Qualitätselements.

Zum Einstieg empfiehlt sich der Vergleich der Regulierungsformeln:

Aktuelle Regulierungsformel gemäß Anlage 1 ARegV:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Neue Regulierungsformel gemäß Tenorziffern 4.3 bis 4.6 RAMEN:

$$EOG_t = KA_{nEu,t} + OPEX_0 * (1 - X_{ind,t}) * \prod_{i=1}^t \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF \right) + (CAPEX_0 - KK_{Ab,t}) * (1 - X_{ind,t}) + KK_{Auf,t} + B_t + Q_t + VK_t - VK_0 * \prod_{i=1}^t \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF \right) + S_t + F\&E_t + OPEX_{Anp,t}$$

Besonderheiten für VNB 5. RP Strom:

$$+ OPEX_{Anp,t}$$

Besonderheiten für VNB Gas:

$$- BVG_0 * (1 - X_{ind,t}) * \prod_{i=1}^t \left(\frac{VPI_i}{VPI_{i-1}} - PF \right)$$

Grundsätzlich wird an den Kernelementen der kostenorientierten Anreizregulierung mit Ausgangsniveau, Kostenprüfung und Erlösbergrenzen (EOG) festgehalten. Ab der 5. Regulierungsperiode wird eine „neue“ Regulierungsformel zur Anwendung kommen, anhand derer wie üblich auf der Grundlage von EOG-Festlegungen die Netznutzungsentgelte ermittelt werden. Für die anstehende 5. Regulierungsperiode wird die BNetzA nochmals einmalig eine fünfjährige Regulierungsperiode vorsehen, während ab der 6. Regulierungsperiode (bei Gas 2033 und bei Strom 2034) die Dauer einer Regulierungsperiode voraussichtlich auf einen Zeitraum von drei Jahren verkürzt wird.

Für die 5. Regulierungsperiode wird zudem eine auf Stromnetzbetreiber im regulären Verfahren beschränkte Übergangsregelung für einen jährlichen Betriebskostenaufschlag eingeführt. In der EOG wird es Stromnetzbetreibern zukünftig ermöglicht werden, ihre operativen Kosten jährlich anzupassen. Die Anpassung der Betriebskosten zielt auf einen zukünftigen Bedarf kurzfristiger OPEX-Anpassungen ab, da Strom als Energieträger eine zentrale Rolle im Energiesystem der Zukunft spielen und erheblichen Investitionsbedarf in den kommenden Jahren erfordern wird. Bei der Ermittlung der Betriebskostenanpassung wird voraussichtlich auf bestehende Daten aus dem Effizienzvergleich zurückgegriffen werden. Der Vergleich struktureller Veränderungen im Vergleich zum Basisjahr wird für die OPEX-Anpassung maßgeblich sein, wobei die konkrete Ausgestaltung in einer separaten Festlegung geregelt wird.

Der Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten soll zukünftig deutlich verkürzt werden und damit laut BNetzA zu einer Vereinfachung des Regulierungssystems beitragen. Im Kern soll ausschließlich an vier Positionen festgehalten werden: an den vorgelagerten Netzkosten,

vermiedenen Netzentgelten, Aufwendungen für Versorgungsleistungen und den Kosten für den Rollout der modernen Messeinrichtungen. Die jährliche Anpassung der EOG um die Veränderung der Redispatch-Kosten wird nunmehr in den volatilen Kosten vorgenommen; die Veränderung der Auflösungsbeträge der erhaltenen Zuschüsse wird zukünftig im Kapitalkostenabzug und -aufschlag berücksichtigt. Die jährliche EOG-Anpassung der übrigen heute zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zählenden Kostenpositionen (z. B. Lohnzusatzkosten, Weiterbildungskosten, Betriebsratskosten) entfällt.

Weiterhin grundsätzlich anerkennungsfähig bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus sind die aus ihren kalkulatorischen Restwerten ableitbaren Kosten aus Anlagenabgängen. Ab der 5. Regulierungsperiode führen Kostenveränderungen aus Anlagenabgängen zu einer jährlichen Anpassung der EOG. Dies erfolgt durch eine Berücksichtigung von Kosten aus Anlagenabgängen im Kapitalkostenabzug und einem Korrekturterm in der EOG-Formel.

Die bislang geltenden Regularien zum Themenblock „KANU 2.0“ bleiben grundsätzlich bestehen. Das Transformationselement kann ab der 5. Regulierungsperiode allerdings entfallen, da Effekte aus KANU 2.0 im Kapitalkostenabzug und -aufschlag erfasst werden. Ab 2028 sind Gasnetzbetreiber verpflichtet, ihren Kapitalkostenabzug jährlich neu zu berechnen und bis zum 30.06. eines Jahres bei der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen.

Die Implementierung eines WACC-Ansatzes wird zu signifikanten Veränderungen im Bereich der Kapitalkostenverzinsung führen. Grundsätzlich gilt:

$$\begin{aligned} & \text{Gesamtkapitalverzinsung} \\ & = \\ & \text{Verzinsungsbasis} \times \text{WACC} - \text{Rate} \end{aligned}$$

Die Verzinsungsbasis ergibt sich demnach vereinfacht gesprochen aus dem betriebsnotwendigen Vermögen abzüglich der Restwerte aus Baukostenzuschüssen. Die Gesamtkapitalverzinsung wird folglich multiplikativ mit einer sogenannten WACC-Rate ermittelt. Die Festlegung der Referenzkapitalstruktur beeinflusst maßgeblich die zukünftige Gesamtkapitalverzinsung und damit auch die Höhe der WACC-Rate. Es wird eine Festlegung in Höhe der Quote EK 40 %, FK 60 % erwartet, wobei eine gesonderte Methodenfestlegung noch in diesem Jahr erfolgen wird. Die Ausgestaltung macht bereits deutlich, dass die bislang erforderliche Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowie des unternehmensindividuellen Abzugskapitals obsolet wird. Der Beschaffung von Fremdkapital kommt nunmehr eine noch größere Bedeutung zu, denn günstige Finanzierungsbedingungen verbleiben beim WACC-Ansatz vollständig im Unternehmen.

Eine weitere wichtige Neuerung wird es bei der Beantragungsmöglichkeit für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren geben. Während in der Vergangenheit die

Kundenzahl als entscheidendes Kriterium diene (Gas: 15.000 Kunden; Strom: 30.000 Kunden), wird nunmehr auf die Netzkosten bzw. die Marktabdeckung abgezielt. Maßgeblich hierfür ist ein Schwellenwert (Gas: 82 % aller bereinigten Ausgangsniveaus im Regelverfahren; Strom: 90 % aller bereinigten Ausgangsniveaus). Da es für Teilnehmer am vereinfachten Verfahren einige Benachteiligungen geben wird, sollten Netzbetreiber frühzeitig die Erwägung in Betracht ziehen, ob die Vorteile der Teilnahme am vereinfachten Verfahren weiterhin Bestand haben.

Auch beim Effizienzvergleich ergeben sich einige Verschärfungen mit starker monetärer Bedeutung. Dabei soll das aktuelle Verfahren (bundesweite Durchführung durch die BNetzA auf der Grundlage der Kosten des § 14 ARegV) grundsätzlich beibehalten werden. Eine Reduktion der Anzahl der abgefragten Daten soll die einzelnen Verfahrensschritte beschleunigen. Kontinuität gibt es hinsichtlich der Methodik der Effizienzmessung: Sowohl die DEA als auch die SFA sollen zur Berechnung der Effizienz beibehalten werden. Allerdings wird die Effizienzmessung wohl auch 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.

Zusätzlich zieht die BNetzA zur Verschärfung der Effizienzvorgaben eine Verkürzung des Abbaupfads der Ineffizienzen auf drei Jahre und die Abschaffung des Effizienzbonus in Erwägung.

Das Qualitätselement als Anreizmechanismus zur Netz-zuverlässigkeit soll um einen Anreizmechanismus zur Energiewendekompetenz erweitert werden. Dazu werden vonseiten der BNetzA mittels einer separaten Festlegung teils neue und insgesamt umfangreiche Daten der Netzbetreiber erhoben. Neu dabei ist, dass kleine Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren von den Datenlieferungen nicht befreit werden. Dies spiegelt sich auch in der Anwendung der Regelungen des Qualitätselements wider. Alle Netzbetreiber werden zukünftig dem Qualitätselement unterliegen.

Netzbetreibern ist 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. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 89 45359423-1

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Öffentliches Wirtschaftsrecht

OLG Celle | Zur Vergabe einer Wasserkonzession

Das OLG Celle hat mit Urteil v. 27.8.2024, Az. 13 U 5/23 Kart), bestätigt, dass Kommunen als marktbeherrschende Anbieter der Wegenutzungsrechte in ihrem Gebiet verpflichtet sind, gemäß § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB den Konzessionär für den Betrieb eines Wasserversorgungsnetzes in einem diskriminierungsfreien Wettbewerb mit einem transparenten Verfahren auszuwählen (vgl. auch OLG Düsseldorf, Urt. v. 13.06.2018, Az. VI-2 U 7/16 Kart). Dabei kann laut OLG Celle dahingestellt bleiben, ob für die Konzessionsvergabe eine EU-Binnenmarktrelevanz anzunehmen ist; das Diskriminierungsverbot ergibt sich bereits aus § 19 GWB, ohne dass hierzu primärrechtliche Grundsätze des Unionsrechts (AEUV) herangezogen werden müssen.

Anders als bei Konzessionsvergaben für örtliche Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, die durch §§ 46, 47 EnWG geregelt sind, bestehen im Bereich der Wasserversorgungsnetze keine spezialgesetzlichen Bestimmungen, sodass die Verfahrensgrundsätze allein aus dem Diskriminierungsverbot des § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB herzuleiten sind.

Gesetzliche Präklusionsvorschriften bestehen für den unterlegenen Bewerber nicht. Es kommen weder eine entsprechende Anwendung des Rüge- und Präklusionsregimes aus § 47 EnWG noch der kartellvergaberechtlichen Präklusionsbestimmungen des § 160 GWB in Betracht. Laut OLG Celle besteht für eine analoge Anwendung keine planwidrige Regelungslücke; der Gesetzgeber hat das Kartellvergaberecht ausdrücklich von der Anwendung auf Konzessionen im Bereich der örtlichen Trinkwasserversorgung ausgenommen (§ 149 Nr. 9 GWB). Auch das EnWG gilt ausdrücklich nicht für den Bereich der Wasserversorgung. Zudem bedarf die mit Präklusionsregelungen verbundene Einschränkung des Rechtsschutzes wegen der verfassungsrechtlichen Garantie des Art. 19 Abs. 4 des Grundgesetzes einer klaren gesetzlichen Regelung, was einer analogen Anwendung von Präklusionsvorschriften grundsätzlich entgegensteht.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faaesch@es-unternehmensgruppe.de

Kommunalwesen

Wettbewerbliche Verfahren zur Vergabe von Konzessionen im Bereich Strom, Gas und Wasser – kommunale Interessen wahren und Rechtssicherheit gewährleisten

Konzessionen für den Betrieb von Strom- und Gasverteilernetzen sowie der Trinkwasserversorgung sind wenigstens alle 20 Jahre im Rahmen von transparenten wettbewerblichen Verfahren von der Kommune neu zu vergeben. Bei der Durchführung der entsprechenden wettbewerblichen Verfahren sind insbesondere eine rechtssichere Berücksichtigung kommunaler Interessen und ein effizienter Ablauf des wettbewerblichen Verfahrens sicherzustellen.

Die Rahmenbedingungen für Konzessionsvergabeverfahren ergeben sich in den Bereichen Strom und Gas aus dem nationalen Kartellrecht – hier aus dem Diskriminierungsverbot nach § 19 GWB – sowie aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Diese auf die wesentlichen Inhalte eines Konzessionsvergabeverfahrens beschränkten Rahmenbedingungen werden präzisiert durch eine

Vielzahl in den vergangenen Jahren ergangener Entscheidungen der Rechtsprechung. Konzessionen im Bereich Wasser sind nicht nach einem fachspezifischen Vergaberecht wie dem EnWG auszuschreiben. Die Verpflichtung zur Ausschreibung resultiert vielmehr aus dem nationalen Kartellrecht sowie – bei entsprechendem grenzüberschreitendem Interesse – aus den primärrechtlichen Grundsätzen des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV).

Durchführung wettbewerblicher Verfahren in den Bereichen Strom, Gas und Wasser

Ein Konzessionsvertrag in den Bereichen Strom und Gas kann eine Laufzeit von bis zu 20 Jahren haben. Im Bereich Wasser sind in Nordrhein-Westfalen als Höchstgrenze sogar 40 Jahre zulässig. Mit dem Auslaufen des Konzessionsvertrags ist ein neuer Konzessionsvertrag abzuschließen.

Der Prozess eines wettbewerblichen Verfahrens zur Vergabe der Strom-, Gas- oder Wasserkonzession lässt sich schematisch wie folgt beschreiben:

1. Einholung technischer und wirtschaftlicher Daten vom bisherigen Konzessionsinhaber
2. Bekanntgabe des Auslaufens des Konzessionsvertrags im „Bundesanzeiger“ oder im „Amtsblatt“ der EU
3. Interessenbekundungsphase der Bieter
4. Erstellung und Versand der Verfahrensunterlagen
5. Beantwortung von Bieterfragen zu den Verfahrensunterlagen
6. Angebotsabgabe (meistens zweistufig; indikativ und final)
7. Bietergespräche
8. Auswertung der Angebote
9. Zuschlagserteilung

Die Kommune sollte das wettbewerbliche Verfahren dazu nutzen, kommunale Interessen zu wahren. Dabei ist sie allerdings an rechtliche Leitplanken gebunden. Diese Leitplanken ergeben sich u. a. aus

- der Sicherstellung einer transparenten und diskriminierungsfreien Vergabe und
- der Beachtung des Nebenleistungsverbots.

Neben der Berücksichtigung kommunaler Interessen ist insbesondere eine rechtssichere Durchführung des wettbewerblichen Verfahrens zu gewährleisten. Nur so kann das Risiko einer Rüge im laufenden Verfahren und sogar eines gerichtlichen Verfahrens verhindert werden.

Folgende Beratungsleistungen fallen üblicherweise in einem wettbewerblichen Verfahren zur Vergabe von Strom-, Gas- oder Wasserkonzessionen an:

- Information und Schulung über ein rechtssicheres Verfahren
- Gewährleistung eines gesetzeskonformen Verfahrensverlaufs, bezogen auf
 - Fristen
 - Form
 - Vermeidung von Interessenkonflikten von Entscheidungsträgern
 - Schaffung einer fundierten Datengrundlage
- Erstellung von Verfahrensunterlagen mit folgenden Themenschwerpunkten:
 - Erarbeitung von rechtssicheren Bewertungskriterien, die auf kommunale Interessen maßgeschneidert sind
 - Berücksichtigung von Aspekten, die der Kommune hinsichtlich der Energiewende wichtig sind
 - Wahrung der kommunalen Interessen im Rahmen der Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs
 - Berücksichtigung der unterschiedlichen Herausforderungen der Strom- und Gasnetze
- Korrespondenz mit Bewerbern auch im Rahmen von Rügen und Bieterfragen

- Auswertung der Angebote hinsichtlich der folgenden Themenschwerpunkte:
 - Versorgungssicherheit
 - Umweltverträglichkeit
 - Verbraucherfreundlichkeit
 - Effizienz
 - Preisgünstigkeit
- Vorbereitung und Leitung von Bietergesprächen
- Erarbeitung einer Vergabeempfehlung

Im wettbewerblichen Verfahren zur Vergabe von Strom-, Gas- oder Wasserkonzessionen wird nicht nur juristisches, sondern vielmehr auch technisches und betriebswirtschaftliches Know-how zwingend benötigt. Denn nur so können die Wahrung kommunaler Interessen und eine rechtssichere Auswertung der Angebote hinsichtlich der technischen Betriebskonzepte der Preisgünstigkeit gewährleistet werden.

Die EversheimStuible Unternehmensgruppe kann diese Leistungen aus einer Hand anbieten. Der zentrale juristische Ansprechpartner gewährleistet ein rechtssicheres, effizientes und den kommunalen Interessen verpflichtetes wettbewerbliches Verfahren unter Einbeziehung des technischen und betriebswirtschaftlichen Know-hows der Unternehmensgruppe.

Fazit

Die Vergabe von Konzessionen gehört üblicherweise nicht zum Tagesgeschäft von Kommunen. Dennoch ist das wettbewerbliche Verfahren zur Vergabe von Strom-, Gas- oder Wasserkonzessionen von erheblicher Bedeutung. Denn nur ein rechtssicheres Vergabeverfahren gewährleistet eine effiziente und kostengünstige Vergabe. Darüber hinaus sollten unbedingt kommunale Interessen Berücksichtigung finden. Dies ist gerade vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende von erheblicher Bedeutung. Insofern wird nicht nur juristisches, sondern vielmehr auch technisches und betriebswirtschaftliches Know-how benötigt. Die EversheimStuible Unternehmensgruppe kann diese Beratungsleistungen aus einer Hand anbieten und profitiert von ihrer langjährigen Erfahrung auf der Seite der vergebenden Kommunen und der bietenden Versorgungsunternehmen. Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

Ihre Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Ing. Frank Gewehr

Tel.: +49 211 5235-152

frank.gewehr@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Optimierung der Straßenbeleuchtung – Kommunen und Netzbetreiber sind gefordert

Sowohl Netzbetreiber als auch Kommunen können von einer Neuorganisation der öffentlichen Straßenbeleuchtung profitieren. So können Kommunen Kosteneinsparungen realisieren und vergaberechtliche Vorgaben vereinfachen. Gleichzeitig können Netzbetreiber in der Regel regulatorische Vorteile erzielen.

Hintergrund

Die öffentliche Straßenbeleuchtung ist im Zuge der Digitalisierung der Energiewende und der Ressourcenschonung tiefgreifenden Veränderungen ausgesetzt. So können die Leuchtstellen zukünftig wichtige Aufgaben, z. B. beim Ausbau von Datennetzen (5G und WLAN), der Verkehrsüberwachung, der Verkehrssteuerung, der Elektromobilität und der Umweltbeobachtung, übernehmen. Um den genannten zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, ist der Ausbau des Straßenbeleuchtungsnetzes unabdingbar. Dabei bietet sich die Integration des Straßenbeleuchtungsnetzes in das Netz der allgemeinen Versorgung an.

Eine weitere Motivation, das Straßenbeleuchtungsnetz an einen Netzbetreiber zu veräußern, ist das fortgeschrittene Alter der Straßenbeleuchtungsnetze und die damit zunehmende Störanfälligkeit, die eine sukzessive Sanierung der Netze erforderlich macht. Diese Kosten gehen vollständig zulasten der Kommune, wenn die Netze in deren Eigentum verbleiben. Der Verkauf reduziert somit das finanzielle Risiko bei der Kommune, wobei sie weiterhin die freie Wahl von Stromlieferanten und Dienstleistern für die oberirdischen Straßenbeleuchtungsanlagen behält.

Optimierungspotenzial

Durch die Integration des Straßenbeleuchtungsnetzes in das Netz der allgemeinen Versorgung ergeben sich in der Regel nicht unerhebliche Vorteile für die Kommune und den Netzbetreiber. So können die Kosten für das integrierte Straßenbeleuchtungsnetz regulatorisch geltend gemacht und in die Netznutzungsentgelte eingerechnet werden. Mit dem Erwerb kommunaler Straßenbeleuchtungsnetze wird eine **Win-win-Situation** für Kommunen und Netzbetreiber geschaffen.

Optimierungspotenzial der Kommune:

- keine Verantwortung für eine altersbedingte Instandhaltung der Infrastruktur,
- dauerhafte Haushaltsentlastung um die Kosten für das Straßenbeleuchtungsnetz (z. B. für Wartung, Instandhaltung und Ausbau),
- einmaliger Erlös durch den Verkauf,
- Mehrwert durch integrierte Lösungen,
- Erleichterung von Ausschreibungsprozessen bei der Vergabe von Betriebsführungsleistungen.

Optimierungspotenzial des Netzbetreibers:

- Kostenanerkennung im Rahmen der Netzentgelt-ermittlung,
- bessere Eigenkapitalverzinsung,
- Vorteile beim Effizienzvergleich,
- Synergien im Betrieb mit anderen Netzen,
- attraktive Weiterentwicklung zu Netzen der allgemeinen Versorgung.

Unsere Beratungsleistungen

Die EversheimStuible Unternehmensgruppe bietet Ihnen eine ganzheitliche Beratung an.

So können wir Ihnen folgende kaufmännische, ingenieurtechnische und juristische Beratungsleistungen aus einer Hand anbieten:

- Erarbeitung einer Machbarkeitsstudie,
- Ermittlung der regulatorischen Vorteile,
- Abstimmung mit der Regulierungsbehörde,
- Bewertung des Straßenbeleuchtungsnetzes,
- technische Konzepte zur Integration in das allgemeine Netz,
- Erarbeitung von Betriebskonzepten und Beurteilung von Synergieeffekten,
- Beurteilung vergaberechtlicher Auswirkungen,
- Ausgestaltung aller relevanten Verträge.

Erfahrungsberichte zur Netzintegration

In der jüngeren Vergangenheit haben wir diverse Netzintegrationen beratend begleitet und uns mit den Regulierungsbehörden ausgetauscht. Diese haben derzeit keine Bedenken gegen die regulatorische Anerkennung einer Netzintegration geäußert. Nach eingehender Prüfung durch die Regulierungsbehörden konnten sogar laufende Investitionen über den Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt werden.

Herausforderungen

In der Praxis hat sich gezeigt, dass oftmals bei der Kommune keine Differenzierung des Anlagevermögens der Straßenbeleuchtung in das Straßenbeleuchtungsnetz und die übrigen Straßenbeleuchtungsmittel (Masten, Leuchtkörper etc.) vorliegt. Bei einigen Kommunen werden die Daten als Festwerte oder in Kombination mit dem Straßenkörper geführt, sodass eine separierte Betrachtung des Buchwerts für das Straßenbeleuchtungsnetz nicht möglich ist. Hierfür haben wir entsprechende Lösungen und Bewertungsmechanismen entwickelt. Es werden deshalb sowohl kaufmännische (aus der Anlagenbuchhaltung) als auch technische Daten aus dem GIS für die Bewertung erhoben. Reichen die Angaben aus der Anlagenbuchhaltung für eine Wertermittlung nicht aus, führen wir die Ermittlung des Restbuchwerts auf der Grundlage des tatsächlichen technischen Mengengerüsts durch.

Von besonderer Bedeutung für die Regulierungsbehörden ist das sogenannte Überkompensationsverbot, das ein Wiederaufleben von Restbuchwerten verhindern soll. Daher kommt der Bewertung und der Differenzierung des Straßenbeleuchtungsnetzes eine wichtige Rolle zu, bei der wir Sie gerne unterstützen.

In diesem Zusammenhang möchten wir betonen, dass sich unser methodisches Vorgehen in der regulatorischen Anerkennung bewährt hat.

Mögliche Vorgehensweise

Um eine effiziente Projektdurchführung zu gewährleisten und unnötige Kosten zu vermeiden, können wir Ihnen bei Bedarf einen Quick-Check zur Integration des öffentlichen Straßenbeleuchtungsnetzes anbieten. Dabei wird zunächst kursorisch geprüft, ob die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Integration günstig erscheinen. Der Quick-Check bezieht sich neben den organisatorischen, strategischen und rechtlichen Gesichtspunkten auch auf die regulatorischen Rahmenbedingungen.

Sollten wir Ihr Interesse geweckt haben, sprechen Sie uns doch einfach an. Selbstverständlich präsentieren wir Ihnen unser Beratungskonzept auch gerne unverbindlich vor Ort. Profitieren Sie von unseren bisherigen Erfahrungen bei erfolgreichen Projektumsetzungen.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Sebastian Meier

Tel.: +49 711 99340-17

sebastian.meier@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Ing. Frank Gewehr

Tel.: +49 211 5235-152

frank.gewehr@es-unternehmensgruppe.de

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

In eigener Sache

Neuen Bürostandort in München zum 01.01.2025 eröffnet

Wir freuen uns, ab dem 01.01.2025 auch in München, der Landeshauptstadt des Freistaates Bayern, vertreten zu sein. Der neue Standort ergänzt unsere Präsenz in Düsseldorf und Stuttgart ideal. Wir rücken damit noch näher an unsere Mandanten heran und können damit eine weitere zentrale Anlaufstelle anbieten.

Bayerischen Anforderungen werden wir vor allem in prüfungsnaher Beratung und dem Regulierungsmanagement in besonderer Weise gerecht.

Mit dem neuen Bürostandort schaffen wir auch für unsere Mitarbeitenden in Zeiten flexiblen Arbeitens ein weiteres inspirierendes Arbeitsumfeld. Die Zusammenarbeit und die Kommunikation zwischen Mitarbeitenden und Mandanten werden dadurch bedeutend gefördert.

Das Büro befindet sich im Münchner Stadtteil Laim und ist auch mit öffentlichen Verkehrsmitteln gut zu erreichen. Ingmar Friedrich steht vor Ort im Team mit Sebastian Meier und Thorsten Ressin als Ansprechpartner jederzeit zur Verfügung.

Wir freuen uns auf viele neue Kontakte in Bayern!

Ihr Ansprechpartner

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 89 45359423-1

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

INFOPLAN GmbH
SleevesUp! München Laim
Landsberger Straße 314
80687 München



WP Sören Dieckmeyer seit dem 29. Januar 2025 neuer Prokurist der EversheimStuible Unternehmensgruppe

Wir freuen uns, Herrn Dieckmeyer nach bestandenen WP-Examen als neuen Prokuristen von EversheimStuible begrüßen zu dürfen.

ES: Herr Dieckmeyer, zunächst gratulieren wir Ihnen ganz herzlich zu Ihrem bestandenen WP-Examen. Wir freuen uns sehr, dass Sie unser Team weiterhin – jetzt in der neuen Rolle als Wirtschaftsprüfer und Prokurist – unterstützen. Gerne möchten wir Sie unseren Leserinnen und Lesern bekannt machen. Stellen Sie sich doch bitte kurz vor.

SD: Herzlichen Dank – sehr gerne! Mein Name ist Sören Dieckmeyer, ich bin 31 Jahre alt und seit Anfang 2024 Teil der EversheimStuible Unternehmensgruppe. Über meine Ausbildung zum Bankkaufmann habe ich den Weg in den Bereich Steuern und Wirtschaftsprüfung gefunden – eher zufällig, aber mit wachsender Begeisterung. Schnell wurde mir klar, dass ich in diesem Berufsfeld genau richtig bin. Nach meinem Studium an der Hochschule Niederrhein und verschiedenen praktischen Stationen als Praktikant und Werkstudent bin ich bei EY in der Assurance in das Berufsleben nach meinem Studium gestartet. In den sechs Jahren dort konnte ich wertvolle Erfahrungen sammeln und mich insbesondere auf die Kommunal- und Energiewirtschaft spezialisieren. Nach meinem Wechsel zur EversheimStuible Unternehmensgruppe habe ich im Januar 2025 erfolgreich das WP-Examen abgeschlossen und bin sehr glücklich, ein Teil des ES-Teams zu sein!

ES: Herr Dieckmeyer, beschreiben Sie doch bitte in wenigen Worten, was Sie an EversheimStuible schätzen und wie Sie sich in das Unternehmen einbringen möchten.

CR: Zunächst finde ich, dass bei EversheimStuible der Teamgedanke im Vordergrund steht und ein sehr kollegiales Umfeld mit flachen Hierarchien und kurzen Entscheidungswegen vorhanden ist. Darüber hinaus bietet die Spezialisierung der Unternehmensgruppe auf die Energiewirtschaft bzw. Unternehmen der öffentlichen Hand vielfältige Möglichkeiten, unsere Mandanten bei den zunehmenden Herausforderungen der genannten Branchen fachlich gut zu unterstützen. Unsere Unternehmensgruppe kann dabei alle relevanten Beratungsbereiche unserer Mandantschaft interdisziplinär abdecken, sodass wir fachübergreifend regelmäßig Teams aus Steuerberatern, Wirtschaftsprüfern, Ingenieuren und Rechtsanwälten bilden. Ich freue mich, die Unternehmensgruppe weiterhin unterstützen zu dürfen und den Teamgedanken weiter voranzutreiben.

ES: Vielen Dank für das Gespräch. Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Herrn Dieckmeyer erreichen Sie ab sofort unter:



WP Sören Dieckmeyer

Tel.: +49 221 5235-157

soeren.dieckmeyer@es-unternehmensgruppe.de

Neue Mitarbeiterin



Susanne Bigus
Rechtsanwältin
Steuerberaterin

Frau Susanne Bigus ist seit dem 01.02.2025 (wieder) am Standort Düsseldorf der EversheimStuible Treiberer GmbH als Rechtsanwältin/Steuerberaterin tätig. Nach einem kurzen „Ausflug“ zur Konkurrenz freuen wir uns sehr, dass Frau Bigus den Weg wieder zurück zur ES-Familie gefunden hat. Zu ihren Tätigkeitsschwerpunkten zählen neben der steuerjuristischen Beratung in der Kommunalwirtschaft (steuerliche Begleitung von Unternehmenstransaktionen, Organschaftsrecht, BgA-Besteuerung, Herstellung steuerlicher Querverbund etc.) vor allem auch Sonderfragen im kommunalen Gesellschaftsrecht.

Frau Bigus erreichen Sie unter:

RAin StBin Susanne Bigus

Tel.: +49 211 5235-173

susanne.bigus@es-unternehmensgruppe.de

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: März 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