

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
JUNI
2025

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

→ Regulierung

- Jetzt wird's konkret: Der neue Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber – Einordnung und Ausblick 4
- Rechtliche Herausforderungen und Perspektiven für Stromspeicherprojekte in Deutschland: Ein integrierter Überblick 7

→ Finanzierung

- Der steuerliche Querverbund: Chancen, Risiken und aktuelle Entwicklungen unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrags 12

→ Wärme

- Transformationsdruck und Chancen für die Fernwärme: Der Gestattungsvertrag als erster Schritt 15

→ Telekommunikation

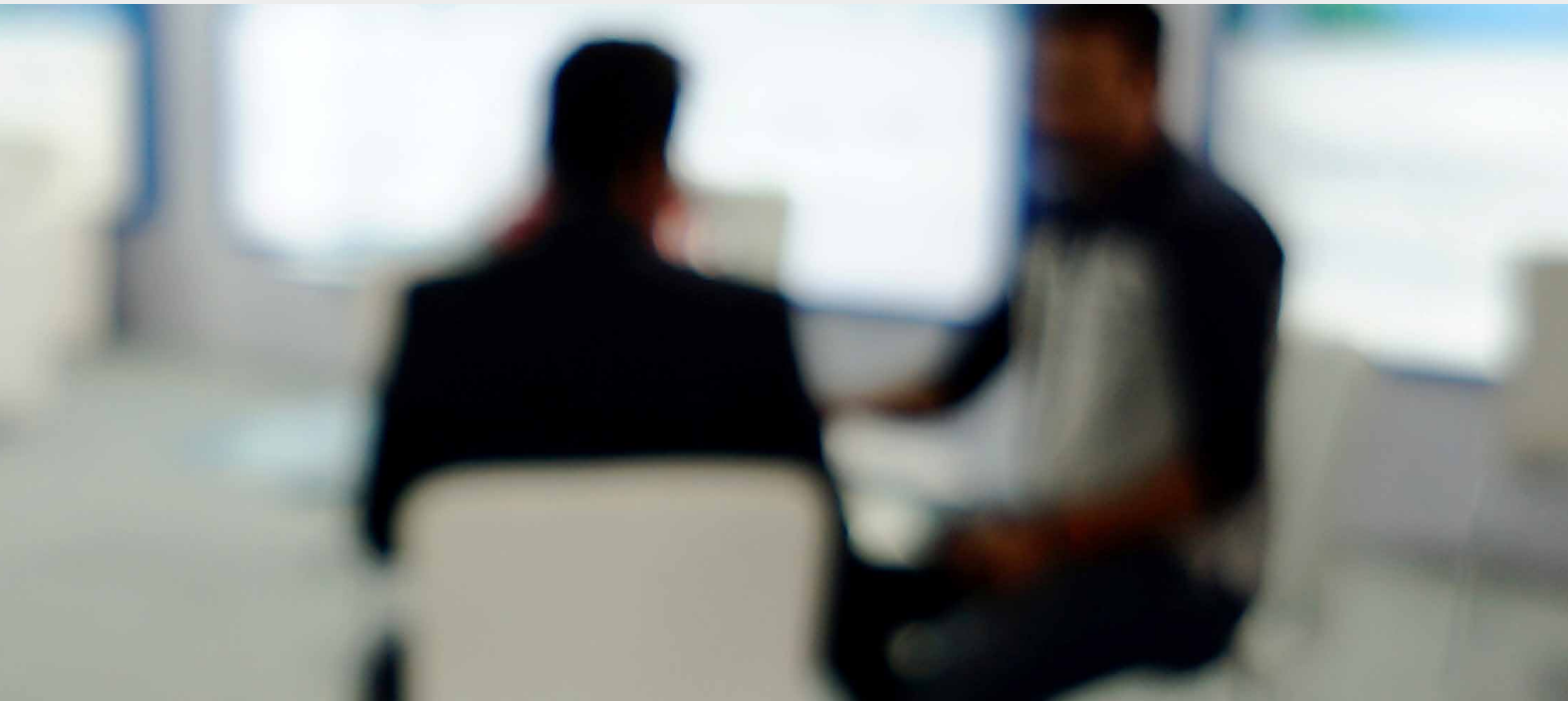
- Risikominimierte Glasfasernetz-Transaktionen: Chancen und Herausforderungen 18

→ Rödl & Partner intern

- Veranstaltungshinweise 22



Ihre Expertise ist gefragt –
nehmen Sie jetzt an unserer Umfrage teil!



KOOPERATIONSSTRATEGIEN FÜR STADTWERKE

Ansätze, Herausforderungen und Potenziale

Wir würden uns freuen, wenn Sie an unserer Umfrage „Kooperationsstrategien für Stadtwerke“ teilnehmen. Ziel ist es, aufzuzeigen, wie Partnerschaften dabei helfen können, aktuelle Herausforderungen zu meistern und neue Geschäftspotenziale zu erschließen. Als Dank für Ihre Teilnahme erhalten Sie die Studienergebnisse, die wir am 8. und 9. Oktober 2025 auf dem **Strategieforum Stadtwerkewende** in Köln präsentieren.

Jetzt mitmachen »



Liebe Leserin, lieber Leser,

neue Besen kehren gut!?

Es ist vollbracht. Deutschland hat eine neue Bundesregierung. Mit der neuen Regierung ist auch die Hoffnung verbunden, dass dringend notwendige Reformen im Energiesektor, die nach dem Auseinanderbrechen der Ampelkoalition nicht weiterverfolgt wurden, nun (vielleicht in geänderter Form) fortgeführt werden. Für die Themen Wärmewende, Speichertechnologie, Ausbau der Erneuerbaren Energie, Wasserstoffhochlauf, Netzausbau wird dringend ein verlässlicher Rechtsrahmen benötigt, um die immensen Herausforderungen, vor denen die Energiebranche steht, bewältigen zu können. Der Koalitionsvertrag spricht alle diese Themen an, konkrete Umsetzungsmaßnahmen müssen aber nun schnellstmöglich folgen, inklusive Streitpotential bei Detailfragen.

Wir verstehen unser Kursbuch schon immer als Kompass in diesen unruhigen Zeiten, das die aktuellen und für Ihr Unternehmen wichtigen Themen verständlich und kompakt aufbereitet, damit Sie sich in Ihrem oftmals von Hektik geprägten Alltag immer gut informiert fühlen. Dieses Ziel möchten wir auch wieder mit dieser Ausgabe erreichen. So geben wir Ihnen einen Überblick über die Pläne der BNetzA im Bereich der Strom- und Gasnetzregulierung, die einiges der bisher bekannten Prozesse auf den Kopf stellen werden. Das Thema Speicher gewinnt immer mehr an Bedeutung, die derzeitigen Herausforderungen bei der Umsetzung solcher Projekte erläutern wir ebenso wie die Kniffe bei Abschluss eines Gestattungsvertrags im Bereich Wärme. Bei der Lektüre unserer Beiträge werden sich womöglich Fragen in Bezug auf Ihre konkrete Situation ergeben, rufen Sie uns gerne an. Unsere Kontaktdaten finden Sie jeweils am Ende jedes Beitrags.

Nicht zu kurz kommen sollte auch der persönliche Austausch. Seit einigen Jahren veranstalten wir mit großem Zuspruch der Teilnehmenden unser Strategieforum Stadtwerkewende in Köln (am 8. und 9. Oktober 2025). Top-Referenten von der Regensburger Energie- und Wasserversorgung, den Stadtwerken Stuttgart und der N-ERGIE aus Nürnberg berichten aus der Praxis und geben Einblicke in ihre Ideen von der Zukunft der Energieversorgung. Seien Sie unser Gast im Krankenhaus in Köln!

Viel Spaß bei der Lektüre wünschen

MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner

ANTON BERGER
Partner

Jetzt wird's konkret: Der neue Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber – Einordnung und Ausblick

von Jürgen Dobler und Dr. Thomas Wolf

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat wesentliche Weichenstellungen für den zukünftigen Regulierungsrahmen vorgelegt. Mit der Veröffentlichung der Tenorierungen zu RAMEN (Regulierungsrahmen für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber) und StromNEF/GasNEF (Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus) markiert die Bundesnetzagentur einen Wendepunkt im regulatorischen Ordnungsrahmen. Beide Dokumente liefern bereits heute ein detailliertes Bild der künftigen regulatorischen Architektur, die ab der 5. Regulierungsperiode zur Anwendung kommen soll. Wir zeigen die wesentlichen Regelungen im Überblick.

ADRESSATEN, REICHWEITE UND SYSTEMWECHSEL

Der neue Regulierungsrahmen richtet sich an alle Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen sowie an Fernleitungsnetzbetreiber.

Nicht erfasst sind hingegen Übertragungsnetzbetreiber, für die angesichts ihrer Systemrelevanz und der geringen beeinflussbaren Kostenanteile separate Regelungen vorgesehen sind. Damit trägt die BNetzA der Differenzierung in den regulatorischen Anforderungen und Markttrollen Rechnung.

Mit Beginn der 6. Regulierungsperiode soll die Dauer der Regulierungsperiode auf drei Jahre reduziert werden. Hintergrund ist die beschleunigte Transformation im Energiesektor, die kurzfristigere Anpassungen bei Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) erforderlich macht. Der Versuch, alternative Konzepte wie einen pauschalen Betriebskostenfaktor oder die Erweiterung nicht beeinflussbarer Kostenanteile umzusetzen, wurde nach eingehender Prüfung nicht weiter verfolgt.

ZENTRALE NEUERUNG: WACC-ANSATZ

Ein Paradigmenwechsel findet mit der Einführung des sogenannten WACC-Modells statt. Künftig wird die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung nicht mehr auf Grundlage von netzbetreiberindividuellen Anteilen von Eigen- und Fremdkapital ermittelt, sondern auf Basis eines einheitlichen, gewichteten Kapitalverzinsungssatzes (Weighted Average Cost of Capital – WACC). Diese Vereinheitlichung entkoppelt die regulatorische Betrachtung von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur und orientiert sich an internationalen Standards.

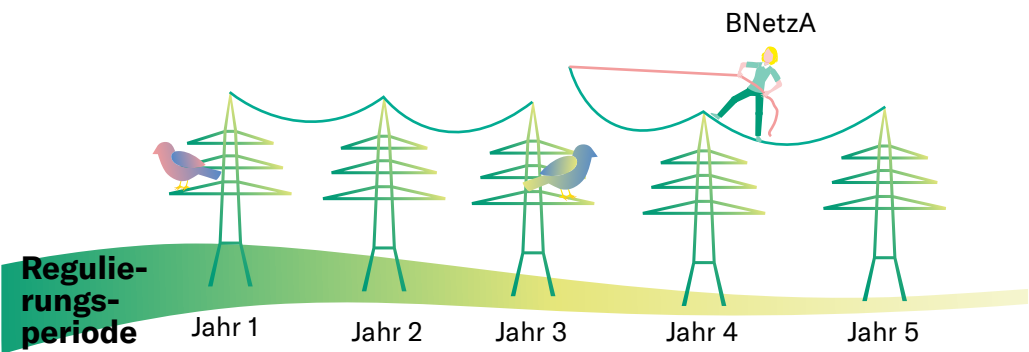
Die WACC-Formel berücksichtigt die kalkulatorischen Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital, gewichtet mit einer (voraussichtlichen) Kapitalquote von 40 Prozent zu 60 Prozent, unter Einbeziehung eines Steuerfaktors. Der risikofreie Zinssatz wird in Zukunft in Einzelfestlegungen dynamisch angepasst und basiert auf Anleihen mit AAA-Rating und mittlerer Laufzeit. Die Marktrisikoprämie ergibt sich wie bisher aus historischen Überrenditen.

BESTANDTEILE ERLÖSOBERGRENZE, NETTOSUBSTANZERHALTUNGSMETHODE WIRD ABGESCHAFFT

Die BNetzA gliedert die Gesamtkosten, die in die Erlösobergrenze Eingang finden, künftig klar in:

- **OPEX:** operative Kosten
- **CAPEX:** Kapitalkosten

Die Formelbestandteile der Anreizregulierungsverordnung werden im Wesentlichen übernommen. Jedoch wirkt auf die Kapitalkosten zukünftig lediglich der Effizienzwert. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor sowie der Verbraucherpreisindex bleiben unberücksichtigt.



Die „nicht beeinflussbaren Kosten“ werden neu gefasst. Nur noch sehr wenige Positionen (z. B. vorgelagerte Netzkosten, bestimmte Personalvereinbarungen) gelten als vom Effizienzvergleich ausgenommen. Forschung und Entwicklung beispielsweise werden nicht mehr privilegiert, sondern sind nur noch im Wege eines Zuschlags ansetzbar. Für die Übergangsphase der 5. Regulierungsperiode ist beabsichtigt, eine Betriebskostenpauschale einzuführen.

Bei der Bestimmung der Kapitalkosten wird mit Beginn der 6. Regulierungsperiode die Nettosubstanzerhaltungsmethode nicht mehr angewendet. Dies führt dazu, dass Netzbetreiber deutlich geringere kalkulatorische Abschreibungen einplanen müssen.

EFFIZIENZ UND QUALITÄT IM FOKUS

Die Effizienzvorgaben werden in bekannter Weise fortgeführt, allerdings methodisch konsolidiert. Für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren (insbesondere kleinere Unternehmen) wird eine neue Gewichtung im Effizienzvergleich eingeführt, die – aus Sicht vieler Betroffener – zu einer Verschärfung der Anforderungen führt.

Zudem wirkt die Qualitätsregulierung zukünftig auf alle Stromnetzbetreiber.

Neben Versorgungszuverlässigkeit rückt künftig die Energiewendekompetenz stärker in den Fokus. Dazu sollen neue Messindikatoren entwickelt und im Rahmen einer gesonderten Methodenfestlegung definiert werden.

ZINSBONUS: SYMBOLISCHER AUSGLEICH FÜR BKZ-ABZUG

Ein besonders kontrovers diskutierter Aspekt ist die Behandlung der vereinnahmten Baukostenzuschüsse (BKZ). Diese sollen von den kalkulatorischen Restwerten abgezogen werden. Die Kritik zahlreicher Netzbetreiber, die BKZ als Teil der Finanzierung betrachten, wurde nicht aufgenommen. Als Kompromiss sieht die BNetzA nun einen Zinsbonus auf die Restwerte vereinnahmter Zuschüsse vor – allerdings nur für fünf Jahre und mit einer Bonusquote von 25 Prozent. Beispielrechnungen zeigen jedoch, dass lediglich ein Bruchteil der entgangenen Verzinsung kompensiert wird.

REFORMIERTES VEREINFACHTES VERFAHREN

Der Zugang zum vereinfachten Verfahren wird umgestellt: Anstelle von Kundenzahlen werden künftig monetäre Schwellenwerte auf Basis der „Marktabdeckung“ verwendet. Die nachfolgende Tabelle zeigt die wesentlichen Änderungen:

	BISHERIGE REGELUNG	NEUE REGELUNG
Teilnahmevoraussetzung	Gas: < 15.000 Kunden Strom: < 30.000	Ermittlung Schwellenwert in €: Gas: ca. 4,32 Mio. € Strom: ca. 7,14 Mio. €
Effizienzwert	Gemittelter Wert	Stärkere Gewichtung kleiner Netzbetreiber (voraussichtlich geringerer EW als bisher)
KAdnb/KAnEu	Vermiedene Netzentgelte 5 %-Sockel	Wie im Regelverfahren
Anpassung Betriebskosten	–	Nicht möglich

SONDERREGELUNGEN UND ÜBERGANGSMECHANISMEN

Die 5. Regulierungsperiode wird zur Übergangsphase erklärt, in der insbesondere für Stromverteilernetzbetreiber eine jährliche OPEX-Anpassung vorgesehen ist. Diese Anpassung orientiert sich an bundesweiten Vergleichsparametern und soll temporäre Kostenanstiege flexibler in der Erlösobergrenze abbilden. Für Gasnetzbetreiber greift diese Regelung hingegen nicht – hier wirkt die separate Transformation über das KANU-2.0-Regime.

FAZIT: ÄNDERUNGEN ANTIZIPIEREN

Die Neugestaltung des Regulierungsrahmens nimmt zunehmend konkrete Formen an. Im Kern bleibt die BNetzA dem Modell der Anreizregulierung treu, verkürzt jedoch die Regulierungsperiode auf drei Jahre, um flexibler auf Kostenentwicklungen reagieren zu können. In der Übergangsphase der 5. Regulierungsperiode ist eine OPEX-Anpassung vorgesehen. Gleichzeitig stellen die Einführung des WACC-Ansatzes zur einheitlichen Kapitalverzinsung, die Anpassung der Erlösobergrenzen unter Berücksichtigung von OPEX- und CAPEX-Werten sowie die verschärften Effizienzvorgaben die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen.

Auch die Überarbeitung der Qualitätsregulierung, die eine präzisere Messung der Netzleistung und Versorgungszuverlässigkeit erfordert, führt zu einer erheblichen Ausweitung der regulierungsrelevanten Daten. Der vermeintlich sichere Hafen des vereinfachten Verfahrens wird enger gefasst: Die Zugangsvoraussetzungen werden verschärft, Effizienzvorgaben erhöht und eine OPEX-Anpassung, die im Regelverfahren für die Dauer der 5. Regulierungsperiode möglich ist, bleibt ausgeschlossen.

Im weiteren Verlauf plant die BNetzA, die Festlegungsentwürfe zu RAMEN und StromNEF/GasNEF im Mai 2025 zu veröffentlichen, während die finalen Festlegungen für Herbst 2025 erwartet werden. Netzbetreiber, Berater und Marktakteure sind damit gut beraten, sich frühzeitig auf die neue regulatorische Realität einzustellen.

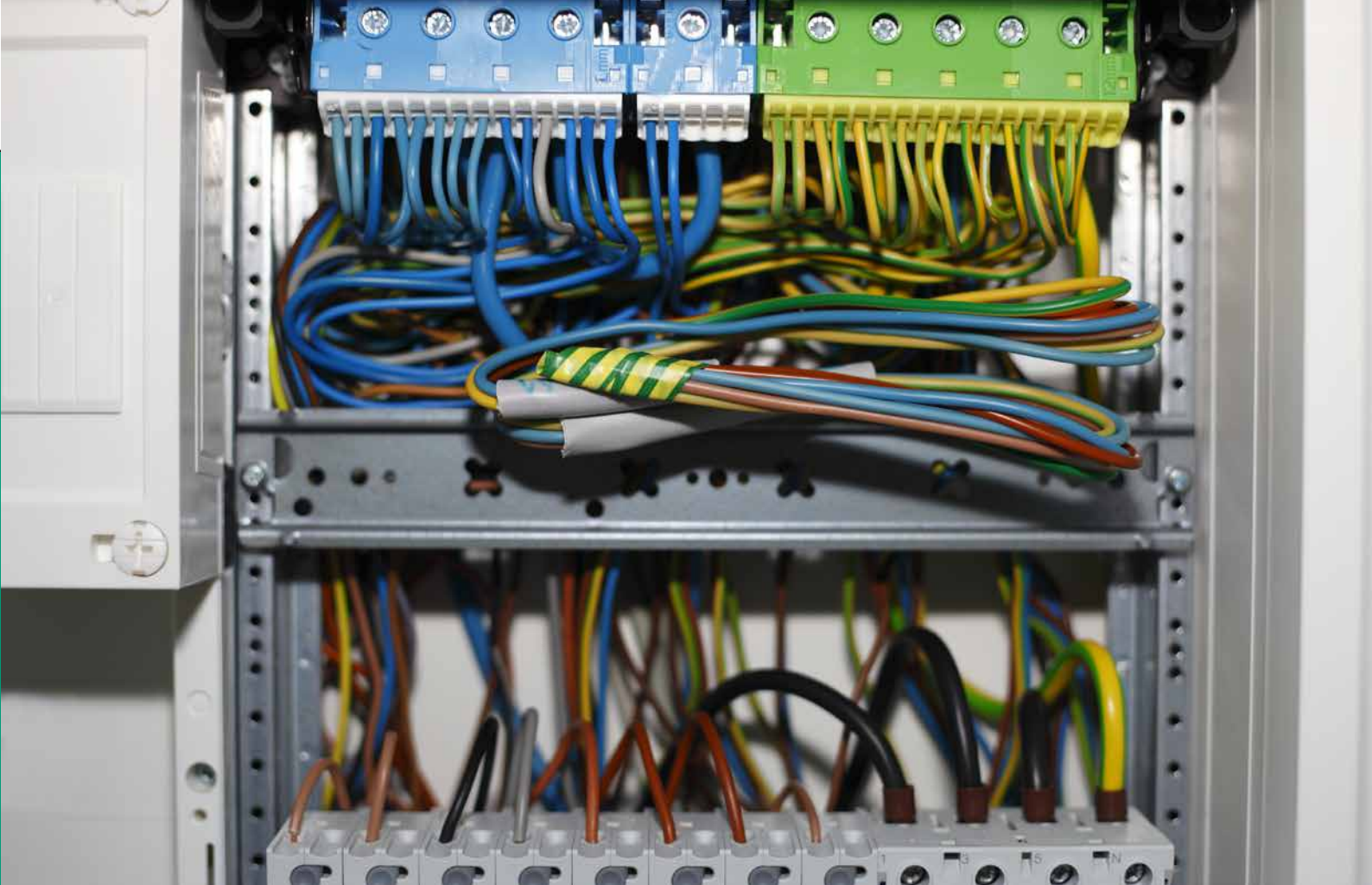
Kontakt für weitere Informationen



Jürgen Dobler
Diplom-Betriebswirt (FH),
Steuerberater
T +49 911 9193 3617
E juergen.dobler@roedl.com



Dr. Thomas Wolf LL.M. oec.
Rechtsanwalt,
cert. Compliance Officer
T +49 911 9193 3518
E thomas.wolf@roedl.com



→ Regulierung

Rechtliche Herausforderungen und Perspektiven für Stromspeicherprojekte in Deutschland: Ein integrierter Überblick

von Benjamin Schüssler und Kris Bühler

Der technologische Fortschritt, die volatile Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie der politische Wille zur Transformation der Energieversorgung treiben die Energiewende in Deutschland kontinuierlich voran. Dabei spielt der Ausbau von Speicherkapazitäten und insbesondere von Stromspeichern eine zentrale Rolle: Sie ermöglichen es, Überschüsse an regenerativ erzeugtem Strom zwischenspeichern und in Zeiten erhöhter Nachfrage und/oder geringer Erzeugung – etwa bei Dunkelflauten – wieder dem Netz zur Verfügung zu stellen. Verließ der Ausbau von Stromspeichern in der Vergangenheit eher schleppend, haben Speichervorhaben in der jüngeren Vergangenheit stark an Fahrt aufgenommen, wie aktuelle Zahlen der Bundesnetzagentur (BNetzA) belegen. Netzbetreiber melden einen „Boom“ bei Anträgen für Großspeicher und ein Vertreter des zweitgrößten Übertragungsnetzbetreibers Deutschlands sprach jüngst sogar von einem heranrollenden „Tsunami an Anschlussbegehren“.

Dieser Beitrag liefert einen Überblick über die rechtlichen Entwicklungen und Herausforderungen für Stromspeicher und zeigt, wie Gesetzgebung und BNetzA Einfluss auf den Markthochlauf nehmen können.

FÖRDERMECHANISMEN UND ENTLASTUNGEN IM REGULATORISCHEN RAHMEN

Der Gesetzgeber hat in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen, um die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern zu verbessern und ein attraktives Marktumfeld zu schaffen. Es wurden insbesondere Privilegierungstatbestände geschaffen, durch die Speicherbetreiber ihre Betriebs- und ggf. Investitionskosten deutlich senken können. Die nachfolgende Tabelle fasst die einzelnen Privilegierungen für unterschiedliche Speicher in einem Überblick zusammen:

PRIVILEGIERUNG VON ENERGIE- SPEICHERN	<i>Elektromobile bzw. Ladepunkte</i>	<i>Heim- bzw. Kleinspeicher</i>	<i>Industrielle BESS</i>	<i>Elektrolyseure</i>	<i>Grünstromspeicher</i>
Beschreibung	Elektromobile respektive Lade- punkte im Rahmen des bidirektionalen Ladens	Heim- bzw. Klein- speicher, die beispielsweise in Kombination mit PV-Anlagen betrieben werden, sofern netzge- koppelt (i. d. R. sind Heimspeicher aktuell für den Netzbezug gesperrt)	Netzgekoppelte große BESS, die Energie ausschließ- lich aus dem Stromnetz beziehen und zeitversetzt wieder in dieses abgeben	Netzgekoppelte Elektrolyseure, die Energie ausschließ- lich aus dem Stromnetz beziehen in Wasserstoff oder Methan umwandeln und die rückver- stromten Energie- mengen ggf. wieder in dieses abgeben	Gem. § 3 Nr. 1 EEG 2023 Anlagen, die aus- schließlich Erneuerbare Energien oder Gruben- gas speichern
Befreiung Netzentgelte nach § 118 Abs. 6 EnWG	Nein	Ja (sofern Rückspeisung)	Ja	Ja (außerdem von den Einspeiseent- gelten ins Gasnetz befreit)	Keine Netzentgelte, da nur Einspeisung
Sonderentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 4 StromNEV	Nein	Nein	Ja	Ja	Keine Netzentgelte, da nur Einspeisung
Sonderentgelt nach § 14 a EnWG	Ja (sofern nicht öffentlich zugänglich)	Ja	Nein	Nein	Keine Netzentgelte, da nur Einspeisung
Befreiung Umlagen	Ja (sofern Rückspeisung)	Ja (sofern Rückspeisung)	Ja	Ja	Keine Umlagen, da nur Einspeisung
Befreiung Stromsteuer	Nein	Ja (sofern Rückspeisung)	Ja	Ja	Keine Stromsteuer, da nur Einspeisung
Baukostenzuschuss	Bis 30 kW befreit	Bis 30 kW befreit	Für Entnahme von Energie BKZ-pflichtig	Für Entnahme von Energie BKZ-pflichtig	Befreit, da wie EEG-Anlage behandelt

NETZENTGELTBEFREIUNG NACH § 118 ABS. 6 ENWG

Die wohl umfangreichste Privilegierung enthält **§ 118 Abs. 6 EnWG**, der für neu errichtete Speicheranlagen eine vollständige Befreiung von Netzentgelten für einen Zeitraum von 20 Jahren ermöglicht – vorausgesetzt, die Stromspeicher entnehmen aus einem Transport- oder Verteilernetz elektrische Energie und speisen diese zeitversetzt in dasselbe Netz ein.

Eine Ausnahme gilt für Anlagen, in denen Wasserstoff durch Wasserelektrolyse erzeugt oder (Bio-)Gas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff mit anschließender Methanisierung hergestellt wird.

Solche Anlagen sind für den Bezug des gespeicherten Stroms von Netzentgelten befreit, auch wenn keine Rückspeisung zurückgewonnener elektrischer Energie in das Transport- oder Verteilernetz erfolgt. Außerdem sind diese Anlagen von der Zahlung von Einspeiseentgelten für das Gasnetz, in das sie einspeisen, befreit.

INDIVIDUELLES NETZENTGELT NACH § 19 ABS. 2 SATZ 1 UND ABS. 4 SOWIE § 14A ENWG

Daneben haben Speicherbetreiber, die nicht in den Genuss einer Netzentgeltbefreiung kommen, die Möglichkeit, lediglich **reduzierte Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und Abs. 4 StromNEV** sowie **nach § 14a EnWG** zu zahlen.

Nach § 19 Abs. 4 StromNEV haben

„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen [...] Letztverbraucher, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Das Netzentgelt besteht [...] nur aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt.“ Dabei bemisst sich der Jahresleistungspreis anhand des Benutzungsstundenbereichs > 2.500 Stunden und wird lediglich „auf den Anteil der entnommenen Strommenge reduziert, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird.“

Sofern ein Stromspeicher ausschließlich Strom zur Zwischenspeicherung entnimmt und wieder in das Netz einspeist, dürfte der Speicherbetreiber auch über das individuelle Netzentgelt aus § 19 Abs. 4 StromNEV weitgehend von Netzentgelten befreit sein.

Zusätzlich können in der Niederspannung bzw. in einer vorgelagerten Umspannung angeschlossene Stromspeicher als „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ von der Privilegierung des § 14a EnWG profitieren. Entsprechend den Vorgaben der BNetzA (zu § 14a EnWG) kann hierbei eine pauschale Entgeltreduzierung (Modul 1) in Ergänzung mit einem zeitvariablen Netzentgelt (Modul 3) zur Anwendung kommen.

BEFREIUNG VON UMLAGEN NACH § 21 ENFG

Seit dem Jahr 2023 ist die Erhebung von Umlagen im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) geregelt. § 21 EnFG begünstigt Stromspeicher ebenfalls, indem bestimmte Netzentnahmen von der Umlagenzahlung befreit werden. Nach § 21 EnFG sind Netzentnahmen von Strom zum „Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher“ weitestgehend von Umlagen befreit. Umlagen werden lediglich auf Strommengen erhoben, die im Kalenderjahr nicht wieder in das Netz eingespeist werden (§ 21 Abs. 1 EnFG) und keine Speicherverluste (§ 21 Abs. 2 EnFG) darstellen, sondern anderweitig verbraucht werden, z. B. beim Betrieb von Elektrofahrzeugen.

Die Voraussetzungen dafür, dass Elektrofahrzeuge im Rahmen des bidirektionalen Ladens auch von einer Umlagenreduzierung profitieren können, hat der Gesetzgeber bereits in § 21 Abs. 3 EnFG vorgegeben.

Für Fälle, in denen Strom zur Erzeugung von Speicher-gas eingesetzt wird, wird nach § 21 Abs. 5 EnFG außerdem eine Umlagenreduzierung auf Null vorgesehen – vorausgesetzt, das Speichergas wird wiederum zur Stromerzeugung eingesetzt und der erzeugte Strom wird ins Netz zurückgespeist.

STROMSTEUERBEFREIUNG NACH § 5 ABS. 4 STROMSTG

Zudem profitieren stationäre Speicher, die Strom zwischenspeichern und anschließend in das allgemeine Versorgungsnetz einspeisen, als Bestandteile des Versorgungsnetzes von einer **Stromsteuerbefreiung nach § 5 Abs. 4 StromStG** für den eingespeicherten und nicht verbrauchten Strom.

All diese Entlastungen führen zu einer signifikanten Reduzierung der operativen Kosten – vorausgesetzt, Speicherprojekte erfüllen die rechtlich teils komplexen Voraussetzungen. Es bedarf daher eines durchdachten Projektsetups, um alle Fördermechanismen und die damit verbundenen Vorteile vollständig ausschöpfen zu können.

NEUER RECHTSRAHMEN FÜR STROMSPEICHER-PROJEKTE

Der Rechtsrahmen für Stromspeicherprojekte befindet sich im stetigen Wandel. Am 31.1.2025 hat der Bundestag ein umfassendes Energiereformpaket verabschiedet, das am 25.2.2025 in Kraft getreten ist und weitere bedeutende Veränderungen für Speicherprojekte mit sich bringt. Darüber hinaus resultieren weitere rechtliche Veränderungen aus aktuellen Positionspapieren und Äußerungen der BNetzA zu den für Stromspeicher relevanten Rechtsfragen.

FLEXIBLE NETZANSCHLÜSSE & CABLE POOLING

Durch die Einführung gesetzlicher Regelungen zu flexiblen Netzanschlussverträgen in das EnWG (§ 17 Abs. 2b EnWG) und das EEG (§ 8a EEG 2023) wird es möglich, eine sogenannte „Überbauung“ zu nutzen und ein „**Cable Pooling**“ rechtssicher umzusetzen. So können neue Speicherprojekte bereits bestehende Netzan-schlusspunkte effizient mitnutzen, was insbesondere in Regionen mit Netzengpässen von erheblichem Vorteil ist und einen Netzanschluss trotz beschränkter Kapazitäten ermöglichen kann.

NEUE OPTIONEN IM EEG FÜR CO-LOCATED-PROJEKTE

Neben den bereits bekannten Vermarktungsoptionen und Geschäftsmodellen (z. B. Arbitrage Trading, Peak Shaving, Load Shifting etc.) können Stromspeicher, die gemeinsam mit EEG-geförderten EE-Anlagen (Onshore-Wind- und Photovoltaikanlagen) betrieben werden, als sog. „Co-located-Stromspeicher“ künftig von drei neuen Vermarktungsoptionen profitieren. Diese sind nunmehr in § 19 EEG geregelt und umfassen:

- eine **Ausschließlichkeitsoption** (§ 19 Abs. 3a EEG 2023) bei Speicherung und Einspeisung von ausschließlich erneuerbarem Strom
- eine **Abgrenzungsoption** (§ 19 Abs. 3b EEG 2023) bei gemischter Nutzung des Stromspeichers für einen bestimmten förderfähigen Anteil der in diesem Stromspeicher erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommenge
- eine **Pauschaloption** (§ 19 Abs. 3c EEG 2023), die – insbesondere für kleinere Anlagen attraktiv – eine pauschale EEG-Vergütung auch ohne genaue Messung und mit niedrigem Verwaltungsaufwand ermöglicht

Ziel ist es, den wirtschaftlichen Betrieb von hybriden EE-Speicher-Systemen zu erleichtern und die systemdienliche Integration zu fördern. Die genaue Ausgestaltung der beiden letztgenannten Modelle (Abgrenzungs- und Pauschaloption) bleibt jedoch abhängig von weiteren Festlegungen durch die BNetzA. Diese muss bis spätestens zum 30.6.2026 konkrete Vorgaben treffen.

STREITPUNKT BAUKOSTENZUSCHÜSSE: „RECHTSPRECHUNG VS. BNETZA“

Ein wirtschaftlich besonders relevanter Aspekt ist die Frage, ob und in welchem Umfang Baukostenzuschüsse (BKZ) zu zahlen sind. Die Zulässigkeit der Erhebung und insbesondere die Art der Erhebung von BKZ ist weiterhin umstritten. Aktuell sind diese Fragen Gegenstand eines laufenden Gerichtsverfahrens:

Das OLG Düsseldorf hat in seinem Beschluss vom 20.12.2023 (Az. 3 Kart 183/23) bestätigt, dass Speicher grundsätzlich baukostenzuschusspflichtig sind, jedoch unter anderen Maßgaben als klassische Letztverbraucher. Das Gericht wertete den anhand des üblichen Leistungspreismodells berechneten BKZ als diskriminierend und stellte einen Verstoß gegen § 17 Abs. 1 Satz 1 EnWG fest. Der BGH (Az. EnVR 1/24) hat am 27.5.2025 über die Thematik verhandeln und eine Entscheidung getroffen.

Die BNetzA hält indes vorerst daran fest, dass Netzbetreiber berechtigt sind, BKZ für Netzanschlüsse von Stromspeichern oberhalb der Niederspannung zu verlangen. Das aktuelle Positionspapier aus dem November 2024 spricht sich erneut für das Leistungspreismodell als Basis für die Berechnung der BKZ aus, gewährt jedoch auf der Ebene der Übertragungsnetze gewisse Differenzierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Höhe des BKZ.

Allerdings stellt die Bundesnetzagentur ihre Ausführungen im Positionspapier ausdrücklich unter den Vorbehalt des Ausgangs des oben genannten Rechtsbeschwerdeverfahrens vor dem BGH.

HERAUSFORDERUNGEN IN PLANUNG, GENEHMIGUNG UND NETZANSCHLUSS

Trotz des kürzlich in Kraft getretenen Energiereformpakets sind weitere rechtliche Anpassungen erforderlich, um den Ausbau von Stromspeichern zu fördern. Zwingend verbesserungsbedürftig sind in diesem Zusammenhang das öffentliche Bau- und Planungsrecht sowie der Ablauf von Genehmigungs- und Netzanschlussverfahren.

PLANUNGSRECHTLICHE UNSICHERHEITEN

Stromspeicher werden zumeist im Außenbereich errichtet. Sie sind somit ohne vorheriges Bebauungsplanverfahren nur vorrangig zulässig, wenn sie privilegierte Vorhaben im Sinne des § 35 Abs. 1 BauGB darstellen. § 35 Abs. 1 BauGB trifft jedoch unmittelbar keine Aussage zu Stromspeichervorhaben. Damit hängt die planungsrechtliche Zulässigkeit von Stromspeichervorhaben im Außenbereich oft von Einzelfallprüfungen ab, was den Projektentwicklungsprozess verzögern kann.

Eine einheitliche Regelung in § 35 Abs. 1 BauGB auf dem Gebiet des Bundesrechts wäre wünschenswert, um Klarheit hinsichtlich des Planungsverfahrens zu schaffen. Erste Bundesländer wie Schleswig-Holstein haben bereits Initiativen gestartet, um eine bundesgesetzliche Klassifizierung von Speichern zu erwirken.

GENEHMIGUNGSVERFAHREN

Die Errichtung von Stromspeichern bedarf derzeit einer Baugenehmigung, die regelmäßig in einem vereinfachten Baugenehmigungsverfahren erteilt wird. Während einige Bundesländer wie zum Beispiel Bayern Erleichterungen durch genehmigungsfreie Verfahren für netzdienliche Stromspeichervorhaben geschaffen haben, fehlt es bislang auch hier weitestgehend an einem einheitlichen Vorgehen aller Bundesländer. Dies erschwert Investitionsentscheidungen und verlängert die Entwicklungszyklen.

Auch in diesem Teilbereich bedarf es bestenfalls einer einheitlichen Verfahrensgestaltung.

NETZANSCHLUSSVERFAHREN

Die enorme Zahl an Anschlussbegehren für Speicheranlagen führt zunehmend zu Kapazitätsengpässen. Teilweise werden Vergabeverfahren zu einem bestimmten Stichtag nach dem sog. Repartierungsmodell durchgeführt, um die begrenzten Kapazitäten gleichmäßig und fair unter allen Netzanschlussbegehren zu verteilen.

Zur Beschleunigung und Vereinheitlichung des Netzanschlussverfahrens bedarf es weiterer Maßnahmen der BNetzA, beispielhaft im Bereich der Digitalisierung und Anlagenzertifizierung. Letztendlich wird es auch Aufgabe der über 850 Netzbetreiber in Deutschland sein, transparente und diskriminierungsfreie Anschlussverfahren zu entwickeln. Ein Anlauf der BNetzA für ein Positionspapier zur Vergabe von Netzanschlusskapazitäten aus dem November 2024 wurde nicht weiterverfolgt.

FAZIT UND AUSBLICK

Der regulatorische Rahmen für Stromspeicher in Deutschland entwickelt sich dynamisch und bietet bereits eine Vielzahl von Entlastungen und Privilegierungstatbeständen, um Investitionen attraktiver zu machen. Daneben bestehen jedoch auch strukturelle und verfahrensrechtliche Hürden, die einer breiten Marktdurchdringung entgegenstehen können. Insbesondere die **undurchsichtige planungsrechtliche Privilegierung**, die **heterogene Genehmigungspraxis** sowie **unklare Netzanschlussverfahren** und **begrenzte Netzanschlusskapazitäten** gehören zu den größten Herausforderungen.

Damit Stromspeicher ihr Potenzial als Rückgrat der Energiewende entfalten können, bedarf es eines einheitlichen, praktikablen und investitionsfreundlichen Rechtsrahmens. Der Gesetzgeber ist gefordert, den bestehenden Rechtsrahmen nachzuschärfen und klarer zu gestalten. Gleichzeitig sollten Projektentwickler und Investoren die bestehenden Privilegierungen konsequent nutzen – sowohl in der Planungsphase als auch im laufenden Betrieb.

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Schüssler
Diplom-Wirtschaftsingenieur,
Diplom-Ökonom
T +49 911 9193 2327
E benjamin.schuessler@roedl.com



Kris Bühler
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 2188
E kris.buehler@roedl.com

→ Finanzierung

Der steuerliche Querverbund: Chancen, Risiken und aktuelle Entwicklungen unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrags

von Marcel Reinke und Manuel Maul

Der steuerliche Querverbund ist seit Jahrzehnten ein bewährtes Mittel, um kommunale Leistungen effizient und wirtschaftlich zu organisieren. Dabei wird es Kommunen und deren Eigengesellschaften ermöglicht, Gewinne aus steuerpflichtigen Tätigkeiten (z. B. der Energieversorgung) mit Verlusten aus dauerdefizitären Bereichen (z. B. öffentlicher Personennahverkehr, Schwimmbäder) zu verrechnen – ein effektives Modell zur Stärkung der Daseinsvorsorge.

WAS IST DER STEUERLICHE QUERVERBUND?

Beim steuerlichen Querverbund werden mehrere wirtschaftliche Betätigungen einer Kommune oder eines kommunalen Unternehmens steuerlich zusammengefasst. Dadurch können insbesondere Verluste aus defizitären, aber gemeinwohlorientierten Bereichen gegen Gewinne aus profitablen Tätigkeiten gerechnet werden – was steuerlich zu einer Minderung der Gesamtbelastung führen kann. Voraussetzung ist jedoch, dass diese Tätigkeiten organisatorisch, wirtschaftlich und finanziell eng miteinander verbunden sind.

BFH ZUR KETTENZUSAMMENFASSUNG: RECHTSSICHERHEIT UND NEUE SPIELRÄUME

Ein zentrales Thema in der jüngeren Rechtsprechung des Bundesfinanzhofs (BFH) ist die Kettenzusammenfassung, also die steuerliche Verknüpfung mehrerer Betriebe gewerblicher Art (BgA) über Zwischenstufen hinweg.

In einem grundlegenden Urteil vom 29.8.2024 (Az. V R 43/21) hat der BFH klargestellt, dass eine Kettenzusammenfassung unter bestimmten Voraussetzungen zulässig ist. Das bedeutet, dass auch Betriebe, die nicht unmittelbar, sondern nur mittelbar über eine weitere Tätigkeit miteinander verbunden sind, zusammengefasst und steuerlich als einheitlich behandelt werden können – solange eine enge wirtschaftliche, organisatorische und finanzielle Verbindung besteht. In der Praxis wurden unter der Bezeichnung Kettenzusammenfassung solche Konstellationen verstanden, in denen zunächst bspw. die vorhandenen Bäder zu einem einzelnen Bäder-BgA gem. § 4 Abs. 6 Nr. 1 KStG zusammengefasst wurden und anschließend bei einem dieser Bäder die Voraussetzung für die Implementierung eines steuerlichen Querverbundes geschaffen wurde. Dadurch konnten nach bisherigem Verständnis die gesamten Verluste des zusammengefassten Bäder-BgA im Rahmen des steuerlichen Querverbundes berücksichtigt werden. Der BFH stellt sich mit seiner vorgenannten Entscheidung nunmehr gegen die bisherige Praxis. Nach Auffassung des BFHs kann eine Kettenzusammenfassung für Zwecke des steuerlichen Querverbundes nur dann funktionieren, wenn (wie hier in unserem Beispiel) für jedes Bad des zusammengefassten Bäder-BgA die Voraussetzungen des steuerlichen Querverbundes gegeben sind. Sofern die Finanzverwaltung dieser Auffassung folgen sollte, wären viele Querverbünde betroffen und das könnte teils zu einer erheblichen Steuermehrbelastung für die betroffenen Kommunen oder kommunalen Unternehmen führen.

Nachdem das Urteil des BFHs nicht zur Veröffentlichung vorgesehen ist, scheint die Gefahr für den ersten Moment gebannt zu sein. Es besteht jedoch das Risiko, dass der BFH bei einer erneuten Entscheidung in einem vergleichbaren Sachverhalt der Kettenzusammenfassung in der bisherigen Form wiederholt eine Absage erteilt und sich dann das Bundesministerium der Finanzen (BMF) respektive der Gesetzgeber mit der Materie auseinandersetzen muss.

MÖGLICHE BEIHLIFERECHTLICHE RISIKEN AUFGRUND DES VERFAHRENS WESTVERKEHR GMBH

Allerdings muss der steuerliche Querverbund auch vor dem Hintergrund des europäischen Beihilferechts betrachtet werden. Der BFH hatte bereits im Jahr 2019 dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) im Rahmen eines Vorlageverfahrens die Frage nach der beihilferechtlichen Zulässigkeit des steuerlichen Querverbundes im Zusammenhang mit den Regelungen des § 8 Abs. 7 KStG gestellt. Aufgrund der Rücknahme der Revision brauchte sich der EuGH letztlich jedoch nicht mit der Sache zu befassen.

Nunmehr gibt es jedoch einen neuen Fall, bei dem sich ggf. der EuGH zur beihilferechtlichen Zulässigkeit des steuerlichen Querverbundes äußern könnte. Hierbei handelt es sich um das Verfahren rund um das kommunale Verkehrsunternehmen WestVerkehr GmbH aus Nordrhein-Westfalen. Die Europäische Kommission untersucht dabei, ob es sich bei der Verlustverrechnung im steuerlichen Querverbund um eine unzulässige staatliche Beihilfe handelt.

Im Kern steht die Frage, ob durch die Verlustausgleiche aus steuerpflichtigen Tätigkeiten wie der Strom- oder Gasversorgung zugunsten des ÖPNV ein selektiver Wettbewerbsvorteil entsteht, der nach EU-Recht meldepflichtig oder gar unzulässig ist. Besonders kritisch wird dabei gesehen, dass durch die Querverbundverrechnung möglicherweise verzerrte Wettbewerbsbedingungen gegenüber privaten Verkehrsunternehmen entstehen. Auch wenn es vordergründig in dem Verfahren nur um beihilferechtliche Fragen geht, besteht die Gefahr, dass die Sache möglicherweise zum EuGH kommt und dieser dann eine Aussage zum steuerlichen Querverbund trifft.

Bislang liegt noch keine abschließende Entscheidung der Kommission vor. Der Fall zeigt jedoch deutlich, dass der steuerliche Querverbund nicht isoliert betrachtet werden darf, sondern stets auch im beihilferechtlichen Kontext zu prüfen ist. Kommunale Unternehmen und ihre Träger sollten daher in enger Abstimmung mit steuerlichen und juristischen Fachberatern agieren, um Risiken frühzeitig zu erkennen und gegebenenfalls transparente und rechtssichere Strukturen zu schaffen.

ENTWURF EINES BMF-SCHREIBENS ZUR ZUSAMMENFASSUNG MIT ALTERNATIVEN ZUM BHKW

Mit Datum vom 7.10.2024 hat das BMF einen Entwurf für die Zusammenfassung von nicht gleichartigen Betrieben gewerblicher Art mittels Alternativen zum BHKW an die kommunalen Spitzenverbände zur Stellungnahme versandt. Der aktuelle Entwurf des BMF-Schreibens greift drei klimafreundliche Alternativmodelle zur Einbeziehung der Bäder in den steuerlichen Querverbund auf.

Ein Bad kann dem Entwurf des BMF-Schreibens zur Folge in den steuerlichen Querverbund einbezogen werden, wenn es mit einer Wärmepumpe beheizt wird. Eine Wärmepumpe funktioniert hierbei ähnlich wie ein BHKW, nur mit „umgedrehten“ Vorzeichen. Während bei Netzlastspitzen (hohe Nachfrage) das BHKW zur Entlastung des Stromnetzes zugeschaltet wurde, kann eine Wärmepumpe hingegen abgeschaltet werden. Die Wärmepumpe muss dabei gleichzeitig zur Steuerung der Lastflüsse im Stromnetz eingesetzt werden, um die zuvor dargestellte Wirkungsweise auch erreichen zu können.

Anders jedoch als im aktuellen BMF-Schreiben vom 11.5.2016 enthält der Entwurf eine Einschränkung in Bezug auf den Versorgungs-BgA bereit. Während nach der aktuell geltenden Rechtslage sowohl Netzbetriebsunternehmen als auch Stromvertriebsunternehmen zur Begründung eines steuerlichen Querverbundes mit einem Bad herangezogen werden können, soll dies im Falle des Betriebs einer Wärmepumpe nur dann möglich sein, wenn es sich um ein Stromnetzbetriebsunternehmen handelt.

Eine weitere Option könnte künftig eine hybride Photovoltaik-Anlage sein. Anders als die Wärmepumpe ist eine hybride Photovoltaik-Anlage in der Lage, neben Wärme auch Strom zu erzeugen, sodass sie grundsätzlich einem BHKW sehr ähnlich ist. Dem Umstand, dass die Wärmeerzeugung hierbei jedoch erheblich geringer ist als bei einem BHKW, hat der Entwurf des BMF-Schreibens Rechnung getragen. Da eine hybride Photovoltaik-Anlage sowohl Wärme als auch Strom erzeugt, wäre anzunehmen, dass für die Begründung eines steuerlichen Querverbundes hier – analog zu den aktuellen Regelungen beim BHKW – sowohl Stromnetzbetriebsunternehmen als auch Stromversorgungsunternehmen zur Begründung eines steuerlichen Querverbundes herangezogen werden könnten. Dies jedoch sieht der aktuelle Entwurf des BMF-Schreibens nicht vor. Stattdessen soll in dieser Konstellation ausschließlich ein Stromversorgungsunternehmen zur Begründung eines steuerlichen Querverbundes mit einem Bad zulässig sein.



Neben den beiden vorgenannten Möglichkeiten kann auch der Anschluss an ein vorhandenes Fernwärmenetz zur Begründung eines steuerlichen Querverbundes ausreichend sein. Mit der Möglichkeit, einen steuerlichen Querverbund unter Zugrundelegung eines Fernwärmenetzes zu begründen, weicht das BMF von seiner bisherigen Sichtweise ab, dass zwingend ein Zusammenhang zum Strombereich vorhanden sein muss. Dieser Paradigmenwechsel ist unserer Ansicht nach unter Berücksichtigung der Voraussetzungen politisch motiviert. Er lässt sich aber gleichwohl vor dem Hintergrund der Wärmewende sehr gut nachvollziehen. Voraussetzung dafür, dass mittels Fernwärme ein steuerlicher Querverbund begründet werden kann, ist, dass mindestens 80 Prozent des Wärmebedarfs des Bades über das Fernwärmenetz gedeckt werden können. Zusätzlich muss der Fernwärme-BgA aufgrund eines Wärmelastmanagements die Möglichkeit haben, die Fernwärmeübergabestation zu- oder abzuschalten. Um in diesem Kontext das Merkmal der wechselseitigen technisch-wirtschaftlichen Verflechtung zu begründen, muss das Bad ein Wasservolumen von mindestens 1.000 Kubikmetern aufweisen. Das hier vorgesehene Volumen erscheint willkürlich gewählt, da es nach unserer Ansicht keine Begründung dafür gibt, weshalb ein geringeres Volumen nicht auch zu einer Wechselwirkung führen soll. Zudem werden durch das vorgesehene Volumen kleinere Bäder von der Einbeziehung in einen steuerlichen Querverbund ausgenommen.

POLITISCHE RÜCKENDECKUNG: AUSSAGEN IM KOALITIONSVERTRAG 2025

Im Koalitionsvertrag 2025 zwischen CDU, CSU und SPD wird dem steuerlichen Querverbund ausdrücklich politische Unterstützung zugesichert. Die Koalition erkennt die besondere Rolle der Kommunen als Garanten der öffentlichen Daseinsvorsorge an und sieht den Querverbund als ein „bewährtes Instrument zur finanziellen Stabilisierung kommunaler Infrastrukturen“.

Weiter heißt es, man wolle den Querverbund rechtssicher erhalten und weiterentwickeln – insbesondere im Hinblick auf neue Herausforderungen durch europäisches Recht und Digitalisierung. Auch das Bundesfinanzministerium wird in die Pflicht genommen: Es soll gemeinsam mit den Ländern eine verlässliche Handreichung für Kommunen und ihre Unternehmen entwickeln, um Rechts- und Planungssicherheit zu erhöhen. Wie dies jedoch konkret erfolgen soll, lassen sowohl die Wahlprogramme der CDU, CSU und der SPD als auch der Koalitionsvertrag gänzlich offen. Einer Gesetzesänderung, wie von einigen Stimmen gefordert wird, steht das BMF skeptisch gegenüber, da befürchtet wird, dass eine solche Gesetzesänderung bei der EU-Kommission als Beihilfe zu notifizieren ist. Insofern bleibt es spannend, in welcher Form die neue Regierung beabsichtigt, den steuerlichen Querverbund rechtssicher zu erhalten und weiterzuentwickeln.

Kontakt für weitere Informationen



Marcel Reinke
Rechtsanwalt, Steuerberater
T +49 911 9193 3685
E marcel.reinke@roedl.com



Manuel Maul
Steuerberater
T +49 911 9193 3563
E manuel.maul@roedl.com



→ Wärme

Transformationsdruck und Chancen für die Fernwärme: Der Gestattungsvertrag als erster Schritt

von Christian Marthol und Martina Weber

Wärmeversorger und Stadtwerke stehen vor der großen Aufgabe, die lokale Energieversorgung klimaneutral zu gestalten. Im Zentrum dieser Transformation steht die kommunale Wärmeplanung, die eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Klimaziele spielt. Kommunen müssen entscheiden, welche nachhaltigen Wärmelösungen – sei es Fernwärme, Wärmepumpen oder Wasserstofftechnologien – für ihre spezifischen Gegebenheiten am besten geeignet sind. Diese Entscheidungen werden die Energiezukunft der Bürger auf Jahrzehnte prägen.

Die Wärmeplanung ist dabei nur der erste Schritt. Im Fall der Fernwärme gilt es insbesondere, die vertragliche Grundlage für die Nutzung der öffentlichen Verkehrswege für die Errichtung und den Betrieb der Leitungen und sonstigen Anlagen (Gestattungsrechte) zu schaffen. Diese vertraglichen Grundlagen sind entscheidend, um die rechtliche Grundlage für die Wärmenetze langfristig zu sichern und praktischen Rahmenbedingungen für deren Betrieb festzulegen.

AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN – REINE GESTATTUNG ODER BETRIEBSPFLICHT?

Bei der Vergabe von Gestattungsrechten für Wärmenetze müssen Wärmeversorger und Kommunen verschiedene Aspekte berücksichtigen. Ein wesentlicher Schritt ist die Entscheidung, ob ein Konzessionsvertrag oder ein reiner Gestattungsvertrag abgeschlossen werden soll:

- **Konzessionsvertrag:** Hier wird eine öffentliche Aufgabe übertragen und in der Regel eine Betriebspflicht festgelegt. Dies bedeutet, dass der Betreiber durch Regelungen im Konzessionsvertrag verpflichtet wird, das Wärmenetz zu betreiben und die Versorgung der angeschlossenen Haushalte sicherzustellen. Ein Konzessionsvertrag kann auch Regelungen zur Preisgestaltung und zur Qualität der Dienstleistungen oder der Wärmebereitstellung enthalten.
- **Reiner Gestattungsvertrag:** Hier wird lediglich die Wegenutzung ermöglicht. Der Betreiber erhält das Recht, die öffentlichen Verkehrswege für die Errichtung und den Betrieb der Wärmenetze zu nutzen, ohne eine Betriebspflicht zu übernehmen.

Zu beachten ist dabei aus Sicht des Versorgers, dass der alleinige Abschluss eines derartigen Vertrages – unabhängig davon, ob Konzession oder reine Gestattung – nicht zu einem Ausschließlichkeitsrecht des Versorgers führen kann und darf. Soweit ein anderes Wärmeversorgungsunternehmen ebenfalls einen Teil der umfassten öffentlichen Verkehrswege nutzen möchte, muss die Kommune ihm grundsätzlich dieses Recht einräumen, wenn keine wesentlichen Gründe oder tatsächlichen Umstände entgegenstehen. Es ist damit deshalb möglich und in der Praxis auch häufig anzutreffen, dass in Kommunen mehrere Fernwärmeversorgungsunternehmen vorhanden sind, die jeweils eigene Netze in Teilgebieten betreiben.

Im Zuge der Wärmewende bietet dieser Umstand möglicherweise auch Potenziale für Netzzusammenschlüsse und die Ermöglichung eines effizienteren Netzbetriebs. Dies gilt gerade auch unter dem Blickpunkt, dass ältere Bestandsnetze in den nächsten Jahren dekarbonisiert werden müssen und deshalb hohe Investitionen in erneuerbare Wärmeversorgungsanlagen erforderlich sind.

ENTSCHEIDUNGSKRITERIEN FÜR DIE VERTRAGSWAHL

Die Entscheidung für einen Vertragstyp liegt zunächst bei der Kommune und hängt von ihren spezifischen Zielen und Anforderungen ab. Wesentlich ist hier die Frage, ob die Kommune dem Versorger eine Betriebspflicht auferlegen möchte oder sogar muss.

Das Erfordernis einer Betriebspflicht wird von der Kommune basierend auf verschiedenen Faktoren beurteilt. Dazu zählt insbesondere die Frage, ob ein Anschluss- und Benutzungszwang erlassen werden soll – dieser macht die Betriebspflicht aus Sicht der Kommune zwingend erforderlich. Mit dem Anschluss- und Benutzungszwang werden die Haushalte verpflichtet, sich unter bestimmten Bedingungen an das Wärmenetz anzuschließen und die angebotene Wärmeversorgung zu nutzen. Dies kann dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes zu sichern und die Investitionen zu rechtfertigen. Umgekehrt muss die Kommune in diesem Fall aber auch sicherstellen, dass die betroffenen Anwohner einen Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber haben, an das Netz angeschlossen und mit Wärme versorgt zu werden. Eine Betriebspflicht kann sich außerdem daraus ergeben, dass die Kommune ihre eigenen Liegenschaften an das Netz anschließen und eine langfristige Versorgung über die Dauer des Konzessionsvertrages hinaus sicherstellen möchte.

VERGABEVERFAHREN UND RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Im Falle der Regelung einer Betriebspflicht müssen Wärmeversorger die strengen Vorgaben des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) und der Konzessionsvergabeverordnung beachten. Diese rechtlichen Rahmenbedingungen stellen sicher, dass die Vergabe von Gestaltungsrechten fair und transparent erfolgt und dass alle potenziellen Betreiber, einschließlich lokaler Stadtwerke, eine Teilnahmemöglichkeit haben. Bei der Gestaltung des dann erforderlichen Vergabeverfahrens haben Kommunen zum Teil Spielräume bei der Festlegung der Auswahlkriterien, müssen dabei jedoch die jeweiligen Verfahrensvorgaben einhalten.

Der Abschluss eines reinen Gestattungsvertrags lässt deutlich mehr Spielraum bei der Verfahrensgestaltung und macht dieses u. U. sogar entbehrlich.

Bei der Neuerrichtung kleiner Nahwärmenetze wird dies, wenn weitere Leitungen im Straßengrund Platz finden könnten, regelmäßig der Fall sein. Das kann insbesondere für kleinere Gemeinden oder spezifische Projekte vorteilhaft sein, bei denen Flexibilität und Anpassungsfähigkeit gefragt sind. Die spezifische Art des erforderlichen Verfahrens ist aber je nach Regelungswunsch der Kommune und Ausgestaltung des abzuschließenden Vertrages individuell zu ermitteln.

WESENTLICHE REGELUNGSBEDÜRFNISSE

Die Frage nach der Betriebspflicht ist jedoch nur die erste Entscheidung, die es zu treffen gilt. Die Erfahrung zeigt, dass bei beiden Gestaltungsalternativen – Konzession und Gestattung – einige Fragen immer wieder zu Diskussionen zwischen Wärmeversorgern und Gemeinden führen:

- **Vertragslaufzeit:** Anders als bei Strom und Gas existiert im Bereich der Gestaltungsrechte für Wärme keine fixe Begrenzung der Vertragslaufzeit. Die Vertragslaufzeit kann damit grundsätzlich frei verhandelt werden. Anerkannt ist eine Anlehnung an entsprechende Regelungen im Bereich Wasser bzw. eine Ausgestaltung durch die Kommune, die einen Gleichlauf der Gestattungsverträge für die verschiedenen Sparten gewährleistet, um administrativen Aufwand bei der jeweiligen Kommune und beim lokalen Versorger zu bündeln. Denkbar sind aber auch abweichende Gestaltungen.
- **Gestattungsentgelt:** Anders als bei Wegenutzungsrechten für Strom- und Gasnetze existiert im Bereich Wärme keine Höchstgrenze für die Konzessionsabgabe oder das Gestattungsentgelt. Die Vergütung kann jedoch nicht völlig frei festgesetzt werden, da kartellrechtliche Einschränkungen gelten. Gemeinden müssen den Zugang diskriminierungsfrei und zu gleichen Bedingungen bereitstellen. Gestattungsentgelte dürfen nicht so hoch angesetzt werden, dass sie wirtschaftlich handelnde Unternehmen vom Wettbewerb ausschließen.

Die Regeln der §§ 1 ff. KAV gelten nur für Strom- und Gasnetze, die §§ 1 ff. KAEAnO nur für Wassernetze. Viele Kommunen orientieren sich aus Gründen der Gleichbehandlung teilweise an diesen Vorgaben.

Unter Berücksichtigung steuerrechtlicher Besonderheiten können die Gestattungsentgelte weitgehend frei festgelegt werden, z. B. nach Leitungslänge, Wärmeabsatz oder Umsatz/Gewinn des Wärmeversorgungsunternehmens.

Wärmeversorger sollten Kommunen bei der Vereinbarung der Gestattungsentgelte klarmachen, dass diese sich unmittelbar auf die Wärmepreise auswirken, die aufgrund der Dekarbonisierungsinvestitionen gerade bei Bestandsnetzen ohnehin tendenziell steigen. Dies kann zu einer zusätzlichen Kostenbelastung der versorgten Abnehmer führen und die Akzeptanz der Wärmenetze verringern.

- **Endschaft:** Die in Vertragsverhandlungen wohl am heißesten diskutierten Vertragsregelungen sind und bleiben die zum Thema Endschaft. Zwar haben sich in den Bereichen Strom und Gas inzwischen eindeutige Standards herauskristallisiert, die teilweise im Gesetz niedergelegt und in vielen Musterverträgen konkretisiert sind. Ob und inwieweit diese Standards aber auf den Bereich Wärme übertragen werden können, bleibt umstritten. Denn anders als im Strom und Gas sind die verschiedenen Wertschöpfungsstufen der Wärme nicht entflochten, sondern oftmals untrennbar miteinander verbunden. Es ist deshalb erforderlich, dass Wärmeversorgungsunternehmen bereits klar und im Einvernehmen mit der jeweiligen Kommune im Gestattungsvertrag regeln, welche Anlagen konkret Regelungsgegenstand sind und wie mit diesen nach Auslaufen des Gestattungsvertrages verfahren werden soll. Dabei sollte für den Fall der Übernahme der Anlagen durch die Kommune eine faire Möglichkeit zum Erwerb und Kostenausgleich verhandelt werden, die auch die Investitionsrisiken des Versorgers langfristig mindert.
- **Endkundenverhältnisse:** Bei Vertragsverhandlungen kommt oftmals die Frage auf, wie mit den bestehenden Wärmeversorgerverhältnissen mit Endkunden umgegangen werden soll. Soweit es sich bei den Endkundenverhältnissen nicht um getrennte Anschluss- und Wärmelieferungsverträge handelt, sondern ein einheitlicher Wärmeversorgervertrag geschlossen wurde, findet regelmäßig die AVBFernwärmeV Anwendung. Nach § 32 Abs. 5 AVBFernwärmeV ist ausdrücklich vorgesehen, dass ein Wechsel des Wärmelieferanten im laufenden Vertragsverhältnis möglich ist, wobei dem Kunden ein Sonderkündigungsrecht für diesen Fall eingeräumt wird. Eine Regelung im Gestattungsvertrag ist somit zwar möglich, aber im Regelfall grundsätzlich nicht nötig.

FAZIT

Sowohl Kommunen als auch Wärmeversorgungsunternehmen haben in der Regel ein großes Interesse daran, im Gestattungsvertrag nicht nur die Zusammenarbeit und Nutzung der öffentlichen Verkehrsflächen im laufenden Vertragsverhältnis zu regeln, sondern auch pragmatische und faire Regelungen für Kostentragungspflichten und Endschaftsregelungen zu treffen. Hier bestehen aufgrund der aktuellen Rechtslage zum Teil große Spielräume, die individuelle Anpassungen und Zuschnitte für die jeweilige konkrete Situation und Netzgröße ermöglichen. Diese Spielräume sollten allerdings auch genutzt werden.

Kontakt für weitere Informationen



Christian Marthol
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3555
E christian.marthol@roedl.com



Martina Weber, LL.M. Eur.
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 1471
E martina.weber@roedl.com

→ Telekommunikation

Risikominimierte Glasfasernetz-Transaktionen: Chancen und Herausforderungen

von Michael Eckl und Andreas Lange

Der Kauf bzw. Verkauf von Glasfasernetzen kann für gegenwärtige und zukünftige Infrastruktureigentümer – ob Kommunen oder Unternehmen – erhebliche wirtschaftliche Potenziale erschließen oder bei veränderten Rahmenbedingungen sogar strategisch geboten sein. Die Vorbereitung erfordert neben der rechtlichen und technischen auch eine fundierte betriebswirtschaftliche Betrachtung sowie eine sorgsam ausgearbeitete vertragliche Grundlage. Hierbei sind insbesondere die Verkaufsfälle „eigenwirtschaftlicher Ausbau“, „geförderter Ausbau nach Ablauf der Zweckbindungsfrist“ und „geförderter Ausbau vor Ablauf der Zweckbindungsfrist“ zu unterscheiden, da diese jeweils differenzierte Herausforderungen mit sich bringen. Bei geförderter Infrastruktur ist insbesondere die Frage möglicher Rückzahlungsverpflichtungen von Fördermitteln in den Blick zu nehmen.

WANN IST EIN KAUF BZW. VERKAUF VON GLASFASERNETZEN TYPISCHERWEISE SINNVOLL?

Die Gründe für die Entscheidung, Glasfasernetze zu kaufen oder zu verkaufen, sind vielseitig. Häufig steht die strategische Repositionierung im Vordergrund – beispielsweise, wenn die ursprünglichen Businesspläne durch gestiegene Tiefbaukosten oder veränderte Nachfrageentwicklungen wirtschaftlich nicht mehr tragfähig erscheinen. Auch institutionelle Investoren oder Infrastrukturfonds sind zunehmend an der Konsolidierung von Glasfasernetzen interessiert, da sie stabile Cashflows und langfristige Planbarkeit bieten. Gleichzeitig können durch die Bündelung von Netzen im Rahmen von Kooperationen erhebliche Synergieeffekte realisiert werden – etwa durch gemeinsame Betriebsführungen, zentralisierte NOC-Strukturen oder standardisierte Serviceprozesse.

Aus Sicht von Kommunen oder Stadtwerken kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, Netzinfrastrukturen in eigene Gesellschaften auszulagern, zu verpachten oder im Rahmen eines strukturierten Bieterverfahrens zu veräußern, um Kapital für andere Infrastrukturprojekte freizusetzen. Insbesondere im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung von Betreibermodellen – beispielsweise über Sale-and-Lease-Back-Strukturen – ergeben sich zusätzliche Gestaltungsräume zur Optimierung der Finanzierungs- und Bilanzstruktur.

WAS SIND DIE ALLGEMEINEN HERAUSFORDERUNGEN BEIM KAUF BZW. VERKAUF VON GLASFASERNETZEN?

Glasfasernetze werden selten vollständig in einem Zuge ausgebaut. In vielen Kommunen findet sich ein Mix aus eigenwirtschaftlich und öffentlich gefördert erschlossenen Gebietsteilen – häufig unter Anwendung unterschiedlicher Förderkulissen. Diese Heterogenität erschwert nicht nur die technische Integration, sondern verlangt eine präzise Erfassung der jeweils geltenden Zweckbindungsfristen und Auflagen, insbesondere im Hinblick auf Rückforderungsrisiken und Nachnutzungspflichten.

Hinzu kommt, dass auch bei rein eigenwirtschaftlich errichteten Infrastrukturen kommunalrechtliche Vorgaben eine Rolle spielen. So dürfen Kommunen ihr Vermögen nicht unter Wert veräußern, was eine fundierte Bewertung auf Basis nachvollziehbarer Bewertungsmodelle erfordert – etwa unter Einbezug von Netzauslastung, Restwerten der Infrastruktur, laufenden Betriebskosten oder dem erwarteten Cashflow-Potenzial.

ERGÄNZENDE WIRTSCHAFTLICHE PERSPEKTIVE: KAPITALBINDUNG, BEWERTUNG UND BILANZWIRKUNG

Über die juristischen und förderrechtlichen Rahmenbedingungen hinaus sind die wirtschaftlichen Implikationen eines Kaufs oder Verkaufs für kommunale Unternehmen besonders relevant. Glasfasernetze stellen beträchtliche Investitionen dar, deren Aufbau typischerweise mit hohen Anfangsinvestitionen und langen Amortisationszeiträumen einhergeht. Die Kapitalbindung ist oft über Jahre hinweg gegeben, während die Rückflüsse in Form von Nutzungsentgelten vergleichsweise langsam erfolgen. Dies belastet insbesondere kommunale Haushalte oder Stadtwerke mit limitierten Finanzierungsreserven.

Ein Verkauf kann hier kurzfristig finanzielle Spielräume eröffnen, etwa durch eine einmalige Erlöszufuhr zur Schuldenreduzierung oder zur Finanzierung anderer Infrastrukturmaßnahmen (z. B. Energiewendeprojekte). Zugleich verändert sich die Bilanzstruktur: Während der Buchwert des Netzes als Aktivposten entfällt, verbessert sich häufig die Eigenkapitalquote durch den erzielten Verkaufserlös.

Allerdings entfällt damit auch die Möglichkeit, über Jahre hinweg laufende Erlöse zu generieren – was betriebswirtschaftlich sorgfältig gegeneinander abgewogen werden muss.

Die Kaufpreisermittlung sollte daher auf validierten Bewertungsverfahren beruhen – insbesondere dem Discounted-Cashflow-Modell, das zukünftige Zahlungsströme unter Berücksichtigung von Betriebskosten, Take-up-Rate, Reinvestitionen und Wettbewerbsrisiken diskontiert. Gerade Investoren oder Infrastrukturfonds bewerten Netze auf dieser Basis, da sie Stabilität und Planbarkeit über Dekaden hinweg suchen. Für Käufer stellen sich darüber hinaus Fragen der Integration in bestehende Netzlandschaften, der Hebung operativer Synergien (etwa durch gemeinsame NOC-Strukturen oder abgestimmte Serviceprozesse) und der regulatorischen Konformität. Eine wirtschaftlich tragfähige Entscheidung setzt deshalb immer eine interdisziplinäre Bewertung voraus – unter Einbeziehung technischer, betriebswirtschaftlicher und rechtlicher Perspektiven.

RECHTLICHE GRUNDLAGEN UND FÖRDERSTRUKTUR

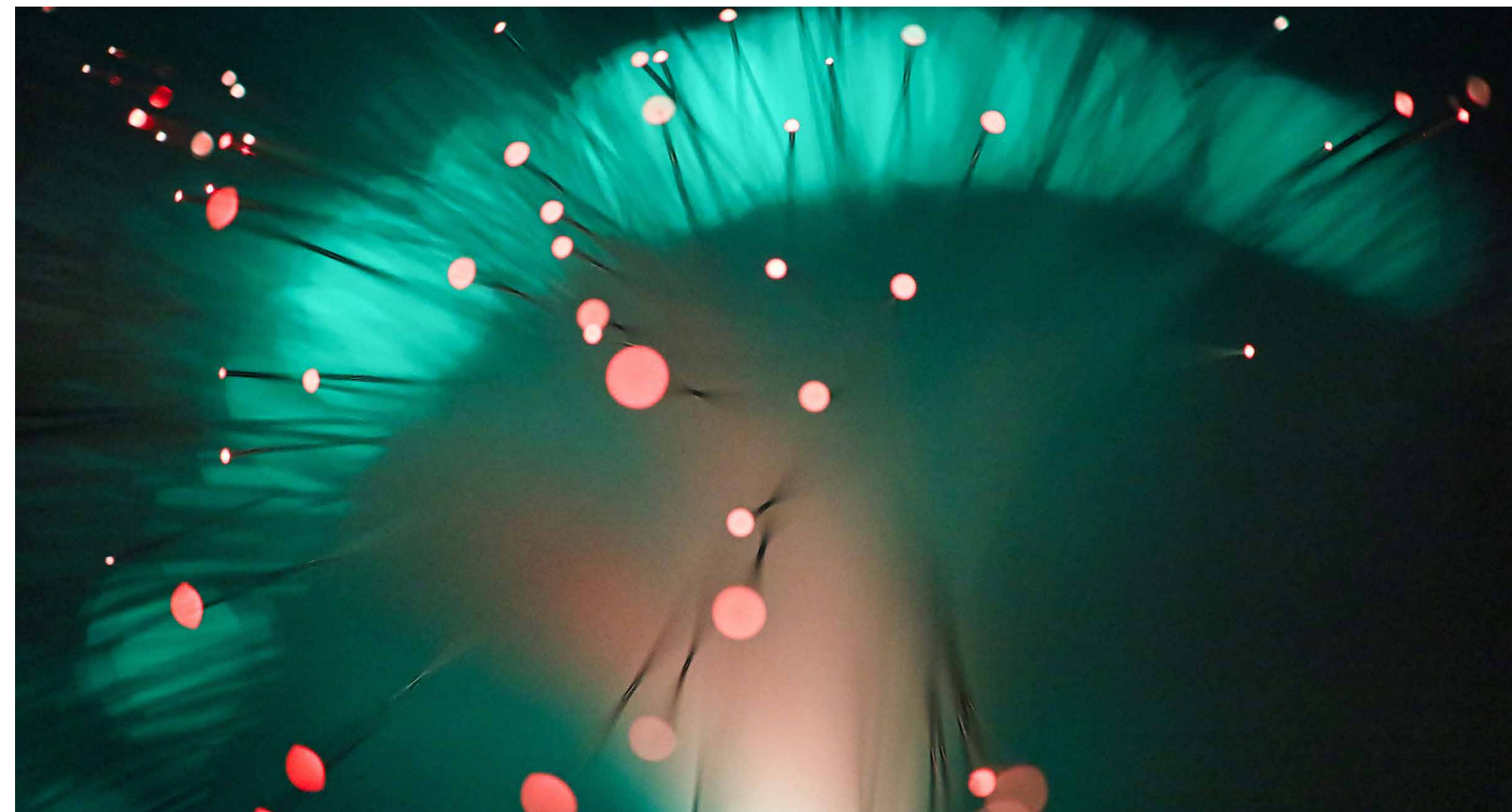
Grundstein für den geförderten Breitbandausbau in Deutschland sind die im Jahr 2013 veröffentlichten und 2023 novellierten EU-Leitlinien für staatliche Beihilfen im Zusammenhang mit dem schnellen Breitbandausbau. Darauf aufbauend entstanden in Deutschland mehrere Förderprogramme – von der „weiße Flecken“-Förderung (ab 2015) über das „graue Flecken“-Programm (2021–2023) bis hin zur aktuell gültigen Gigabit-Richtlinie des Bundes in der Fassung 2.0, die durch Novellierungen vom 30.4.2024 und 13.1.2025 fortgeschrieben wurde.

Zwar bestehen über die Programme hinweg gewisse Kontinuitäten – wie etwa die Open-Access-Verpflichtung – doch unterlagen andere Aspekte, insbesondere Rückforderungsklauseln, teils erheblichen Änderungen. Diese Unterschiede wirken sich unmittelbar auf die Transaktionssicherheit und die wirtschaftliche Bewertung aus. Eine genaue Kenntnis der jeweiligen Förderkulisse ist daher unerlässlich.

WAS IST KONKRET BEIM KAUF BZW. VERKAUF GEFÖRDERTER INFRASTRUKTUR ZU BEACHTEN?

Kernelement des Kaufvertrags ist die sachgerechte Ermittlung der übergehenden Infrastruktur sowie des Kaufpreises. Insbesondere beim Verkauf während laufender Zweckbindungsfristen besteht das Risiko fördermittelrechtlicher Rückforderungen, was den Einbezug dieser in das zugrunde gelegte Bewertungsverfahren bedingt. Ist die Zweckbindungsfrist bereits abgelaufen bzw. der Überprüfungszeitraum überschritten, ist die Transaktion einfacher – das zentrale Risiko entfällt.

Die wirtschaftliche Bewertung sollte neben den förderrechtlichen Aspekten auch Investitionshistorie, Netzarchitektur, Marktpotenzial (z. B. Take-up-Rate) sowie geplante Betriebsmodelle umfassen. Besonders relevant ist auch die Frage, ob ein Share oder Asset Deal gewählt wird, da sich hierdurch steuerliche, bilanzielle und prozessuale Effekte ergeben. Auch die geplante Nachnutzung – z. B. Pacht- oder Betreibermodelle – kann die Zahlungsbereitschaft käuferseitig maßgeblich beeinflussen.



Vor der Ausgestaltung des Kaufvertrags empfiehlt sich eine strukturierte Klärung insb. folgender transaktionskritischer Aspekte:

- Welches Geschäftsmodell wird angestrebt? Bedarf es weiterer Verträge, z. B. für Verpachtung oder Services?
- Welche Infrastrukturkomponenten (z. B. PoP, Hausanschlüsse, Leerrohre) sollen übergehen?
- Erfolgt die Transaktion im Rahmen eines Asset oder Share Deals?
- Welche Bewertungsgrundlage liegt dem Kaufpreis zugrunde?
- Bestehen ausreichende Wegrechte?
- Welche Dokumentationsformate (z. B. Shape-Files) sind verfügbar?
- Welche Garantien und Haftungsausschlüsse sind sinnvoll und realisierbar?

FAZIT

Der Kauf oder Verkauf von Glasfasernetzen ist wirtschaftlich und rechtlich komplex – aber strategisch oftmals hochrelevant. Für Kommunen und kommunale Unternehmen bedeutet dies: Neben zivilrechtlichen Aspekten sind auch kommunalrechtliche, beihilferechtliche und förderrechtliche Vorgaben zwingend zu beachten. Ein strukturierter, interdisziplinärer Ansatz ist essenziell für eine rechtssichere Umsetzung. Darüber hinaus sind Glasfasernetze Teil der kommunalen Daseinsvorsorge. Sie dienen nicht nur der Konnektivität, sondern werden zunehmend zur Voraussetzung funktionierender Verwaltung, Bildung und Gesundheitsversorgung. Ein Eigentümerwechsel darf daher nicht isoliert, sondern muss stets im Kontext strategischer Versorgungssicherheit und öffentlicher Infrastrukturziele gedacht werden.

Erfolgreiche Transaktionen zeichnen sich dadurch aus, dass sie nicht nur ökonomisch, sondern auch infrastrukturell nachhaltig wirken – etwa durch vertraglich gesicherte Nachnutzung kommunaler Standorte, Ausbauverpflichtungen für unterversorgte Gebiete oder die Sicherung von Open-Access-Prinzipien über die Zweckbindung hinaus.

Gerne unterstützen wir Sie bei der Bewertung, Strukturierung und Umsetzung von Kauf- und Verkaufsvorhaben im Bereich Glasfaserinfrastruktur – sprechen Sie uns an!

Kontakt für weitere Informationen



Michael Eckl
Diplom-Energiewirt (FH)
T +49 9 11 9193 3608
E michael.eckl@roedl.com



Andreas Lange
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3573
E andreas.lange@roedl.com

Strategieforum STADTWERKEWENDE

Lösungen und Investitionsstrategien im Spagat zwischen Kontinuität und Kehrtwende

Freuen Sie sich auf
spannende Vorträge
u. a. von ...



MAIK RENDER
Vorstandssprecher,
N-ERGIE AG



PETER DRAUSNIGG
Technischer Geschäftsführer,
Stadtwerke Stuttgart GmbH



SANDRA WIMMER
Kaufmännischer Vorstand,
REWAG Regensburger Energie- und
Wasserversorgung AG & Co. KG



PROF. DR. ANDREAS LÖSCHEL
Inhaber des Lehrstuhls Umwelt-/
Ressourcenökonomik und Nachhaltigkeit,
Ruhr-Universität Bochum



CARSTEN HOFFMANN
Vorstand,
GGEW Gruppen- Gas- und
Elektrizitätswerk Bergstraße AG



ALEXANDER KRAUSE
Prokurist, Bereichsleiter Vertrieb und
Produktentwicklung & -management,
Städtische Werke AG, Kassel

JETZT ANMELDEN »

Online unter:
www.roedl.de/SFSWW

oder per E-Mail an:
seminare@roedl.com



8. bis 9. Oktober
2025 in Köln

Veranstaltungshinweise

THEMA	Kommunale Klimaschutz-Agenda 2025
TERMIN / ORT	bis 10. Juli 2025 / Webinarreihe
THEMA	Umsetzung von Erneuerbare-Energien-Projekten für Kommunen und Stadtwerke
TERMIN / ORT	3. Juni 2025 / Köln
THEMA	Social Media im Stadtwerk
TERMIN / ORT	24. September 2025 / Webinar
THEMA	Strategieforum Stadtwerkewende
TERMIN / ORT	8. bis 9. Oktober 2025 / Köln
THEMA	Konzessionsgipfel (Markttrends, Herausforderungen und Erfolgsstrategien)
TERMIN / ORT	13. November 2025 / Köln
THEMA	15. Branchentreffen der Erneuerbaren Energien
TERMIN / ORT	20. November 2025 / Nürnberg



Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter:
www.roedl.de/seminare

Kontakt für weitere Informationen



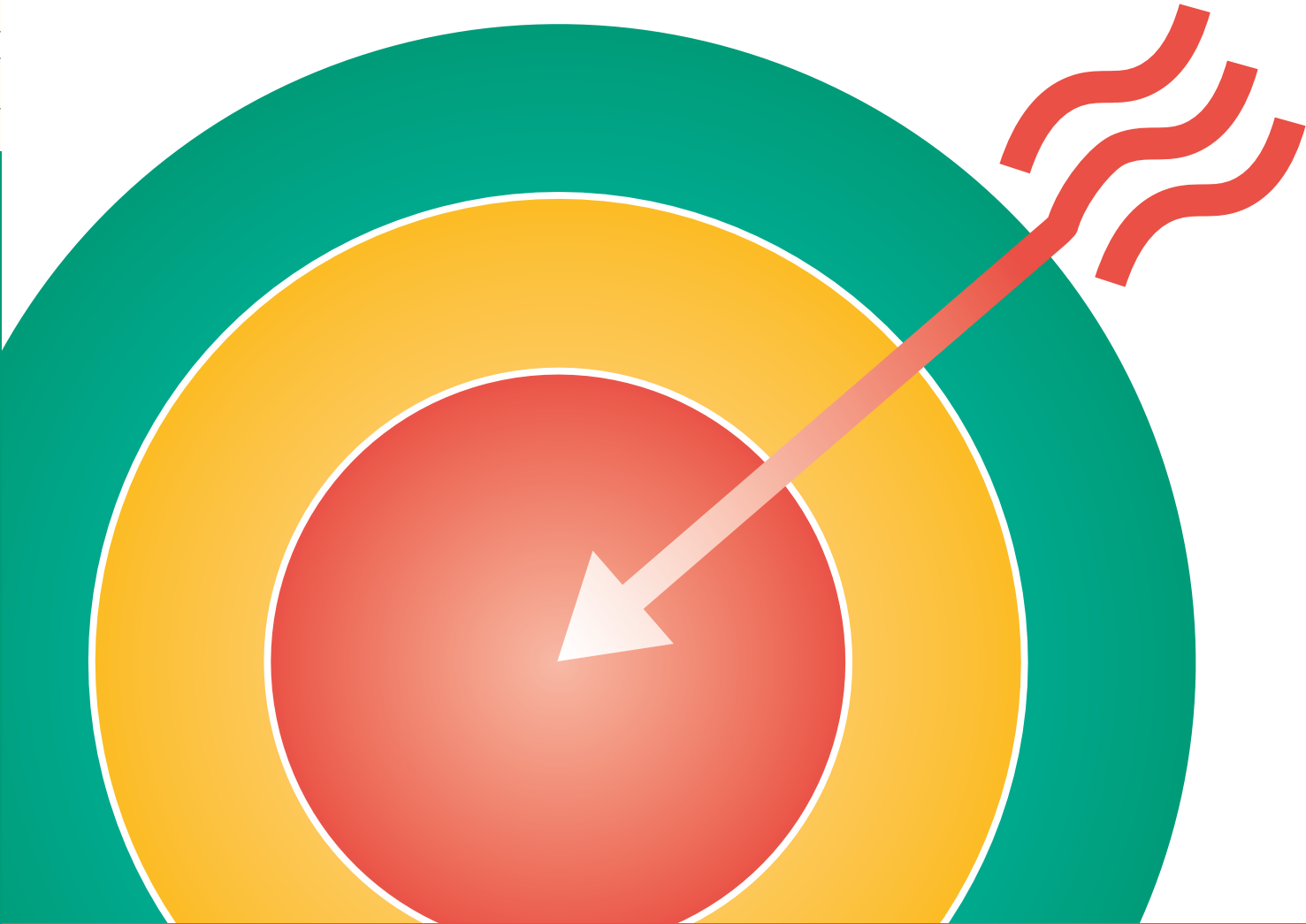
Erik Weiß
M.Sc. Marketing Management
T +49 911 9193 1676
E erik.weiss@roedl.com

Die Wärmezielscheibe

Wärmewende in Deutschland
erfolgreich gestalten



Jetzt downloaden:
bit.ly/waermezielscheibe-2-0



Neuaufgabe 2024

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl & Partner GmbH WPG
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer:
Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Urheberrecht:
Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung
in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen
Zustimmung der Rödl & Partner GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC/04-31-1696

PEFC-zertifiziert

Dieses Produkt
stammt aus
nachhaltig
bewirtschafteten
Wäldern

www.pefc.de