

TREUBERATER

I/2024

Vorwort zum Treuberater	2
Steuern	3
Steuerliche Behandlung von KWK-Zuschlägen für den dezentralen Verbrauch	3
Wirtschaftsprüfung	4
Bilanzierung kommunaler Unternehmen: 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetz Nordrhein-Westfalen verabschiedet	4
Aktuelle Hinweise zu den Energiepreisbremsengesetzen	5
Energie und Wasser	7
Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Juni 2024	7
Entflechtung von Ladesäulen – „Neues“ zur Umsetzung des § 7c EnWG	8
Kapitalkostenaufschlag 2025 – Antrag für Strom und Gas zum 30.06.2024 stellen	8
Gutachtenentwurf zum Effizienzvergleich der 4. Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber veröffentlicht – Zeit zum Handeln?	11
Nach dem Basisjahr ist vor dem Basisjahr – regulierte Netze rechtzeitig optimieren	12
BNetzA veröffentlicht Eckpunktepapier zur Verteilung von Mehrkosten im Stromnetz	14
Eckpunktepapier der BNetzA vom 18.01.2024 zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens	14
Eckpunktepapier der BNetzA zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation KANU 2.0 – ein Überblick	15
Öffentliches Wirtschaftsrecht	16
Update zum Beihilfenrecht: neue Schwellenwerte ab 2024	16
BGH Entscheidung i. S. Fernwärmenetz Stuttgart	17
VG Halle Kürzung einer Zuwendung in Höhe von 25 % bei Vergaberechtsverstoß rechtmäßig	17
In eigener Sache	18
Neue Mitarbeiter	18
Impressum	19

Vorwort zum Treuberater

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

die Energiewirtschaft steht wie seit Langem nicht mehr vor großen Veränderungen: Im vergangenen Jahr haben sich Kommunen und Versorger aus gegebenem Anlass intensiv mit Fragestellungen rund um die Energie- und Wärmewende beschäftigt. Beide Themen werden uns unbestritten noch eine lange Zeit gemeinsam beschäftigen und immer wieder vor neue Herausforderungen stellen.

So hat die Bundesnetzagentur bereits im Januar in einem Eckpunktepapier 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens zur Diskussion gestellt. Insbesondere Versorger, kommunale Gesellschafter, aber auch Verbraucher werden sich auf Neuerungen einstellen müssen. In der vorliegenden Ausgabe des „Treuberaters“ erläutern wir Ihnen das Eckpunktepapier und verlinken die zentralen Stellungnahmen der Fachverbände BDEW und VKU.

Die neuen Herausforderungen im Rahmen der Energiewende werden auch in unseren Beiträgen zum Eckpunktepapier zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Gassektor (KANU 2.0) und zu den bevorstehenden Anträgen zum Kapitalkostenaufschlag thematisiert.

„Nach dem Basisjahr ist vor dem Basisjahr“: Getreu diesem Motto widmen wir uns in einem unserer Artikel bereits in dieser Ausgabe dem bevorstehenden Basisjahr im Gasnetz und weisen darin auf frühzeitige Maßnahmen zur Optimierung hin.

Neben den vielen energiewirtschaftlichen Themen informieren wir Sie in der aktuellen Ausgabe auch wieder umfassend über rechtliche Themen. Hierzu widmen wir uns zum Beispiel der aktuellen rechtlichen Situation rund um die Entflechtung des Ladesäulenbetriebs gemäß § 7c EnWG. Außerdem berichten wir über zwei interessante Urteile des Verwaltungsgerichts Halle und des Bundesgerichtshofs.

Wir sind sicher, dass auch unsere große Leserschaft aus der Kommunalwirtschaft bei der Lektüre der aktuellen Ausgabe einen Mehrwert erfahren wird: In einem sehr ausführlichen Artikel widmen wir uns der Bilanzierung kommunaler Unternehmen und stellen dabei die Neuerungen aus dem 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetz Nordrhein-Westfalen vor. Dabei können wir vorwegnehmen, dass das 3. NKFVG NRW erhebliche Gestaltungsmöglichkeiten in der kommunalen (Konzern-)Berichterstattung eröffnet.

Im Beihilfenrecht stellen wir die neue De-minimis-/DAWI-De-minimis-Verordnung der Europäischen Kommission, in der neue Schwellenwerte ermöglicht werden, vor.

Aus aktuellem Anlass weisen wir in einem weiteren Artikel auf wesentliche Punkte im Rahmen des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes und des Strompreisbremsengesetzes hin.

Abschließend freuen wir uns, Ihnen mitteilen zu dürfen, dass wir unseren **Internetauftritt** umfassend überarbeitet haben. Ziel war es, aktuelle Themen durch einen „Blog“ in den Mittelpunkt zu rücken und so einen informativsten Mehrwert bei jedem Besuch zu bieten. Zusammen mit unseren Social-Media-Kanälen auf LinkedIn, Instagram und WhatsApp bleiben Sie so stets bestens informiert.

Wir hoffen, Ihnen mit der neuen Ausgabe des „Treuberaters“ wertvolle Impulse anbieten zu können, und wünschen Ihnen schon jetzt frohe Ostern und alles Gute.

Ihre EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES
EversheimStuible Treuberater GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN Gesellschaft für
Wirtschaftsberatung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

IBK. Ingenieur- und Unternehmensberatung
für Versorgungswirtschaft GmbH

ES
EversheimStuible Rechtsanwaltsgesellschaft mbH



Steuern

Steuerliche Behandlung von KWK-Zuschlägen für den dezentralen Verbrauch

Die Finanzverwaltung vertritt zur umsatzsteuerlichen Behandlung von KWK-Zuschlägen für den dezentralen Verbrauch eine Auffassung, die für Betreiber von KWK-Anlagen, die z. B. in Klärwerken eingesetzt werden, zu einer Doppelbelastung führt. Nachdem der Bundesfinanzhof diese Verwaltungspraxis im letzten Jahr für unzulässig erklärt hat, fordert die Verbändewirtschaft nun zeitnahe Abhilfe. Das BMF ist aufgefordert, sich zu positionieren.

Umsatzsteueranwendungserlass (UStAE)

Abschnitt 2.5 Abs. 17 i. V. m. Abs. 6 UStAE enthält eine Regelung zur umsatzsteuerlichen Behandlung von KWK-Anlagen, deren Betreiber einen Zuschlag für dezentral verbrauchten Strom nach § 4 Abs. 3a KWKG 2009/2012 geltend macht.

Für diese Fälle fingiert der UStAE, dass zunächst der gesamte in der Anlage erzeugte Strom an den Stromnetzbetreiber geliefert und der dezentral verbrauchte Strom vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zurückgeliefert wird. Folge dieser Fiktion ist, dass sowohl für die Hinlieferung des Anlagenbetreibers als auch für die Rücklieferung des Netzbetreibers jeweils Rechnungen auszustellen sind. In aller Regel erfolgt dies einheitlich durch den Netzbetreiber, der für die fingierte Hinlieferung eine Gutschrift erteilt.

Wenn alle Voraussetzungen hierfür erfüllt sind, sind die jeweiligen Rechnungen mit gesondertem Umsatzsteuerausweis auszustellen. Da die Lieferung von Strom grundsätzlich eine unternehmerische Leistung ist, gilt dies in den meisten Fällen auch für die fingierte Hinlieferung des dezentral verbrauchten Stroms. Dies führt dazu, dass auch Anlagenbetreibern, die im Übrigen keine Unternehmer sind, insoweit steuerbare Umsätze zugerechnet werden, sodass ihnen auf die Investition in die bzw. auf den Betrieb der Anlage ein (ggf. anteiliger) Vorsteuerabzug gewährt wird. In diesen Fällen wirkt die auf die fingierte Rücklieferung des dezentral erzeugten Stroms entfallende Umsatzsteuer im Ergebnis als Korrektur zum o. g. Vorsteuerabzug.

Für Problemfälle ...

Es gibt jedoch Fälle, in denen die Fiktion der Hin- und Rücklieferung den Anlagenbetreiber in nicht sachgerechter Weise steuerlich zusätzlich belastet. Das ist bei Anlagenbetreibern der Fall, die aufgrund ihrer hoheitlichen Tätigkeit nicht Unternehmer im umsatzsteuerlichen

Sinne sind und bei denen die fiktive Hinlieferung des erzeugten Stroms seitens der Finanzverwaltung als hoheitliches Hilfsgeschäft angesehen wird.

Beispielhaft ist ein Abwasserbeseitiger in öffentlich-rechtlicher Rechtsform zu nennen, der die KWK-Anlage dafür einsetzt, die erzeugte Wärme im Faulturm zu verwenden, um diesen auf die notwendige Betriebstemperatur zu bringen. Der in der Anlage erzeugte Strom wird dann häufig vollständig oder in hohem Umfang durch den Abwasserbeseitiger selbst verbraucht. In diesen Fällen geht die Finanzverwaltung davon aus, dass die Hinlieferung des Stroms ein nicht steuerbares hoheitliches Hilfsgeschäft darstellt. Dies gilt jedenfalls in den Fällen, in denen die jeweilige juristische Person des öffentlichen Rechts (jPdöR) § 2b UStG noch nicht anwendet (mit dem Jahressteuergesetz 2022 wurde die Übergangsregelung zur Anwendung des § 2b UStG bis zum 31.12.2024 verlängert).

... kein Vorsteuerabzug

Diesen Anlagenbetreibern ist der Vorsteuerabzug aus der Investition und den laufenden Betriebskosten der Anlage vollständig versagt. Die auf die fiktive Rücklieferung entfallende Umsatzsteuer belastet einen solchen Anlagenbetreiber also, ohne dass dies als Kompensation für zuvor geltend gemachte Vorsteuerbeträge angesehen werden kann. Für solche Anlagenbetreiber führt die Verwaltungspraxis mithin zu einer sachlich nicht zu rechtfertigenden umsatzsteuerlichen Belastung. Auf diesen Missstand hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) bereits in einer Stellungnahme vom 11.02.2016 hingewiesen. Zu einer Änderung in der Verwaltungspraxis hat das jedoch nicht geführt.

Auch der Bundesfinanzhof (BFH) ...

Inzwischen hat sich der BFH in zwei Urteilen mit der Thematik auseinandergesetzt.

- Zunächst hatte der 11. Senat mit Urteil vom 29.11.2022 (Az. XI R 18/21) entschieden, dass die Zahlung des KWK-Zuschlags für nicht eingespeisten, sondern dezentral verbrauchten Strom gemäß § 4 Abs. 3a KWKG 2009 nicht zu einer Lieferung i. S. v. § 3 Abs. 1 UStG führt. Damit kommt es in diesen Fällen nicht zu der von der Finanzverwaltung vorgesehenen Hin- und Rücklieferung.
- In einem zweiten Urteil vom 11.05.2023 (Az. V R 22/21) bestätigte der 5. Senat in einem ähnlich gelagerten Fall das vorgenannte Urteil.

... äußert sich nicht

Zu der Frage, wie nun die Zahlung des KWK-Zuschlags für den dezentralen Verbrauch konkret umsatzsteuerlich zu behandeln sei, äußert sich das Gericht nicht.

Die Praxis könnte wie folgt aussehen ...

Mangels des Vorliegens eines Leistungsaustauschs müsste ein nicht steuerbarer, echter Zuschuss an den Anlagenbetreiber angenommen werden.

Sowohl aus der Sicht der Anlagenbetreiber, die durch die bisherige Verwaltungspraxis nicht belastet werden, als auch aus der Sicht der Netzbetreiber, für die die Umsetzung der Rechtsprechung mit einem erheblichen Umsetzungsaufwand verbunden ist, wird eine Nichtbeanstandungsregelung dergestalt benötigt, dass Abrechnungen, die bislang nach den geltenden Verwaltungsvorgaben erteilt wurden, nicht zwingend korrigiert werden müssen.

Für künftige Abrechnungszeiträume bietet sich eine Übergangsfrist (z. B. bis zum 31.12.2024) an, in der es nicht beanstandet wird, dass die Beteiligten noch die derzeitige Fassung des Abschnitts 2.5 Abs. 17 UStAE (Hin- und Rücklieferung) anwenden.

In Fällen, in denen der Anlagenbetreiber korrigierte Abrechnungen verlangt – insbesondere, weil er durch die bisherige Handhabung umsatzsteuerlich belastet

wurde – muss es dem jeweiligen Netzbetreiber jedoch ermöglicht werden, für zurückliegende Veranlagungszeiträume korrigierte und für künftige Veranlagungszeiträume ab sofort modifizierte Abrechnungen vorzunehmen.

Dabei kann es Fälle geben, in denen die Veranlagungsjahre, auf die sich Rechnungskorrekturen beziehen, beim jeweiligen Netzbetreiber nicht mehr offen sind, der Anlagenbetreiber aber dennoch einen zivilrechtlichen Anspruch auf Rechnungskorrektur und Rückzahlung der zu viel gezahlten Umsatzsteuer geltend machen kann. In diesen Fällen muss zumindest aus Billigkeitsgründen die Entstehung eines entsprechenden Schadens beim Netzbetreiber verhindert werden.

... aber ab wann?

Das BMF ist zu diesem Thema bereits mehrfach von den Verbänden aufgefordert worden, sich zu positionieren, damit Klarheit besteht. Es bleibt die Hoffnung, dass hierzu in Kürze eine Stellungnahme oder sogar ein BMF-Schreiben veröffentlicht wird.

Ihr Ansprechpartner

WP/StB Aiko Schellhorn

Tel.: +49 211 5235-138

aiko.schellhorn@es-unternehmensgruppe.de

Wirtschaftsprüfung

Bilanzierung kommunaler Unternehmen: 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetz Nordrhein-Westfalen verabschiedet

Am 28. Februar 2024 hat der Landtag Nordrhein-Westfalen das 3. NKF-Weiterentwicklungsgesetz Nordrhein-Westfalen (3. NKFVG NRW) beschlossen. Das Gesetz tritt rückwirkend zum 31. Dezember 2023 in Kraft.

Kommunale Unternehmen müssen dadurch nicht mehr grundsätzlich die Vorschriften für große Kapitalgesellschaften anwenden.

Während bisher alle Unternehmen in privater Rechtsform, Eigenbetriebe und Anstalten öffentlichen Rechts (AöR) – unabhängig von ihrer Größe – für den Jahresabschluss und den Lagebericht die strengeren Vorschriften für **große** Kapitalgesellschaften des HGB anzuwenden hatten, sehen die Regelungen in Gemeindeordnung, Eigenbetriebsverordnung bzw. Kommunalunternehmensverordnung jetzt „nur noch“ die entsprechende Anwendung des Dritten Buchs des HGB vor. Damit können auch kommunale Unternehmen weitreichende, grö-

ßenabhängige Erleichterungsvorschriften des HGB in Anspruch nehmen.

Kommunale Unternehmen in Privatrechtsform

Auch bei kommunalen Unternehmen in Privatrechtsform (z. B. **GmbH**) ist die Anwendung der Vorschriften des Dritten Buchs des HGB vorgesehen. Damit können kommunale Unternehmen insbesondere folgende Erleichterungen nutzen:

- Kleinstkapitalgesellschaften können auf den Anhang und kleine Kapitalgesellschaften auf die Erstellung eines Lageberichts verzichten.
- Unter den Voraussetzungen des § 264 Abs. 3 HGB können weitreichende Erleichterungen in Anspruch genommen werden, beispielsweise der Verzicht auf Anhang, Lagebericht, Prüfung oder Offenlegung.
- Für die Organbezüge (Geschäftsführung, Aufsichtsrat) ist nur noch der Gesamtbetrag anzugeben. Kleine Kapitalgesellschaften brauchen selbst diese Angabe nicht zu machen (§ 288 Abs. 1 Nr. 1 HGB). Auf die

individualisierte Angabe der Organbezüge im Anhang kann verzichtet werden.

- Der Pflicht zur Nachhaltigkeitsberichterstattung nach der CSRD-Richtlinie ab dem Geschäftsjahr 2025 unterliegen nur große Kapitalgesellschaften. Kommunale Unternehmen waren dazu in NRW bisher mittelbar durch die analoge Anwendung der Vorschriften für große Kapitalgesellschaften verpflichtet. Durch die Gesetzesänderung können sich kleine und mittelgroße Kapitalgesellschaften von dieser Pflicht befreien.
- Die CSRD sieht eine Konzernbefreiungsklausel für die Nachhaltigkeitsberichterstattung auf Einzelabschlusssebene vor (Artikel 19a Abs. 9 CSRD): Tochterunternehmen können unter bestimmten Voraussetzungen von der Aufstellung eines eigenen Nachhaltigkeitsberichts befreit werden, wenn diese in die konsolidierte Nachhaltigkeitsberichterstattung des Mutterunternehmens einbezogen werden. Mit der Gesetzesänderung könnte diese Konzernbefreiungsklausel auch von kommunalen Unternehmen genutzt werden.

Eigenbetriebe und AöR

Eigenbetriebe und AöR haben ihre Jahresabschlüsse künftig unter entsprechender Anwendung der Vorschriften des Dritten Buchs des HGB für Kapitalgesellschaften aufzustellen.

Im Referentenentwurf war zunächst nur die Anwendung der Vorschriften für alle Kaufleute vorgesehen. In der Folge hätte der Jahresabschluss künftig nur noch aus der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung bestanden; die Pflicht zur Aufstellung eines Anhangs und Lageberichts wäre dagegen ersatzlos entfallen – unabhängig von der Größe des jeweiligen Eigenbetriebs oder der AöR.

Allerdings schafft auch die verabschiedete Fassung keine abschließende Klarheit:

- Aus dem Gesetzeswortlaut ergibt sich nur die Pflicht zur Aufstellung eines Jahresabschlusses (§§ 114 Abs. 1, 114a Abs. 10 GO n. F., § 22 Abs. 1 KUV n. F., § 21 Abs. 1 EigVO n. F.). Die Pflicht zur Aufstellung eines Lageberichts kann aus dem Gesetzeswortlaut nicht abgeleitet werden (der Lagebericht ist nicht Bestandteil des Jahresabschlusses).
- Allerdings lassen die Gesetzesbegründung und indirekt auch andere Regelungen wie insbesondere § 21 Abs. 3 EigVO n. F. bzw. § 22 Abs. 2 KUV n. F. darauf schließen, dass eine größenabhängige Pflicht zur Aufstellung eines Lageberichts gewollt war:

In sinngemäßer Anwendung der Vorschriften des Dritten Buchs des HGB sind Eigenbetriebe und AöR in die Größenklassen nach § 267 HGB einzuteilen. Mittelgroße und große Eigenbetriebe/AöR haben

dann weiterhin einen Lagebericht zu erstellen. „Kleine“ Eigenbetriebe/AöR können auf die Erstellung eines Lageberichts verzichten.

Da mit der Pflicht zur Aufstellung eines Lageberichts ab dem Geschäftsjahr 2025 auch die Verpflichtung zur Erstellung eines Nachhaltigkeitsberichts nach der CSRD-Richtlinie verbunden sein dürfte, wäre hier eine kurzfristige Klarstellung wünschenswert.

Zusammenfassung

Das 3. NKFVG NRW eröffnet erhebliche Gestaltungsmöglichkeiten in der kommunalen (Konzern-)Berichterstattung. Diese Gestaltungsmöglichkeiten können regelmäßig nur in Anspruch genommen werden, wenn die Satzung oder der Gesellschaftsvertrag entsprechend geändert werden und dem nicht andere Vorschriften (z. B. EnWG, Public Corporate Governance Kodex der jeweiligen Gebietskörperschaft) oder die Interessen weiterer Stakeholder (z. B. Fremdkapital- oder Fördermittelgeber) entgegenstehen.

Bestehende Berichtsstrukturen sollten auf Gestaltungs- und Umsetzungsmöglichkeiten insbesondere auch im Kontext einer möglichen Nachhaltigkeitsberichterstattung überprüft werden. Wir freuen uns auf den Austausch.

Ihre Ansprechpartner

WP/StB Marco Fuchs

Tel.: +49 211 5235-123

marco.fuchs@es-unternehmensgruppe.de

WP/StB Rolf Engel

Tel.: +49 211 5235-117

rolf.engel@es-unternehmensgruppe.de

Aktuelle Hinweise zu den Energiepreisbremsengesetzen

Aus aktuellem Anlass möchten wir auf folgende wesentliche Punkte im Rahmen des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes („EWPBG“) und des Strompreisbremsengesetzes („StromPBG“) (gemeinsam „Energiepreisbremsengesetze“) hinweisen:

Höchstgrenzen im kommunalen Unternehmensverbund

Die Höchstgrenzen nach § 18 EWPBG bzw. § 9 StromPBG sind von allen Letztverbrauchern oder Kunden einzuhalten, die Unternehmen sind. Unternehmen sind gemäß § 2 Nr. 13 EWPBG Rechtsträger, die unabhängig von der Rechtsform einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr betreiben.

Bei Unternehmen, die Teil eines Unternehmensverbunds sind, gelten die absoluten Höchstgrenzen nach § 18 Abs. 1 EWPPBG bzw. § 9 Abs. 1 StromPBG für den gesamten Unternehmensverbund. Die Höchstgrenzen nach § 18 EWPPBG bzw. § 9 StromPBG gelten zudem für sämtliche Entlastungsmaßnahmen zusammengenommen – d. h. für sämtliche Entlastungen für Erdgas, Wärme (EWPPBG und Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetz), Strom (StromPBG) und sonstige Beihilfen von Bund, Ländern oder Kommunen auf der Basis der BKR-Bundesregelung Kleinbeihilfen 2022 und des Energiekostendämpfungsprogramms, die das Unternehmen bzw. bei Unternehmensverbänden der Verbund erhalten hat. Diese Entlastungsmaßnahmen sind demnach bei der Überprüfung der Höchstgrenze alle zusammenzurechnen. Nicht auf die Höchstgrenzen nach § 18 EWPPBG bzw. § 9 StromPBG anzurechnen sind Beihilfen, die im Rahmen der Überbrückungshilfen I, II, III, III Plus oder IV, November- oder Dezemberhilfe, Corona-Soforthilfen oder Corona-Härtefallhilfen der Länder gewährt wurden.

Kommunaler Unternehmensverbund

Im kommunalen Kontext stellt sich die Frage, wie das Verhältnis von Trägerkommunen zu ihren Beteiligungsunternehmen im Hinblick auf die Vorgabe „verbundene Unternehmen“ im Sinne der Energiepreisbremsen einzuordnen ist. Da die Höchstgrenzen nach den Energiepreisbremsengesetzen – wie oben dargestellt – an „verbundene Unternehmen“ anknüpfen, stellt sich die Frage, ob die Kommune die „Obergesellschaft“ ihrer Beteiligungsunternehmen ist. In diese Richtung können jedenfalls die Auslegungshinweise des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gedeutet werden.

Hier empfehlen wir – insbesondere auch im Hinblick auf die Fristenregelungen, beispielsweise zur Abgabe finaler Selbsterklärungen – eine zeitnahe, vertiefte Prüfung.

Fristenregelungen im StromPBG – Rechtsauffassung des BMWK

Mit Schreiben vom 18. März 2024 an die Übertragungsnetzbetreiber legt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) seine Rechtsauffassung zu Unklarheiten im Wortlaut des Gesetzes im Hinblick insbesondere auf folgende Fristenregelungen dar:

Frist zur Einreichung finaler Selbsterklärungen

Finale Selbsterklärungen sind bis spätestens 31. Mai 2024 an die Elektrizitäts- und Energieversorgungsunternehmen zu übermitteln. In begründeten Fällen, z. B., weil der testierte Jahresabschluss für das Jahr 2023 noch nicht vorliegt, kann die Prüfbehörde eine Fristverlängerung um drei Monate gewähren. Fristverlängerungsanträge können seit dem 19. März 2024 über das Antragsportal der Prüfbehörde gestellt werden.

Das BMWK vertritt die Auffassung, dass, sofern vor dem 31. Mai 2024 ein Antrag auf Fristverlängerung gestellt wird, von der Sanktionierung von Rechtsverstößen

(Rückforderung erhaltener Entlastungen) abgesehen werden muss, solange die Verlängerung wirksam ist.

Zusammengefasste Endabrechnungen bis 31. Mai 2025

Nach § 31 Abs. 1 Nr. 1 lit. b StromPBG haben Elektrizitätsversorgungsunternehmen jeweils spätestens bis zum 31. Mai eines Kalenderjahres zusammengefasst die Endabrechnung der im Vorjahr gewährten Entlastungsbeträge zu melden.

Eine Anwendung der Norm dergestalt, dass der 31. Mai 2024 gemeint ist, steht nach Auffassung des BMWK im Widerspruch zu der Frist für die vorgelagerte Endabrechnung der Letztverbraucher (30. Juni 2024). Nach Auslegung des BMWK ist der 31. Mai 2025 der letztmögliche Zeitpunkt zur Übermittlung der zusammengefassten Endabrechnung.

Eine Abrechnung zum 31. Mai 2024 soll aus der Sicht des BMWK für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die bereits eine zusammengefasste und geprüfte Endabrechnung übermitteln können, möglich bleiben.

Ihre Ansprechpartner

WP/StB Rolf Engel

Tel.: +49 211 5235-117

rolf.engel@es-unternehmensgruppe.de

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faausch@es-unternehmensgruppe.de

Energie und Wasser

Wesentliche regulatorische Fristen für Verteilnetzbetreiber bis Juni 2024¹

Datum	Termin / Aufgabe	Grundlage
31.03.2024	Mitteilung an die Regulierungsbehörde über die am 31.12.2023 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden sowie die Netzbelegenheit	§ 28 S. 2 ARegV
31.03.2024	Gleichbehandlungsbericht für Netzbetreiber > 100.000 Kunden	§ 7a Abs. 5 EnWG
01.04.2024	Veröffentlichungspflicht von Strukturparametern Strom- und Gasnetz auf der Homepage	§ 23c EnWG
01.04.2024	Bekanntgabe der Höhe der Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene des Vorjahres und der durchschnittlichen Beschaffungskosten	§ 10 Abs. 2 StromNEV
26.04.2024	Datenmeldung Monitoring	§ 35 EnWG
30.04.2024	Meldepflicht der Versorgungsunterbrechungen Strom	§ 52 EnWG
30.04.2024	Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements Strom 2025	§§ 19 und 20 ARegV
31.05.2024	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
30.06.2024	Kapitalkostenaufschlag 2025 – regulärer Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10a ARegV (Kapitalkostenaufschlag)	§ 10a ARegV

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

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

Entflechtung von Ladesäulen – „Neues“ zur Umsetzung des § 7c EnWG

Bereits bei ihrer Einführung hat die „Entflechtungsregelung für Ladeinfrastruktur“ des § 7c EnWG hohe Wellen geschlagen. Seitens der Verbände wurde kritisiert, dass die Norm den Markthochlauf der E-Mobilität ausbremsen könnte. Zum 31.12.2024 läuft nun die Umsetzungs(nach)frist für Energieversorger ab, die unter die De-minimis-Grenze fallen. Grund genug, sich mit der aktuellen rechtlichen Situation rund um den § 7c EnWG näher auseinanderzusetzen.

Im Rahmen der Umsetzung der Änderung der Strombinnenmarkttrichtlinie wurde im Jahr 2021 der § 7c EnWG geschaffen, wonach Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen weder Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile sein noch diese Ladepunkte entwickeln, verwalten oder betreiben dürfen. Unklar war zunächst, ob der § 7c EnWG auch für gesellschaftsrechtlich nicht entflochtene Energieversorger, die unter die De-minimis-Grenze fallen, gilt. Für diese Unternehmen führt die Anwendung des § 7c EnWG nämlich zu einer besonders kuriosen gesellschaftsrechtlichen Entflechtungspflicht. Diese müssen ihren Netzbetrieb nicht separieren, jedoch den Ladesäulenbetrieb. Sämtliche Forderungen seitens der Verbände, eine explizite Ergänzung des § 7c EnWG um eine De-minimis-Regelung vorzusehen, hat der Gesetzgeber abgelehnt. Diese wurden mit dem Hinweis verwehrt, dass die Strombinnenmarkttrichtlinie – die Grundlage des § 7c EnWG – ebenfalls keine entsprechende Ausnahme enthalte und die Aufnahme einer De-minimis-Regelung das Risiko eines Vertragsverletzungsverfahrens gegen die Bundesrepublik Deutschland wegen fehlerhafter Richtlinienumsetzung mit sich brächte. Ende 2023 hat sich der Gesetzgeber zumindest bereit erklärt, die Umsetzungsfrist des § 7c EnWG für De-minimis-Energieversorger um ein Jahr zu verlängern. Diese haben demnach noch bis zum 31.12.2024 Zeit, den Ladesäulenbetrieb auf ein anderes Unternehmen innerhalb des Konzerns zu übertragen.

In der Literatur wird teilweise die Auffassung vertreten, dass der § 7c EnWG die Übertragung des Eigentums und des Ladesäulenbetriebs auf eine Konzerngesellschaft des Energieversorgers verbiete. Begründet wird dies mit dem Argument, dass hierdurch der Energieversorger weiterhin Einfluss auf den Ladesäulenbetrieb nehmen könne und dieser dadurch „mittelbarer“ Ladesäulenbetreiber sei. Unseres Erachtens ist diese Auffassung nicht vertretbar, da weder der Gesetzestext noch die Gesetzesbegründung für diese Interpretation Anhaltspunkte liefern. Hätte der Gesetzgeber einen derart weiten Anwendungsbereich gewollt, hätte er dies bereits aus Gründen der Normenklarheit explizit klarstellen müssen. Nach Rücksprache unseres Hauses mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) lehnt auch diese extensive Auslegung ab. Weiterhin bleibt unseres Erachtens auch die Erbringung von Dienstleistungen des De-minimis-Energieversorgers

gegenüber dem Ladesäulenbetreiber zulässig, solange der Ladesäulenbetreiber das wirtschaftliche Risiko des Ladesäulenbetriebs trägt und damit Betreiber bleibt. Ob dies der Fall ist, dürfte eine Frage der konkreten Ausgestaltung des Dienstleistungsvertrags zwischen dem Energieversorger und dem Ladesäulenbetreiber sein.

Auf eine Entflechtung des Ladesäulenbetriebs kann verzichtet werden, wenn ein regionales Marktversagen beim Ausbau der Ladeinfrastruktur vorliegt. Ein regionales Marktversagen liegt in der Regel in ländlichen Gebieten vor. Hier dürften Dritte kein gesteigertes Interesse an einem Betrieb der Ladeinfrastruktur haben. Um das regionale Marktversagen festzustellen, bedarf es der Durchführung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens durch die Kommune und einer anschließenden Ausnahmegenehmigung der BNetzA. Grundlage hierfür ist eine – aktuell leider noch nicht vorhandene – Rechtsverordnung, die eigentlich das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erlassen müsste. Nach Rücksprache unseres Hauses mit der BNetzA wird diese eine Ausnahmegenehmigung jedoch ohne die entsprechende Rechtsverordnung nicht erteilen. Hier besteht aber die Hoffnung, dass das BMWK zeitnah tätig wird.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

Kapitalkostenaufschlag 2025 – Antrag für Strom und Gas zum 30.06.2024 stellen

1.1 Einführung

Der Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt nach dem Basisjahr neu hinzugekommene Investitionen und erhöht die festgelegte Erlösobergrenze im Verlauf der Regulierungsperiode. Insofern ist der Kapitalkostenaufschlag der Gegenpart zu dem im genehmigten Erlöspfad bereits enthaltenen Kapitalkostenabzug. Im Ergebnis werden die tatsächlichen Kapitalkosten ohne weiteren Zeitverzug in den zugestandenen Erlösobergrenzen berücksichtigt. So wird eine schnellere Refinanzierung neuer Investitionen ermöglicht, was insbesondere bei steigendem Vermögen bzw. steigenden Kapitalkosten von Vorteil ist.

Der Kapitalkostenaufschlag wird nach der Maßgabe des § 10a ARegV ermittelt. Vereinfacht gesprochen besteht er aus der Summe der auf der Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter ermittelten kalkulatorischen Kapitalkosten (kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer und Aufwand für Fremdkapitalzinsen).

Da in diesem Jahr wohl kein für die Antragstellung geeigneter Erhebungsbogen vorliegen wird, bieten wir gerne unsere Unterstützung zu folgenden Sachverhalten an:

- Umsetzung der Neuerung, dass für die Zugangsjahre ab 2024 jahresindividuelle Eigenkapitalzinssätze zu verwenden sind,
- Verwendung eines Eigenkapitalzinssatzes unter Berücksichtigung eines sachgerechten Wagnisaufschlags,
- ggf. Umsetzung der Festlegung KANU 2.0 insbesondere zu den einzubeziehenden Zugangsjahren, den Nutzungsdauern und der Abschreibungsmethode.

1.2 Antragstellung und Antragsvoraussetzungen

Beim Kapitalkostenaufschlag handelt es sich um ein **Antragsverfahren**. Daher setzt die Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags formell einen frist- und formgerecht gestellten Antrag voraus. Antragsberechtigt sind Strom- und Gasnetzbetreiber im Regelverfahren oder im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV.

Der Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Kapitalkostenaufschlags kann gem. § 4 Abs. 4 S. 2 ARegV jährlich jeweils zum 30.06. eines Kalenderjahres gestellt werden. Eine Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2025 erfordert demnach eine Antragstellung **zum 30.06.2024**. Der fristgerechte Eingang des Antragschreibens und der erforderlichen Antragsunterlagen bis zum 30.06.2024 bei der **zuständigen** Regulierungsbehörde ist unbedingt sicherzustellen.

Neben dem Antragschreiben, aus dem der beantragte Anpassungsbetrag des Kapitalkostenaufschlags hervorgeht, muss der Antrag sämtliche zur Berechnung erforderlichen Angaben enthalten. Dies sind insbesondere Angaben zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten für die nach dem Basisjahr aktivierten Anlagegüter, die jeweils in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer und die nach dem Basisjahr vereinnahmten Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse (§ 10a Abs. 9 ARegV). Für die Dokumentation der erforderlichen Basisdaten sowie zur Ermittlung des Kapitalkostenaufschlags selbst ist der von der zuständigen Regulierungsbehörde bereitgestellte Erhebungsbogen zu befüllen und dem Antrag beizufügen.

Hierbei ist unbedingt zu beachten, dass in den veröffentlichten Erhebungsbögen der zuständigen Regulierungsbehörden die aktuellen Beschlüsse zur Anpassung der Eigen- und Fremdkapitalzinssätze im Kapitalkostenaufschlag bislang nicht korrekt abgebildet wurden. Insbesondere die Ermittlung der Verzinsungsbasis getrennt nach Aktivierungsjahren erforderte im vergangenen Jahr gesonderte eigene Berechnungen des Antragstellers zur Bestimmung eines sachgerechten Antragswerts.

Bei der diesjährigen Antragstellung ist auch das Anfang März veröffentlichte Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu den Abschreibungsmodalitäten für

die Gasnetztransformation („KANU 2.0“) zu berücksichtigen. Zwar ist die konkrete Ausgestaltung der zukünftig anzuwendenden Abschreibungsmethoden noch unklar, es ist jedoch absehbar, dass den Gasnetzbetreibern neue Handlungsoptionen und Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Abschreibungszeiträume eingeräumt werden. Die kommunizierte Konsultation der endgültigen Festlegung im Frühjahr 2024 lässt den Netzbetreibern jedoch voraussichtlich nur wenig Zeit, die möglichen Abschreibungsoptionen bis zur Antragsfrist am 30.06.2024 zu evaluieren.

Gerne unterstützen wir Sie bei der Bewertung und allen weiteren Fragen der Antragstellung.

1.3 Berechnung des Kapitalkostenaufschlags

Die Ausführungen zur Berechnung des Kapitalkostenaufschlags beziehen sich explizit auf die heutige Rechtslage und berücksichtigen mögliche Regelungen aus KANU 2.0 nicht.

Die Berechnung des Kapitalkostenaufschlags ist in § 10a Abs. 3 bis 8 ARegV geregelt. Der Kapitalkostenaufschlag ist demnach die Summe von

- kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 Abs. 4 Strom/GasNEV,
- kalkulatorischer Verzinsung nach § 10a Abs. 4 bis 7 ARegV und
- kalkulatorischer Gewerbesteuer nach § 10a Abs. 8 ARegV und § 8 Strom/GasNEV.

Grundlage für die Ermittlung der einzelnen Berechnungsbestandteile sind die Anschaffungs- und Herstellungskosten der berücksichtigungsfähigen Anlagegüter. Für das Antragsjahr 2025 sind demnach sämtliche Anlagegüter berücksichtigungsfähig, die zwischen dem 01.01.2021 (Gas) bzw. dem 01.01.2022 (Strom) und dem 31.12.2025 aktiviert wurden oder voraussichtlich aktiviert werden. Bei den Angaben der Jahre bis zum 31.12.2023 ist dabei auf Ist-Werte und für die Jahre 2024 und 2025 auf Plan-Werte abzustellen. Die Daten bis einschließlich 31.12.2023 sind wertgleich auch für den Antrag zum Regulierungskonto 2023 zu übernehmen (Frist zum 31.12.2024).

Die **kalkulatorischen Abschreibungen** sind ausgehend von den beantragten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Da es sich bei den berücksichtigungsfähigen Anlagegütern stets um Neuanlagen handelt, ist eine Indizierung zur Ermittlung von Tagesneuwert-Abschreibungen nicht erforderlich.

Die **kalkulatorische Verzinsung** ergibt sich grundsätzlich aus dem Produkt von kalkulatorischer Verzinsungsbasis und kalkulatorischem Zinssatz. Für die Bestimmung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis sind zunächst die kalkulatorischen Restwerte, bewertet zu Anschaffungs- und Herstellungskosten, zu ermitteln. Hiervon in Abzug zu

bringen sind die Restwerte der zu berücksichtigenden Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse, wobei hier von einer linearen Auflösung über 20 Jahre auszugehen ist. Anzusetzen sind jeweils die Mittelwerte aus dem Jahresanfangs- und dem Jahresendbestand.

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung ist zu unterscheiden zwischen Anlagegütern, die bis zum 31.12.2023 aktiviert wurden, und solchen mit einer Aktivierung ab dem 1.1.2024.

Bei den **Gütern mit Aktivierung bis zum 31.12.2023** bestimmt sich der kalkulatorische Zinssatz als gewichteter Mittelwert aus dem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz und dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz, wobei der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz mit 40 % und der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz mit 60 % zu gewichten sind. Die sich aus den Vorgaben der ARegV ergebenden und im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags anzuwendenden gewichteten Mischzinssätze betragen somit:

- $5,07 \% \times 40 \% + 1,71 \% \times 60 \% = 3,05 \%$ (Strom) bzw.
- $5,07 \% \times 40 \% + 2,03 \% \times 60 \% = 3,25 \%$ (Gas).

Bei den **Gütern mit Aktivierung ab dem 1.1.2024** bestimmt sich der kalkulatorische Zinssatz ebenfalls als gewichteter Mittelwert aus dem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz und dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz im Verhältnis 40 % zu 60 %.

Die BNetzA hat mit Beschluss vom 17.01.2024 (BK4-23-002) einen zeitvariablen Eigenkapitalzinssatz eingeführt. Hiernach wird für Neuinvestitionen ab dem 01.01.2024 (bis zum Ende der 4. Regulierungsperiode) der anzusetzende Eigenkapitalzinssatz aus einem jährlich zu ermittelnden Basiszinssatz (der Umlaufrenditen) zuzüglich eines konstanten Wagniszuschlags i. H. v. 3 % (zzgl. Steuerfaktor) gebildet. Dieser Eigenkapitalzinssatz wird jährlich neu ermittelt und gilt für die Anlagenzugänge des betreffenden Jahres bis zum Ende der Regulierungsperiode.

Auch die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes wurde mit Beschluss vom 14.08.2023 (BK4-23-001) für die Dauer der 4. Regulierungsperiode angepasst. Es wird anstatt eines 10-Jahres-Durchschnittszinssatzes nun auf einen Jahresmittelwert von Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen und Zinsreihen von Krediten an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften abgestellt. Auch hier wird eine jährliche Ermittlung vorgenommen.

Für Anschaffungsjahre ab 2024 ist bei der Beantragung auf die zum Antragszeitpunkt aktuellen Zinssätze des ersten Quartals des entsprechenden Antragsjahres abzustellen. Differenzen zum endgültigen Zinssatz werden über das Regulierungskonto ausgeglichen.

Sowohl beim Eigenkapitalzinssatz als auch beim Fremdkapitalzinssatz für Investitionen ab 2024 stehen die endgültigen Zinssätze erst nach Abschluss des jeweiligen

Kalenderjahres fest. Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass die Zinssätze für 2024 gegenüber den Zinsen des Basisjahres um jeweils ca. 2 Prozentpunkte steigen werden.

Die **kalkulatorische Gewerbesteuer** ergibt sich unter Berücksichtigung des unternehmensindividuellen Gewerbesteuerhebesatzes in Anwendung folgender Formel:

$$\begin{aligned} \text{kalk. GewSt} &= \text{Verzinsungsbasis} \times 40 \% \times \\ &\text{kalk. Eigenkapitalzinssatz} \% \times 3,5 \% \times \text{Hebesatz} \end{aligned}$$

Die Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbesteuer ist nur der Eigenkapitalanteil der kalkulatorischen Verzinsung. Der 40 % übersteigende Anteil der Verzinsungsbasis fließt demnach nicht in die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer ein.

1.4 Sonstige Hinweise und Praxistipps

Bereits der letztjährige Kapitalkostenaufschlag 2024 war von den dargestellten Zinssatzänderungen betroffen. Zum Antragszeitpunkt lagen jedoch seitens der Regulierungsbehörden noch keine entsprechenden Erhebungsbögen vor. Gerne unterstützen wir Sie auch in diesem Jahr bei der sachgerechten Ermittlung (unter Einbeziehung der aktuellen Beschlüsse) und Beantragung der Kapitalkostenaufschläge 2025.

Die Kapitalkosten von Anlagegütern, die von einem konzernverbundenen Dienstleister aktiviert wurden, sind bei der Berechnung des Kapitalkostenaufschlags nicht zu berücksichtigen. Unstrittig ist jedoch die Einbeziehung der Kapitalkosten eines Verpächters. Die seitens des Verpächters aktivierten Anlagen sind daher bei Antragstellung anzusetzen, zumal in die Erlösobergrenze des Netzbetreibers auch der Kapitalkostenabzug bezüglich des Pachtvermögens einkalkuliert wurde.

Rechtlich offen ist der Ansatz des Wagniszuschlags für die 4. Regulierungsperiode im Eigenkapitalzinssatz. Hiergegen sind Prozesskostengemeinschaften gegründet worden. Kritisiert wird dabei u. a., dass die BNetzA den Wagniszuschlag ohne die von ihr in den Festlegungen der EK-Zinssätze vorgenommene Erhöhung um 0,395 %-Punkte angesetzt hat.

Nach Klärung der rechtlichen Fragen verbleiben die Fragen zur korrekten Abbildung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis und zur Einbeziehung aller berücksichtigungsfähigen Anlagegüter. Auch hier sind ggf. einige Besonderheiten zu berücksichtigen.

Grundsätzlich sind zunächst – wie oben bereits ausgeführt – sämtliche Anlagegüter berücksichtigungsfähig, die nach dem Basisjahr in der Aktivität der Gas- bzw. Stromverteilung aktiviert wurden bzw. voraussichtlich aktiviert werden. Dies umfasst auch Bestände des immateriellen Vermögens sowie Buchwerte der Grundstücke sowie der Anlagen im Bau. Aus unserer Sicht empfiehlt es sich, eine sachgerechte Prognose der Investitionen (hier

der Plan-Investitionen der Jahre 2024 und 2025) vorzunehmen, um aus einer Fehleinschätzung resultierende Mehr-/Mindererlöse möglichst zu vermeiden.

Anzusetzen sind sowohl die direkt den regulierten Netzbereichen zurechenbaren Vermögensgegenstände als auch anteilig die Anlagegüter des gemeinsamen Bereiches. Sofern sich gegenüber dem historischen Anschaffungsjahr Schlüsselungen verändert haben, so sind diese Veränderungen im Erhebungsbogen als Hinzurechnung bzw. Kürzung gegenüber der ursprünglichen Aktivierung zu dokumentieren.

Im Zusammenhang mit nach dem Basisjahr stattfindenden Netzübergängen ist zu beachten, dass die bis zum oder im Basisjahr getätigten Investitionen bzw. die daraus resultierenden Kapitalkosten, die den übergehenden Netzteil betreffen, gemäß den Vorschriften des § 26 ARegV auf den aufnehmenden Netzbetreiber übertragen werden. Der auf das Übernahmenetz bezogene Kapitalkostenaufschlag kann somit nur für Investitionen genehmigt werden, die nach dem Basisjahr getätigt wurden. Anlagenabgänge aus Netzabgaben sind gesondert zu deklarieren und ab dem Zeitpunkt des Netzübergangs aus der Berechnung des Kapitalkostenaufschlags zu eliminieren.

Gesondert hinweisen möchten wir auf die Vorgehensweise im Falle von Nachaktivierungen. Diese sind grundsätzlich im Jahr der Nachaktivierung zu erfassen. Dies erfordert ggf. zusätzlichen Ermittlungs- und Dokumentationsaufwand, der aber stets mit höheren Kapitalkosten – und damit höheren Antragswerten – einhergeht. Denn ohne Berücksichtigung des tatsächlichen Investitionszeitpunkts entfallen die Rückflüsse (Abschreibungen und Verzinsung) dieser Investitionen teilweise oder im schlimmsten Fall sogar vollständig.

Besonderes Augenmerk bei der Antragstellung ist auf die BNetzA-Klassen-Zuordnung zu richten, da die hier einmal festgelegte und dokumentierte Zuordnung der Investitionen auch in künftigen Anträgen – bspw. zur Kostenprüfung – beibehalten werden muss. Eine spätere Änderung ist nicht zulässig (§ 6 Abs. 5 Strom/GasNEV). Zudem ist eine Abstimmung der beantragten Ist-Werte mit den bereits zurückliegenden Anträgen bzw. Genehmigungen zum Regulierungskonto zu empfehlen.

Ggf. sind bei der Antragstellung kurzfristig Änderungen im Zusammenhang mit der Festlegung KANU 2.0 zu berücksichtigen. Gerne können Sie sich bei uns jederzeit über den jeweiligen Verfahrensstand informieren. Wir helfen Ihnen darüber hinaus gerne in allen Fragen der Antragstellung weiter.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Frank Dreßen

Tel.: +49 211 5235-149

frank.dressen@es-unternehmensgruppe.de

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

Gutachtenentwurf zum Effizienzvergleich der 4. Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber veröffentlicht – Zeit zum Handeln?



Am 6. März 2024 wurde der Gutachtenentwurf zum Effizienzvergleich der 4. Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber auf der Homepage der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlicht. Darin werden das nun festgelegte methodische Vorgehen und die Ergebnisse zur Bestimmung der Effizienzwerte dokumentiert. Ein Blick in das Gutachten lohnt sich nicht nur aus einem akademischen Interesse heraus, denn Netzbetreiber können darin bereits vor der individuellen Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenze ihren Effizienzwert recherchieren. Stellungnahmen zum Gutachtenentwurf konnten bis zum 28. März an die Beschlusskammer 8 der BNetzA gerichtet werden.

Durch die nun erfolgte Veröffentlichung ist auch mit einer zeitnahen Versendung der individuellen Erlösobergrenzenbescheide für die 4. Regulierungsperiode im Stromnetz zu rechnen. Mit Erhalt der Bescheide besteht sodann für betroffene Netzbetreiber die Gelegenheit, eine Stellungnahme zu ihrem individuellen Effizienzwert abzugeben. Naturgemäß ist diese Gelegenheit aufgrund

kurzer Fristen knapp bemessen. Daher raten wir dazu, schon jetzt mit einer Analyse des individuellen Effizienzwerts zu beginnen.

Aufgrund der hohen Bedeutung des Effizienzwerts für den Erfolg des Stromnetzbetriebs haben wir gemeinsam mit der Polynomics AG einen Effizienzkompass entwickelt, der hochwertige statistische und betriebswirtschaftliche Beratungsleistungen rund um Ihren Effizienzwert bietet (vgl. „Treuberater“-**Ausgabe I/2023** und **-Ausgabe IV/2023**). In erster Linie geht es darum, den Effizienzvergleich und den eigenen Effizienzwert besser zu verstehen und einordnen zu können. Auf dieser Grundlage können dann die Möglichkeiten für Effizienzaufschläge geprüft werden. Der Gesetzgeber hat für die folgenden Sachverhalte Effizienzaufschläge vorgesehen:

- strukturelle Besonderheiten (§ 15 Abs. 1 ARegV) und
- Unerreichbarkeit der Effizienzvorgaben (§ 16 Abs. 2 ARegV).

Insbesondere einige Landesregulierungsbehörden scheinen für Anträge zur Unerreichbarkeit der Effizienzvorgabe offen zu sein. Auch aus diesem Grund empfehlen wir Netzbetreibern, sich mit diesem Thema intensiv auseinanderzusetzen. Wir können Sie hierbei zusammen mit der Polynomics AG unterstützen.

Sollten wir Ihr Interesse geweckt haben, sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

Nach dem Basisjahr ist vor dem Basisjahr - regulierte Netze rechtzeitig optimieren

Sepp Herberger prägte das im Fußball viel zitierte Motto „Nach dem Spiel ist vor dem Spiel“. „Nach dem Basisjahr ist vor dem Basisjahr“ soll ebenfalls der Gefahr vorbeugen, sich zu spät mit den nächsten Herausforderungen zu beschäftigen. Obwohl die Genehmigungsbescheide zu den Erlösobergrenzen der 4. Regulierungsperiode flächendeckend noch nicht vorliegen, ist spätestens in diesem Jahr bereits der Blick auf die 5. Regulierungsperiode zu richten. Nur das rechtzeitige Einleiten von Optimierungen hinsichtlich des Ausgangsniveaus der 5. Regulierungsperiode ermöglicht den wirtschaftlichen Erfolg der regulierten Netze über die Jahre 2027/2028 hinaus.

Optimierungen – warum jetzt?

Die Anreizregulierung kennt grundsätzlich zwei Grundprinzipien:

- das Kostenanerkennungsprinzip und
- das Budgetprinzip.

Beim Kostenanerkennungsprinzip werden angefallene Kosten 1:1 über die Netznutzungsentgelte unabhängig vom Entstehungszeitpunkt erstattet. Das Kostenanerkennungsprinzip gilt weitestgehend für folgende Komponenten der Regulierungsformel:

- dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten,
- volatile Kosten (z. B. Kosten für Verlustenergie) und
- Kapitalkostenaufschlag für Investitionen.

In der reinsten Form wird dies bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV deutlich. So besteht z. B. für die vorgelagerten Netzkosten oder für bestimmte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen ein vollständiger Kostenerstattungsanspruch.

Zu welchem Zeitpunkt diese Kosten angefallen sind, hat für die Kostenanerkennung allenfalls eine untergeordnete Bedeutung. Für alle anderen Kostenpositionen ist der Zeitpunkt der Entstehung allerdings von entscheidender Bedeutung. Denn für diese gilt das sogenannte Budgetprinzip. Der Netzbetreiber muss grundsätzlich mit dem Budget, das durch das Ausgangsniveau der 5. Regulierungsperiode festgestellt wurde, seine Kosten der 5. Regulierungsperiode decken.

Das Ausgangsniveau der 5. Regulierungsperiode wird auf der Basis der Kosten des Basisjahres (Gas: 2025; Strom: 2026) ermittelt. Mit anderen Worten: Die Kosten des Gasverteilsnetzes für das Jahr 2025 legen das Budget für die gesamte fünfjährige Regulierungsperiode Gas in den Jahren 2028 bis 2032 fest.

Insofern ist es für den wirtschaftlichen Betrieb der regulierten Netze von entscheidender Bedeutung, mit den Kosten des Basisjahres ein für die 5. Regulierungsperiode auskömmliches Budget zu erzielen. Mit den diesbezüglichen Optimierungen sollte spätestens in diesem Jahr begonnen werden. Aufgrund des früheren Basisjahres für Gasnetze beziehen sich die nachfolgenden Ausführungen im Schwerpunkt auf das regulierte Gasnetz.

Themenschwerpunkte

Für die Kosten, die nicht dem Kostenanerkennungsprinzip und somit dem Budgetprinzip unterliegen, stehen folgende ausgewählte Fragestellungen im Vordergrund:

1. Wird im Basisjahr ein Kostenvolumen erzielt, das hoch genug ist, um die entsprechenden Kosten der 5. Regulierungsperiode zu decken?
2. Ermöglicht die Finanzierung (Eigenkapital, Darlehen, Abzugskapital) im Vorbasisjahr und im Basisjahr eine auskömmliche Verzinsung?

3. Ist eine verursachungsgerechte Gemeinkosten-schlüsselung vorgenommen worden?
4. Soll die Aktivierungsrichtlinie auch in der 5. Regu-lierungsperiode beibehalten werden?

Vorgehen

Es hat sich bewährt, die Sicherstellung eines angemesse-n Ausgangsniveaus als fortlaufenden Prozess zu be-greifen:



Ausgangspunkt ist eine regulatorische Analyse. Dabei ist insbesondere die Bestimmung des Ausgangsniveaus der 5. Regulierungsperiode in Form einer Kostenprüfungs-simulation vorzunehmen. Die Analyseergebnisse zur Ge-meinkostenschlüsselung und zur Aktivierungsrichtlinie sollten in die Simulation der Kostenprüfung aufgenom-men werden. Schließlich sind die Erlöse, Aufwendungen und Gewinne der 5. Regulierungsperiode zu prognosti-zieren.

Darauf aufbauend können Optimierungsmaßnahmen entwickelt und bewertet werden. Es bietet sich an, eine ganzheitliche Optimierung über alle Fachbereiche eines Netzbetreibers hinweg zu verfolgen (z. B. Technik, Shared Service). Die Durchführung von Workshops mit den Beteiligten wesentlicher Fachbereiche hat sich als sehr zielführend erwiesen. So können individuelle Be-dürfnisse berücksichtigt und eine hohe Akzeptanz der Maßnahmen erzielt werden.

Die Entwicklung von Maßnahmen sollte letztlich in Ziel-vorgaben münden. Die Erfolgswahrscheinlichkeit von Maßnahmen kann deutlich erhöht werden, wenn der Pro-zess von Zeit zu Zeit mit einer Analyse neu gestartet wird und ggf. Modifikationen bei den Maßnahmen und Ziel-vorgaben vorgenommen werden.

Hinweise bezüglich des Eckpunktepapiers der Bundes-netzagentur (BNetzA) zur Weiterentwicklung der An-reizregulierung

Aufgrund der Unsicherheit bei der Umsetzung des Eck-punktepapiers der BNetzA zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollte eine Optimierung vor dem Hintergrund der heutigen Rechtslage erfolgen. Ein Abwarten ist, wie bereits weiter oben beschrieben, nicht zu emp-fehlen. Denn nur durch zeitnahes Handeln ist eine Opti-mierung der Vorbasisjahre und der Basisjahre und da-mit die Erzielung eines auskömmlichen Budgets für die 5. Regulierungsperiode möglich.

Fazit

Getreu dem Motto „Nach dem Basisjahr ist vor dem Basisjahr“ sollte in diesem Jahr bereits mit der regulatori-schen Optimierung des Ausgangsniveaus der 5. Regu-lierungsperiode begonnen werden. Alle Kosten, die nicht dem Kostenanerkennungsprinzip unterliegen, sind so zu gestalten, dass im Basisjahr bzw. ab dem Ausgangs-niveau ein für die 5. Regulierungsperiode auskömmliches Budget erzielt werden kann.

Weder noch nicht abgeschlossene Verfahren für die 4. Regulierungsperiode noch das Eckpunktepapier der BNetzA sollten zum Anlass genommen werden, die Opti-mierungsanstrengungen einzuschränken. Denn mit den Kosten des Basisjahres werden die wesentlichen Erlös-bestandteile der 5. Regulierungsperiode determiniert. Sie entscheiden über den wirtschaftlichen Erfolg der regu-lierten Netze.

Die Sicherstellung eines angemessenen Ausgangsniveaus sollte als fortlaufender Prozess begriffen werden. Die Prozessschritte „Analyse“, „Optimierungsmaßnahmen“ und „Zielvorgaben“ sollten von Zeit zu Zeit wiederholt werden.

Gerne würden wir Sie insbesondere bei der Simulation der Kostenprüfung als Ausgangspunkt der Optimierung und mit der Durchführung von Workshops über alle wesentlichen Fachbereiche eines Netzbetreibers hinweg unterstützen sowie Erfahrungen aus unserer langjährigen Beratungspraxis einbringen. Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

BNetzA veröffentlicht Eckpunktepapier zur Verteilung von Mehrkosten im Stromnetz

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 01.12.2023 auf ihrer Internetseite einen ersten Vorschlag zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) vorgelegt. Die endgültige Festlegung ist für das dritte Quartal 2024 geplant, sodass diese dann ab dem 01.01.2025 greifen kann.

Die Berechnung der Netzentgelte hat zwei zentrale Größen: die zulässige Erlösobergrenze und die Entnahmemenge. Steigt die verbrauchte Strommenge von Haushalten und Unternehmen in den Verteilnetzen, werden der hierfür notwendige Netzausbau und die damit einhergehenden Ausbaukosten regional gewälzt. Der zunehmende Ausbau von EE-Anlagen führt allerdings zu einem Anstieg von Netzausbaukosten, ohne dass die Entnahmemenge erhöht wird. Die Ausgestaltung des aktuellen Regulierungsrahmens führt dazu, dass Netzkunden in Gebieten mit einem hohen EE-Anteil aktuell überdurchschnittlich hohe Netzentgelte bezahlen müssen (Nord-Süd-Gefälle).

Die BNetzA ist daher gewillt, ab dem 01.01.2025 die Netzentgeltkalkulation dahingehend zu reformieren, dass eine größere Verteilungsgerechtigkeit unter den Netzbetreibern geschaffen wird. Netzbetreiber mit hohen Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollen entlastet und die Mehrkosten auf alle Netznutzer im Bundesgebiet verteilt werden.

Das Eckpunktepapier sieht ein dreistufiges Verfahren vor. Mittels der EE-Kennzahl (EKZ) soll in einem ersten Schritt die besondere Kostenbelastung aus der Integration von EE-Anlagen abgeleitet werden:

$$EKZ = \frac{\text{installierte EE-Leistung}}{\text{zeitgleiche Jahreshöchstlast}}$$

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

In einem zweiten Schritt wird mithilfe der EKZ auch die Höhe der EE-bedingten Mehrkosten ermittelt. Diese Mehrkosten werden als Anteil an den Kosten der jeweiligen Netzebene ausgedrückt und wie folgt ermittelt:

$$\text{Anteil EE-bedingter Mehrkosten} = \frac{0,7 \times EKZ - 1,4}{0,7 \times EKZ - 0,4}$$

Der individuelle Wälzbetrag, also die absolute Entlastung des Netzbetreibers, ergibt sich aus dem Produkt der

direkten Kosten der Netz- oder Umspannebene und dem jeweiligen Anteil der EE-bedingten Mehrkosten.

Nachdem die BNetzA somit die besonders belasteten Stromnetzbetreiber identifiziert und um die Ermittlung der individuellen Mehrkosten gebeten hat, wird in einem dritten Schritt die finanzielle Abwicklung erläutert. Die Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten soll hierzu an den bestehenden Mechanismus nach § 19 Abs. 2 StromNEV angebunden werden. Einerseits erfolgt bundesweit einheitlich eine Wälzung auf alle Verbraucher (einheitliche Umlage für alle Netzkunden). Andererseits soll der ermittelte Betrag in Höhe des individuellen Wälzungsbetrags durch die Betreiber von Übertragungsnetzen an die betroffenen (ausgleichsberechtigten) Netzbetreiber ausbezahlt werden, die die Entlastungen an ihre Netzkunden über reduzierte Netzentgelte weiterzugeben haben.

Für die wohl ab dem 01.01.2025 geltende neue Netzentgeltsystematik wird somit eine entsprechende Neuregelung vorgelegt werden, die zu einer sachgerechteren Verteilung der Kostenbelastung aus dem Netzausbau führen soll. Netzkunden können somit ggf. von einem geringeren Netzentgelt profitieren, falls der Netzbetreiber eine Mehrbelastung nachweisen kann (EKZ > 2).

Da die beschriebene Systematik bisher nur einem Eckpunktepapier zu entnehmen ist, sind Anpassungen nicht unwahrscheinlich. Gerne halten wir Sie auf dem Laufenden und beantworten offene Fragen zur Verteilung von Mehrkosten im Stromnetz. Sprechen Sie uns hierzu gerne an.

Ihre Ansprechpartner

M. Sc. Ingmar Friedrich

Tel.: +49 711 99340-18

ingmar.friedrich@es-unternehmensgruppe.de

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Eckpunktepapier der BNetzA vom 18.01.2024 zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens

Am 18.01.2024 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) Eckpunkte und 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens auf ihrer Homepage veröffentlicht (Link zum Eckpunktepapier „NEST“) und zur Diskussion mit der Branche, der Zivilgesellschaft, der Politik und Wissenschaft gestellt. Die konkrete Ausgestaltung der Thesen des Eckpunktepapiers soll nach dem Willen der BNetzA in mehreren einzelnen Konsultationsverfahren in den kommenden zwei Jahren erfolgen.

Die wohl wichtigsten Thesen betreffen folgende Sachverhalte:

- These 2: Verkürzung der Regulierungsperiode
- These 6: Effizienzvergleich Gas
- These 8: Wechsel von der Nettosubstanzerhaltung für Altanlagen in die Realkapitalerhaltung
- These 10: Abschreibungen im Gasverteilnetz
- These 11: Einführung eines WACC-Ansatzes
- These 14: Anerkennung von Ertragsteuern nach tatsächlicher Zahlung
- These 15: Anerkennung von Stilllegungs-/Rückbaukosten im Gasnetz

Im bilateralen Austausch haben wir Netzbetreiber bei der Einordnung der Thesen, der finanziellen Bewertung und der Stellungnahme unterstützt.

Die Verbände VKU und BDEW haben als Interessenvertreter der Branche umfangreich Stellung genommen (**VKU; BDEW**).

Die BNetzA hat mit einem weiteren Eckpunktepapier zu KANU 2.0 (siehe vertiefender Artikel in dieser Ausgabe) bereits die nächsten Schritte der Weiterentwicklung der Anreizregulierung eingeleitet. Es ist damit zu rechnen, dass die BNetzA ihr Tempo bei der Weiterentwicklung beibehält und sukzessive konkrete Ausgestaltungen vorlegt.

Gerne halten wir Sie in diesem für Netzbetreiber bedeutenden Prozess auf dem Laufenden und stehen Ihnen gerne auch für monetäre Bewertungen der Weiterentwicklungen zur Verfügung.

Sprechen Sie uns bei Bedarf gerne jederzeit an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Eckpunktepapier der BNetzA zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation KANU 2.0 – ein Überblick

Am 6. März 2024 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Eckpunktepapier zu Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation auf ihrer Homepage veröffentlicht. Mit diesem Eckpunktepapier beschreibt die

BNetzA nun einen Weg, an dessen Ende eine KANU 2.0-Festlegung stehen soll. Mit dieser Festlegung sollen den Netzbetreibern flexible Instrumente bereitgestellt werden, um die Refinanzierung getätigter Investitionen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber gerade auch für den Transformationsprozess zu gewährleisten. Aber auch Netznutzer möchte die BNetzA am Ende des Transformationsprozesses vor hohen Netzentgelten schützen.

Im Fokus des Eckpunktepapiers stehen sowohl Anpassungen hinsichtlich der anzusetzenden Nutzungsdauern als auch Anpassungen hinsichtlich der anzuwendenden Abschreibungsmethode. Die BNetzA beschreibt zur Abschreibungsmethode zwei Modellansätze. Dabei handelt es sich auf der einen Seite um ein **Wahlmodell** und auf der anderen Seite um ein **Korridormodell**. Beide Modelle sollen es Netzbetreibern ermöglichen, ihr Anlagevermögen bis zum Jahr 2045 vollständig abzuschreiben und damit kalkulatorisch zu verdienen. Für den Fall, dass ein Bundesland (wie bspw. Baden-Württemberg) oder eine Kommune bereits einen frühzeitigeren Dekarbonisierungszeitpunkt als das Jahr 2045 vorschreibt, lässt das Eckpunktepapier auch diese Zeitpunkte als Ausstiegszeitpunkt zu.

Wahlmodell

Innerhalb des Wahlmodells wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit eingeräumt, eine Entscheidung hinsichtlich der Anwendung einer degressiven oder einer linearen Abschreibungsmethode zu treffen. Hierzu sieht das Modell eine anlagengutscharfe Betrachtung sämtlicher Zugangsjahre vor. Für jedes Anlagegut besteht dann eine Option hinsichtlich der Wahl der Abschreibungsmethode. Die erste Option erlaubt eine degressive Abschreibung in Höhe von 15 %. Die Möglichkeit zur degressiven Abschreibung besteht allerdings nur so lange, wie der degressive Abschreibungswert größer ist als der lineare. Danach folgt die Pflicht zum Wechsel auf eine lineare Abschreibungsmethodik mit einer Restnutzungsdauer, die die vollständige Abschreibung des jeweiligen Anlageguts ermöglicht.

Die zweite Option besteht in der Beibehaltung der linearen Abschreibungsmethode, wobei flexible Nutzungsdauern zur Anwendung kommen können. Hinsichtlich der Nutzungsdauern wird die Anwendung der bereits bekannten Regelungen aus der aktuellen KANU-Festlegung angeregt. Danach können Nutzungsdauern so gewählt werden, dass das jeweilige Anlagegut bis spätestens 2045 vollständig abgeschrieben wird (mit Ausnahme von Betriebs- und Verwaltungsgebäuden).

Im Übrigen gilt bei der Wahl des Abschreibungsmodells das bekannte Gebot der Stetigkeit, das nur in begründeten Ausnahmefällen durchbrochen werden darf. Eine Begründung der Netzbetreiber hinsichtlich der Wahl der Abschreibungsmethodik (degressiv vs. linear) bei der BNetzA ist nicht vorgesehen.

Korridormodell

Im Korridormodell schlägt die BNetzA einen minimalen und einen maximalen Abschreibungsbetrag je Anlagen- gruppe und Zugangsjahr vor.

Der minimale Wert ermittelt sich als linearer Abschrei- bungsbetrag auf der Basis der bisher angesetzten Nut- zungsdauern gemäß GasNEV. Daher entspricht dieser Wert auch dem bisherigen kalkulatorischen Abschrei- bungswert.

Der maximale Wert errechnet sich aus der Multiplikation der kalkulatorischen Restwerte zum z. B. 31.12.2024 und einem Abschreibungssatz von 10 % (lineare Abschrei- bung mit einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren).

Liegt der so ermittelte maximale Wert unterhalb des minimalen Abschreibungsbetrags, ist weiterhin linear auf der Basis der bekannten Nutzungsdauern der GasNEV abzuschreiben. Wie im Wahlmodell gilt auch im Korridor- modell (und dabei innerhalb des Korridors) das Prinzip der Stetigkeit, das nur in begründeten Ausnahmefällen durchbrochen werden darf.

Fazit

Aufgrund der Betrachtungsweise auf der Ebene der An- lagengruppen erscheint das Korridormodell entgegen der anlagengutscharfen Betrachtung innerhalb des Wahl- modells aus unserer Sicht zunächst als die Methode mit dem geringeren Freiheitsgrad. Auf der anderen Seite er- möglicht das Korridormodell mehr Flexibilität in der je- weiligen Höhe der Abschreibungen innerhalb des Korri- dors.

Bei beiden Modellen besteht unabhängig voneinander ein Zielkonflikt beim Netzbetreiber zwischen schneller Refinanzierung (Risikominimierung) und dem Erhalt der Verzinsungsbasis (Gewinnmaximierung). Allerdings ist es in beiden Modellen grundsätzlich möglich, die komplet- ten Restwerte der Bestandsanlagen im Anlagevermögen bis spätestens zum Jahr 2045 abzuschreiben. Dies be- deutet gleichzeitig, dass pauschale Sonderabschreibun- gen zum Ende der Nutzungsdauer wohl nicht möglich sein werden.

Zu dem vorgestellten Eckpunktepapier konnte bis zum 28. März 2024 Stellung genommen werden. Neben An- merkungen zu den beiden vorgestellten Modellen konn- ten auch alternative Modelle in den weiteren Fest- legungsprozess eingebracht werden.

Egal, welches Modell sich am Ende des Festlegungspro- zesses durchsetzen wird, zur Anwendung soll das je- weilige Modell bereits in der Erlösobergrenze 2025 kom- men. Dementsprechend wird die Thematik schon zeitnah bei der Beantragung des Kapitalkostenaufschlags 2025 äußerst relevant.

Eine rückwirkende Berücksichtigung schließt die BNetzA im aktuellen Eckpunktepapier aus. Mit einem ersten Fest- legungsentwurf ist noch in diesem Frühjahr zu rechnen. Der Erlass der finalen Festlegung soll nach dem Willen der BNetzA dann im dritten Quartal 2024 erfolgen und eine Gültigkeit bis zum Ende der vierten Regulierungs- periode (2027) haben.

Beide Modelle haben unterschiedliche Abschreibungs- und Restwertverläufe zur Folge. Daraus resultieren dem- nach auch große Unterschiede im Verlauf der Erlösober- grenzen. Gerne unterstützen wir Sie dabei, die Auswir- kungen beider Modelle individuell für Ihre Anlagevermö- gen zu bewerten.

Selbstverständlich informieren wir Sie gerne auch jeder- zeit über aktuelle Entwicklungen zu KANU 2.0.

Sprechen Sie uns bei Bedarf einfach an.

Ihre Ansprechpartner

Dipl.-Kfm. Thorsten Ressin

Tel.: +49 211 5235-141

thorsten.ressin@es-unternehmensgruppe.de

Dr. Marc Derhardt

Tel.: +49 211 5235-137

marc.derhardt@es-unternehmensgruppe.de

M. Sc. Tim Staar

Tel.: +49 211 5235-139

tim.staar@es-unternehmensgruppe.de

Öffentliches Wirtschaftsrecht

Update zum Beihilfenrecht: neue Schwellenwerte ab 2024

Die Europäische Kommission hat am 13. Dezember 2023 neue De-minimis-Verordnungen beschlossen. Eine wesentliche Änderung betrifft die Erhöhung der De-minimis-Schwellenwerte.

In unserer „Treuberater“-Ausgabe III/2023 haben wir be- reits auf die voraussichtlichen neuen Schwellenwerte zur De-minimis-Verordnung hingewiesen. Nun ist es offiziell und die Europäische Kommission hat v. a. eine neue De-minimis-/DAWI-De-minimis-Verordnung gefasst und damit auch höhere Schwellenwerte ermöglicht.

Neuregelungen

Die De-minimis-Verordnung und die DAWI-De-minimis-Verordnung sind am 31. Dezember 2023 ausgelaufen; die entsprechenden Neuregelungen sind zum 1. Januar 2024 in Kraft getreten und sollen bis zum 31. Dezember 2030 gelten.

Die wichtigsten Änderungen der **allgemeinen De-minimis-Verordnung** sind

- die Anhebung des **Höchstbetrags** pro Unternehmen über drei Jahre von 200.000 Euro auf **300.000 Euro**, um der Inflation Rechnung zu tragen,
- die Einführung einer Verpflichtung für die Mitgliedstaaten, De-minimis-Beihilfen ab dem 1. Januar 2026 in einem auf nationaler oder EU-Ebene eingerichteten **zentralen Register** zu erfassen, wodurch die Berichtspflichten für Unternehmen verringert werden.

Die wichtigsten Änderungen der **DAWI-De-minimis-Verordnung** sind

- die Anhebung des **Höchstbetrags** pro Unternehmen über drei Jahre von 500.000 Euro auf **750.000 Euro**, um der Inflation Rechnung zu tragen,
- die Einführung einer Verpflichtung für die Mitgliedstaaten, De-minimis-Beihilfen ab dem 1. Januar 2026 in einem auf nationaler oder EU-Ebene eingerichteten **zentralen Register** zu erfassen, wodurch die Berichtspflichten für Unternehmen verringert werden.

Neu ist auch, dass bei dem Drei-Jahres-Zeitraum nicht mehr auf die letzten drei Steuerjahre abgestellt wird. Bei jeder neuen Gewährung einer De-minimis-Beihilfe ist nunmehr die Gesamtsumme der in den vergangenen drei Jahren gewährten De-minimis-Beihilfen heranzuziehen.

Ihre Ansprechpartner

RAin/Fachanwältin für Steuerrecht Isabell Praefke

Tel.: +49 211 5235-128

isabell.praefke@es-unternehmensgruppe.de

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

BGH | Entscheidung i. S. Fernwärmenetz Stuttgart

Sachverhalt

Zwischen der Stadt Stuttgart und der EnBW bestand ein Wegenutzungsvertrag zur Fernwärmeversorgung, der am 31.12.2013 ausgelaufen war. Mangels Endschaftsregelung ließ sich dem Vertrag nicht entnehmen, wie nach Vertragsende mit dem Eigentum an den Fernwärmeversorgungsanlagen zu verfahren ist.

Entscheidung

Der BGH (Urt. v. 05.12.2023, Az. KZR 101/20) hat entschieden, dass die Stadt Stuttgart weder kraft Gesetzes Eigentümerin des Fernwärmenetzes geworden ist noch von der EnBW die Übereignung des Netzes verlangen kann. Ebenso wenig steht ihr ein Anspruch auf Beseitigung der in ihren Wegegrundstücken verlegten Fernwärmeleitungen zu. Das gelte auch für stillgelegte Leitungen, solange von diesen keine Gefahren ausgehen und die Leitungen nicht stören.

Zudem hat der BGH entschieden, dass die EnBW, die das Fernwärmeversorgungsnetz in Stuttgart gerne weiter betreiben möchte, keinen Anspruch auf die erneute Einräumung von Wegenutzungsrechten zur Fernwärmeversorgung hat. Ein solcher Anspruch könne sich nur dann ergeben, „wenn eine parallele Nutzung der städtischen Wege zum Aufbau von Fernwärmenetzen durch sämtliche Interessenten neben dem bereits bestehenden Fernwärmenetz möglich ist“. Da die darlegungs- und beweiselastete EnBW zu diesem Aspekt nichts vorgetragen hat, hat der BGH diesen Punkt offengelassen. Vielmehr sei die Stadt Stuttgart berechtigt, in einem transparenten und diskriminierungsfreien wettbewerblichen Verfahren zu entscheiden, welchem Unternehmen sie die Wegenutzungsrechte für den künftigen Betrieb des Fernwärmenetzes einräumt. Für den Fall, dass die Stadt Stuttgart nicht erneut die EnBW, sondern ein anderes Unternehmen bezuschlagt, lässt sich den Entscheidungsgründen entnehmen, dass dieses Unternehmen von der EnBW grundsätzlich die Überlassung des Netzes verlangen kann. Ob die EnBW dem neu ausgewählten Unternehmen die Übertragung des Eigentums oder nur die Verpachtung der Fernwärmeversorgungsanlagen anbieten muss, lässt sich dem Urteil leider nicht entnehmen.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

VG Halle | Kürzung einer Zuwendung in Höhe von 25 % bei Vergaberechtsverstoß rechtmäßig

Sachverhalt

Eine Kommune (Klägerin) führte auf der Grundlage eines durch den Zuwendungsgeber (den Beklagten) erlassenen Zuwendungsbescheids ein Vergabeverfahren durch. Unter Ziffer 6 des Zuwendungsbescheids wurde festgelegt, dass die ANBest-Gk (Allgemeine Nebenbestimmungen für Zuwendungen zur Projektförderung an Gebietskörperschaften und Zusammenschlüsse von Gebietskörperschaften) Bestandteil des Bescheids sind. Gemäß Ziffer 6.1 des Bescheids steht dieser unter der Auflage der Einhaltung der vergaberechtlichen Bestimmungen.

Die Klägerin war hiernach verpflichtet, die Regelungen des Gesetzes über die Vergabe öffentlicher Aufträge im Land Sachsen-Anhalt (Landesvergabegesetz – LVG LSA) und die Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen – Teil A (VOB/A) einzuhalten.

Die Prüfung der Vergabeakte durch den Zuwendungsgeber ergab, dass von den Nachunternehmern des bezuschlagten Bieters bestimmte Erklärungen trotz Nachforderung nicht vollständig beigebracht wurden. Daraufhin erließ der Beklagte den streitbefangenen Änderungs-, Teilwiderrufs- und Sanktionsbescheid.

Entscheidung

Die Klage blieb erfolglos (VG Halle, Beschl. v. 13.10.2023 – 3 A 256/21). Im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung hielt der durch den Beklagten erlassene Bescheid der Rechtmäßigkeitsprüfung stand. Die Einwände der Klägerin gegen die Annahme eines Vergabeverstößes greifen nicht durch. Die Verpflichtung zur Abgabe der Erklärungen durch die Nachunternehmer wurde nicht erfüllt. Der Zuschlag hätte daher nicht erteilt werden dürfen; vielmehr wäre das Angebot vom Vergabeverfahren auszuschließen gewesen. Der Nichtausschluss und die Bezuschlagung stellen einen Verstoß gegen die im Vergabe-

verfahren geltenden Gebote zur Transparenz und zur Gleichbehandlung dar.

Die haushaltsrechtlichen Gebote der Wirtschaftlichkeit und Sparsamkeit bei Vorliegen von Widerrufsgründen zwingen unter Ermessensgesichtspunkten im Regelfall zum Widerruf einer Subvention, sofern nicht außergewöhnliche Umstände des Einzelfalls eine andere Entscheidung möglich erscheinen lassen.

Für die Frage des Umfangs des Widerrufs hat sich der Beklagte in sachgerechter Ausübung seines Ermessens an den Leitlinien für die Festsetzung von Finanzkorrekturen, die bei Verstößen gegen die Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge auf von der Europäischen Union finanzierte Aufgaben anzuwenden sind, orientiert. Die durch den Beklagten vorgenommene Kürzung um 25 % erfolgte insofern rechtmäßig.

Ihr Ansprechpartner

RA Dr. Julian Faasch

Tel.: +49 211 5235-175

julian.faasch@es-unternehmensgruppe.de

In eigener Sache

Neue Mitarbeiter



Sören Dieckmeyer
Bachelor of Arts

Herr Sören Dieckmeyer erweitert als Prüfungsleiter seit dem 01.01.2024 das Team der EversheimStuible Treuberater GmbH am Standort Düsseldorf im Bereich Wirtschaftsprüfung und Steuerberatung.



Tim Staar
Consultant
Master of Science

Seit dem 01.01.2024 unterstützt Herr Tim Staar das Team der Infoplan Gesellschaft für Wirtschaftsberatung mbH als Consultant am Standort in Düsseldorf.

Impressum

EversheimStuible Unternehmensgruppe

ES

Standort Düsseldorf

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

EversheimStuible **Treuberater GmbH**
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

INFOPLAN Gesellschaft für
Wirtschaftsberatung mbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Standort Stuttgart

Rosenbergstraße 50/1
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 2024
EversheimStuible Unternehmensgruppe

Rechtlicher Hinweis:

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

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

ES

EversheimStuible Unternehmensgruppe