

TREUBERATER

II/2026

Vorwort zum Treuberater	23
Steuern	24
Umsatzsteuer Urteil zur umsatzsteuerlichen Organschaft eröffnet Kommunen neue Möglichkeiten	24
Energie und Wasser	25
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2026	25
Stilllegung von Gasnetzen: zwischen Klimazielen, Versorgungssicherheit und wirtschaftlicher Realität	26
Transformationelement 2027 – Anzeige von Gasnetzbetreibern zum 15.10.2026 bei Anwendung der Festlegung KANU 2.0	27
Netzentgelte 2027 rechtskonform ermitteln und gestalten	29
Kostenprüfung Gas für die 5. Regulierungsperiode erfolgreich gestalten – Erfahrungsbericht und Hinweise für das vereinfachte Verfahren	31
Datenerhebung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Gas – Abgabe bis zum 01.08.2026	33
Rechtsprechung 2025 Ausgewählte Gerichtsurteile zu wesentlichen regulatorischen Fragestellungen	34
Öffentliches Wirtschaftsrecht	37
EuGH verschärft Maßstäbe für kommunale Konzernstrukturen bei In-House-Vergaben	37
Vergaberechtsbeschleunigungsgesetz – wesentliche Neuerungen ab dem 1. Juli 2026	38
Impressum	41

Vorwort zum Treiberater

Liebe Leserinnen und Leser,

mit der Veröffentlichung unserer Juni-Ausgabe des „Treiberaters“ erreichen wir die Mitte eines ereignisreichen Jahres. Für viele von Ihnen stehen nun die Sommerferien bevor – und damit eine wohlverdiente Auszeit. Gleichzeitig ist die Zeit vor der Urlaubsphase erfahrungsgemäß von besonderer Dynamik geprägt: Projekte werden abgeschlossen, Fristen eingehalten und zentrale Entscheidungen vorbereitet. Mit dieser Ausgabe möchten wir Ihnen eine kompakte Orientierung zu den aktuellen Themen geben.

Im Mittelpunkt steht die Transformation der Erdgasnetze – ein Thema, das die Energiewirtschaft derzeit in besonderem Maße prägt. Die politischen Zielbilder, die regulatorischen Rahmenbedingungen und die wirtschaftlichen Konsequenzen greifen zunehmend ineinander und machen deutlich, dass der zukünftige Umgang mit Gasnetzinfrastrukturen längst nicht mehr nur eine technische Frage ist, sondern eine strategische Kernentscheidung.

Vor diesem Hintergrund widmen wir uns insbesondere der Frage der Stilllegung und des Rückbaus von Gasnetzen. Der dazugehörige Beitrag zeigt auf, wie regulatorische Vorgaben, bilanzielle Anforderungen und strategische Überlegungen zusammenwirken und welche Herausforderungen sich aus dem perspektivischen Rückgang der Erdgasnutzung ergeben. Netzbetreiber stehen zunehmend vor der Aufgabe, ihre Infrastruktur unter Unsicherheit zu bewerten, Stilllegungsstrategien zu entwickeln und die finanziellen Auswirkungen frühzeitig zu berücksichtigen. Die Auseinandersetzung mit diesen Fragestellungen wird in den kommenden Jahren weiter an Bedeutung gewinnen. Hierzu bieten wir Ihnen verschiedene Unterstützungsleistungen an.

Ergänzend dazu greifen wir mit dem Beitrag zum Transformationselement 2027 einen wichtigen Baustein der aktuellen Regulierung auf: Das Transformationselement ist letztmalig zum 15.10. zu beantragen, bevor KANU 2.0 in die neue RAMEN-Regulierungssystematik aufgeht.

Ein weiterer Schwerpunkt bleibt die laufende Kostenprüfung Gas für die 5. Regulierungsperiode. Nachdem die Erhebungsbögen für Unternehmen im Regelverfahren bereits zum 30.06. abgegeben werden mussten, richtet sich der Blick nun auf Unternehmen im vereinfachten Verfahren. In unserem Artikel zur Kostenprüfung fassen wir die wesentlichen Erkenntnisse aus den laufenden Verfahren noch einmal zusammen und geben praxisnahe Hinweise. Es zeigt sich, dass die Anforderungen an die Datenqualität, Konsistenz und Dokumentation hoch sind.

Ein weiterer Artikel im Bereich der Regulierung widmet sich der bevorstehenden Datenerhebung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Gas (Xgen). Auch wenn diese auf den ersten Blick weniger umfangreich er-

scheint, ist sie inhaltlich eng mit der neuen Regulierungslogik verknüpft und erfordert eine sorgfältige Abstimmung mit bestehenden Daten und Abschlüssen.

Parallel dazu rückt im Herbst das nächste große Thema in den Fokus: die Ermittlung der Netzentgelte Strom und Gas für das Jahr 2027. Eine frühzeitige und strukturierte Vorbereitung ist entscheidend, um sowohl regulatorische Anforderungen zu erfüllen als auch wirtschaftliche Risiken zu vermeiden.

Wie gewohnt finden Sie in dieser Ausgabe ergänzend unseren Fristenkalender. Dieser stellt die Vielzahl der regulatorischen Termine bis in den Herbst hinein übersichtlich dar und bietet Ihnen damit eine Orientierung für die anstehenden Aufgaben.

Darüber hinaus beleuchten wir aktuelle Entwicklungen im Steuer- und Vergaberecht. Ein neues Urteil zur umsatzsteuerlichen Organschaft eröffnet Kommunen zusätzliche Gestaltungsmöglichkeiten bei der Organisation ihrer Unternehmensstrukturen, während das Vergaberechtsbeschleunigungsgesetz ab dem 01.07.2026 neue Spielräume, aber auch neue Anforderungen für öffentliche Auftraggeber mit sich bringt.

Mit dieser Ausgabe möchten wir Ihnen erneut eine praxisnahe und zugleich strategisch orientierte Einordnung aktueller Entwicklungen bieten. Gerade in einer Phase, in der operative Anforderungen und langfristige Transformation eng miteinander verknüpft sind, ist eine frühzeitige und fundierte Auseinandersetzung mit den relevanten Themen entscheidend.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre und, sofern Sie in den kommenden Wochen eine Auszeit nehmen, eine erholsame Sommerpause. Auch in der zweiten Jahreshälfte stehen wir Ihnen wie gewohnt mit Rat und Tat zur Seite.

Herzlichst

Ihre EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES

EversheimStuible Treiberater GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN Gesellschaft für
Wirtschaftsberatung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

IBK Ingenieur- und Unternehmensberatung
für Versorgungswirtschaft GmbH

ES

EversheimStuible Rechtsanwaltsgesellschaft mbH



ES

EversheimStuible Unternehmensgruppe

Steuern

Umsatzsteuer | Urteil zur umsatzsteuerlichen Organschaft eröffnet Kommunen neue Möglichkeiten

Leistungen kommunaler Tochtergesellschaften können bei bestehender Organschaft als nicht umsatzsteuerbare Innenleistungen gelten – auch bei Nutzung für hoheitliche Aufgaben. Gerade bei personalintensiven Leistungen wie IT-Services, Fuhrpark- oder Verwaltungsaufgaben kann sich so ein relevantes Entlastungspotenzial ergeben. Die von der Rechtsprechung aufgezeigten Möglichkeiten sind inzwischen auch von der Finanzverwaltung anerkannt.

Ausgangslage

Aufgrund hohen Kostendrucks haben auch Kommunen und andere öffentliche Einrichtungen Dienstleistungen oftmals in eigene Tochtergesellschaften ausgegliedert. Hierunter fallen beispielsweise Facility-Management, IT-Service, Fuhrparkmanagement oder kaufmännische Aufgaben. Bisher konnte dieses Outsourcing zu zusätzlicher Umsatzsteuer führen, wenn Leistungen auch für den hoheitlichen Bereich genutzt wurden.

Mit seinem Grundsatzurteil zur „umsatzsteuerlichen Organschaft“ (Urteil vom 29. August 2024 – V R 14/24) hat der Bundesfinanzhof (BFH) neue Gestaltungsmöglichkeiten eröffnet, die für die Haushaltskonsolidierung bedeutsam sein können.

Umsatzsteuerbefreiung nur bei „Innenleistungen“

Besteht zwischen einer juristischen Person des öffentlichen Rechts (jPdöR) und ihrer Tochtergesellschaft eine umsatzsteuerliche Organschaft, gelten Leistungen der Tochter an ihren Träger als sogenannte Innenleistungen und sind nicht umsatzsteuerbar. Eine Organschaft setzt voraus, dass die jPdöR und die Tochtergesellschaft wirtschaftlich, finanziell und organisatorisch eng verflochten sind – nur dann gelten sie aus umsatzsteuerlicher Sicht als einheitlich steuerpflichtig.

Wenn die jPdöR die Leistungen ihrer Tochter auch für hoheitliche Aufgaben wie Verwaltung, Sozialleistungen, Entsorgung oder öffentliche Infrastruktur nutzte, behandelte die Finanzverwaltung dies bislang wie eine private Verwendung. Die Folge war eine Entnahmebesteuerung nach § 3 Abs. 9a Nr. 2 UStG: Auf den hoheitlichen Anteil fiel Umsatzsteuer an, was aufgrund des fehlenden Vorsteuerabzugs zu einer echten Mehrbelastung führte. Dies war besonders belastend bei personalintensiven Leistungen, weil auf Personalkosten keine Vorsteuer anfällt.

BFH-Urteil eröffnet Chancen ...

Der BFH hat diese Praxis mit seinem Urteil neu bewertet. Er stützt sich dabei auf eine vorausgegangene Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH, Urteil vom 11. Juli 2024 – Az. C-184/23, S/FA T II). Der EuGH hat entschieden, dass Umsätze innerhalb der Organschaft nicht umsatzsteuerbar sind. Dies gilt selbst dann, wenn ein Vorsteuerabzug bei dem Empfänger der Leistung ohne Organschaft nicht möglich wäre. Der EuGH stellte außerdem klar, dass bei der Erbringung von Leistungen gegen Entgelt durch eine Organgesellschaft an den Organträger keine zusätzliche Umsatzsteuer für den hoheitlichen Bereich anfällt.

Praktisch umsetzen lässt sich das durch eine Personal- oder Servicegesellschaft im Mehrheitsbesitz der jPdöR. So lassen sich personalintensive Tätigkeiten bündeln, ohne dass auf Löhne und Gehälter der Tochtergesellschaft Umsatzsteuer anfällt. Nur für von Dritten eingekaufte Lieferungen und Leistungen, die in den hoheitlichen Bereich einfließen, bleibt ein Vorsteuerabzug weiterhin ausgeschlossen.

... aber auch neue Pflichten

Ungeachtet der nunmehr erfolgten Übernahme der Rechtsprechung durch die Finanzverwaltung kann es im Einzelfall empfehlenswert sein, die beabsichtigte Vorgehensweise vorab mit dem Finanzamt abzustimmen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass der Organträger mit der Organschaft die vollumfängliche umsatzsteuerliche Verantwortung für die Tochtergesellschaft einschließlich der Abgabe der Steuererklärungen übernimmt.

Umsatzsteuerliche Organschaft versus Kostenteilungsgemeinschaft

Dennoch eröffnen die Entscheidungen von EuGH und BFH den jPdöR Chancen: Künftig können personalintensive Dienstleistungen innerhalb des öffentlichen Konzerns organisiert werden, ohne dass auf den hoheitlichen Anteil zusätzliche Umsatzsteuer entsteht. Ob sich im Einzelfall eine Organschaft oder eine Kostenteilungsgemeinschaft (§ 4 Nr. 29 UStG) mehr lohnt, muss geprüft werden.

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

Energie und Wasser

Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Oktober 2026¹

Datum	Termin / Aufgabe		Grundlage
divers	Abgabe Datenerhebung Kostenprüfung Gas im <u>regulären</u> Verfahren ²		RAMEN Gas, Tenorziffer 5
	30.06.2026	Regulierungskammer Niedersachsen	
	01.07.2026	Bundesnetzagentur, Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen und Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg	
	03.08.2026	Regulierungskammer Bayern	
	17.08.2026	Regulierungskammer Hessen	
divers	Abgabe Datenerhebung Kostenprüfung Gas im <u>vereinfachten</u> Verfahren		RAMEN Gas, Tenorziffern 5 und 16
	30.09.2026	Regulierungskammer Niedersachsen	
	01.10.2026	Bundesnetzagentur, Regulierungskammern Nordrhein-Westfalen und Bayern	
	01.12.2026	Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg	
	01.02.2027	Regulierungskammer Hessen	
01.08.2026	Ergänzende Erhebung von Daten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die fünfte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung		Beschluss „BK4-26-001“
31.08.2026	Prognosemeldung der Verteilnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich u. a. KWK-Strommengen und Netzentnahmen		§ 50 Abs. 3 EnFG
30.09.2026	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
01.10.2026	Anzeige der EE-Netzkostenwälzung an die BNetzA / LRegB		FL BK8-24-001-A
15.10.2026	Meldung der EE-Netzkostenwälzung an Übertragungsnetzbetreiber		FL BK8-24-001-A
15.10.2026	Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte der Strom- und Gasverteilnetze (Preisblätter) für das Folgejahr ³		§ 20 Abs. 1 EnWG
15.10.2026	Übermittlung der Prognosedaten für entgangene Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV des Folgejahres beim Übertragungsnetzbetreiber		§ 19 Abs. 2 StromNEV
15.10.2026	Anzeige der Anlage A für das Transformationselement 2027 an die Regulierungsbehörde		FL GBK-24-02-2#1
31.10.2026	Veröffentlichung der Hochlastzeitfenster im Internet (je nach Netz- und Umspannebene)		§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

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

² Darstellung ausgewählter Regulierungsbehörden: Sprechen Sie uns für Informationen zu weiteren Regulierungsbehörden gerne an.

³ Im Rahmen der aktualisierten Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von Gasversorgungsnetzen (KoV XIV) wird an einer Veröffentlichung der Netzentgelte zum 10.10.2026 festgehalten. Hat ein Netzbetreiber weitere nachgelagerte Netzbetreiber, soll die Veröffentlichung bereits zum 06.10.2026 erfolgen.

Frühzeitige Netzentgeltkalkulation

Die zu veröffentlichenden Netzentgelte beruhen auf den von den Regulierungsbehörden für die Netzbetreiber festgelegten Erlösbergrenzen. Dabei ist die nach § 4 ARegV jährlich anzupassende Erlösbergrenze in Netzentgelte umzuwandeln (§ 17 ARegV).

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 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

Stilllegung von Gasnetzen: zwischen Klimazielen, Versorgungssicherheit und wirtschaftlicher Realität

Einleitung

Die Diskussion über die Zukunft der Gasnetze nimmt zunehmend an Fahrt auf. Während Deutschland das Ziel verfolgt, bis 2045 klimaneutral zu werden, steht fest: Fossil betriebenes Erdgas wird perspektivisch wohl keine tragende Rolle mehr spielen können. Damit geraten auch die bestehenden Gasverteilnetze unter Druck. Sinkende Kundenzahlen und rückläufige Durchleitungsmengen bei gleichzeitig hohen Fixkosten führen dazu, dass der Betrieb einzelner Netzabschnitte zunehmend unwirtschaftlich wird. Dadurch droht eine Kostenspirale: Je mehr Haushalte auf alternative Heizsysteme wie Wärmepumpen umsteigen, desto höher werden die Belastungen für die verbleibenden Gaskunden.

Die zentrale Frage lautet daher nicht mehr, ob Teile der Infrastruktur stillgelegt werden müssen, sondern wann, wie und unter welchen wirtschaftlichen sowie gesellschaftlichen Rahmenbedingungen dies erfolgen soll.

Versorgungssicherheit während der Transformation gewährleisten

Trotz aller Klimaziele bleibt die Sicherstellung der Energieversorgung eine zentrale Aufgabe der Netzbetreiber. Die Transformation des Wärmesektors muss deshalb geordnet erfolgen. Ein vorschneller Rückbau der Infrastruktur könnte zu Versorgungslücken führen oder den sozialen Frieden gefährden.

Biogas und Wasserstoff als mögliche Bausteine

In der Debatte um die Zukunft der Gasinfrastruktur spielen Biogas und Wasserstoff eine wichtige Rolle. Die Beimischung von Biogas kann kurzfristig zur Reduktion fossiler Emissionen beitragen. Allerdings stellt sich die Frage, ob Kunden bereit sind, die damit verbundenen höheren Kosten dauerhaft zu tragen. Biogene Gase bleiben auf absehbare Zeit begrenzte und vergleichsweise teure Energieträger.

Strategien für mögliche Gas-Stilllegungen

Die Stilllegung von Gasnetzen wird voraussichtlich schrittweise und differenziert erfolgen müssen. Ein zentraler Aspekt dabei ist der Umgang mit der Netztrennung beim Kunden. Bei Netztrennungen gegen den Willen der Betroffenen sind erhebliche Herausforderungen zu erwarten. Umso wichtiger wird es sein, Kunden frühzeitig durch überzeugende Argumente und attraktive Angebote zum freiwilligen Umstieg zu bewegen.

Dazu gehören beispielsweise

- attraktive Preisgestaltungen,
- langfristige Planungssicherheit,
- Fördermöglichkeiten,
- Anschlussoptionen an alternative Wärmesysteme sowie
- transparente Informationen über zukünftige Netzentgelte.

Aus wirtschaftlicher Sicht dürfte eine vereinfachte Stilllegung zunächst die günstigste Variante darstellen. Dabei wird der Hausanschluss durch die Hauptabsperreinrichtung und, wenn vorhanden, zusätzlich durch eine Absperrarmatur an der Hauptleitung verschlossen. Die Leitung bleibt anschließend im Boden und wird als „inaktiv“ geführt. Dieses Vorgehen vermeidet hohe Tiefbaukosten und ermöglicht gleichzeitig eine spätere Reaktivierung oder Umnutzung.

Hohe wirtschaftliche Herausforderungen für Netzbetreiber

Die Transformation stellt für Netzbetreiber erhebliche finanzielle Herausforderungen dar. Viele Gasnetze sind bislang noch nicht vollständig refinanziert. Entsprechend hoch sind die kalkulatorischen Restwerte in den Anlagenbüchern. Werden Netze früher als ursprünglich geplant stillgelegt, müssen Abschreibungen vorgezogen werden.

Dies könnte erhebliche Auswirkungen auf die Netzentgelte und die Unternehmensbilanzen haben. Diskutiert wird auch die Bildung von Stilllegungsrückstellungen, um zukünftige Belastungen frühzeitig abzufedern. Entscheidend bleibt dabei, die Kosten möglichst fair zu verteilen. Die Belastungen für die verbleibenden Gashaushalte sollten dabei so gering wie möglich gehalten werden. Gleichzeitig darf die notwendige Transformation nicht durch wirtschaftliche Unsicherheiten blockiert werden.

Gesamtwirtschaftliche Perspektive entscheidend

Die Debatte über Gasnetzstilllegungen sollte nicht isoliert betrachtet werden. Das Ziel muss ein gesamtwirtschaftliches Optimum sein, also eine Lösung, die Klimaschutz, Versorgungssicherheit, soziale Verträglichkeit und wirtschaftliche Tragfähigkeit miteinander verbindet.

Weder ein flächendeckender sofortiger Rückbau noch ein dauerhaftes Festhalten an fossilen Strukturen erscheint sinnvoll. Vielmehr braucht es flexible, regional angepasste Strategien, die den tatsächlichen Wärmebedarf, den Zustand der Infrastruktur sowie zukünftige Nutzungsmöglichkeiten berücksichtigen.

Die kommenden Jahre werden entscheidend dafür sein, ob die Transformation des Wärmesektors geordnet gelingt. Klar ist bereits heute: Die Zukunft der Gasnetze wird sowohl von technischen Möglichkeiten als auch von wirtschaftlichen, regulatorischen und gesellschaftlichen Entscheidungen geprägt sein.

Wenn Sie Interesse an technisch-wirtschaftlichen Beratungsleistungen zu der beschriebenen Thematik haben, sprechen Sie uns gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Ing. Frank Gewehr

Tel.: +49 211 5235-152

frank.gewehr@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Volksw. Andreas Bielzer

Tel.: +49 211 5235-142

andreas.bielzer@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

Transformationselement 2027 – Anzeige von Gasnetzbetreibern zum 15.10.2026 bei Anwendung der Festlegung KANU 2.0

Einführung

Nach den gesetzlichen Regelungen (z. B. § 3 Abs. 2 Satz 1 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)) sowie dem politischen Willen auf nationaler und EU-Ebene soll Deutschland bis

zum Jahr 2045 Netto-Treibhausgasneutralität erreichen. Zu diesem Zweck wird der Ausstieg aus der Erdgasnutzung angestrebt. Dies hat Rückwirkungen auf die Nutzung der bestehenden Erdgasnetze, da ein erheblicher Teil des Erdgasnetzes nach Auffassung der Bundesnetzagentur (BNetzA) über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und dann voraussichtlich stillgelegt wird. Regionale Vorgaben sehen zum Teil schon frühere Ausstiegszeitpunkte vor.

Damit die Gasverteilnetzbetreiber ihre getätigten Investitionen bis spätestens 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 30.06.2026 und zum Transformationselement zum 15.10.2026. Für ab dem 01.01.2021 erstmals als fertiggestellte Anlage aktivierte betriebsnotwendige Sachanlagengüter erfolgt die Berücksichtigung von KANU 2.0 über den Kapitalkostenaufschlag. Dieser berücksichtigt Kapitalkosten, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen entstehen und die Erlösobergrenze erhöhen. Für vor dem 01.01.2021 aktivierte betriebsnotwendige Sachanlagengüter 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. Dadurch wird die festgelegte Erlösobergrenze im Verlauf der Regulierungsperiode erhöht, indem die tatsächlichen Kapitalkosten nach Anwendung der Festlegung KANU 2.0 in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden.

Gerne unterstützen wir Unternehmen bei der Berechnung und Anzeige des Transformationselements 2027 und begleiten sie darüber hinaus bei der erfolgreichen Umsetzung und Anwendung von KANU 2.0.

Anzeigeverfahren und Anzeigevoraussetzungen

Beim Transformationselement handelt es sich um ein Anzeigeverfahren. Eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt daher nur auf der Grundlage einer frist- und formgerecht bei der zuständigen Regulierungsbehörde gestellten Anzeige.

Anzeigeberechtigt sind Gasnetzbetreiber sowohl im Regelverfahren als auch im vereinfachten Verfahren nach der Festlegung KANU 2.0.

Gemäß der Festlegung KANU 2.0 hat die Anzeige bis zum 15.10.2026 für das Jahr 2027 bei der zuständigen Regulierungsbehörde zu erfolgen.

Für die Dokumentation der Basisdaten und zur Berechnung des Transformationselements ist der von der zu-

ständigen Regulierungsbehörde bereitgestellte Erhebungsbogen (Anlage A) zu verwenden und der Anzeige beizufügen.

Wurde im Vorjahr bereits eine bestimmte Umsetzungsstrategie gewählt (z. B. verkürzte Nutzungsdauern oder degressive Abschreibung), sollte diese nur bei besonderen Gründen verändert werden.

Berechnung des Transformationselements

Die Berechnung des Kapitalkostenaufschlags ist in der Festlegung zu KANU 2.0 (GBK-24-02-2#1) geregelt. Das Transformationselement ergibt sich aus der Differenz

- der Erlösobergrenze unter Berücksichtigung von KANU 2.0 und
- der ursprünglichen Erlösobergrenze (aus dem Bescheid zur Kostenprüfung).

Um das Transformationselement einerseits festlegungskonform zu berechnen und andererseits für die zuständige Regulierungsbehörde zu dokumentieren und anzuzeigen, sind folgende drei Schritte zu erledigen:

1. Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen für das jeweilige Jahr unter Anwendung der Festlegung KANU 2.0
 - Dokumentation und Berechnung erfolgen mithilfe des BNetzA-Tools aus Anlage A der Festlegung.
 - Berücksichtigung ausschließlich der Anlagenzüge bis zum Basisjahr 2020
 - Einreichung des ausgefüllten Tools bei Anzeige des Transformationselements zum 15.10.2026
2. Berechnung des Kapitalkostenabzugs unter Anwendung der Festlegung KANU 2.0
 - Berechnung mithilfe der in Schritt 1 ermittelten kalkulatorischen Abschreibungen und Restwerte unter Anwendung der Festlegung KANU 2.0
3. Berechnung des Transformationselements unter Anwendung der Festlegung KANU 2.0
 - Berechnung beider Erlösobergrenzen (KP-Gas 2020 vs. KANU 2.0) mithilfe des in Schritt 2 ermittelten Kapitalkostenabzugs unter Anwendung der Festlegung KANU 2.0
 - Beide Erlösobergrenzen müssen unter ansonsten identischen Annahmen berechnet werden.
 - Der Differenzbetrag bildet das Transformationselement.

Ausblick

Das Transformationselement kommt im Jahr 2027 letztmalig zur Anwendung. Durch den Beginn einer neuen Regulierungsperiode im Jahr 2028 kommt es zu Änderungen im Verfahren. Anders als zuvor wird der Kapitalkostenabzug nicht im Rahmen der Kostenprüfung Gas

durch die zuständige Regulierungsbehörde berechnet. Stattdessen muss er analog zum Kapitalkostenaufschlag bis zum 30.06. eines jeden Jahres von den Gasnetzbetreibern selbst berechnet werden. Dies führt dazu, dass Änderungen in der Abschreibungsmethodik und Nutzungsdauer durch KANU 2.0 direkt im Kapitalkostenabzug abgebildet werden. Das Transformationselement entfällt. Das „neue“ Verfahren hat monetär weder einen Vor- noch einen Nachteil.

Fazit

Die Anzeige zum Transformationselement erfordert eine sorgfältige Aufbereitung der historischen Investitionsdaten bis zum 31.12.2020. Besonders wichtig ist dabei eine konsistente Abbildung der Aktivierungsjahre sowie der verwendeten Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden.

Aus unserer Erfahrung sollten die Auswirkungen von KANU 2.0 und die Handlungsempfehlungen rechtzeitig im Unternehmen geprüft und analysiert werden. KANU 2.0 hat eine große wirtschaftliche Bedeutung. Die Implementierung hat erhebliche Auswirkungen auf das Erlösvolumen und den zeitlichen Erlösverlauf. Im Zusammenspiel mit der Entwicklung der Entnahmemengen hat dies einen signifikanten Einfluss auf die Netzentgelte. Zudem sollte die Berücksichtigung in Abstimmung mit der kommunalen Wärmeplanung erfolgen.

Zudem empfiehlt sich eine zeitnahe Ergebnisfindung für KANU 2.0, um die nötigen regulatorischen Anträge (Kapitalkostenaufschlag und Transformationselement) korrespondierend stellen zu können. Dies gilt insbesondere für Gasnetzbetreiber, die die Abschreibungsmodalitäten aus KANU 2.0 in der EOG 2027 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 war der 30.06.2026, allerdings wurden teilweise Fristverlängerungen seitens der Regulierungsbehörde gewährt.

Gerne unterstützen wir Sie bei der sachgerechten Ermittlung und Anzeige des Transformationselements 2027 sowie bei allen regulatorischen Fragestellungen rund um KANU 2.0 und die Erlösobergrenze.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. VWL Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Netzentgelte 2027 rechtskonform ermitteln und gestalten

Die Preise (Netzentgelte) von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzbetreibern gelten grundsätzlich für ein Kalenderjahr. Preisanpassungen innerhalb dieses Zeitraums sind grundsätzlich ausgeschlossen. Insofern kommt der Ermittlung der Netzentgelte für das Jahr 2027 zum 15.10.2026 eine erhebliche Bedeutung zu. Nur in Ausnahmefällen können die Netzentgelte für das Jahr 2027 noch bis zum 31.12.2026 neu kalkuliert werden.

In diesem Beitrag werden folgende Aspekte der Netzentgeltermittlung dargestellt:

1. Wesentliche Ziele
2. Bestandteile und Rahmenbedingungen
3. Kritische Erfolgsfaktoren einer erfolgreichen Netzentgeltermittlung

Zu 1.: Wesentliche Ziele

Wesentliche Ziele sind:

- a) Erfüllung der Vorgaben des Gesetz- bzw. Verordnungsgebers und ggf. der Regulierungsbehörden
Hierdurch werden Auseinandersetzungen mit Behörden und Kunden mit unsicherem Ausgang sowie Risiken bei der Umsatzerzielung vermieden.

- b) Erzielung planbarer Gewinne in den regulierten Netzen

Gerade die Prognose der Entnahmemengen beeinflusst die Wahrscheinlichkeit, Mehr- oder Mindererlöse im Jahr 2027 zu erzielen. Während Mehrerlöse c. p. allenfalls zu einer Überschreitung angemessener Gewinne im Jahr 2027 führen können, besteht bei Mindererlösen die Gefahr, den angemessenen Gewinn 2027 zu unterschreiten. Um „böse Überraschungen“ im Jahresabschluss zu vermeiden, bietet es sich an, derartige Überlegungen in die Netzentgeltermittlung einzubeziehen und in Szenario-Rechnungen abzubilden.

Zu 2.: Bestandteile und Rahmenbedingungen

Bei der Netzentgeltermittlung lassen sich grob die folgenden Schritte unterscheiden: Prognose der Erlösobergrenzen (EOG), Transformation in Netzentgelte und Dokumentation nach § 28 Strom/GasNEV.

- a) Prognose der EOG

Bei der Prognose der EOG 2027 sind die wesentlichen Parameter i. d. R. zum 15.10.2026 bekannt. Ein möglicher Gestaltungsspielraum bezieht sich üblicherweise auf folgende Bestandteile der Erlösobergrenze:

- Auflösung des Regulierungskontos,
- Kapitalkostenaufschlag,
- Auflösung der erhaltenen Zuschüsse,

- Mengenansatz bei der Ermittlung vermiedener und vorgelagerter Netzentgelte,
- Transformationselement Gas (letztmalig),
- Kosten für die Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen (iMSys) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK)

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

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

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

- Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) sind gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV im Erhebungsbogen auszuweisen.

- b) Transformation der EOG 2027 in Netzentgelte

Bei der Transformation der EOG 2027 in Netzentgelte sind vor allem die rechtskonforme Umsetzung und die verursachungsgerechte Ermittlung der Netzentgelte sicherzustellen. Dabei sind insbesondere folgende Aspekte von Bedeutung:

- Die verursachungsgerechte Verteilung der Erlösobergrenze auf Spannungsebenen (Strom) bzw. auf das Ortstransport- und Ortsverteilnetz.
- Die Netzentgelte müssen geeignet sein, die Erlösobergrenze zu decken.
- Das durchschnittliche Netzentgelt (ohne Messstellenbetrieb) des Stromverteilnetzes der vorgelagerten Spannungsebene hat bei gleicher Benutzungsdauer stets niedriger auszufallen.
- Grund- und Arbeitspreis haben in einem angemessenen Verhältnis zu stehen.
- Sondernetzentgelte sind angemessen zu berücksichtigen.
- Die Korrespondenz wesentlicher Teilaspekte der Netzentgeltermittlung ist sicherzustellen. Folgende Beispiele können angeführt werden:
 - Gas: Die Kostenzuordnung zum Ortstransport- und Ortsverteilnetz bestimmt die Kundenzuordnung im Rahmen der Ermittlung der sogenannten Sigmoidfunktion.
 - Strom: Die Entnahmen bestimmen unter Berücksichtigung angemessener Netzverluste

die Einspeisung und die vorgelagerten Netzkosten.

- Beachtung der Vorgaben zu den Netzentgelten nach § 14a EnWG bezüglich der Module 1 bis 3.
- Berücksichtigung der Erlösminderung aufgrund der Preisnachlässe für den kommunalen Eigenverbrauch in der Niederspannung.
- Sachgerechte Verteilung der Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV

Sofern Netzbetreiber durch den neuen Umlage-mechanismus von Kostenbelastungen aus dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entlastet werden, ist dies bei der Kostenträgerrechnung, der Dokumentation der Netzentgeltermittlung und dem Erhebungsbogen gemäß § 28 Nr. 3 und 4 ARegV zu berücksichtigen (siehe auch „**Treuberater**“-Ausgabe II/2024: BNetzA veröffentlicht Festlegungsentwurf zur Verteilung von Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen zur Stromerzeugung).

Wie bereits weiter oben ausgeführt, beeinflusst die Prognose der Entnahmemenge bei der Netzentgeltermittlung die Wahrscheinlichkeit, Mehr- oder Mindererlöse zu erzielen, und damit die Gewinnerzielung im Jahr 2027 maßgeblich. Insofern bietet es sich an, den Einfluss von Entnahmemengen durch Szenario-Rechnungen zu analysieren.

c) Dokumentation der Netzentgeltermittlung nach § 28 Strom/GasNEV

Im letzten Schritt der Netzentgeltermittlung ist eine Dokumentation zu erarbeiten, die den Anforderungen des Gesetzgebers/Verordnungsgebers und ggf. der Regulierungsbehörde genügt.

zu 3.: Kritische Erfolgsfaktoren einer erfolgreichen Netzentgeltermittlung

Eine erfolgreiche Netzentgeltermittlung zeichnet sich dadurch aus, dass sie dem Ziel einer „rechtskonformen“ Kalkulation genügt und darüber hinaus im Rahmen der Zulässigkeit sonstigen betrieblichen Anforderungen angemessen gerecht wird.

Unserer Erfahrung nach tragen insbesondere folgende Erfolgsfaktoren maßgeblich zu einer erfolgreichen Netzentgeltermittlung bei:

- Bereits frühzeitig (spätestens aber im September) mit der Netzentgeltermittlung beginnen und ausreichend Bearbeitungszeit vorhalten.
- Ein übersichtliches und klar strukturiertes Tool zur Netzentgeltermittlung nutzen, um das Risiko von Berechnungsfehlern zu minimieren.
- Standardisierte Plausibilitätsprüfungen zur Qualitätssicherung.

Folgende Plausibilitätsprüfungen sind zu empfehlen:

- Eine Verprobungsrechnung hat sicherzustellen, dass mit den ungerundeten Netzentgelten und der prognostizierten Mengenstruktur ein Umsatz in Höhe der Erlösobergrenze zu erzielen ist. Aus technischer Sicht sind Abweichungen – auch im Cent-Bereich – bei ungerundeten Preisen unzulässig.
- Die Struktur der kalkulierten Netzentgelte ist mithilfe eines Benchmarkings von Netzentgelten verschiedener Abnahmefälle und Netzbetreiber zu überprüfen. Um die Struktur verlässlich beurteilen zu können, ist eine möglichst umfangreiche Vergleichsgruppe heranzuziehen.
- Ein Vorjahresvergleich regt bei hohen Abweichungen dazu an, die Kalkulation kritisch zu hinterfragen.
- Bei den Netzentgelten für Strom sollte das Berechnungstool warnen, wenn die Netzentgelte einer vorgelagerten Netzebene teurer ausfallen.
- Bei den Netzentgelten für Gas ist zu warnen, wenn die RLM- oder SLP-Entgelte erheblich von der Netzentgeltfunktion abweichen.
- Die Korrespondenz wesentlicher Teilaspekte der Netzentgeltermittlung ist im Rahmen standardisierter Plausibilitätsprüfungen sicherzustellen.
- Erfahrungsgemäß bietet es sich an, die Dokumentation der Netzentgeltermittlung vor der Veröffentlichung der Netzentgelte zu erstellen. Denn sie kann als letzte Stufe der Qualitätskontrolle einen wichtigen Beitrag zur erfolgreichen Netzentgeltermittlung leisten.
- Eine automatische Übertragung von Werten des Kalkulationstools in die Dokumentation kann Übertragungsfehler minimieren.
- Das Einbeziehen eines „Sparringspartners“ bietet einen externen Blick auf die Kalkulation und gewährleistet den Zugriff auf einen breiten Erfahrungsschatz. Damit kann ein zusätzlicher Beitrag zur Qualitätssicherung geleistet werden. Zusätzlich macht er eine Vertretungsregelung (z. B. bei Krankheit) möglich.

Die Ermittlung der Netzentgelte ist nicht zuletzt wegen der Gültigkeitsdauer von einem Jahr und des erheblichen Umsatzbeitrags der regulierten Netze nicht zu unterschätzen. Die oben genannten kritischen Erfolgsfaktoren können maßgeblich zu einer erfolgreichen Netzentgeltermittlung beitragen.

Fazit

Unserer Erfahrung nach sollte der Netzentgeltermittlung wegen ihrer nicht zu unterschätzenden Bedeutung künftig noch mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden. Die Ermittlung der Netzentgelte hat nicht zuletzt wegen der Gültigkeitsdauer von einem Jahr und des erheblichen Umsatzbeitrags der regulierten Netze eine große Bedeutung.

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

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Frank Dreßen

Tel.: +49 211 5235-149

frank.dressen@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

Kostenprüfung Gas für die 5. Regulierungsperiode erfolgreich gestalten – Erfahrungsbericht und Hinweise für das vereinfachte Verfahren

In der letzten Ausgabe des „**Treuberaters**“ haben wir bereits über den aktuellen Stand der Kostenprüfung Gas für die 5. Regulierungsperiode sowie über die wesentlichen Änderungen durch den neuen Regulierungsrahmen informiert. Die erstmalige Anwendung von RAMEN Gas und GasNEF führt zu neuen methodischen und dokumentarischen Anforderungen, insbesondere im Zusammenhang mit dem WACC-Ansatz, der Bewertung des Anlagevermögens (KANU 2.0) und der Struktur der Datenerhebung. Auf diese grundlegenden Änderungen möchten wir an dieser Stelle nicht nochmals im Detail eingehen, sondern auf unseren vorangegangenen Beitrag verweisen.

Während die Netzbetreiber im Regelverfahren ihre Unterlagen bereits zum 01.07.2026 einzureichen haben, richtet sich der Blick nun insbesondere auf die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Für diese besteht häufig noch ein etwas längeres Bearbeitungsfenster. Unsere bisherigen Erfahrungen aus der laufenden Kostenprüfung zeigen jedoch, dass auch im vereinfachten Verfahren die verbleibende Zeit konsequent genutzt werden sollte. Die Anforderungen sind trotz des vereinfachten Verfahrens umfangreich, die Datenherleitung bleibt anspruchsvoll und die Qualität der Unterlagen kann unmittelbare Auswirkungen auf das Ausgangsniveau der 5. Regulierungsperiode von 2028 bis 2032 haben.

Adressatenkreis und Fristen

Dieser Beitrag richtet sich in erster Linie an Gasverteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Dennoch können auch Netzbetreiber im Regelverfahren von den nachfolgenden Praxishinweisen profitieren, wenn ihre Datenerlieferung noch nicht abgeschlossen ist oder bei ihnen

bereits absehbar ist, dass die Regulierungsbehörde Rückfragen stellen wird.

Nach aktuellem Stand sehen sowohl die Bundesnetzagentur (BNetzA) als auch die Mehrheit der Landesregulierungsbehörden für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren eine Abgabe zum 30.09. bzw. 01.10.2026 vor. Dies gilt unter anderem für Nordrhein-Westfalen, Hessen, Niedersachsen, Bayern sowie für die Netzbetreiber, die in die Zuständigkeit der BNetzA fallen. Eine Ausnahme bildet Baden-Württemberg: Die dortige Landesregulierungsbehörde gewährt einen längeren Bearbeitungszeitraum und sieht eine Abgabe erst zum 01.12.2026 vor. Gerne stellen wir Ihnen die für Ihre Regulierungsbehörde maßgeblichen Fristen und Besonderheiten individuell zusammen.

Erfahrungsbericht aus der laufenden Bearbeitung

Wie bereits in der Kostenprüfung zur 4. Regulierungsperiode hat sich auch aktuell gezeigt, dass fünf Themenbereiche für eine erfolgreiche Bearbeitung besonders relevant sind: Projektorganisation, Datenkonsistenz, Erhebungsbogen, Bericht sowie Simulation und Qualitätssicherung. Diese Struktur hat sich bereits in der vergangenen Kostenprüfung bewährt und ist auch unter dem neuen Regulierungsrahmen weiterhin ein geeigneter Ausgangspunkt.

Projektorganisation

Auch im vereinfachten Verfahren sollte die Bearbeitungszeit nicht unterschätzt werden. Die Unterschiede zum Regelverfahren fallen in der aktuellen Kostenprüfung deutlich geringer aus als in früheren Verfahren. Entsprechend besteht auch für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ein erheblicher Bearbeitungs- und Abstimmungsaufwand. Die Daten müssen regelmäßig aus unterschiedlichen Unternehmensbereichen zusammengeführt werden. Dabei sind das Rechnungswesen, das Controlling, die Technik, die Regulierung, die Geschäftsführung sowie gegebenenfalls verbundene Dienstleister oder Verpächter frühzeitig einzubinden.

Bewährt hat sich eine klare Projektstruktur mit verbindlicher Aufgabenverteilung, festen Rückmeldefristen und einer zentralen Qualitätssicherung. Besonders wichtig ist es, frühzeitig zu klären, wer die einzelnen Datenquellen verantwortet, wer die regulatorische Einordnung vornimmt und wer die finale Plausibilisierung übernimmt. Dadurch lassen sich kurzfristige Abstimmungen kurz vor Fristablauf deutlich reduzieren.

Datenkonsistenz

Die Konsistenz der eingereichten Unterlagen ist nach wie vor ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Die Angaben im Erhebungsbogen müssen mit den Jahresabschlüssen, Tätigkeitsabschlüssen, regulatorischen Meldungen und internen Kostenrechnungen übereinstimmen. Abweichungen sind nicht per se problematisch, sie müssen jedoch nachvollziehbar hergeleitet und erläutert werden können.

Unsere bisherigen Erfahrungen zeigen, dass insbesondere folgende Punkte frühzeitig geprüft werden sollten:

- die Überleitung zwischen Finanzbuchhaltung und Tätigkeitsabschluss,
- die Zuordnung von Gemeinkosten,
- die Behandlung periodenfremder oder außergewöhnlicher Sachverhalte,
- die Abgrenzung vorgelagerter Netzkosten und netzkostenneutraler Sachverhalte sowie
- die Konsistenz zwischen Erhebungsbogen und Bericht.
- Auch die Korrespondenz zu anderen regulatorischen Verfahren, etwa Regulierungskonto, Kapitalkostenaufschlag oder Monitoring, sollte nicht erst im Rahmen möglicher Behördenrückfragen hergestellt werden.

Erhebungsbogen

Der Erhebungsbogen ist und bleibt das zentrale Arbeitsdokument der Kostenprüfung. Gleichzeitig zeigen die Erfahrungen aus der Vergangenheit und aus der aktuellen Bearbeitung, dass eine rein manuelle Befüllung des Erhebungsbogens erhebliche Risiken birgt. Dies gilt insbesondere dann, wenn kurzfristig neue Versionen veröffentlicht werden oder landesspezifische Abweichungen gegenüber den BNetzA-Unterlagen bestehen. Wir empfehlen daher eine flexible und automatisierte Datenerhebung, die zunächst vom konkreten Erhebungsbogen losgelöst ist.

In der Praxis hat es sich bewährt, die Daten zunächst in einer separaten Datenanforderungs- und Aufbereitungsdatei zu sammeln. Auf dieser Grundlage können die Angaben anschließend kontrolliert in den jeweiligen Erhebungsbogen überführt werden. Dadurch lassen sich Versionswechsel, Anpassungen einzelner Tabellenblätter und behördenspezifische Besonderheiten wesentlich effizienter handhaben.

Besondere Aufmerksamkeit verdienen weiterhin die Summen- und Saldenliste, die GuV-Angaben, die Anlagen- und Zuschussdaten, die Gemeinkostenschlüsselung sowie die Angaben zu verbundenen Dienstleistern und Verpächtern. Auch wenn einzelne Datenmeldungen im Vergleich zur letzten Kostenprüfung weggefallen sind oder reduziert wurden, führt der neue Regulierungsrahmen nicht automatisch zu einer einfacheren Bearbeitung.

Bericht

Der Bericht ist nicht nur ein formaler Bestandteil der Datenlieferung, sondern auch ein wesentliches Instrument zur Einordnung und Rechtfertigung der Kostenbasis. Ein guter Bericht sollte nicht lediglich Werte aus dem Erhebungsbogen wiederholen, sondern die Besonderheiten des Basisjahres, die Kostenentwicklungen, die Schlüsselungen und die Abweichungen verständlich erläutern.

Bewährt hat sich außerdem die Verwendung eines strukturierten Standardberichts, der unternehmensindividuell angepasst wird. Besonders hilfreich ist die automatisierte Übernahme zentraler Werte aus dem Erhebungsbogen in den Bericht. Dadurch wird der manuelle Übertragungsaufwand reduziert und das Risiko von Inkonsistenzen zwischen Bericht und Erhebungsbogen deutlich verringert. Dieser Ansatz hat sich bereits in der Kostenprüfung zur 4. Regulierungsperiode bewährt.

Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ist dabei Folgendes wichtig: Auch das vermeintlich „vereinfachte“ Verfahren ersetzt keine belastbare Erläuterungsstrategie. Mit auffälligen Kostenpositionen, Abweichungen gegenüber Vorjahren oder nicht wiederkehrenden Sachverhalten sollte bewusst umgegangen werden.

Simulation und Qualitätssicherung

Besonders hervorheben möchten wir erneut die Simulation der Kostenprüfung. Sie ermöglicht es, Auffälligkeiten frühzeitig zu identifizieren, das voraussichtliche Ausgangsniveau abzuschätzen und mögliche Argumentationslinien zu entwickeln. Gerade im neuen Regulierungsrahmen ist es aus unserer Sicht nicht ausreichend, lediglich den Erhebungsbogen formal zu befüllen. Vielmehr sollte frühzeitig nachvollzogen werden, welche Wirkung die gemeldeten Daten auf die regulatorische Kostenbasis entfalten.

Neben der Simulation hat sich das qualitätssichernde Vier-Augen-Prinzip bewährt. Dabei sollten nicht nur rechnerische Fehler gesucht werden. Entscheidend ist auch eine regulatorische Plausibilisierung: Sind die Kosten sachgerecht zugeordnet? Sind Schlüsselungen nachvollziehbar? Sind die Erläuterungen zielführend? Gibt es Widersprüche zu anderen Datenmeldungen? Sind potenzielle Angriffspunkte der Regulierungsbehörde bereits erkannt und in die Antragsstrategie eingeflossen?

Fazit

Auch für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ist die Kostenprüfung Gas für die 5. Regulierungsperiode kein reines Formalverfahren. Die Datenlieferung bildet die Grundlage für das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen und wirkt sich somit über mehrere Jahre hinweg auf die wirtschaftliche Situation des Netzbetreibers aus.

Unsere Erfahrungen aus der laufenden Bearbeitung zeigen, dass eine frühzeitige, strukturierte und automatisierte Datenaufbereitung die wesentliche Voraussetzung für eine belastbare Abgabe ist. Hinzu kommen eine sorgfältige Plausibilisierung, ein aussagekräftiger Bericht und eine vorgelagerte Simulation der Kostenprüfung. Gerade Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sollten das verbleibende Zeitfenster nutzen, um die Qualität ihrer Unterlagen gezielt zu sichern.

Gerne unterstützen wir Sie bei der Erstellung der Datenmeldung, der Simulation der Kostenprüfung, der Plausibilisierung Ihrer Unterlagen oder im Rahmen eines qualitätsichernden Vier-Augen-Prinzips.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Sebastian Meier

Tel.: +49 711 99340-17

sebastian.meier@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 89 45359423 1

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Datenerhebung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Gas – Abgabe bis zum 01.08.2026

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat mit Beschluss vom 27.04.2026 die Vorgaben für die ergänzende Datenerhebung zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas für die 5. Regulierungsperiode festgelegt. Die Daten sind bis spätestens 01.08.2026 elektronisch über das Energiedaten-Portal der BNetzA im Verfahren „Datenerhebung Xgen Gas RP5“ zu übermitteln.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor – Zweck und Bedeutung

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor – häufig auch als Xgen bezeichnet – ist ein wesentlicher Bestandteil der Anreizregulierung. Er soll abbilden, inwieweit sich der Produktivitätsfortschritt und die Entwicklung der Einstandspreise der Netzwirtschaft von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung unterscheiden. Die BNetzA ermittelt den Xgen Gas für die 5. Regulierungsperiode auf der Grundlage der Methodenfestlegung „Datenerhebung Xgen Gas RP5“. Die ergänzende Datenerhebung dient dabei der Sicherstellung einer belastbaren und über die Zeit konsistenten Datengrundlage.

Für die 5. Regulierungsperiode kommt der Datenerhebung eine besondere Bedeutung zu. Die Datenbasis der Vergangenheit, insbesondere das Basisjahr 2020, ist in die neue Regulierungssystematik zu überführen. Hintergrund dafür ist, dass die Aufwandsparemeter des Jahres 2025 erstmals auf den neuen Festlegungen der Regulierungsbehörden basieren. Dazu zählen RAMEN Gas, GasNEF, die Methodenfestlegung Effizienzvergleich und weitere Festlegungen wie KANU 2.0.

Adressatenkreis: Wer muss Daten liefern?

Die Festlegung richtet sich an Betreiber von Gasverteiler- und Fernleitungsnetzen, die am Regelverfahren der 4. und 5. Regulierungsperiode teilnehmen. Nicht betroffen sind Betreiber geschlossener Verteilernetze sowie Gasverteilernetzbetreiber, die in der 4. oder 5. Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren teilgenommen haben bzw. teilnehmen.

Wichtig ist dabei: Die Datenerhebung erfolgt zentral gegenüber der BNetzA. Dies gilt unabhängig davon, ob der jeweilige Netzbetreiber der BNetzA oder einer Landesregulierungsbehörde unterliegt. Für diese bundeseinheitliche Festlegung ist die BNetzA zuständig.

Für Netzbetreiber, Verpächter und Subverpächter sind jeweils separate Erhebungsbögen vorgesehen. Dienstleister müssen keine eigenen Erhebungsbögen ausfüllen.

Umfang der Datenabfrage

Im Vergleich zur Datenerhebung für die 4. Regulierungsperiode fällt die aktuelle Datenmeldung unserer ersten Einschätzung zufolge deutlich schlanker aus. Dies sollte jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass die einzelnen Angaben sorgfältig herzuleiten und mit den übrigen regulatorischen Unterlagen abzustimmen sind.

Die Datenabfrage besteht im Wesentlichen aus zwei Bereichen:

Zum einen sind Daten des Jahres 2020 zu melden. Diese dienen insbesondere dazu, das Basisjahr der 4. Regulierungsperiode in die neue regulatorische Systematik zu überführen. Es handelt sich dabei vor allem um Kostenpositionen, die nicht dem Effizienzwert unterliegen (KANeu) sowie um das „weitere Anlagevermögen“ (WAV). Die Angaben beziehen sich auf den damaligen Netzzuschnitt und sind unter Beachtung möglicher Netzübergänge sachgerecht abzugrenzen.

Zum anderen ist das Sachanlagevermögen 2025 von besonderer Bedeutung. Die entsprechenden Angaben sollen grundsätzlich mit den Daten korrespondieren, die auch in der Kostenprüfung Gas für die 5. Regulierungsperiode anzugeben sind.

Besonderheiten bei Netzübergängen

Netzbetreibern, bei denen es zwischen 2020 und 2025 zu Netzübernahmen, Netzabgaben, Teilnetzübergängen, Vollnetzübergängen oder gesellschaftsrechtlichen Veränderungen gekommen ist, sollte besondere Aufmerksamkeit gelten. In diesen Fällen ist frühzeitig zu klären, welcher Netzzuschnitt meldepflichtig ist, durch wen die Meldung vorzunehmen ist und wie die historischen Daten sachgerecht auf den aktuellen regulatorischen Kontext übergeleitet werden.

Unser Hinweis zur Bearbeitung

Auch wenn die Datenmeldung gegenüber früheren Verfahren deutlich kompakter ausgestaltet ist, sollte die Befüllung nicht lediglich als formaler Zusatz zur Kostenprüfung verstanden werden. Wesentliche Punkte für eine belastbare Datenabgabe sind die Überleitung der 2020er-Werte in das neue Regulierungsregime, die Konsistenz zum Sachanlagevermögen 2025 sowie die korrekte Behandlung von Verpächtern, Subverpächtern und Netzübergängen.

Gerne geben wir Ihnen einen kompakten Einblick in die Datenanforderung, erläutern die Systematik der Erhebungsbögen und unterstützen Sie mit praktischen Hinweisen zur Befüllung. Sprechen Sie uns gerne an, wenn Sie eine kurze Einschätzung zur Abgabepflicht, zum maßgeblichen Netzzuschnitt oder eine Plausibilisierung Ihrer Datenmeldung wünschen.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Sebastian Meier

Tel.: +49 711 99340-17

sebastian.meier@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 89 45359423 1

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Rechtsprechung 2025 | 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 unter anderem auf die Entscheidung des Oberlandesgerichts (OLG) Oldenburg zur Kostentragung bei der Stilllegung von Gasnetzanschlüssen, den Beschluss des Bundesgerichtshofs (BGH) zur zukünftigen Auslegung des Kundenanlagenbegriffs nach den Vorgaben des europäischen Energierechts sowie die Entscheidung des BGH zur Zulässigkeit von Baukostenzuschüssen für Batteriespeicher ein. Zu den besprochenen Gerichtsentscheidungen finden Sie jeweils unsere Bewertung sowie Handlungsoptionen zur regulatorischen Optimierung. Bei Bedarf stehen wir Ihnen gerne beratend zur Seite.

1. Kosten für die Stilllegung von Gasnetzanschlüssen nicht auf Anschlussnehmer umlegbar

OLG Oldenburg, Urteil vom 05.12.2025 – 6 UKI 2/25
➔ **OLG-Urteil**

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Mit Urteil vom 05.12.2025 hat das OLG Oldenburg entschieden, dass Gasnetzbetreiber gegenüber Anschlussnehmern die Kosten für die Stilllegung eines Gasnetzanschlusses nicht auf der Grundlage von § 9 Abs. 1 Nr. 2 NDAV (Niederdruckanschlussverordnung) geltend machen dürfen.

Dem Rechtsstreit lag eine Klage der Verbraucherzentrale Niedersachsen gegen die EWE Netz GmbH zugrunde. Die beklagte Gasnetzbetreiberin hatte Anschlussnehmern für die Stilllegung von Gasnetzanschlüssen pauschale Entgelte auf der Grundlage eines veröffentlichten Preisblatts in Rechnung gestellt. Die Rechnungsstellung umfasste insbesondere Tätigkeiten wie die Außerbetriebnahme des Hausanschlusses, die Demontage des Zählers und die Trennung des Hausanschlusses vom Ortsnetz. Die Beklagte vertrat die Auffassung, die Stilllegung eines Gasanschlusses stelle eine „Änderung“ des Netzanschlusses im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 2 NDAV dar, sodass die dadurch verursachten Kosten dem Anschlussnehmer verursachungsgerecht weiterbelastet werden könnten.

Das OLG Oldenburg folgte dieser Rechtsauffassung nicht, sondern bejahte einen Unterlassungsanspruch nach § 2 UKlaG (Unterlassungsklagengesetz) i. V. m. § 5 UWG (Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb). Nach Auffassung des Gerichts berechtigt § 9 Abs. 1 Nr. 2 NDAV den Netzbetreiber lediglich zur Erhebung von Kosten für Änderungen des Netzanschlusses, nicht jedoch für dessen Stilllegung oder Beseitigung.

Zur Begründung stellte das Gericht maßgeblich auf die Systematik der NDAV ab. Während § 8 NDAV ausdrücklich zwischen den Begriffen „unterhalten“, „erneuern“, „ändern“, „abtrennen“ und „beseitigen“ differenzierte, enthalte § 9 NDAV lediglich eine Kostenregelung für die Herstellung und Änderung des Netzanschlusses. Daraus folge, dass der Ordnungsgeber bewusst nicht sämtliche Maßnahmen des Netzbetreibers einer Kostenweitergabe an den Anschlussnehmer unterwerfen wollte. Eine erweiternde Auslegung des Begriffs „Änderung“ auf Fälle der Stilllegung komme daher nicht in Betracht.

Das OLG Oldenburg betonte darüber hinaus den Verbraucherschützenden Charakter der NDAV. Aus der Verordnungsmächtigung des § 18 Abs. 3 EnWG ergebe sich demnach ausdrücklich, dass bei der Ausgestaltung der Anschlussbedingungen die Interessen der Anschlussnehmer sowie deren Interesse an kostengünstigen Lösungen besonders zu berücksichtigen seien. Vor diesem Hintergrund seien Kostentragungspflichten des Anschlussnehmers restriktiv auszulegen.

Das Gericht qualifizierte die Berufung des Netzbetreibers auf § 9 NDAV als irreführende geschäftliche Handlung im Sinne des § 5 UWG. Gleichzeitig untersagte es die weitere Verwendung entsprechender Preisblätter gegenüber Verbrauchern. Die Revision zum BGH wurde wegen grundsätzlicher Bedeutung zugelassen. Inzwischen hat die Beklagte gegen die Entscheidung Revision beim BGH eingelegt, sodass eine höchstrichterliche Klärung der Frage der Umlagefähigkeit von Stilllegungs- und Rückbaukosten zu erwarten ist.

Bewertung und Handlungsoptionen

Die Entscheidung des OLG Oldenburg hat erhebliche praktische Bedeutung für Gasnetzbetreiber und dürfte angesichts der fortschreitenden Transformation der Gasverteilnetze künftig weiter an Relevanz gewinnen. Im Zuge des Rückgangs der konventionellen Erdgasnutzung und der zunehmenden Stilllegung einzelner Netzanschlüsse stellt sich verstärkt die Frage nach der regulatorischen und zivilrechtlichen Zuordnung der dadurch entstehenden Kosten.

Mit seiner Entscheidung vertritt das OLG Oldenburg eine enge Auslegung des § 9 NDAV und lehnt eine kostenverursachungsgerechte Weiterbelastung von Stilllegungskosten an Anschlussnehmer ausdrücklich ab. Sollte sich diese Rechtsauffassung durchsetzen, wären die entsprechenden Kosten grundsätzlich vom Netzbetreiber zu tragen und würden mittelbar über die allgemeinen Netzentgelte sozialisiert.

Die regulatorische Relevanz der Entscheidung zeigt sich auch darin, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrem aktuellen Festlegungsverfahren „BRÜCKEN“ zur regulatorischen Behandlung von Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Gasnetzen ausdrücklich auf das Urteil des OLG Oldenburg Bezug nimmt. Hintergrund ist die zunehmende Unsicherheit hinsichtlich der Frage, in welchem Umfang Rückbau- und Stilllegungskosten künftig unmittelbar einzelnen Anschlussnehmern zugeordnet werden können oder vielmehr dauerhaft über die Netzentgelte zu finanzieren sind.

Nach der derzeitigen Rechtslage und unter Berücksichtigung der Entscheidung des OLG Oldenburg spricht vieles dafür, dass die Kosten für die Stilllegung und den Rückbau von Gasnetzanschlüssen zunächst vom Netzbetreiber zu tragen sind. Vor diesem Hintergrund erscheint die Bildung entsprechender Rückstellungen für künftig erwartete Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen grundsätzlich sachgerecht, sofern die handels- und steuerrechtlichen Voraussetzungen im Einzelfall vorliegen. Gerade im Zusammenhang mit der langfristigen Transformation der Gasverteilnetze gewinnt die frühzeitige bilanziell-regulatorische Abbildung dieser Verpflichtungen zunehmend an Bedeutung.

Im Rahmen des Festlegungsverfahrens „BRÜCKEN“ berücksichtigt die BNetzA zugleich ausdrücklich die Möglichkeit, dass der BGH im anhängigen Revisionsverfahren

zu einer abweichenden rechtlichen Bewertung gelangen könnte. Vor diesem Hintergrund sieht der Festlegungsentwurf regulatorische Mechanismen vor, um etwaige spätere Veränderungen der zivilrechtlichen Kostenzuordnung sachgerecht berücksichtigen zu können. Damit wird zugleich deutlich, dass die regulatorische Behandlung von Stilllegungs- und Rückbaukosten derzeit noch erheblichen Unsicherheiten unterliegt.

Netzbetreibern wird daher empfohlen, ihre bestehenden Preisblätter, Netzanschlussbedingungen sowie ihre bisherige Abrechnungspraxis hinsichtlich der Erhebung von Stilllegungs- und Rückbaukosten kurzfristig zu überprüfen. Insbesondere bei pauschalierten Entgeltregelungen besteht nach der Entscheidung ein erhöhtes Risiko wettbewerbsrechtlicher und verbraucherschutzrechtlicher Beanstandungen.

Zugleich bleibt die weitere Rechtsentwicklung abzuwarten. Das OLG Oldenburg hat die Revision zum BGH ausdrücklich zugelassen. Bis zu einer abschließenden Entscheidung des BGH dürfte jedoch eine erhöhte Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Umlagefähigkeit entsprechender Kosten bestehen.

Unabhängig vom Ausgang des Revisionsverfahrens gewinnt die regulatorische Diskussion über die zukünftige Finanzierung der Rückbau-, Stilllegungs- und Transformationskosten der Gasnetzinfrastruktur damit zugleich weiter an Bedeutung. Netzbetreibern wird daher eine frühzeitige Analyse der langfristigen wirtschaftlichen Auswirkungen auf Netzentgelte, Investitionsplanung, Rückstellungsbedarf und Transformationsstrategien empfohlen.

2. Kundenanlagenrecht nach EuGH und BGH deutlich eingeschränkt

BGH, Beschluss vom 13. Mai 2025 – EnVR 83/20
→ **BGH-Beschluss**

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Mit Beschluss vom 13. Mai 2025 hat der BGH seine bisherige Rechtsprechung zur energiewirtschaftsrechtlichen Einordnung von Kundenanlagen grundlegend verändert und die Voraussetzungen für das Vorliegen einer Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a EnWG erheblich eingeschränkt.

Dem Verfahren lag ein Streit über die Einordnung von Energieanlagen zur Versorgung mehrerer Mieteinheiten mit dezentral erzeugtem Strom zugrunde. Die Betreiberin der Anlagen begehrte die Einordnung als Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a EnWG. Der zuständige Netzbetreiber sowie die Landesregulierungsbehörde lehnten dies ab und vertraten die Auffassung, dass es sich energiewirtschaftsrechtlich um ein reguliertes Verteilernetz handle.

Der BGH hatte die Frage bereits zuvor dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) zur Vorabentscheidung vorgelegt. Dieser entschied mit Urteil vom 28. November 2024

(C-293/23), dass die deutsche Regelung zur Kundenanlage nur eingeschränkt mit den Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie vereinbar sei. Aufbauend auf dieser Entscheidung änderte der BGH nun seine bisherige Rechtsprechung.

Nach Auffassung des BGH kann eine Energieanlage bei richtlinienkonformer Auslegung des § 3 Nr. 24a EnWG nur dann als Kundenanlage eingeordnet werden, wenn sie gerade kein Verteilernetz im unionsrechtlichen Sinne ist. Maßgeblich sei insoweit die Definition des Verteilernetzes nach der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. Demnach sei ein Verteilernetz grundsätzlich jedes Netz, das der Weiterverteilung von Elektrizität an Endkunden dient. Nationale Sonderregelungen dürften die unionsrechtlichen Vorgaben nicht erweitern oder unterlaufen.

Gleichzeitig stellt der BGH klar, dass die bisher in Deutschland praktizierte weite Auslegung des Begriffs der Kundenanlage unionsrechtlich nicht aufrechterhalten werden könne. Demnach komme eine Kundenanlage künftig im Wesentlichen nur noch in Konstellationen in Betracht, in denen die Weiterleitung von Elektrizität nicht zum Verkauf an Dritte erfolge oder die Anlage ausschließlich gemeinschaftlich genutzt werde. Als Beispiel nannte der BGH insbesondere Leitungssysteme innerhalb von Wohnungseigentumsanlagen oder auf gemeinschaftlich genutzten Grundstücken.

Die Rechtsbeschwerde der Anlagenbetreiberin wurde daher zurückgewiesen.

Bewertung und Handlungsoptionen

Mit seiner Entscheidung vollzieht der BGH eine erhebliche Zäsur im Recht der Kundenanlagen. Die bislang in Deutschland verbreitete Praxis, bestimmte Areal-, Quartiers- oder Mieterstromkonzepte außerhalb der Regulierung als Kundenanlage einzuordnen, wird durch die Entscheidung deutlich eingeschränkt.

Von besonderer Tragweite ist dabei, dass der BGH seine bisherige Rechtsprechung ausdrücklich an die unionsrechtlichen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie anpasst. Für die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung ist künftig nicht mehr allein der nationale Kundenanlagenbegriff des § 3 Nr. 24a EnWG maßgeblich, sondern vorrangig die unionsrechtliche Definition eines Verteilernetzes. Damit stärkt die Entscheidung zugleich die regulatorische Bedeutung des europäischen Energierechts für dezentrale Versorgungskonzepte.

Die praktischen Auswirkungen dürften erheblich sein. Zahlreiche bestehende Kundenanlagenmodelle, insbesondere im Bereich Quartiersversorgung, Mieterstrom, Industrie- und Campuslösungen, könnten künftig als regulierte Energieversorgungsnetze einzustufen sein. Damit wären insbesondere weitergehende regulatorische Anforderungen verbunden, etwa hinsichtlich Entflechtung, Netzzugang, Regulierung und energiewirtschaftlicher Pflichten.

Betreibern bestehender Kundenanlagen wird daher empfohlen, die energiewirtschaftliche Einordnung ihrer Versorgungskonzepte kurzfristig erneut zu überprüfen. Dies gilt insbesondere für Modelle mit Drittbelieferung, mehreren Gebäuden oder umfangreicheren Leitungsinfrastrukturen. In vielen Fällen dürfte künftig eine vertiefte regulatorische Risikobewertung erforderlich sein.

Zugleich erhöht die Entscheidung den Druck auf den Gesetzgeber, den nationalen Rechtsrahmen für Kundenanlagen und dezentrale Versorgungskonzepte unionsrechtskonform neu auszugestalten. Bis zu einer gesetzlichen Neuregelung bleibt jedoch eine erhebliche Rechtsunsicherheit bestehen. Damit gewinnt die regulatorische Strukturierung entsprechender Projekte im Bereich der dezentralen Energieversorgung für Investitionsentscheidungen nochmals erheblich an Bedeutung.

3. Baukostenzuschüsse für Batteriespeicher zulässig

BGH, Beschluss vom 15. Juli 2025 – EnVR 1/24
➔ **BGH-Beschluss**

Sachverhalt / Gerichtliche Entscheidung / Begründung

Mit Beschluss vom 15. Juli 2025 hat der BGH entschieden, dass Verteilernetzbetreiber für den Anschluss netzgekoppelter Batteriespeicher grundsätzlich Baukostenzuschüsse (BKZ) erheben dürfen.

Dem Verfahren lag ein Streit zwischen einem Batteriespeicherbetreiber und einem Verteilernetzbetreiber zugrunde. Die Antragstellerin plante die Errichtung eines netzgekoppelten Batteriespeichers mit einer Lade- und Entladeleistung von 1.725 kW und beantragte hierfür einen Netzanschluss im Mittelspannungsnetz. Der Netzbetreiber machte für den Anschluss einen Baukostenzuschuss in Höhe von rund 216.000 Euro geltend, der nach dem von der BNetzA anerkannten Leistungspreismodell berechnet wurde. Hiergegen wandte sich die Speicherbetreiberin im Rahmen eines besonderen Missbrauchsverfahrens nach § 31 EnWG. Sie vertrat die Auffassung, dass Batteriespeicher aufgrund ihrer netzdienlichen Eigenschaften nicht mit klassischen Letztverbrauchern vergleichbar seien und deshalb nicht mit Baukostenzuschüssen belastet werden dürften.

Nachdem die BNetzA den Antrag zurückgewiesen hatte, gab das OLG Düsseldorf der Beschwerde teilweise statt. Der BGH hob diese Entscheidung nun auf und bestätigte die Rechtsauffassung der BNetzA.

Nach Auffassung des BGH verstößt die Erhebung eines Baukostenzuschusses für Batteriespeicher nicht gegen das Diskriminierungsverbot des § 17 Abs. 1 EnWG. Zwar könnten Batteriespeicher netzdienliche Wirkungen entfalten und unter bestimmten Voraussetzungen dazu beitragen, Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden. Gleichwohl seien sie energiewirtschaftsrechtlich auch Letztverbraucher, da sie Strom aus dem Netz entnehmen. Bereits deshalb sei es sachlich vertretbar, sie bei der Erhebung von Baukostenzuschüssen grundsätzlich wie andere Anschlussnehmer zu behandeln.

Der BGH stellte zudem klar, dass die Entscheidung über die Anwendung des Leistungspreismodells im Rahmen des regulatorischen Gestaltungsspielraums des Netzbetreibers liege. Die BNetzA sei daher nicht verpflichtet, gegen eine entsprechende Erhebung von Baukostenzuschüssen einzuschreiten.

Bewertung und Handlungsoptionen

Mit seiner Entscheidung stärkt der BGH die bisherige Verwaltungspraxis der BNetzA und schafft ein erhebliches Maß an Rechtssicherheit für Verteilernetzbetreiber. Die bereits seit vielen Jahren praktizierte Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse oberhalb der Niederspannung wird damit auch für Batteriespeicher grundsätzlich bestätigt.

Vor dem Hintergrund des dynamischen Ausbaus von Batteriespeichern im Zuge der Energiewende kommt der Entscheidung eine besondere Bedeutung zu. Batteriespeicher übernehmen zunehmend Systemdienstleistungen, tragen zur Integration erneuerbarer Energien bei und können netzdienliche Effekte entfalten. Gleichwohl macht der BGH deutlich, dass diese positiven Wirkungen nicht automatisch zu einer Privilegierung bei den Anschlusskosten führen. Vielmehr bleibt es zulässig, Speicherbetreiber an den Kosten der Netzbereitstellung zu beteiligen.

Für Verteilernetzbetreiber bedeutet die Entscheidung zunächst eine Bestätigung ihrer bisherigen Kalkulations- und Anschlusspraxis. Bereits erhobene Baukostenzuschüsse dürften in vielen Fällen auf einer nunmehr höchstrichterlich bestätigten Rechtsgrundlage beruhen. Gleichzeitig werden Investoren und Speicherprojektierer

die Kosten für Netzanschlüsse künftig noch stärker in ihre Wirtschaftlichkeitsberechnungen einbeziehen müssen.

Darüber hinaus enthält die Entscheidung wichtige Aussagen zur energiewirtschaftlichen Einordnung von Batteriespeichern. Der BGH bestätigt seine bereits in früheren Entscheidungen entwickelte Sichtweise, nach der Batteriespeicher regulatorisch sowohl Verbrauchs- als auch Erzeugungselemente sein können. Die netzdienliche Wirkung eines Speichers allein genügt jedoch nicht, um eine von den allgemeinen Anschlussgrundsätzen abweichende Behandlung zu rechtfertigen.

Angesichts des erwarteten weiteren Ausbaus von Großbatteriespeichern bleibt abzuwarten, ob der Gesetzgeber oder die BNetzA künftig spezielle Anschluss- und Entgeltregelungen für netzdienliche Speicher schaffen werden. Bis dahin bestätigt die Entscheidung des BGH jedoch den Grundsatz, dass auch Batteriespeicher angemessen an den Kosten der Netzinfrastruktur zu beteiligen sind.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Volksw. Felix Hiltmann

Tel.: +49 211 5235-158

felix.hiltmann@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Öffentliches Wirtschaftsrecht

EuGH verschärft Maßstäbe für kommunale Konzernstrukturen bei In-House-Vergaben

Ein aktuelles Urteil des Europäischen Gerichtshofs (Urt. v. 15.01.2026, Rs. C-692/23) markiert einen potenziellen Wendepunkt für die vergaberechtsfreie Zusammenarbeit innerhalb kommunaler Unternehmensstrukturen. Die Entscheidung betrifft die sogenannte In-House-Vergabe und stellt die bislang in Deutschland gelebte Praxis der konzerninternen Aufgabenerledigung infrage.

1. Ausgangspunkt: In-House-Vergabe nach § 108 GWB

Die In-House-Vergabe gemäß § 108 GWB erlaubt es öffentlichen Auftraggebern, Aufträge ohne Durchführung eines Vergabeverfahrens an rechtlich selbstständige, jedoch kontrollierte Einheiten zu vergeben. Voraussetzung ist u. a., dass

- der Auftraggeber über die beauftragte Einheit eine Kontrolle wie über eigene Dienststellen ausübt und
- die beauftragte Einheit ihre Tätigkeiten im Wesentlichen für diesen Auftraggeber erbringt (Wesentlichkeitskriterium).

Letzteres wird u. a. in § 108 Abs. 1 Nr. 2 sowie Abs. 4 Nr. 2 GWB dahingehend konkretisiert, dass mindestens 80 % der Tätigkeiten für den oder die kontrollierenden öffentlichen Auftraggeber erbracht werden müssen. Zur Bestimmung des prozentualen Anteils wird der durchschnittliche Gesamtumsatz der letzten drei Jahre vor Vergabe des öffentlichen Auftrags oder ein anderer geeigneter, tätigkeitsgestützter Wert herangezogen.

In der deutschen Praxis wurde dieses Wesentlichkeitskriterium bislang regelmäßig isoliert auf die konkret beauftragte Gesellschaft bezogen.

2. EuGH: Konzernbetrachtung statt Einzelgesellschaft

Der EuGH verfolgt nun einen deutlich weitergehenden Ansatz. Nach der Entscheidung in der Rechtssache C-692/23 ist für die Beurteilung der wirtschaftlichen Tätigkeit nicht mehr allein die beauftragte Einzelgesellschaft maßgeblich.

Vielmehr stellt der Gerichtshof auf die wirtschaftliche Einheit des gesamten Konzerns ab.

Das bedeutet:

- Umsätze, die Tochtergesellschaften eines kommunalen Konzerns mit Dritten am Markt erzielen, sind künftig in die Prüfung einzubeziehen,
- sofern diese Umsätze konsolidiert werden und damit der wirtschaftlichen Gesamtaktivität des Konzerns zuzurechnen sind.

Die Folge ist eine signifikante Verschärfung des Wesentlichkeitskriteriums: Markttätigkeiten von Konzerngesellschaften wirken sich unmittelbar negativ auf die Einhaltung der 80 %-Schwelle aus – selbst dann, wenn die konkret beauftragte Gesellschaft für sich genommen die Voraussetzungen erfüllen würde.

3. Praktische Auswirkungen für kommunale Unternehmen

Die Entscheidung entfaltet erhebliche Auswirkungen auf kommunale Konzernstrukturen.

Durch die Einbeziehung der gesamten Konzernumsätze wird die 80 %-Schwelle deutlich schneller verfehlt. Dies gilt insbesondere für Unternehmen mit

- ausgeprägten Drittmarktaktivitäten oder
- diversifizierten Konzernstrukturen mit wettbewerblich tätigen Tochtergesellschaften.

Die Folge: In-House-Vergaben verlieren an Praktikabilität und müssen häufiger durch vergabepflichtige Verfahren ersetzt werden.

Die Entscheidung des EuGH erhöht zudem das Risiko

- von Nachprüfungsverfahren,
- von Rügen durch Wettbewerber sowie
- von Ex-post-Kontrollen bereits erteilter Aufträge.

Insbesondere „klassische“ In-House-Vergaben in kommunalen Konzernen könnten künftig verstärkt unter vergaberechtlichen Rechtfertigungsdruck geraten.

4. Fazit

Die Entscheidung des EuGH führt zu einer grundlegenden Verschiebung der Maßstäbe für In-House-Vergaben. Zudem wirft sie erhebliche systematische Fragen auf. Zum einen fehlt es bislang an einer ausdrücklichen gesetzlichen Grundlage im deutschen Recht, die eine der-

art umfassende Konzernbetrachtung trägt. § 108 GWB knüpft seinem Wortlaut nach an die Tätigkeit der „juristischen Person“ an und legt damit eigentlich eine isolierte Betrachtung nahe.

Andererseits führt die EuGH-Rechtsprechung zu einem Spannungsverhältnis zwischen europarechtlicher Auslegung und nationalem Normverständnis. Öffentliche Auftraggeber sehen sich somit einer erhöhten Rechtsunsicherheit ausgesetzt.

Öffentliche Auftraggeber und kommunale Unternehmen sollten ihre Strukturen höchstvorsorglich kurzfristig überprüfen. Zentrale Handlungsfelder sind:

- **Analyse der Umsatzstruktur:** Ermittlung der konzernweiten Drittumsätze und deren Einfluss auf die 80 %-Quote,
- **Überprüfung bestehender In-House-Beziehungen:** Identifikation potenziell kritischer Konstellationen,
- **strukturelle Anpassungen:** Prüfung von Alternativen wie funktionaler Trennung, konzessionsrechtlichen Modellen oder selektiven Vergaben,
- **Dokumentation und Risikomanagement:** Stärkung der vergaberechtlichen Begründung für bestehende Strukturen.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Vergaberechtsbeschleunigungsgesetz – wesentliche Neuerungen ab dem 1. Juli 2026

I. Einleitung

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung der Vergabe öffentlicher Aufträge („Vergabebeschleunigungsgesetz“) hat der Gesetzgeber eine der bedeutendsten Reformen des nationalen Vergaberechts seit 2016 verabschiedet. Es tritt am 1. Juli 2026 in Kraft und verändert die Rahmenbedingungen der öffentlichen Beschaffung.

Ziel der Reform ist eine grundlegende Modernisierung der öffentlichen Auftragsvergabe: Die Verfahren sollen einfacher, schneller, digitaler und flexibler werden. Hintergrund sind insbesondere die Anforderungen an beschleunigte Investitionen, beispielsweise in den Bereichen Infrastruktur, Digitalisierung und Klimaschutz.

Der Beitrag gibt einen Überblick über die wesentlichen Inhalte der Reform und ordnet diese aus vergaberechtlicher Perspektive ein.

II. Zielsetzung und gesetzgeberischer Ansatz

Das Gesetz verfolgt drei zentrale Leitlinien:

- Beschleunigung von Vergabeverfahren,
- Abbau bürokratischer Anforderungen,
- Stärkung von Digitalisierung und Innovation.

Diese Zielsetzungen spiegeln sich in einer Vielzahl von Änderungen wider, insbesondere im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), in der Vergabeverordnung (VgV) und der Sektorenverordnung (SektVO).

III. Zentrale Neuerungen im Überblick

1. Leistungsbeschreibung und Eignungsprüfung

Das Gesetz greift bei der Leistungsbeschreibung ein praxisrelevantes Problem auf.

In § 121 Abs. 1 Satz 1 GWB entfällt künftig das Erfordernis einer „erschöpfenden“ Leistungsbeschreibung. Die Leistungsbeschreibung muss weiterhin eindeutig sein, jedoch nicht mehr jeden Aspekt eines komplexen Beschaffungsvorhabens vollständig vorwegnehmen.

Dies ist vor allem für IT-, Digitalisierungs-, Innovations- und Infrastrukturprojekte relevant. Dort lassen sich Lösungen häufig nicht abschließend vorab beschreiben. Funktionale Leistungsbeschreibungen und entwicklungsbezogene Beschaffungsansätze gewinnen dadurch an Bedeutung.

Auch die Eignungsprüfung wird vereinfacht.

§ 122 GWB stellt nun ausdrücklich klar, dass die Eignung und das Nichtvorliegen von Ausschlussgründen grundsätzlich zunächst durch Eigenerklärungen belegt werden sollen. Weitergehende Nachweise sollen regelmäßig erst von den Unternehmen verlangt werden, die nach vorläufiger Prüfung für den Zuschlag in Betracht kommen.

§ 45 Abs. 5 VgV erleichtert zudem den Umgang mit jungen Unternehmen. Ein berechtigter Grund für alternative Nachweise der wirtschaftlichen und finanziellen Leistungsfähigkeit kann insbesondere bei jungen Unternehmen vorliegen. Damit adressiert die Reform ein bekanntes Zugangshindernis: Start-ups und technologieorientierte Unternehmen verfügen oft noch nicht über umfangreiche Umsatz- oder Referenzhistorien, können aber dennoch leistungsfähig sein.

Bewertung

Die Änderungen sind aus vergaberechtlicher Sicht folgerichtig, da die Eignungsprüfung häufig zu stark formalisiert war und insbesondere kleinere Marktteilnehmer belastete. Sie bedeuten jedoch keinen Verzicht auf die Prüfung der Eignung. Öffentliche Aufträge dürfen weiterhin nur an fachkundige und leistungsfähige Unternehmen vergeben werden. Neu ist vor allem die Erwartung, dass Auftraggeber ihre Anforderungen präziser begründen, sie

auf den konkreten Beschaffungsbedarf zuschneiden und überflüssige Nachweise vermeiden.

Für die Leistungsbeschreibung bedeutet die Reform vor allem mehr Gestaltungsspielraum, aber keinen Freibrief für unklare Vorgaben. Auftraggeber können komplexe Beschaffungsvorhaben künftig stärker funktional, ziel- oder ergebnisorientiert beschreiben. Entscheidend bleibt jedoch, dass die Bieter erkennen können, welche Leistung erwartet wird und auf welcher Grundlage ihre Angebote miteinander verglichen werden. Je offener die Leistungsbeschreibung gefasst ist, desto wichtiger werden klare Mindestanforderungen, nachvollziehbare Zuschlagskriterien und eine sorgfältige Dokumentation der gewählten Beschaffungsstrategie.

2. Ausnahmen bei In-House-Vergaben und öffentlich-öffentlicher Zusammenarbeit

Die Reform präzisiert die vergaberechtsfreien Tatbestände des § 108 GWB, insbesondere bei In-House-Vergaben und öffentlich-öffentlicher Zusammenarbeit.

Bei In-House-Vergaben betrifft dies vor allem die Anforderungen an die gemeinsame Kontrolle mehrerer öffentlicher Auftraggeber über eine gemeinsame Einrichtung. Bei der öffentlich-öffentlichen Zusammenarbeit nach § 108 Abs. 6 GWB wird der kooperative Charakter der Zusammenarbeit stärker konturiert. Zudem definiert das Gesetz erstmals den Begriff der „Betrachtung“: Eine Betrachtung liegt vor, wenn ein öffentlicher Auftraggeber eine Aufgabe aus seinem Zuständigkeitsbereich erkennbar, inhaltlich bestimmt und rechtsverbindlich auf eine andere Stelle überträgt.

Bewertung

Die Neuerungen sind insbesondere für kommunale Kooperationen, gemeinsame IT-Strukturen, zentrale Beschaffungsmodelle und öffentliche Beteiligungskonstruktionen relevant. Der Gesetzgeber greift die bisherige Rechtsprechung auf und überführt sie in eine gesetzliche Systematik. Damit wird das Inhouse-Recht zwar nicht neu gestaltet, aber an wichtigen Stellen klarer strukturiert.

3. Beschleunigung des Rechtsschutzes – Paradigmenwechsel

Die Änderungen im vergaberechtlichen Rechtsschutz sind allerdings erst in der Beschwerdeinstanz vor dem Oberlandesgericht praxisrelevant, nicht bereits auf der Ebene des Nachprüfungsverfahrens vor der Vergabekammer.

- Der Wegfall der aufschiebenden Wirkung betrifft die sofortige Beschwerde zum Oberlandesgericht gegen eine ablehnende Entscheidung der Vergabekammer.
- Hat die Vergabekammer den Nachprüfungsantrag zurückgewiesen, kann der Auftraggeber nach der neuen Rechtslage den Zuschlag grundsätzlich erteilen, ohne

den Ausgang einer sofortigen Beschwerde beim Oberlandesgericht abwarten zu müssen.

Der Systemwechsel liegt somit nicht in einer generellen Abschaffung des vergaberechtlichen Primärrechtsschutzes, sondern in dessen Verkürzung nach einer für den Antragsteller negativen Entscheidung der Vergabekammer. Die zweite Instanz bleibt zwar eröffnet, sie verhindert den Zuschlag aber nicht mehr automatisch.

Bewertung

Die Reform schwächt den Rechtsschutz der Bieter, insbesondere in der Beschwerdeinstanz. Zwar können unterlegene Bieter weiterhin sofortige Beschwerde zum Oberlandesgericht einlegen, wenn sie mit einer Entscheidung der Vergabekammer nicht einverstanden sind. Diese Beschwerde hält den Zuschlag jedoch künftig nicht mehr automatisch auf. Für den Antragsteller bedeutet dies: Hat die Vergabekammer den Nachprüfungsantrag zurückgewiesen und der Auftraggeber anschließend den Zuschlag erteilt, kann selbst eine spätere erfolgreiche Beschwerde den geschlossenen Vertrag regelmäßig nicht mehr rückgängig machen. Der Rechtsschutz verlagert sich damit faktisch stärker vom Primärrechtsschutz auf nachgelagerte Schadensersatz- und Feststellungsfragen.

4. Neuordnung des Losgrundsatzes (§ 97a GWB)

Der Grundsatz der losweisen Vergabe bleibt erhalten, wird jedoch neu systematisiert und flexibilisiert:

- erstmalige eigenständige Regelung in § 97a GWB,
- Möglichkeit von Gesamtvergaben bei bestimmten Infrastrukturprojekten.

Bewertung

In der Praxis erhalten Auftraggeber dadurch mehr Spielraum, komplexe Großprojekte einheitlich zu vergeben. Dies kann insbesondere bei Projekten sinnvoll sein, bei denen Planung, Bau und Betrieb eng miteinander zusammenhängen.

Gleichzeitig bleibt eine Abweichung vom Grundsatz der losweisen Vergabe rechtfertigungsbedürftig. Auftraggeber müssen daher weiterhin nachvollziehbar dokumentieren, warum im konkreten Fall eine Gesamtvergabe erforderlich oder zumindest sachlich gerechtfertigt ist.

Gerade bei Energie- und Infrastrukturprojekten, etwa beim Netzausbau oder bei Wärmenetzen, kann dies einen erheblichen praktischen Gestaltungsspielraum eröffnen.

IV. Gesamtbewertung

Insgesamt ist die Reform als deutliche Verschiebung des vergaberechtlichen Schwerpunkts zu verstehen. Der Gesetzgeber rückt Beschleunigung, Flexibilität und praktische Umsetzbarkeit stärker in den Vordergrund, ohne die Grundprinzipien des Vergaberechts vollständig aufzugeben. Leistungsbeschreibung, Eignungsprüfung, Losver-

gabe und öffentlich-öffentliche Zusammenarbeit werden nicht grundlegend neu erfunden, sondern an entscheidenden Stellen entformalisiert und praxisnäher ausgestaltet.

Dadurch eröffnen sich für Auftraggeber spürbare Gestaltungsspielräume. Komplexe Beschaffungsvorhaben können stärker funktional beschrieben, Eignungsnachweise zunächst vereinfacht über Eigenerklärungen erbracht und kooperative Beschaffungs- oder Beteiligungsmodelle rechtssicherer umgesetzt werden. Auch die Flexibilisierung des Losgrundsatzes kann insbesondere bei Infrastruktur-, Energie- und Digitalisierungsprojekten praktische Bedeutung gewinnen.

Diese zusätzlichen Spielräume erhöhen jedoch zugleich die Verantwortung der Vergabestellen. Je flexibler Leistungsbeschreibung, Eignungsanforderungen oder Loszuschnitt gehandhabt werden, desto wichtiger werden eine tragfähige Begründung, transparente Verfahrensunterlagen und eine sorgfältige Dokumentation. Die Reform reduziert somit nicht den Bedarf an rechtlicher Steuerung, sondern verlagert ihn stärker in die Vorbereitung und Strukturierung des Verfahrens.

Am deutlichsten zeigt sich der Paradigmenwechsel im Rechtsschutz. Dass die sofortige Beschwerde zum Oberlandesgericht künftig den Zuschlag nach einer ablehnenden Entscheidung der Vergabekammer nicht mehr automatisch aufhält, stärkt die Verfahrensbeschleunigung erheblich. Zugleich schwächt dies den effektiven Primärrechtsschutz der Bieter und verlagert Konflikte stärker auf nachgelagerte Feststellungs- und Schadensersatzfragen.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@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: Juni 2026
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