

Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
MÄRZ
2021

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft



→ Netze		→ Aufsichtsräte	
- Kostenprüfung Gas – Was kommt auf die Netzbetreiber zu?	4	- Rechte und Pflichten von Aufsichtsratsmitgliedern kommunaler Beteiligungsgesellschaften – Ein Überblick	21
- Wasserstoffstrategie für Gasversorger und Gasnetzbetreiber	7	→ BEHG	
- Auswirkungen der Änderung des KWKGs auf die Förderung und Prüfung von Wärme- bzw. Kältenetzen	10	- CO ₂ -Bepreisung nach BEHG bei Kraft-Wärme-Kopplung – Ist die Wettbewerbsfähigkeit von KWK-Wärme gefährdet?	26
- Auswirkungen des Redispatch 2.0 auf Anlagen- und Netzbetreiber sowie steuerliche Querverbünde	14	→ Steuern	
→ Wind		- Auszug der steuerlich wichtigsten Punkte für das 1. Quartal 2021	31
- Wind im EEG 2021 – Die Möglichkeiten für Stadtwerke verbessern sich weiter	17	→ Rödl & Partner intern	
		- Veranstaltungshinweise	35

Liebe Leserin, lieber Leser

2021 – das Jahr der großen Weichenstellungen?!

Wird 2021 das Jahr der großen Weichenstellungen? Eine große Frage, vielleicht aber auch zu recht. Für die Netzbetreiber steht im Gas die Kostenprüfung an, im Strom stehen wir vor dem Basisjahr. Zwei entscheidende Weichenstellungen für die Erlösbergrenzen bis zum Ende dieses Jahrzehnts. Die Entwicklungen der letzten Wochen verheißen dabei nichts Gutes: der BGH hat mit seiner Entscheidung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor die Tür zu einem beinahe grenzenlosen Ermessen der Regulierungsbehörden nochmals weiter aufgestoßen. Aber sollte nicht bereits diese Entwicklung die Alarmglocken schellen lassen, so lassen die Schlussanträge des Generalanwalts im EUGH-Verfahren zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden diese Glocken noch lauter schellen. Der Generalanwalt vertritt nämlich die Auffassung dass der nationale Gesetzgeber den Regulierungsbehörden weder Weisungen erteilen noch normative Vorgaben zu Regulierung machen darf. Das führt zu einem Dilemma: es gibt keine Vorgaben der Legislative und die Judikative lässt die Behörden gewähren. Umso wichtiger ist es jetzt, alle Möglichkeiten zu nutzen, um optimal für die Kostenprüfung und das Basisjahr aufgestellt zu sein. Als Berater einer großen Zahl von Netzbetreibern sind wir natürlich mit diesen Möglichkeiten vertraut. Ein Beitrag unseres Kursbuchs greift genau diese Möglichkeiten auf. Eine weitere Weichenstellung ist die inzwischen in die Wege geleitete Novelle des EnWG zur Wasserstoffregulierung. Auch hier wird sich entscheiden, wohin die Reise geht: eine einheitliche Regulierung für Gas- und Wasserstoffnetze oder eine gesonderte Regulierung für Wasserstoff. Um diese Frage wird weiterhin heftig gerungen. Eine Übersicht, welche Entwicklungen beim Thema Wasserstoff zu erwarten sind, finden ebenfalls in unserem Kursbuch. Last but not least stehen in diesem Jahr eine Vielzahl von Landtags- und Kommunalwahlen an und damit verbunden Mitgliederwechsel in den Überwachungsorganen kommunalen Unternehmen. Der Professionalisierung dieser Organe kommt – völlig zu Recht – eine immer größere Bedeutung zu. Nutzen Sie daher das Angebot einer maßgeschneiderten Schulung für Ihre Aufsichts- und Verwaltungsräte. Einzelheiten hierzu finden Sie in unserem Kursbuch. Insgesamt gilt wie immer: bleiben Sie auf Kurs, wir stehen dabei gerne an Ihrer Seite.



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner



→ Netze

Kostenprüfung Gas

Was kommt auf die Netzbetreiber zu?

von Jürgen Dobler und Tobias Boß

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat Mitte Januar 2021 die Konsultationsphase für die „Vorgaben zur Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Betreiber von Gasversorgungsnetzen i. S. d. § 3 Nr. 6 EnWG für die vierte Regulierungsperiode nach § 6 Abs. 1 ARegV“ abgeschlossen. Wie die Vergangenheit gezeigt hat, sind sicherlich keine wesentlichen Anpassungen mehr für die finale Festlegung zu erwarten. Weiter kann davon ausgegangen werden, dass die jeweiligen Regulierungsbehörden die Vorgaben weitgehend übernehmen werden. Was befürchtet werden konnte, ist nun konkret: Der abgefragte Datenumfang hat sich nochmal erhöht. Zudem wird die „Vernetzung“ der BNetzA-Festlegung zum Prüfungsschwerpunkt nach § 6b Abs. 6 EnWG mehr als deutlich. Wir geben einen Überblick über die wesentlichen Inhalte der zur Konsultation gestellten Festlegung. Im Rahmen der Erstellung der Tätigkeitsabschlüsse 2020 sollte auf die regulatorische Robustheit von Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung geachtet werden.

WELCHE UNTERNEHMEN SIND BETROFFEN?

Es kann ausgewählt werden, „für welche Rolle“ der Erhebungsbogen gefüllt wird. Felder, die nicht zu befüllen sind, werden daraufhin grau eingefärbt. Es wird allerdings sehr schnell offensichtlich, dass verbundene

Dienstleister nahezu den gleichen Erhebungsaufwand zu leisten haben wie Netzbetreiber. Für verbundene Dienstleister gilt daher, dass im Hinblick auf die BNetzA-Festlegung zum Prüfungsschwerpunkt nach § 6b Abs. 6 EnWG die Werte – für den Anteil der energiespezifischen Leistungen – mit der tätigkeitsbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung sowie der Bilanz abgleichbar sein sollten.

WELCHE FRISTEN SIND ZU BEACHTEN?

Betreiber von Gasverteilernetzen mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden haben die Möglichkeit, bis zum 31.3.2021 einen Antrag für eine Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV zu stellen. Die Unterlagen für die Kostenprüfung sind dann bis zum 30.9.2021 einzureichen. Für Unternehmen, die am Regelverfahren teilnehmen, ist der Termindruck hingegen deutlich größer; hier ist eine Abgabe der Unterlagen bis zum 1.7.2021 vorgesehen.

WELCHEN UMFANG HAT DER ERHEBUNGSBOGEN?

Der Erhebungsbogen zählt insgesamt 20 Tabellenblätter. Hierbei sind neben Daten für Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung und Rückstellungsspiegel insbesondere auch Angaben zu geschlüsselten Werten von der Datenerhebung umfasst. Die nachfolgende Tabelle greift die einzelnen Tabellenblätter auf und skizziert den Datenumfang:

Tabellenblatt	Datenumfang (u.a.)
A_Stammdaten	<ul style="list-style-type: none"> – Angaben, in welcher Rolle der Erhebungsbogen abgegeben wird – Informationen zu verbundenen Unternehmen
A1_Fragen	<ul style="list-style-type: none"> – Angaben zu Schlüsseländerungen seit dem Basisjahr 2015 – Vernetzung zu Prüfungsschwerpunkt nach § 6b Abs. 6 EnWG / allgemeine Angaben zu: <ul style="list-style-type: none"> – Schuldbeitritten – Dienstleistungsverträgen – Saldierungen von Forderungen und Verbindlichkeiten – Cash-Pooling-Vereinbarungen – Hinweise zu Netzübergängen
A2_Schlüssel	Vollständige Übersicht aller verwendeten Schlüssel (Bezeichnung, Höhe) für die Jahre 2016 bis 2020 mit Beschreibung und Erläuterung
B_Bilanz, B1_Details, B2_Hinzu_Kürz	<ul style="list-style-type: none"> – Tätigkeitsbilanzen für die Jahre 2016 bis 2020 (Gesamtunternehmen, ...) – Geschlüsselte Werte sind mit Angabe der verwendeten Schlüssel zu erfassen – Die Detailangaben greifen insbesondere wieder den Prüfungsschwerpunkt nach § 6b Abs. 6 EnWG auf (u.a.): <ul style="list-style-type: none"> – Angaben zu bestehenden Schuldbeitritten – Höhe Verbindlichkeiten aus Ergebnisabführung – Saldierung von Forderungen und Verbindlichkeiten – Angaben zu Forderungen und Verbindlichkeiten aus Netzentgelte
B3_RSt_Spiegel	Rückstellungsspiegel (Gesamtunternehmen, Gasverteilung) für die Jahre 2016 bis 2020 mit Angabe von Anfangsbestand, Endbestand, Auflösung und Verbrauch
B4_DarL_Spiegel	Übersicht der Darlehensverpflichtungen für 2020: <ul style="list-style-type: none"> – Gläubiger und Beziehung zum Gläubiger – Finanzierungsart – Verwendungszweck – Zinssatz, Laufzeit und Vertragsdatum
C_GuV, C1_Sonstiges, C2_Hinzu_Kürz, C3_SaLi, C4_ÜLR_PZK	<ul style="list-style-type: none"> – Tätigkeitsbilanzen für die Jahre 2016 bis 2020 (Gesamtunternehmen, ...) – Geschlüsselte Werte sind mit Angabe der verwendeten Schlüssel zu erfassen – Sonstige Positionen sowie Rechts- und Beratungskosten sind mit „Einzelwerten“ zu erfassen – Vollständige Summen- und Saldenliste mit Hinweis von Zuordnung Konten und GuV-Positionen – Detaillierte Erfassung von betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen
D_SAV, D1_AnL_Spiegel, D2_BKZ, D3_WAV	<ul style="list-style-type: none"> – Erfassung des betriebsnotwendigen Anlagevermögens und der vereinnahmten Baukostenzuschüsse – Tätigkeitsbezogener Anlagenspiegel für die Jahre 2019 und 2020
E_CF_Rechn	Monatsgenaue Darstellung der Ein- und Auszahlungen für das Gasverteilernetz
F_Netzdaten	Strukturdaten für das Jahr 2020 sind zu erfassen

Die Angaben und Werte im Erhebungsbogen sind in einem umfangreichen Bericht nach § 28 GasNEV zu beschreiben und zu begründen. Insbesondere soll hierbei auf mögliche Besonderheiten des Geschäftsjahres eingegangen werden.

WAS SIND DIE AUFGABEN UND ZIELSETZUNGEN?

Um Netzbetreiber, Verpächter wie auch verbundene Dienstleister optimal auf das „Projekt Kostenprüfung“ vorzubereiten, haben wir 3 Phasen mit unterschiedlichen Aufgabenstellungen und Zielsetzungen definiert:

	Aufgabenstellung	Zielsetzung	
Projektphase	Vorbereitungsphase	<ul style="list-style-type: none"> - Screening der erforderlichen Datengrundlage - Prüfung von Optimierungsansätzen im Tätigkeitsabschluss 	<ul style="list-style-type: none"> - Sicherstellung der erforderlichen Datengrundlage - Ausnutzen von „letzten“ Stellschrauben für eine regulatorische Optimierung - Identifizierung von Risiko- und Kürzungsvolumina - Abstimmung eines detaillierten Zeitplans
	Umsetzungsphase	<ul style="list-style-type: none"> - Erhebungsbögen werden entsprechend den Festlegungen zur Verfügung gestellt - Darlegung der Netzkosten im Bericht nach § 28 GasNEV 	<ul style="list-style-type: none"> - Kontinuierlicher Abstimmungsprozess über Projektverlauf - Detaillierte Aufbereitung „erläuterungsbedürftiger“ Kostenpositionen - Sicherstellung der Konsistenz der eingereichten Daten - Bestimmung des genehmigungsfähigen Netzkostenniveaus (Real-/ Best-Case-Betrachtung)
	Nachbereitungsphase	<ul style="list-style-type: none"> - Vorbereitung von Argumentationslinien für Kostenanerkennung - Dokumentation der Prüfungshandlungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Einordnung der Prüfungshandlungen der Regulierungsbehörde im „Branchenvergleich“ - Ausschöpfen des Handlungsspielraums der Regulierungsbehörde („Wie weit geht die Regulierungsbehörde mit?“) - Sicherung von strittigen Positionen

Die Ergebnisse der Kostenprüfung für das Basisjahr 2020 bestimmen maßgeblich die Erlösbergrenzen der Jahre 2023 bis 2027. Wie die Beschreibung der Projektphasen zeigt, können noch („letzte“) Stellhebel für eine Optimierung der Tätigkeitsabschlüsse genutzt werden. Daher sind Unternehmen gut beraten, die zentralen Aufgabenstellungen für Finanzbuchhaltung und Controlling zu diskutieren und entsprechende Umsetzungsschritte auf Prozessstauglichkeit hin zu prüfen. Und bei alledem gilt es, die möglichen Gestaltungsspielräume im Hinblick auf die anstehenden Kostenprüfungen optimal zu nutzen. Nur ein stringenter Ablauf schafft die Voraussetzungen, um den „gewaltigen“ Umfang der Datenerhebung fristgerecht zur Verfügung zu stellen. Hierbei können wir Ihr Unternehmen gerne unterstützen!

Kontakt für weitere Informationen



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



Tobias Boß
M.Sc. Volkswirtschaft
T +49 911 9193 3527
E tobias.boß@roedl.com



→ Netze

Wasserstoffstrategie für Gasversorger und Gasnetzbetreiber

von Dr. Mathias Koch

Die Bundesregierung und die EU-Kommission haben in Ihren Strategien für die Dekarbonisierung Wasserstoff als den zukunftssträchtigen Energieträger identifiziert, der für Anwendungen eingesetzt wird, die nicht elektrifiziert werden können. Dies betrifft zum einen industrielle Prozesse (Stahl, Chemie), aber teilweise auch Mobilität und Wärme. Da das Ziel dabei ist, fossile Energieträger (Erdgas, Öl etc.) durch CO₂-freie Energieträger zu ersetzen, wird das Zurückdrängen von fossilem Erdgas und der Ersatz durch CO₂-frei erzeugten Wasserstoff mittel- bis langfristig massive Auswirkungen auf Gasversorger und Gasnetzbetreiber haben. Hier gilt es Strategien zu entwickeln, wie Gasversorger und Gasnetzbetreiber das Wegbrechen dieses ertragreichen Geschäftsfeldes kompensieren oder neue Geschäftsfelder auf Basis von Wasserstoff als Energieträger entwickeln.

DEZENTRALE ODER ZENTRALE WASSERSTOFFPRODUKTION?

Deutschland und die Europäische Union sind seit Jahrzehnten auf Importe fossiler Energieträger angewiesen. Nur ein kleiner Teil der fossilen Energie wird innerhalb der Europäischen Union gefördert. Daher stellt sich die Frage, ob und in welchem Umfang Wasserstoff innerhalb Deutschlands bzw. der Europäischen Union zu wettbewerbsgerechten Preisen produziert werden kann oder von kostengünstigeren Standorten weltweit importiert wird. Erste Initiativen zur Zusammenarbeit z. B. mit Chile zielen darauf ab, Ausschreibungen mit langfristigen Abnahmeverpflichtungen zu initiieren, um zu günstigen Konditionen langfristige Verträge für die Lieferung von CO₂-freiem Wasserstoff zu vereinbaren.

Ob und in welchem Umfang zu wettbewerbsgerechten Preisen in Deutschland Wasserstoff produziert werden kann, ist offen bzw. fraglich. Wasserstoffherstellungsprojekte in Deutschland werden nur bei besonderen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar sein oder auf eine Förderung angewiesen sein. Daher werden integrierte Wasserstoffprojekte mit eigener Wasserstoffherzeugung nur unter besonderen Rahmenbedingungen oder mit Fördermitteln mittelfristig wirtschaftlich umsetzbar sein.

REINE WASSERSTOFFNETZE ODER BEIMISCHUNG VON WASSERSTOFF IN ERDGASNETZE?

Wenn Wasserstoffprojekte ohne eigene Wasserstoffherzeugung umgesetzt werden sollen, muss der Bezug von Wasserstoff sichergestellt werden. Da bisher kein liquider Markt für Wasserstoff existiert, muss zumindest mittelfristig der Bezug von Wasserstoff gesichert werden. Grundsätzlich steht hier das Erdgasnetz auch zur Verteilung von Wasserstoff zur Verfügung. Allerdings führen technische Restriktionen dazu, dass nur eine Wasserstoffbeimischung von bis zu 10 Prozent, geplant sind bis zu 20 Prozent, möglich ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass 1 Volumeneinheit Wasserstoff im Vergleich zu 1 Volumeneinheit Erdgas etwa nur ein Drittel des Energieinhaltes transportiert. Dies führt dazu, dass die Beimischung von grünem Wasserstoff von 20 Prozent zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen von ca. 7 Prozent beiträgt. Die Substitution von fossilem Erdgas durch grünen Wasserstoff muss entweder mit einer erheblichen Effizienzsteigerung einhergehen oder die Gasnetze müssen massiv ausgebaut werden, um dieselbe Energiemenge zu transportieren.

Die Beimischung von Wasserstoff kann einen Hochlaufpfad für den Einsatz von Wasserstoff unterstützen und so die Dekarbonisierung des Wärmemarktes und die langfristige Nutzung der Erdgasnetze sichern. Allerdings ist dies beim Bundeswirtschaftsministerium nicht oben auf der Prioritätenliste. Die Bundesregierung konzentriert sich auf den industriellen Einsatz von Wasserstoff (Stahlerzeugung, Chemieindustrie), indem Fördermittel hier eingesetzt werden und die Regulierung von Wasserstoffnetzen so ausgestaltet wird, dass die vollständige Umstellung von Erdgasleitungen auf 100 Prozent Wasserstoff ermöglicht wird, Zusatzkosten für die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze aber nicht anerkannt werden.

Trotzdem sollten Gasnetzbetreiber bei den anstehenden Investitionen prüfen, ob und in welchem Umfang eine Wasserstoffbeimischung möglich ist und im Zweifelsfall lieber die Investition so ausführen, dass eine Beimischung im größtmöglichen Umfang nicht blockiert wird oder umfangreiche Reinvestitionen oder Umbauarbeiten zukünftig erforderlich werden, wenn in einigen Jahren die Beimischung von Wasserstoff doch eine höhere Pri-

orität genießt. Denn das EEG hat bei der erneuerbaren Stromerzeugung gezeigt, dass eine anfängliche Investitionsförderung mit einem Hochlaufpfad grüner Energie realistischer ist als die Umstellung von null auf hundert.

GRÜNER, GRAUER ODER BLAUER WASSERSTOFF

Um die Klimaneutralität bis 2050 erreichen zu können, ist der Einsatz von grünem Wasserstoff erforderlich. Darüber besteht weitgehend Einigkeit. Ob und in welchem Umfang auch Zwischenlösungen wie der Einsatz von grauem Wasserstoff oder blauem Wasserstoff zielführend sind, wird allerdings kontrovers diskutiert. Es ist nachvollziehbar, dass zur Technologieentwicklung und zum Erreichen von Skaleneffekten die Anwendung von anthrazitfarbenem Wasserstoff (mittels Elektrolyse nicht aus EE-Strom) vorteilhaft ist. Es sollte aber vermieden werden, langfristig Subventionen aufrechtzuerhalten, wenn diese nicht klimaneutralen Systeme nicht auf grünen Wasserstoff umgestellt werden können.

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WASSERSTOFFPROJEKTEN

Wasserstoffprojekte sind derzeit ohne Fördermittel nicht wirtschaftlich umsetzbar. Daher besteht die Haupt-Herausforderung darin, Fördermittel zu akquirieren. Das vor Kurzem gestartete Interessenbekundungsverfahren für Wasserstoffprojekte des BMWi zum Beispiel bietet hier eine gute Gelegenheit, die erforderliche finanzielle Ausstattung zu beantragen.

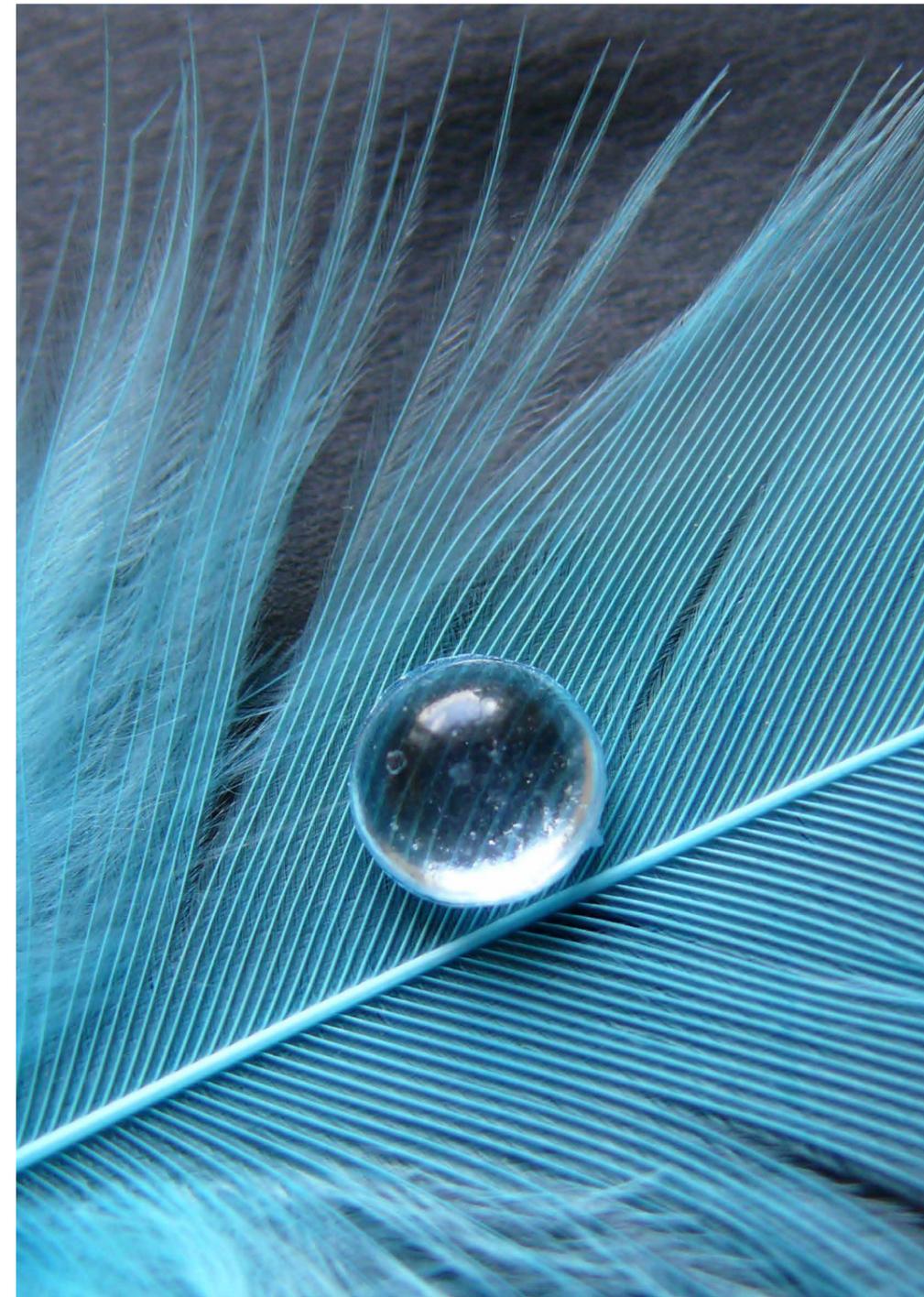
Im Bereich der Wasserstoffherzeugung stellt sich die Frage, ob in Deutschland eine Wasserstoffproduktion wirtschaftlich umsetzbar ist oder ob mit internationalen Projekten deutlich günstigere Gestehungskosten realisiert werden können und Eigenerzeugungsprojekte nur unter besonderen Rahmenbedingungen mittelfristig wirtschaftlich sein könnten.

Ob die Verteilung von Wasserstoff wirtschaftlich gestaltet werden kann, hängt entscheidend von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Derzeit setzt die Bundesregierung auf reine Wasserstoffnetze, die Beimischung von Wasserstoff wird nicht als prioritäre Option betrachtet. Nichtsdestotrotz sollten sich Gasnetzbetreiber die Option für Wasserstoffbeimischung offenhalten und Investitionen so umsetzen, dass perspektivisch eine Wasserstoffbeimischung möglich ist.

Die Wasserstoffnutzung als Energieträger im Bereich Wärme und Mobilität hängt wesentlich von den Gestehungskosten und dem Marktpreis im Vergleich zu fossilem Erdgas und anderen konventionellen Energieträgern ab. Während ein etwas höherer Preis aufgrund der Klimaneutralität argumentierbar ist, sollten deutlich höhere Kosten bzw. Preise durch Fördermittel kompensiert werden.

FAZIT

Wasserstoff soll mittel- bis langfristig Erdgas und andere fossile Energieträger ersetzen. Für Gasversorger und Gasnetzbetreiber ist dabei wichtig, einen Übergangspfad zu entwickeln, um Strukturbrüche von der fossilen Welt zur dekarbonisierten Welt zu vermeiden. Dies kann durch Umsetzung von dezentralen Wasserstoffprojekten und/oder durch einen Anstieg der Wasserstoffbeimischung in Gasnetzen realisiert werden. Anreize können hier durch Quotenlösungen geschaffen werden. Wasserstoffprojekte werden auch mittelfristig auf eine Förderung angewiesen sein, um für die preissensiblen Endkunden im Wärmemarkt wettbewerbsgerechte Lösungen anbieten zu können.



Kontakt für weitere Informationen



Dr. Matthias Koch
Dr.-Ing., MBA, CVA
T +49 221 949 909 216
E matthias.koch@roedl.com

→ Netze

Auswirkungen der Änderung des KWKGs auf die Förderung und Prüfung von Wärme- bzw. Kältenetzen

von Benjamin Junger

Die Förderung von Wärme- und Kältenetzen wurde kürzlich durch zwei Gesetzesänderungen angepasst. Die Zuschlagszahlung orientiert sich nun noch stärker an den ansatzfähigen Investitionskosten. Dadurch ist die Begrenzung für Projekte mit geringem Nenndurchmesser entfallen. Gleichzeitig wurde die Förderhöhe von 10 auf 40 Prozent angehoben. Vor allem kleinere Projekte dürften hiervon deutlich profitieren. Nachfolgend stellen wir Ihnen die für Sie relevanten Auswirkungen auf die Antragstellung und Prüfung dar.

GESETZLICHE ÄNDERUNGEN

Bei Förderungen lohnt es sich stets, ein waches Auge auf aktuelle Gesetzesentwicklungen zu haben.

Die Förderung und Prüfung von Wärme- und Kältenetzen erfuhr erst kürzlich zwei gesetzliche Änderungen. Bereits am 1.9.2020 haben wir Sie über den Artikel "Kohleausstiegsgesetz: Überblick über die Auswirkungen auf die Förderinstrumente des KWKGs"¹ informiert. Am 21.12.2020 erfuhr das KWKG durch Artikel 17 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zusätzliche energierechtlicher Vorschriften eine weitere Anpassung.

Mit diesen beiden Anpassungen ergeben sich nicht unerhebliche Änderungen für die Planung, den Betrieb, die Förderung und nicht zuletzt für die Prüfung von Wärme- und Kältenetzen. Deshalb möchten wir Ihnen nachfolgend aktuell geltende Grundsätze, Voraussetzungen und Hinweise aufzeigen.

FÖRDERFÄHIGE PROJEKTE

Nach § 18 KWKG werden grundsätzlich Neubau und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen unter bestimmten Voraussetzungen mit einem Zuschlag gefördert. Förderfähige Projekte sind daneben außerdem Netzverstärkungsmaßnahmen², der Zusammenschluss bestehender

Wärmenetze, die Anbindung einer KWK-Anlage an ein bestehendes Wärmenetz und der Umbau der bestehenden Wärmenetze für die Umstellung von Heizdampf auf Heizwasser.³

VORAUSSETZUNGEN

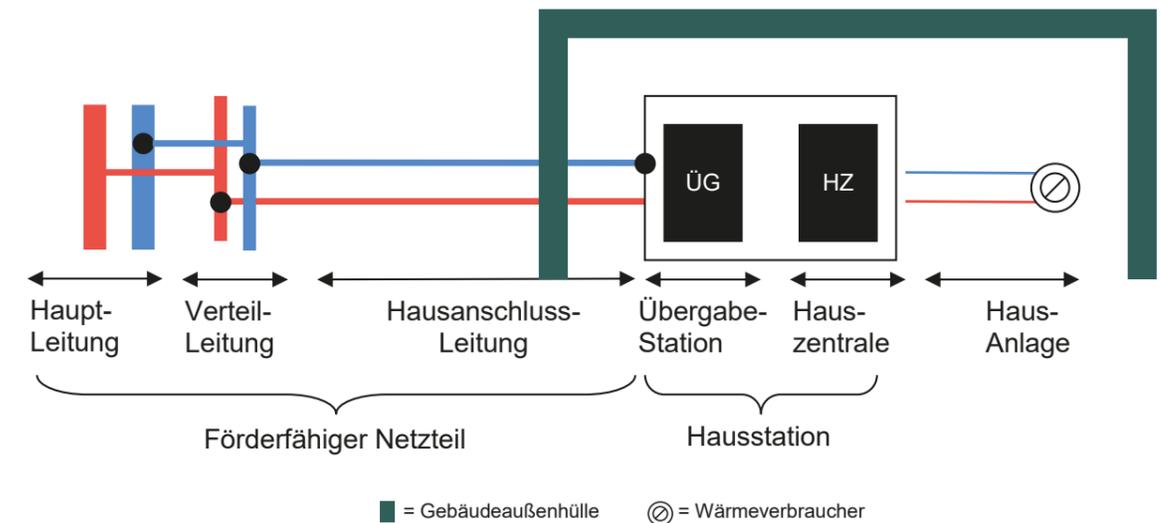
Damit diese Projektarten bezuschusst werden können, sind jedoch noch weitere Voraussetzungen erforderlich. Zunächst einmal muss es sich um ein Wärme- bzw. Kältenetz handeln. Dazu muss die Leitung mindestens über eine Flurgrenze hinweg einen Verbraucher versorgen und zumindest die theoretische Möglichkeit bestehen, dass eine unbestimmte Anzahl von Abnehmenden angeschlossen werden kann. Als Verbraucher gelten im Übrigen nur fremde Dritte. Eine Eigenversorgung zählt hier nicht dazu. Anders jedoch die Versorgung von juristisch eigenständigen Unternehmen im Konzernverbund.

DEFINITION DES PROJEKTES

Förderanträge sind für Projekte zu stellen. Der Sichtweise des Bafa folgend, definiert sich das Projekt anhand der natürlichen Betrachtungsweise. Hierbei spielen die zeitliche und die räumliche Komponente eine wesentliche Rolle. In zeitlicher Hinsicht kann die Abgrenzung anhand von Jahresscheiben erfolgen. Räumlich können u. a. Stadtteile, Bezirke oder Versorgungsgebiete für die Abgrenzung herangezogen werden. Erfolgen nach Abschluss und Antragstellung weitere Inbetriebnahmen im Folgejahr, so wäre dafür beispielsweise ein separater Antrag für das betreffende Gebiet zu stellen.

INVESTITIONSKOSTEN

Ansatzfähige Investitionskosten sind alle Kosten, die für erforderliche Leistungen Dritter im Rahmen des Neu- oder Ausbaus von Wärmenetzen tatsächlich angefallen sind (§ 19 Abs. 2 KWKG). Es sind also grundsätzlich nur die Kosten des Netzes ansatzfähig.



Quelle in Anlehnung an: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_waerme_kaeltenetze_merkblatt.pdf;jsessionid=A10D-D61E393704BD4C2E2072062510A0.2_cid362?__blob=publicationFile&v=12.

Hierzu gibt es seitens des Bafa eine anschauliche grafische Darstellung (siehe oben).

Als Negativabgrenzung bei den Kosten sind insbesondere anzuführen: Gebühren, interne und kalkulatorische Kosten, Grundstücks-, Versicherungs- und Finanzierungskosten. Im Detail gestaltet sich die Abgrenzung zwischen den ansatzfähigen Investitionskosten und dem nicht förderfähigen Bereich natürlich deutlich komplexer.

Im nächsten Schritt sind dann von den ermittelten Investitionskosten die für das Projekt gewährten Zuschüsse seitens Bund, Länder und Gemeinden in Abzug zu bringen. Der sich so ergebende Betrag stellt dann die Summe der ansatzfähigen Investitionskosten dar.

VERPFLICHTUNG ZUR WEITERREICHUNG VON FÖRDERMITTELN

Die Förderung muss natürlich auch den Verbrauchern zugutekommen. Zumindest, sofern sie für ihren Hausanschluss selbst auch Kosten zu tragen hatten. In diesem Fall ist der Anteil des Zuschlags, der auf den Anteil des Verbraucherabgangs entfällt, an diesen weiterzureichen; jedoch maximal der Betrag, der ihm in Rechnung gestellt wurde. Hieraus ergeben sich diverse Möglichkeiten, nämlich auch, dass die Förderhöhe bereits bei der Rechnungsstellung an den Verbraucher berücksich-

tigt wurde. Die sich daraus ergebenden Spielräume lassen gewisse Gestaltungen zu.

KWK-ANTEIL

Um in den Genuss der Förderung zu gelangen, muss das projektierte Wärmenetz zumindest teilweise mit Wärme aus KWK-Anlagen beheizt werden. Dabei ergeben sich mittlerweile 3 Konstellationen: Zunächst die klassische Variante, nämlich die Befuerung mit mindestens 75 Prozent KWK-Anteil, des Weiteren kann alternativ eine Versorgung aus kombinierten Energieträgern erfolgen:

Diese Kombination ergibt sich aus KWK-Wärme, Wärme aus Erneuerbaren Energien und aus industrieller Abwärme. Dabei muss jedoch ein KWK-Mindestanteil von 10 Prozent – vormals 25 Prozent – erreicht werden. Im Rahmen dieser Kombination ist von entscheidender Bedeutung für die Förderhöhe, ob nun mindestens 50 oder insgesamt doch 75 Prozent des KWK-Anteils erreicht werden. In der Umsetzung dieser Kombinatorik und den dafür vorzuhaltenden Prüfungsnachweisen für das Bafa und Wirtschaftsprüfer sind diverse Punkte zu beachten.

Durch die gesetzlichen Änderungen hat sich aber nicht nur eine Senkung der 25-Prozent-Marke auf 10 Prozent ergeben, sondern auch die Anknüpfungspunkte für die Förderhöhe wurde variiert.

¹ <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/september-2020/kohleausstiegsgesetz-kwk-gesetz-2020-chancen-fuer-die-fernwaerme>.

² Sofern sie zu einer Erhöhung der transportierbaren Wärmemenge von mindestens 50 Prozent im betreffenden Trassenabschnitt führen.

³ Sofern sie zu einer Erhöhung der transportierbaren Wärmemenge von mindestens 50 Prozent im betreffenden Trassenabschnitt führen.



FÖRDERHÖHE

Bislang orientierte sich die Förderhöhe im Wesentlichen zunächst an dem durchschnittlichen Nenndurchmesser der verlegten Leitungen bzw. insbesondere am Vorlauf, gemessen in DN.

Gesetzlich wurden für die Förderung zwei Szenarien unterschieden. Bedeutend war, ob der mittlere Nenndurchmesser die 100er-Marke übersteigt, oder eben nicht.

Sofern hier diese magische Grenze geknackt wurde, betrug die Förderung 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten (s. o.). Wenn nicht, so lag die Förderung zwar grundsätzlich bei 40 Prozent dieser Kosten, war jedoch maximal auf einen Betrag von 100 Euro je Meter Vorlauflänge begrenzt. Dies führte nicht selten dazu, dass Projekte vor allem dann einen merklich geringeren Zuschlag erhielten, wenn die Hausanschlüsse leitungs- wie auch investitionsseitig mit einbezogen worden sind oder die Netze per se schon durch einen geringen Nenndurchmesser – jedoch unabhängig von der Kostenhöhe – versorgt werden konnten. Diese Schere der Förderung hat der Gesetzgeber nun angepasst. Die Betrachtung der Leitungslängen und Durchmesser hat demnach keine direkten Auswirkungen mehr auf die Höhe der Förderung. Vielmehr ergibt sich die Förderhöhe nun ausschließlich – die übrigen Voraussetzungen erfüllend – anhand der Investitionskosten für das jeweilige Projekt und dem Wärmemix der Einspeisung.

Im Detail stellt sich dies wie folgt dar:

Wird der betreffende Trassenabschnitt mit einem Anteil von 75 Prozent KWK-Anteil oder 75 Prozent kombiniertem Anteil versorgt, so sind nun ganze 40 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten als Förderung vorge-

sehen. Erreicht dagegen der kombinierte Anteil zumindest 50 Prozent, so ergibt sich immerhin eine Förderung in Höhe von 30 Prozent. Im Vergleich zur bisherigen Regelung dürfte sich für einen Großteil der Projekte eine deutliche Erhöhung der Fördersumme ergeben.

TESTIERUNG DURCH EINEN WIRTSCHAFTSPRÜFER

Zu einem vollständigen Antrag zählt auch der Prüfungsvermerk des Wirtschaftsprüfers. Das Bafa-Berechnungsschema ist grundsätzlich vom Unternehmen zu befüllen und vom Wirtschaftsprüfer testieren zu lassen. Obwohl bislang seitens des Bafa jedoch weder das Berechnungsschema noch das Merkblatt auf die neuen gesetzlichen Vorgaben angepasst worden sind und deshalb auch seitens des IDW noch kein neuer IDW PH 9.970.31 veröffentlicht wurde, dürften dennoch schon gewisse Auswirkungen auf die Prüfung absehbar sein:

Da die Förderhöhe nun losgelöst vom durchschnittlichen Nenndurchmesser direkt von den ansatzfähigen Investitionskosten abhängt, dürfte sich in der Regel aus Prüfersicht auch eine Verschiebung des Prüfungsschwerpunktes weg von den Leitungslängen hin zur Prüfung der Investitionskosten ergeben. Welche Rolle die Leitungslängen trotzdem noch im Rahmen der Prüfung spielen, bleibt abzuwarten. Sofern bislang die Förderhöhe sich ausschließlich an den Investitionskosten orientierte, war der an den Verbraucher weiterreichende Anteil der Förderung bislang von der Leitungslänge abhängig.

Logische Konsequenz wäre demnach, dass das Bafa nun eine Aufteilung der Investitionskosten für die Haupt- und Verteilleitungen und die jeweiligen Hausanschlüsse fordern wird. Im Ergebnis würden die verlegten Leitungslängen und -durchmesser dann praktisch keine Rolle mehr spielen. In der Zusammenstellung der Kosten müsste dann insbesondere eine sachgerechte und

nachvollziehbare Aufteilung auf die jeweiligen Hausanschlüsse erfolgen. Es bleibt abzuwarten, wie sich das Bafa hierzu äußern wird.

FÖRDERNOTWENDIGKEIT DES PROJEKTES

Dem Antrag sind Nachweise beizufügen, die belegen, dass die beantragte Zuschlagzahlung für die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens erforderlich ist. Es muss folglich eine Wirtschaftlichkeitslücke nachgewiesen werden.

Kurz gesagt: Das Projekt darf sich ohne Fördergelder nicht „lohnen“. Im Prinzip handelt es sich um eine Art Investitionsrechnung, bei der der Barwert der Investition negativ sein muss, um den Zuschlag zu erhalten. Hierfür hat das AGFW ein Berechnungstool konzipiert, das für den Nachweis heranzuziehen ist. Dabei sind umfangreiche Angaben hinsichtlich geplanter Investitionskosten, Wärmelieferpreise und geplanter Erweiterungen von Anschlussnehmern zu machen. Daneben gibt es auch gewisse Stellschrauben, die teils mit pauschalierten Werten bestückt werden können. Da die Darlegung der Wirtschaftlichkeitslücke einen maßgeblichen Einfluss darauf hat, ob ein Projekt überhaupt gefördert wird, sollte dieser Berechnung ausreichend Aufmerksamkeit geschenkt werden.

STOLPERFALLEN

Das zu fördernde Projekt muss schließlich noch fristgerecht beantragt werden, wobei es hier gewisse Stolperfallen gibt, die unbedingt beachtet werden sollten. Dazu zählt zum Beispiel, dass der Antrag bis zum 1.7. des auf die Inbetriebnahme folgenden Jahres vollständig beim Bafa eingegangen sein muss. Der Poststempel ist irrelevant, es kommt auf den Eingangsstempel beim Bafa an. Vor allem das Datum der Inbetriebnahme gestaltet sich dabei des Öfteren als problematisch. So gilt das Projekt mit erstmaliger dauerhafter Belieferung des Verbrauchers als in Betrieb genommen (§ 20 Abs. 3 S. 2 KWKG). Das ist auch schon der Fall, wenn dies unter Einsatz einer mobilen Heizzentrale erfolgt. Auch dann läuft schon die Antragsfrist! Irrelevant dagegen sind beim Neubau/Ausbau jedoch das Inbetriebnahmedatum des BHKWs, das Datum des Abschlusses der Bauarbeiten am Hauptabschnitt oder gar die Netzbefüllung. Eine Inbetriebnahme ist dann nicht erfolgt, wenn es sich um einen Probetrieb des Netzes oder eben eine Eigenversorgung handelt. Hinsichtlich der Frage, welche Leitungstrassen zu den in Betrieb genommenen Teilabschnitten gehören, ist die Abgrenzung außerdem nicht immer einfach und sollte im Vorfeld der Testierung und Beantragung geklärt sein.

UNTERSTÜTZUNGSLEISTUNGEN

Wir bei Rödl & Partner unterstützen Sie gerne bei allen Projektphasen mit unserer umfangreichen Expertise auf diesem Gebiet. Als Unterstützungsleistungen können wir Ihnen hier insbesondere anbieten:

- Die Prüfung und Testierung von Wärme- und Kältenetzen für den Förderantrag
- Hilfestellungen hinsichtlich diverser Fragen im Zusammenhang mit der Antragstellung (bspw. Ansatzfähigkeit von Investitionskosten, Prüfung/Befüllung der Antragsunterlagen auf Vollständigkeit und Richtigkeit, Berechnung der Wirtschaftlichkeitslücke)
- Unterstützung im Rahmen der Kalkulation der Wärmepreise

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Junger
M.Sc. Auditing, Accounting,
Taxation, Steuerberater,
Wirtschaftsprüfer
T +49 911 9193 3636
E benjamin.junger@roedl.com

→ Netze

Auswirkungen des Redispatch 2.0 auf Anlagen- und Netzbetreiber sowie steuerliche Querverbünde

von Benjamin Hufnagel und Julian Britz

WAS BEDEUTET REDISPATCH?

Zur Vermeidung von Netzengpässen führen die Übertragungsnetzbetreiber täglich eine Lastflussrechnung für den Folgetag durch. Die Berechnung beinhaltet die Einsatzplanung aller verfügbaren Kraftwerke der jeweiligen Regelzone. Ausgehend vom zusammengefassten Einsatzplan erhalten die Übertragungsnetzbetreiber eine Übersicht der voraussichtlichen Ein- und Ausspeisungen auf Netzebene und können so bewerten, welche Teile wie stark beansprucht werden. Um nun am Folgetag die Anzahl der kurzfristigen Eingriffe in die Fahrweise von konventionellen und regenerativen Kraftwerken zur Sicherung der Netzstabilität gering zu halten, werden die Ergebnisse der Lastflussrechnung genutzt, um die Kraftwerksbetreiber zur Verschiebung der geplanten Stromproduktion anzuweisen. In der Regel hat dies zur Folge, dass zusätzliche Kraftwerke, etwa in verbrauchsstarken Regionen, aktiviert werden, beziehungsweise angewiesen werden, ihre Leistung zu erhöhen. Gleichzeitig werden andere ursprünglich in der Kraftwerkseinsatzplanung vorgesehene Kraftwerke, die aufgrund ihrer geografischen Lage zur Entstehung des Netzengpasses beitragen, angewiesen, ihre Leistung zu reduzieren. Aktuell wird dies nur für Anlagen größer gleich 10 MW durchgeführt.

WEN BETRIFFT REDISPATCH 2.0?

Das zum 13.5.2019 in Kraft getretene Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) enthält neue Vorgaben für das Management von Netzengpässen, die von den Netzbetreibern zum 1.10.2021 umgesetzt sein müssen. Hinsichtlich der Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird zu diesem Zeitpunkt ein einheitliches Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eingeführt. Konkret bedeutet dies, dass zukünftig auch **EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind**, in den Redispatch einbezogen werden. Entscheidend für die Wahrscheinlichkeit, mit der Anlagenbetreiber zukünftig von Maßnahmen betroffen sein werden, ist dabei die geografische Lage. Während es aktuell insbesondere im Norden Deutschlands zu Stromüberschüssen kommt, herrscht im Süden tendenziell eher ein Strommangel. Anlagenbetreiber im Süden sind somit aller Voraussicht nach seltener von externen Eingriffen betroffen, wenngleich ein starker PV-Ausbau dies grundsätzlich ändern könnte.

WELCHE AUFGABEN KOMMEN AUF DIE NETZBETREIBER ZU?

Durch die Einbeziehung von Kleinanlagen > 100 kW erwartet die betroffenen Netzbetreiber ab dem 1.10.2021 ein deutlich höherer Aufwand. Insbesondere die Verteilnetzbetreiber werden zu einer tragenden Rolle des Redispatch-Regimes. Analog zu den Übertragungsnetzbetreibern müssen sie zukünftig ihre Netze hinsichtlich der zu erwartenden Belastung modellieren und prognostizieren. Dies erfordert insbe-

sondere Anpassungen in deren Leitsystemen, hierbei allen voran in der Erstellung viertelstundenscharfer Prognosen sowie umfangreicher Netzsicherheitsrechnungen. Aber auch die Verantwortung für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich sowie die Abwicklung der Abrechnungsprozesse mit den Marktakteuren ist künftig von den Verteilnetzbetreibern zu leisten. Der ständige Austausch von Daten zwischen den Leitsystemen und dem Energiemarkt erfordert darüber hinaus ein angepasstes Information Security Management System gemäß ISO/IEC 27002.

WELCHE AUSWIRKUNGEN FÜR ANLAGENBETREIBER SIND ZU ERWARTEN?

Im Falle einer Redispatch-Aktivierung erhalten die Anlagenbetreiber eine Entschädigung, die dem Vergütungsverlust entsprechen soll. Der Entschädigungsprozess soll dabei weiterhin auf Basis des Branchenleitfadens für die Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen vom BDEW beruhen. Unter den Anspruch der Entschädigung fallen unter anderem die entgangenen Einnahmen aus Einspeisevergütung für die Ausfallarbeit oder auch gegebenenfalls vermiedener Netzentgelte, sowie die Kosten für zusätzlichen Brennstoffeinsatz oder bezogenen Strom bei Eigenstromversorgung. Kosten für entgangene Wärmeerlöse bei Verzicht auf alternative Wärmeerzeugung können nur dann geltend gemacht werden, wenn die reduzierte Wärmemenge nicht durch andere Wärmeerzeuger ersetzt wird. Da auch Kosten für die zusätzliche



Verwaltung und Abrechnung geltend gemacht werden können, entsteht durch die Redispatch-Aktivierung kein finanzielles Risiko.

Im Falle von Anlagen, die zur Wärmeversorgung eingesetzt werden und deren Ausfall ein erhebliches Risiko der Versorgung darstellen, können dennoch zusätzliche Kosten erforderlich werden. Insbesondere im Bereich der Nah- und Fernwärme, deren Versorgungssicherheit zu jeder Zeit gewährleistet sein muss, kann die Installation zusätzlicher Spei-

cher oder Spitzenlastkessel zur Risikominimierung unvermeidlich sein. Die Kosten hierfür sind vom Anlagenbetreiber zu bezahlen. Ob ein Risiko besteht und wie hoch die Eintrittswahrscheinlichkeit eines solchen ist, kann mittels Vergangenheitswerten ermittelt und für die Zukunft abgeschätzt werden.

MINDESTFAKTOR-FESTLEGUNG

Der Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Kopplung wird im kommenden System allerdings nach wie vor erhalten bleiben. Um dies zu gewährleisten, hat die Bundesnetzagentur Mindestfaktoren festgelegt, die die Reihenfolge des Zugriffs auf Anlagen bestimmen. Die Mindestfaktoren stellen somit eine Wertung im Sinne des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Strom gegenüber konventionell erzeugten Strommengen dar und dienen der Einhaltung des europarechtlich gebotenen Einspeisevorrangs. Auf die Abregelung von EE- oder KWK-Strom darf folglich nur dann zugegriffen werden, wenn dies um ein Vielfaches wirksamer und effizienter zur Entlastung eines Engpasses geeignet ist. Für die Umsetzung der Mindestfaktoren sind geeignete „kalkulatorische“ Preise für die Abregelung von EE- und KWK-Strom zu bestimmen. Die Berechnung dieser erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber und wird zum 1.9. eines jeden Jahres veröffentlicht. Dies soll dem Ansatz Rechnung tragen, dass Eingriffe seitens der Netzbetreiber künftig generell so geplant und durchgeführt werden sollen, dass Netzengpässe mit



möglichst geringen Gesamtkosten beseitigt werden und der Vorrang EE- und KWK-Anlagen gleichzeitig erhalten bleibt.

Die Festlegung der Mindestfaktoren hat die Bundesnetzagentur wie folgt bestimmt:

- für EE-Anlagen: 10
- für KWK-Anlagen: 5

BESONDERE AUSWIRKUNGEN AUF STEUERLICHE QUERVERBÜNDE

Insbesondere für BHKWs, die die Zusammenfassungsgrundlage für zwei ungleiche Betriebe gewerblicher Art (BgA) als steuerlicher Querverbund bilden, kann die verringerte Wärmeproduktion zur Gefahr werden. Hintergrund ist, dass die Finanzbehörden zur Gewährung des steuerlichen Querverbands von Energieversorger und Bäderbetrieb die Abdeckung eines Anteils von mindestens 25 Prozent des BHKWs am Gesamtwärmebedarf des Schwimmbads fordern. Zudem muss gewährleistet sein, dass das BHKW wirtschaftlich betrieben wird. Zwar werden die wirtschaftlichen Nachteile großteils ausgeglichen, falls das genutzte BHKW jedoch im Grenzbereich der Wärmeabdeckung liegt, kann eine verminderte Produktion in Folge häufiger Redispatch-Abschaltung den Fortbestand bzw. die Anerkennung des steuerlichen Querverbands gefährden.

Dem Risiko entgegenwirken lässt sich möglicherweise durch entsprechendes Gegensteuern der Anlagen oder mittels einer geeigneten verbindlichen Auskunft der zuständigen Finanzbehörde, in deren Rahmen entsprechende Unwägbarkeiten deklariert werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich die Einführung des Redispatch 2.0 auf BHKW-Anlagenbetreiber im Süden Deutschlands voraussichtlich nur geringfügig auswirken wird. Dennoch empfehlen wir im Falle eines steuerlichen Querverbands, bei dem die Grenzwerte nur geringfügig überstiegen werden, diesen zu prüfen und im Rahmen einer verbindlichen Auskunft absichern zu lassen. Hierbei unterstützen wir Sie gerne.



SAVE THE DATE

Besuchen Sie uns an unserem Stand auf der E-world:

4. - 6. MAI 2021 IN ESSEN
HALLE 3 STAND 3-265

Kontakt für weitere Informationen



Benjamin Hufnagel
M.A. Europäische Energiewirtschaft,
B.Eng. Wirtschaftsingenieur,
Energiewirtschaftsmanager
T +49 911 9193 3570
E benjamin.hufnagel@roedl.com



Julian Britz
M.Sc. Energietechnik &
Energie-Management
T +49 911 9193 3726
E julian.britz@roedl.com

→ Wind

Wind im EEG 2021

Die Möglichkeiten für Stadtwerke verbessern sich weiter

von Michael Rogoll und Kai Imolauer

Auch wenn die Umsetzung von Windkraftanlagen (WKA) ein komplexes und mit Risiken behaftetes Projekt darstellt, haben Stadtwerke in Verbindung mit Kommunen eine sehr vorteilhafte Position. Sie zeichnen sich durch Bürgernähe aus und können wie keine andere Institution Wertschöpfung aus der Windkraft für die Kommune erwirtschaften. Im Folgenden haben wir die Wertschöpfungsmöglichkeiten dargestellt und einen möglichen Weg zur Umsetzung skizziert.

gütungskategorie für Schwachwindstandorte werden diese gefördert. Ebenso wurde eine Zahlung an die Standortgemeinden einer Windkraftanlage verabschiedet.

Das Fazit der Novelle bezüglich Windkraft bleibt weiterhin: Wer ein genehmigtes Windkraft-Projekt hat, kann beträchtlich profitieren. Dies gilt insbesondere für Kommunen und die zugehörigen Stadtwerke. Neben vielen Profitmöglichkeiten haben diese durch ihre einzigartige regionale Position beste Möglichkeiten, ein Projekt zu realisieren. Durch ihre Kenntnis von und Verflechtung mit lokalen Strukturen und Akteuren sind sie optimal vernetzt – natürlich auch politisch. Als gewählte Vertreter der Bürger bzw. im Falle des Stadtwerks als Instrument, das sich oft im (partiellen) Eigentum der Kommune befindet, genießen Sie das Vertrauen, nicht zuletzt durch ihre Präsenz. Als regionaler Wirtschaftsfaktor in öffentlicher Hand sind die Gemeinwohlinteressen offensichtlich. Dadurch können sie auch von wirtschaftlichen Instrumenten profitieren, die anderen nicht zur Verfügung stehen, wie beispielsweise Kommunalbürgschaften.

Diese einzigartige Bündelung von Kompetenzen und Möglichkeiten versetzt das Stadtwerk in eine grundlegend vorteilhafte Position bei der Umsetzung von Windprojekten. Sie können, wie sonst kein anderer, Bürgerbeteiligung leben und dadurch einen wichtigen Baustein eines Windprojektes auf dem Weg zu einer erfolgreichen BImSch-Genehmigung setzen.

STADTWERKE UND KOMMUNEN ALS INITIATOR FÜR WINDPROJEKTE

Seit 2018 sind genehmigte Windprojekte Mangelware. Die Ausschreibungen sind dauerhaft unterzeichnet und die Gebote bei den Ausschreibungen, die die Förderung nach dem EEG festlegen, liegen meist beim zulässigen Höchstwert. Dies hat die Regierung dazu veranlasst im EEG 2021 einige neue Regelungen zu verabschieden, die durch verschiedene Maßnahmen diesen ungünstigen Zustand beenden sollen. Durch eine bevorzugte Bezuschlagung einer gewissen Quote von Südstandorten und die Einführung einer neuen Ver-

Lesen Sie mehr zum Thema EEG 2021 in der Februar-Ausgabe unserer EnEws unter:



<https://www.roedl.de/medien/publikationen/newsletter/erneuerbare-energien/>



PROFITMÖGLICHKEITEN

Kommunale Akteure haben neben den ökologischen Vorteilen auch große wirtschaftliche Anreize. Wer hier alle Register zieht, kann viel Geld für das Stadtwerk, die Kommune und schlussendlich immer auch für die Bürger erwirtschaften.

Auch ohne Beteiligung an dem Windpark gibt es folgende Erlösmöglichkeiten:

1. Seit dem EEG 2021 gibt es die Möglichkeit für die WKA-Betreiber, eine Zahlung von 0,2 ct/kWh ohne Gegenleistung an die an eine WKA grenzenden Gemeinden zu zahlen, ohne die Kosten dafür selbst tragen zu müssen. Diese Zahlungen bewegen sich in der Größenordnung von ca. 20.000 Euro pro Jahr und WKA.
2. Pachtzahlungen: Befindet sich die Fläche der WKA auf kommunalem Grund ist dies ein Erlösstrom der einige 10.000 Euro pro Jahr und WKA einbringt.
3. Auch wenn die Gewerbesteuereinnahmen aufgrund der Abschreibungen der ersten Jahre meist erst im letzten Viertel der Betriebsdauer anfallen, sind diese in der Größenordnung von ca. 100.000 Euro pro Jahr und WKA ein wesentlicher Faktor.

Zudem bestehen bei Umsetzung bzw. Eigentümerschaft des Stadtwerks selbst folgende Optionen:

4. Die sicherlich größte Möglichkeit, wirtschaftliche Vorteile aus dem Projekt zu ziehen, ist die Umsetzung des Projektes in Eigenregie – von der Projektierung bis zum Betrieb. Da dieser Schritt mit einem gewissen Risiko verbunden ist, gibt es hier viele Abstufungsmöglichkeiten. Diese gehen im – auf jeden Fall nicht zu empfehlenden – Extremfall bis zur kompletten Abgabe des Projektes. Dazu jedoch nachher noch mehr. Der Wert eines Windprojektes kann schnell in den Bereich mehrerer Millionen Euro gehen.
5. Über Bürgerbeteiligungen kann eine attraktive Kapitalanlagemöglichkeit für Bürger geschaffen werden.
6. Die Finanzierung über kommunalverbürgtes Darlehen lagert das Ausfallrisiko auf den kommunalen Bürgerschaftsgeber aus. Damit werden jedoch Einnahmen aus der Avalprovision erzielt. In der Regel sinken durch diese Konstruktion auch die Finanzierungskosten und die Projektertritte an sich steigt.
7. Eine Position, die oft in den Betrachtungen vernachlässigt wird, ist die Tatsache, dass der Betreiber des Windparks auch Zugriff auf die erzeugten Strommengen hat. Aktuell sichert das EEG die Erlöse. Doch zukünftig besteht die realistische Möglichkeit, dass die Strompreise steigen und somit durch anderweitige Stromvermarktung (sog. Power-Purchase-Agreements) eventuell sogar im direkten Umfeld eine alternative Vermarktung attraktiver wird (in diesem Bezug werden in anderen Ländern auch bereits Urban PPA – also direkte Strom-

lieferverträge zwischen Projekten und den Kommunen vereinbart). Diese Option hat man jedoch nur, wenn sich der Windpark im eigenen Besitz befindet und man somit über die Vermarktung des Stromes entscheiden kann.

UMSETZUNGSVARIANTEN

Hat man beschlossen, ein Projekt zu initiieren, lohnt es sich auf jeden Fall eine Strategie für die Umsetzung zu entwickeln. Dies beinhaltet eine eingehende Analyse der Umsetzungsvarianten und der damit einhergehenden Chancen und Risiken. Wie schon erwähnt, ist die Auswahl groß und ein Kauf bzw. Verkauf von Projekten in jedem Projektstadium möglich. Ebenso ist eine Vielfalt an gesellschaftlichen Konstruktionen für die Umsetzung denkbar. Typische Zeitpunkte für Transaktionen sind:

- Nach der Flächensicherung für die notwendigen Grundstücke
- Nach Erhalt der BImSch-Genehmigung
- Mit Baubeginn
- Nach der Inbetriebnahme
- Während des Betriebs der Anlage
- Nach dem Ende des EEG-Vergütungszeitraums

Mit dem Projektfortschritt ändern sich die Risiken und daher ändert sich auch der Wert des Projekts bzw. die Rendite, die sich mit einem Verkauf erzielen lässt. Typischerweise sind die Risiken während Inbetriebnahme bzw. Beginn des operativen Betriebs am niedrigsten. Während der Projektentwicklung, dem Bau und gegen Ende der technischen Betriebszeit steigt das Risiko.

Um die Vielfalt an Möglichkeiten darzustellen, würden wir an dieser Stelle gerne einen aus unserer Erfahrung heraus vorteilhaften Ansatz zur Gewinnmaximierung und gleichzeitigen Risikominimierung darstellen.

1. Projektentwicklung in Eigenregie

Am Anfang der Projektentwicklung kann mit verhältnismäßig wenig Aufwand eine große Wertschöpfung erzielt werden. Durch die aktuell gute Datenlage von Windatlanten können mögliche Standorte ausgemacht werden, die Eigentümer identifiziert und (falls die Kommune nicht Eigentümerin ist) die Flächen gesichert werden. Gegebenenfalls wird hier sogar schon eine Windmessung und eine artenschutzrechtliche Prüfung durchgeführt.

2. Verkauf der Projektrechte mit einem Rückkaufsrecht (von einem Teil) der Anlagen

Um das Risiko zu minimieren und mindestens einen Teil des eingesetzten Wagniskapitals zurückzuerhalten, werden je nach Risikopräferenzen zu einem gewissen Zeitpunkt die Projektrechte verkauft. Dies erfolgt jedoch unter der Maßgabe, dass man ein Rückkaufrecht für einen Teil der Anlagen zu gewissen Konditionen vorsieht. Der wirtschaftlich essenziellste Teil ist dabei die Fixierung einer Eigenkapitalrendite anhand derer sich der Kaufpreis des Projekts bestimmt. Somit werden die Risiken aus der weiteren Projektentwicklung auf den Entwickler übertragen und man kann sich die Rendite aus dem Betrieb der Anlagen sichern. Für beide Seiten lässt sich hieraus ein fairer Mechanismus etablieren.

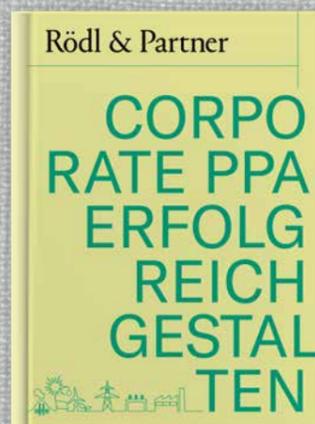
3. Betrieb des Windparks

Wurde nach einer positiven Projektprüfung ein Rückkauf zu den bereits definierten Bedingungen beschlossen, werden die WKA inklusive aller notwendigen Rechte (insbesondere Service- und Direktvermarktungsvertrag) zurückgekauft. Der Betrieb erfolgt nun in der Verantwortung der Stadtwerke.

Aus rechtlicher Sicht ist entscheidend, dass die wesentlichen Verträge zumindest in vorläufiger Form vorliegen. Dies sind insbesondere die folgenden Verträge, da diese für die Betriebsphase wesentliche Parameter und somit auch Risiken festlegen:

- Der Vertrag zum Rückkauf der WKA
- Der Generalübernehmervertrag zwischen dem Projektentwickler und dem WKA-Hersteller

Kennen Sie schon unser
E-BOOK?



Jetzt kostenfrei
herunterladen:
<http://bit.ly/CorporatePPA>



FAZIT

Speziell für Stadtwerke in Verbindung mit Kommunen sind die Möglichkeiten zur Bürgerbeteiligung und die Erlösmöglichkeiten sehr vielfältig. Das Projektierungsrisiko kann durch geeignete Strategien geschickt ausgelagert werden, ohne zu viel der Rendite zu verlieren. Eine Untersuchung des Gemeindegebietes auf geeignete Standorte ist daher auf jeden Fall zu empfehlen. Ebenso ist aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen für Schwachwindstandorte eine Neubewertung von aus diesem Grund ad acta gelegten Projekten anzuraten. Im Weiteren wäre auch denkbar, sich in Windprojekte im Vertriebsgebiet einzukaufen – sich somit die Strommenge mittelfristig zu sichern und perspektivisch durch ein Repowering des Standortes ggfs. sogar noch eine deutlich höhere Stromerzeugung zu ermöglichen.

Sie brauchen Unterstützung? Wir unterstützen Sie gerne in allen Belangen der Windkraft – wie Sie es gewohnt sind kompetent und aus einer Hand als Ihr Kümmerer vor Ort.



Sind Sie interessiert an der Marktentwicklung der Erneuerbaren Energien?

Dann melden Sie sich zu unserem Webinar **DER RAHMEN MACHT DAS GESCHÄFT – REGULATORISCHES UPDATE FÜR PV & WINDPROJEKTE IN DEUTSCHLAND, SPANIEN UND ITALIEN** am 3.3.2021 an.

Weitere Informationen finden Sie unter www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen



Michael Rogoll
M.Sc. Engineering
T +49 911 9193 3782
E michael.rogoll@roedl.com



Kai Imolauer
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
T +49 911 9193 3606
E kai.imolauer@roedl.com

→ Aufsichtsräte

Rechte und Pflichten von Aufsichtsratsmitgliedern kommunaler Beteiligungsgesellschaften

Ein Überblick

von Hans Fasen und Johannes Embacher

Neu entsandte oder gewählte Aufsichtsratsmitglieder einer Gesellschaft, an der die Kommune unmittelbar oder mittelbar beteiligt ist, sehen sich zu Anfang ihrer Amtszeit oftmals mit Aufgaben konfrontiert, die sie aufgrund fehlender Kenntnisse der rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Materie vor Herausforderungen stellen. Aber auch etablierte Aufsichtsräte stehen vor immer größeren Herausforderungen. Die Erwartungen an Aufsichtsräte und ihre Mitglieder steigen stetig an und werden von tagesaktuellen Entwicklungen beeinflusst. Neue Regelungen – wie etwa die Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) – haben die Anforderungen erhöht. Zusätzlich sind Aufsichtsräte gerade in Krisenzeiten wie der aktuellen COVID-19-Pandemie besonders gefordert. Aber auch andere aktuelle Diskussionen, wie beispielsweise im Wirecard-Skandal, rücken die Rolle der Aufsichtsräte zunehmend in den Fokus. Zur Unterstützung eines nach der Kommunalwahl neu konstituierten Aufsichtsrates empfiehlt sich daher die Einarbeitung im Rahmen eines Workshops, der die wesentlichen Aufgaben eines Aufsichtsratsmitglieds sowie die Rechte und Pflichten zusammenfasst. Auch für die kontinuierliche Fortbildung der Aufsichtsratsmitglieder bieten sich Schulungen an.

normalerweise anfallenden Geschäftsvorgänge der Gesellschaft ohne fremde Hilfe verstehen und sachgerecht beurteilen zu können (BGH, Urteil vom 15.11.1982 – II ZR 27/82). Diese vom BGH bereits früh entwickelten Grundsätze sind heute nach wie vor aktuell, werden sie doch vom Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) und dem Public Corporate Governance Kodex (PCGK) in deren Empfehlungskatalog für börsennotierte Gesellschaften und nicht-börsennotierte Gesellschaften des Bundes umgesetzt. Demnach soll der Aufsichtsrat so zusammengesetzt werden, dass seine Mitglieder „insgesamt über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen“, um das Amt ausüben zu können. Vor diesem Hintergrund bedarf es nicht selten – je nach beruflicher und fachlicher Vorprägung der Aufsichtsratsmitglieder – einer vorherigen Auseinandersetzung mit den wesentlichen Rechten und Pflichten eines Aufsichtsratsmitgliedes, um den vom BGH aufgestellten Anforderungen gerecht zu werden und Haftungsrisiken zu vermeiden. Ziel dieses Beitrags ist es, einen groben Überblick über die Rechte und Pflichten zu geben und die Komplexität der Arbeit eines Aufsichtsratsmitgliedes an zwei Beispielen zu verdeutlichen.

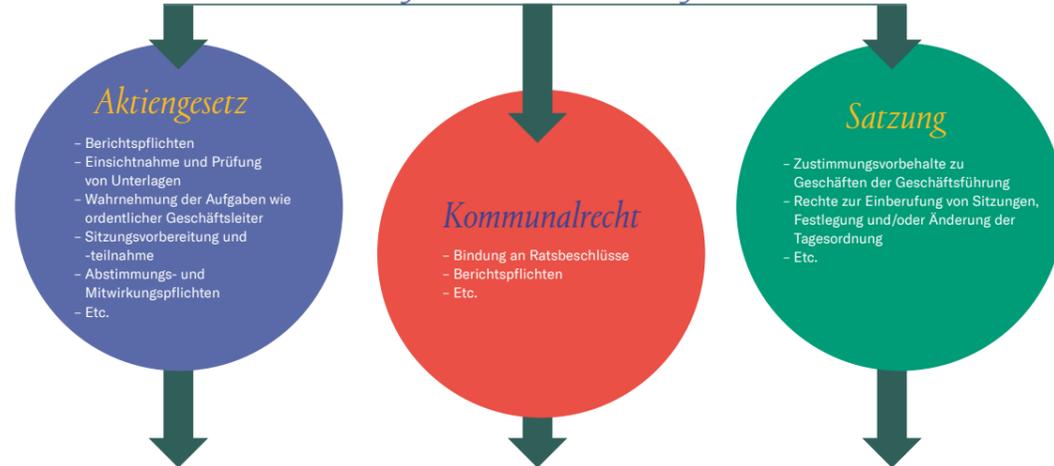
BEDEUTSAME RECHTE UND PFLICHTEN IM ÜBERBLICK

Mit dem Ende einer Wahlperiode endet für viele Aufsichtsratsmitglieder in kommunalen Beteiligungsgesellschaften (bspw. Stadtwerken) auch deren Amtszeit. In der Bundesrepublik fanden im Jahr 2020 in Bayern (15.3.) und Nordrhein-Westfalen (13.9.) Kommunalwahlen statt, im Jahr 2021 stehen diese in Hessen (14.3.) und Niedersachsen (12.9.) an, sodass sich die Besetzungen der – sofern qua Gesetz oder Satzung vorgesehenen – Aufsichtsräte in diesen Bundesländern bereits geändert hat oder in diesem Jahr ändern wird. Von einer Kommune in den Aufsichtsrat ihrer privatrechtlich organisierten Beteiligungsgesellschaften zu entsendende Mitglieder müssen über gewisse Mindestkenntnisse allgemeiner, wirtschaftlicher, organisatorischer und rechtlicher Natur verfügen, um alle

Die weitreichenden Pflichten des Aufsichtsratsmitgliedes lassen sich im Kern auf die Grundnorm des § 111 Abs. 1 AktG zurückführen: „Der Aufsichtsrat hat die Geschäftsführung zu überwachen“. Aus dieser knappen Zusammenfassung ergibt sich in der Gesamtschau gleichwohl ein „bunter Strauß“ an Rechten und Pflichten, die wiederum in zahlreichen Einzelnormen des AktGs sowie – im Fall einer kommunalen Beteiligungsgesellschaft – den Kommunalverfassungen der Länder kodifiziert sind. Zudem werden die Grundpflicht und die weiteren sich aus ihr ergebenden Rechte und Pflichten durch die jeweilige Satzung konkretisiert.



Rechte und Pflichten des Aufsichtsrates



Im Falle einer Pflichtverletzung: u. U. Haftungsrisiken!

Im Zusammenhang mit der Überwachungsfunktion ist unter anderem stets die Pflicht eines Aufsichtsratsmitgliedes mitzudenken, die geschäftlichen Aufgaben wie ein ordentlicher und sorgfältiger Geschäftsleiter wahrzunehmen. Die ordnungsgemäße Pflichtenerfüllung geht immer auch mit einer zeitintensiven inhaltlichen Befassung mit den gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, der Branchensituation, der Organisation und Führungsstruktur der kommunalen Beteiligungsgesellschaft sowie mit der finanziellen Situation und Leistungskraft einher. Dies ist nicht nur für erstmalig benannte Aufsichtsratsmitglieder relevant, vielmehr lohnt es immer, sein Fachwissen auf den aktuellsten Stand zu bringen. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die Rechtsfolgen im Falle einer Pflichtverletzung und einem daraus resultierenden Schaden für die Gesellschaft eindeutig sind: Die persönliche (gesamtschuldnerische) Haftung der Mitglieder des Aufsichtsrates (§§ 93, 116 AktG). Diese gilt nicht nur für Mitglieder eines gesetzlich vorgesehenen Aufsichtsrates einer AG, sondern über die Verweisungsnorm des § 52 GmbHG auch für den fakultativen (oder obligatorischen) Aufsichtsrat einer GmbH. Da kommunale Beteiligungsgesellschaften in der weit überwiegenden Zahl der Fälle als GmbH organisiert sind, ist dies für das kommunale Aufsichtsratsmitglied besonders relevant. Im Zusammenhang mit der persönlichen Haftung eines Aufsichtsratsmitgliedes einer kommunalen Beteiligungsgesellschaft ist zwar stets auch die gesetzlich vorgesehene Haftungsfreistellung zu berücksichtigen (vgl. etwa § 113 Abs. 6 GO NRW, Art. 93 Abs. 3 BayGO), gleichwohl bleibt es dabei, dass sich ein genereller Haftungsausschluss prinzipiell verbietet. Ein möglicher Schaden der Kommune bzw. des Kommunalunternehmens wird bestenfalls über eine D&O-Versicherung ersetzt – der immaterielle Schaden (bspw. Imageverlust) bleibt jedoch bestehen.

Die vorgenannte Pflicht der ordentlichen und sorgfältigen Geschäftsleitung steht im direkten Zusammenhang mit dem Einsichts- und Informationsrecht eines jeden Aufsichtsratsmitgliedes. Um eine ordnungsgemäße Überwachung der Geschäftsführung gewährleisten zu können, haben Aufsichtsratsmitglieder von diesem Recht Gebrauch zu machen. Auch wenn die Einsichtnahme in Dokumente und Einholung von Informationen für ein Aufsichtsratsmitglied unproblematisch erscheint, kann dies nicht selten zu Problemen führen. Da für das Verständnis der zur Verfügung gestellten Informationen unter anderem auch betriebswirtschaftliche, bilanzrechtliche und – im Fall von Stadtwerken – energiewirtschaftsrechtliche Grundkenntnisse Voraussetzung sind, kann die Entscheidungsfindung von Aufsichtsratsmitgliedern durch mangelnde Vorkenntnisse entscheidend beeinflusst werden. Eine Befassung mit diesen Themen ist daher vor Übernahme des Aufsichtsratsmandates essenziell, insbesondere um das bereits angesprochene Haftungsrisiko zu minimieren.

ÜBERWACHUNGSPFLICHT IST BREIT GEFÄCHERT UND ERFORDERT OFTMALS FACHKENNTNISSE ODER FACHMÄNNISCHE UNTERSTÜTZUNG

Wie bereits eben dargestellt, ergibt sich aus der Grundnorm des § 111 Abs. 1 AktG die wesentliche Überwachungspflicht der Geschäftsführung durch den Aufsichtsrat. Gegenstand der Überwachung sind die Ordnungsmäßigkeit, die Zweckmäßigkeit und die Wirtschaftlichkeit von Entscheidungen des Geschäftsführungsorgans. Ein besonderer Schwerpunkt liegt hierbei auf den strategischen Entscheidungen der Unternehmensführung im Sinne einer „Ex-ante-Kontrolle“. Deshalb setzen wichtige strategische Richtungsentscheidungen wie zum Beispiel die Genehmigung des

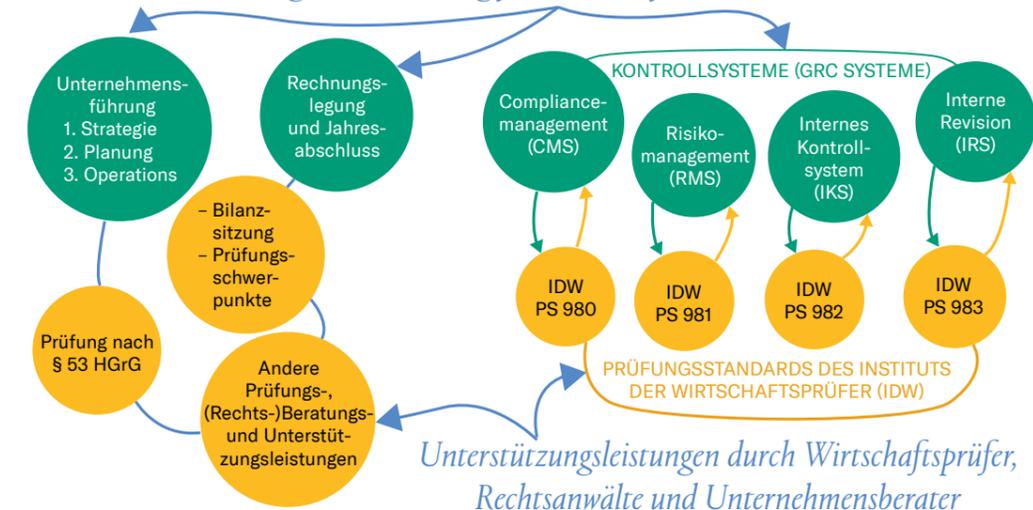
Wirtschaftsplans oder zustimmungspflichtige Rechtsgeschäfte eine entsprechende Befassung und Genehmigung durch den Aufsichtsrat voraus.

Durch das Gesetz zur Modernisierung des Bilanzrechts (BilMoG) wurden die Überwachungspflichten in § 107 Abs. 3 S. 2 AktG weitergehend konkretisiert. Danach umfasst der Pflichtenkanon des Aufsichtsrats auch die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses sowie die Überwachung der Wirksamkeit des Internen Kontrollsystems (IKS), des Risikomanagementsystems (RMS) und des Internen Revisionssystems (IRS). Ferner wird auch das Compliance Management System (CMS) zu den für den Aufsichtsrat relevanten Kontrollsystemen gezählt.

Insbesondere können Aufsichtsrat und Abschlussprüfer auch gesonderte Prüfungsschwerpunkte vereinbaren.

Auch in anderen Bereichen können Wirtschaftsprüfer und (Rechts-)Berater die Überwachungstätigkeit effizient unterstützen. So hat das Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) mit den Prüfungsstandards der 980er Reihe über die letzten Jahre gesonderte Standards für die Prüfung der unternehmerischen Kontrollsysteme herausgegeben. Derartige Prüfungen sind durchaus skalierbar und können auch an weniger komplexe Kontrollsysteme und die Anforderungen kleinerer Kommunalbeteiligungen angepasst werden.

Überwachungs- und Beratungsfelder des Aufsichtsrats



Gerade die Erweiterung der Überwachungspflichten um die unternehmerischen Kontrollsysteme hat zu Diskussionen geführt, ob und inwieweit gerade bei nebenberuflich ausgeübten Aufsichtsratsaktivitäten die gleichen Anforderungen wie an börsennotierte Unternehmen gestellt werden können. Klarstellend wird insoweit im PCGK ausgeführt, dass sich auch die Aufsichtsräte kommunaler Unternehmen diese Überwachungsaufgaben ebenfalls zu eigen machen sollen.

INSTRUMENTE DES AUFSICHTSRATES ZUR ERFÜLLUNG DER ÜBERWACHUNGSPFLICHT

In zentralen Bereichen seiner Überwachungstätigkeit stützt sich der Aufsichtsrat auch (aber nicht ausschließlich) auf die Ergebnisse der Arbeit des Abschlussprüfers. Dies betrifft namentlich die Jahresabschlussprüfung mit anschließender Diskussion in der Bilanzsitzung sowie die im kommunalen Umfeld obligatorische Erweiterung des Prüfungsauftrags um die Prüfung der Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsführung nach § 53 HGrG.

Vor dem Hintergrund der stetigen Konkretisierung und Erweiterung der Überwachungsfunktion des Aufsichtsrates ist eine Unterstützung durch externe Prüfer und Berater zu empfehlen. Schlussendlich kann dies die Aufsichtsräte aber nicht von ihren Pflichten entbinden. Aus diesem Grund sind ergänzende Aufsichtsratsschulungen ein sinnvolles Instrument, damit sich Aufsichtsratsmitglieder ein eigenständiges Urteil bilden können.

AUFSICHTSRÄTE IM KRISENFALL BESONDERES GEFORDERT

Bei drohender Schieflage eines Unternehmens haben Aufsichtsräte ihre Überwachungsfunktion vorausschauend zu verstärken. Hierzu gehört sicher auch, die aktuellen Entwicklungen in der COVID-19-Pandemie und ihre Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation des Unternehmens kritisch im Blick zu behalten. Bei betroffenen Unternehmen ist hierbei oftmals entscheidend, nicht nur den Status quo aufzunehmen, sondern auch den Blick in die nahe und fernere (3 bis 5+ Jahre) Zu-

kunft zu richten. Der von kommunalen Beteiligungsunternehmen zwingend aufzustellende Wirtschaftsplan allein stellt in Krisenzeiten oftmals kein hinreichendes Instrumentarium dar, sondern es können insbesondere im Hinblick auf Liquiditäts- und Finanzierungsplanung detailliertere und längerfristige Prognosen erforderlich sein (ggf. unter Einbeziehung verschiedener Szenarien).

Krisenzeiten legen oftmals auch Schwachstellen offen, die in der Vergangenheit unentdeckt geblieben sind oder schlichtweg keine Rolle gespielt haben. Waren die Steuerungs- und Überwachungsinstrumente in der Vergangenheit wirklich geeignet oder hätte ein wirksames Risikofrühwarnsystem nicht schon früher Alarm schlagen müssen? Ist ein geeignetes Notfallmanagement implementiert und wie geht die Unternehmensführung mit der Situation um? Diese und zahlreiche andere Fragen erfordern gerade in Krisenzeiten einen involvierten Aufsichtsrat.

MÖGLICHE INTERESSENKONFLIKTE SOLLTEN ERKANNT UND UMGANGEN WERDEN

Neben den soeben dargestellten Grundaufgaben von Aufsichtsratsmitgliedern, die sich insgesamt auf die Überwachungsfunktion zurückführen und aus dieser ableiten lassen, ergeben sich in kommunalen Beteiligungsgesellschaften nicht selten Sonderprobleme, die zumeist auf einen Widerstreit von Interessen der Kommune als Gesellschafterin und der Gesellschaft selbst zurückzuführen sind. Derartige Sonderkonstellationen entstehen zumeist dann, wenn sich Regelungen des Kommunal- und Gesellschaftsrechts gegenüberstehen, die gegenteilige oder abweichende Regelungsinhalte aufweisen. Unter anderem tritt diese Problematik in den beiden folgenden Fällen auf:

Grundsätzlich sind Aufsichtsratsmitglieder zur Verschwiegenheit über vertrauliche Berichte und Beratungen der Gesellschaft verpflichtet, § 116 S. 2 AktG. Demgegenüber sehen die Kommunalverfassungen der Länder vom Inhalt her weitgehend identische Regelungen in Bezug auf Berichtspflichten von Aufsichtsratsmitgliedern in kommunalen Beteiligungsgesellschaften vor. So heißt es bspw. in § 113 Abs. 5 GO NRW:

„Die Vertreter der Gemeinde haben den Rat über alle Angelegenheiten von besonderer Bedeutung frühzeitig zu unterrichten. Die Unterrichtungspflicht besteht nur, soweit durch Gesetz nichts anderes bestimmt ist.“

In der Praxis steht das Aufsichtsratsmitglied dann oftmals vor einer Abwägungsentscheidung zwischen den Interessen der Kommune und denen der Gesellschaft. Fraglich ist hier stets, ob die gesellschafts- oder die kommunalrechtliche Regelung ausschlaggebend für das Verhalten des Aufsichtsratsmitgliedes ist. Im Grundsatz

wird in einem solchen Fall gemäß Art. 31 GG (Bundesrecht bricht Landesrecht) die bundesgesetzliche Regelung der kommunalrechtlichen vorgehen. Gleichwohl sieht § 394 AktG wiederum eine Ausnahme von der Verschwiegenheitspflicht des Aufsichtsratsmitgliedes in kommunalen Beteiligungsgesellschaften vor. Diese gilt gemäß § 394 AktG nur dann, sofern es sich bei den Inhalten der Beratungen um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Gesellschaft handelt. Eine derartige Entscheidung über die Qualität des Inhalts der Beratungen wird dem Aufsichtsratsmitglied nicht selten schwerfallen, da für den Begriff „Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse“ keine eindeutige und allgemein anerkannte Definition existiert. Insofern ist in diesen Konstellationen stets mit besonderer Vorsicht und Sorgfalt zu agieren, da ein Verstoß gegen die aktienrechtliche Verschwiegenheitspflicht gemäß §§ 116 S. 2 i.V.m. 93 Abs. 2 S. 1 AktG zu einer Haftung des Aufsichtsratsmitgliedes gegenüber der Gesellschaft führen kann (siehe zur Enthaltungsmöglichkeit oben).

Ein weiterer und ebenfalls zentraler Sachverhalt, bei dem es regelmäßig zu widerstreitenden Interessen von Kommune und Gesellschaft kommt, sind Weisungen des Gemeinderates gegenüber dem Aufsichtsratsmitglied. In diesem Zusammenhang ergibt sich dem Grunde nach stets ein Interessenkonflikt in der Person des Aufsichtsratsmitgliedes, der sowohl zu dessen Haftung gegenüber der Gesellschaft führen kann, gleichzeitig nach den Empfehlungen des DCGK zu einer Beendigung des Aufsichtsratsmandats führen soll. Die Empfehlungen haben zwar keinen Gesetzescharakter und sind dem Grundsatz nach nur auf die Aktiengesellschaft anwendbar, gleichwohl nehmen die Anerkennung und das Befolgen der Empfehlungen des DCGK in den vergangenen Jahren – auch im Zusammenhang mit kommunalen Beteiligungsgesellschaften in der Rechtsform einer GmbH – stetig zu. Hinsichtlich einer teilweisen Haftungsfreistellung des Aufsichtsratsmitgliedes gegenüber der Gesellschaft gelten die oben dargestellten Grundsätze gleichermaßen.

Der Interessenkonflikt des Aufsichtsratsmitgliedes ergibt sich in diesem Fall abermals aufgrund des Auseinanderfallens des Regelungsgehalts der meist identischen kommunalrechtlichen Normierungen und den Grundsätzen des Gesellschaftsrechts. Das Kommunalrecht sieht eine grundsätzliche Pflicht der Aufsichtsratsmitglieder vor, die Interessen der Kommune zu verfolgen. Bspw. heißt es in § 113 Abs. 1 GO NRW dazu:

„Die Vertreter der Gemeinde in Beiräten, Ausschüssen, Gesellschafterversammlungen, Aufsichtsräten oder entsprechenden Organen von juristischen Personen oder Personenvereinigungen, an denen die Gemeinde unmittelbar oder mittelbar beteiligt ist, haben die Interessen der Gemeinde zu verfolgen. Sie sind an die Beschlüsse des Rates und seiner Ausschüsse gebunden.“

Hieraus folgt insoweit eine unmittelbare Verpflichtung der Aufsichtsratsmitglieder, sich im Rahmen einer Abstimmung an die Beschlüsse des Rates zu halten. Stehen diese Beschlüsse nun im Widerspruch zu den wirtschaftlichen Interessen oder dem sonstigen Wohl der Gesellschaft, führt das Befolgen der Beschlüsse des Rates und einer entsprechenden Abstimmung automatisch zu einer Verletzung der gesellschaftsrechtlichen Pflicht, das Handeln stets am Unternehmensinteresse auszurichten und die Interessen der Gesellschaft damit zu fördern. Auch in diesem Fall wird aufgrund der Gesetzessystematik des Kommunalrechts sowie der grundgesetzlichen Regelung des Art. 31 GG, ein Handeln im Sinne des Unternehmens und entgegen den Weisungen des Rates geboten sein. Etwas anderes soll nach einer Entscheidung des OVG NRW (OVG NRW, Urteil vom 24.4.2009 – 15 A 2592/07 –) nur dann gelten, wenn die Anwendung der aktienrechtlichen Bestimmungen betreffend die Weisungsfreiheit im Gesellschaftsvertrag für den Aufsichtsrat abbedungen und im Übrigen gesellschaftsvertraglich ein Weisungsrecht nicht ausdrücklich ausgeschlossen wird. Insofern bedarf es stets einer Prüfung der Satzung, um festzustellen, ob die grundsätzliche kommunalrechtliche Weisungsgebundenheit der Aufsichtsratsmitglieder durch aktienrechtliche Regelungen eingeschränkt oder aufgehoben wird.

ZUSAMMENFASSUNG

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass von einer Kommune in eine Beteiligungsgesellschaft gewählte oder entsendete Aufsichtsratsmitglieder zu Anfang ihrer Amtszeit stets mit unbekanntem und somit herausfordernden Aufgaben konfrontiert werden, die – bei unzureichender Vorbereitung – zu nicht unerheblichen Problemen für die Gesellschaft und die Aufsichtsratsmitglieder selbst führen können. Dies hängt zum einen mit der komplizierten Regelungssystematik der kommunal- und gesellschaftsrechtlichen Vorschriften zusammen, deren Verständnis durch die Empfehlungen der Kodizes zur verantwortungsvollen Unternehmensführung (DCGK, PCGK) noch erschwert wird. Des Weiteren sind – gerade auf den Energiemärkten – vertiefte Kenntnisse der einschlägigen Vorschriften des EnWGs und der sonstigen energiewirtschaftlichen Regelwerke erforderlich, um die wirtschaftlichen und rechtlichen Zusammenhänge der zu treffenden Beschlüsse zu verstehen. All dies wird ohne eine entsprechende Vorbereitung der Aufsichtsratsmitglieder auf ihre Aufgaben kaum abzubilden sein. Gleichzeitig ist es für die Funktionsfähigkeit der Gesellschaft auch von entscheidender Bedeutung, dass die Aufsichtsratsmitglieder über ihre Rechte und Pflichten und ihre zukünftigen Aufgaben aufgeklärt werden. Anderenfalls können Haftungsrisiken für die Gesellschaft, die Aufsichtsratsmitglieder und die entsendende Kommune entstehen.

Bei der Schulung Ihrer Aufsichtsratsmitglieder unterstützen wir Sie gerne. Auf Anfrage lassen wir Ihnen ein maßgeschneidertes Angebot zukommen.

Kontakt für weitere Informationen



Hans Fasen
Wirtschaftsprüfer
T +49 221 949 909 186
E hans.fasen@roedl.com



Johannes Embacher
Rechtsanwalt
T +49 221 949 909 236
E johannes.embacher@roedl.com



INTERESSIERT?

Dann melden Sie sich an zu unserem Webinar **RECHTE UND PFLICHTEN VON AUFSICHTSRATSMITGLIEDERN IN KOMMUNALEN BETEILIGUNGSGESELLSCHAFTEN – EIN ÜBERBLICK** am 18.3.2021.

Weitere Informationen finden Sie unter www.roedl.de/seminare.

→ BEHG

CO₂-Bepreisung nach BEHG bei Kraft-Wärme-Kopplung

Ist die Wettbewerbsfähigkeit von KWK-Wärme gefährdet?

von Katja Rösch und Joachim Held

Seit dem 1.1. 2021 unterliegt der Verbrauch fossiler Brennstoffe, wie z. B. Erdgas, Heizöl und sonstige flüssige oder gasförmige Treibstoffe, den Berichts- und Abgabepflichten des BEHGs (Brennstoffemissionshandelsgesetz). BEHG-pflichtige Unternehmen müssen deshalb dieses Jahr erstmals Emissionszertifikate kaufen, um damit ihre Abgabepflichten erfüllen zu können. Nach Ankündigung der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) soll der Verkauf von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandel in der zweiten Jahreshälfte 2021 starten. Die daraus entstehenden Kosten für CO₂-Emissionszertifikate stellen eine zentrale Herausforderung für Versorger, insbesondere für Fernwärmenetzbetreiber und Wärme-Contractoren dar. Die anfangs gesetzlich festgesetzten Emissionspreise beginnen mit einem Festpreis von 25 Euro pro Tonne CO₂ für das Kalenderjahr 2021, werden jedoch bis 2025 jährlich bis auf 55 Euro pro Tonne CO₂ ansteigen und ab 2026 innerhalb eines Preiskorridors von 55 Euro bis 65 Euro gehandelt und in den Folgejahren im freien Handel bestimmt werden. Da die Zertifikate bis 2025 zu einem Festpreis erworben werden, kann die brennstoffspezifische Belastung bis dahin exakt vorhergesagt werden. Im Jahr 2021 betragen die brennstoffspezifischen Mehrkosten für Erdgas 0,455 ct/kWh und 6,7 ct pro Liter bei Heizöl. Da diese Mehrkosten mit steigender Tendenz einen starken wirtschaftlichen Einfluss auf fossile Erzeugungsanlagen unter 20 MW haben, stehen die betroffenen Wärmeversorgungsunternehmen vor der Frage, ob, wie und in welcher Höhe diese Mehrkosten an Wärmekunden weitergegeben werden können (wir berichteten:

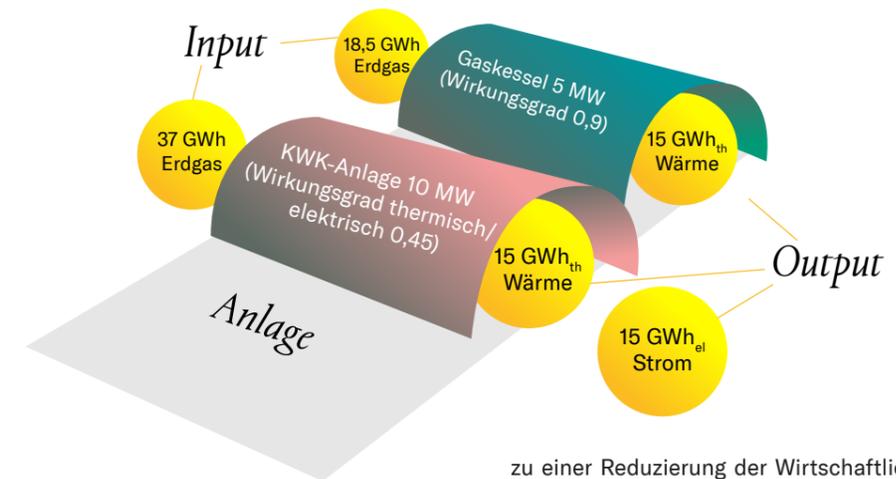
<https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/10-2020/neue-CO2-steuer-fernwaermeversorger>). In der Praxis kristallisiert sich dabei ein zentrales Problem heraus: Werden die CO₂-Kosten der gesamten Brennstoffbeschaffung der effizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf die Wärmekunden umgelegt, ergeben sich daraus enorme Preissteigerungen. Wärmeversorger stellen sich nun die Frage, ob und wie Preiserhöhungen aus Anlass der BEHG-Kostensteigerungen rechtlich zulässig sind oder wie die Wettbewerbsfähigkeit der Strom- und Wärmevermarktung aus KWK-Anlagen erhalten werden kann. Die Weiterberechnung der neuen CO₂-Kosten an die Endkunden stellt in jedem Fall rechtlich und organisatorisch eine Herausforderung dar, die Instrumente und Möglichkeiten müssen daher genauestens geprüft werden.

WARUM KANN ES GERADE FÜR KUNDEN AUS KWK-ANLAGEN TEUER WERDEN?

Wie bereits diskutiert, wirken sich die Emissionshandelspflichten direkt auf die Beschaffungskosten aus. Das Versorgungsunternehmen kann entweder mittelbar über seine Erdgaslieferverträge oder unmittelbar (eigene emissionshandelspflichtige Gassparte) von den neuen CO₂-Kosten betroffen sein. Je eingesetzter Einheit Brennstoff (nachfolgend am Beispiel Erdgas) lässt sich die Mehrbelastung anhand der erlassenen Rechtsverordnungen (Faktoren gemäß der Standardwerte Anlage 1 Teil 4 Berichterstattungsverordnung (EBeV) 2022) bestimmen:

Kosten je eingesetzter Megawattstunde Erdgas (Brennwert) in € / MWh

Heizwertbezogener Emissionsfaktor	Umrechnungsfaktor Heizwert/Brennwert	Umrechnungsfaktor GJ/MWh	Festpreis CO ₂
0,056 t / CO ₂	0,903	3,6 GJ / MWh	25 € / t CO ₂
= 4,55 € / MWh			



zu einer Reduzierung der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung bis hin zur Unwirtschaftlichkeit führen.

In unserem oben stehenden Beispiel wird von einer benötigten erzeugten jährlichen Wärmemenge von 15 GWh ausgegangen. Als Wärmeerzeuger vergleichen wir nun einen Gaskessel mit einem BHKW. Beim BHKW gehen wir von einer Stromkennzahl von 1 und bei beiden Erzeugungsanlagen von einem Gesamtwirkungsgrad von 90 Prozent aus.

In beiden Fällen müssen die Wirkungsgradverluste einkalkuliert werden. Die wärmespezifischen BEHG-Kosten des Versorgers betragen deshalb im Fall des Erdgaskessels 5,6 Euro/MWh bezogen auf den Wärmeoutput. Um dieselbe Wärmemenge bereitzustellen, muss im Falle des BHKWs allerdings die doppelte Menge an Erdgas eingesetzt werden. Werden nun diese kompletten CO₂-Kosten für den Brennstoffeinsatz allein auf die erzeugte Wärmemenge umgerechnet, ergeben sich damit wärmespezifische BEHG-Kosten in doppelter Höhe, also 11,20 Euro/MWh. Allerdings tendieren einige Versorger zu dieser Vorgehensweise, da die Zusatzkosten ansonsten

Innerhalb der nächsten 5 Jahre steigen die wärmespezifischen CO₂-Kosten aus dem BHKW bei dieser Vorgehensweise unter den gegebenen Prämissen allerdings sogar bis auf 24,6 Euro/MWh. Vergleicht man nun die Mehrkosten mit denjenigen Kosten, die den Kunden beim Erdgas- oder Heizöleinkauf entstehen oder mit der Erzeugung im Erdgaskessel, wird deutlich, dass die KWK-Wärme wesentlich teurer wird als die fossilen Alternativen. Natürlich sind auch bei Einzelheizungslösungen die Umwandlungsverluste zu berücksichtigen, was jedoch viele Endkunden beim Vergleich zwischen Einzellösungen und Fernwärme außer Acht lassen. Doch selbst bei Berücksichtigung der Umwandlungsverluste bleibt die KWK-Wärme verhältnismäßig teuer, sofern eine 100-prozentige Umlage der Kosten auf die Wärme stattfindet. Dies ist für die sonst sehr effizienten und wirtschaftlich attraktiven KWK-Anlagen eine neue Herausforderung und erhöht den Wettbewerbsdruck auf die Anlagenbetreiber.

CO₂-Kostenvergleich

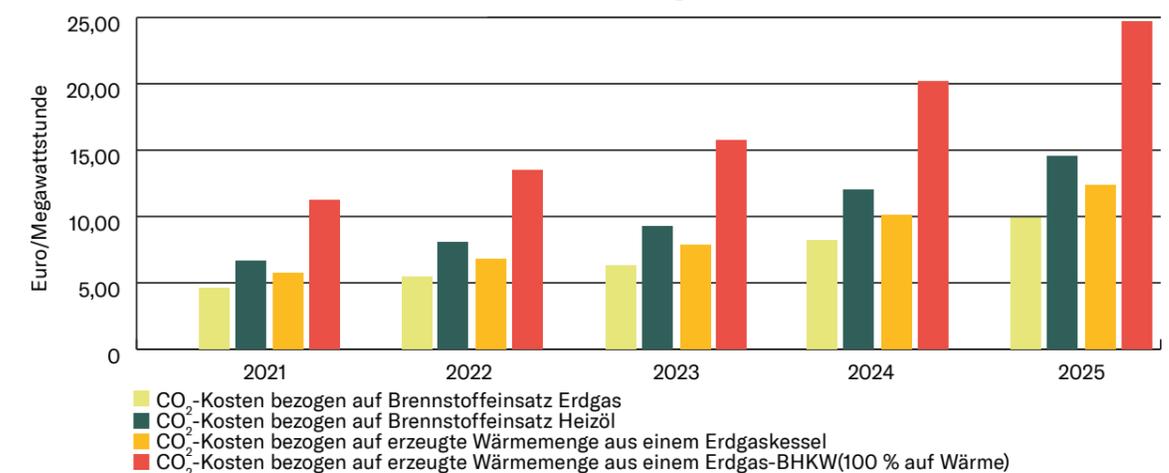


Abbildung 1: Vergleich der CO₂-Kosten bei verschiedenen Heizungsarten

WERDEN SICH DIE STROMPREISE IM HINBLICK AUF DIE BEHG-KOSTENSTEIGERUNGEN VERÄNDERN?

Die wärmespezifischen BEHG-Kostensteigerungen könnten reduziert werden, soweit ein Teil der BEHG-Kosten der Stromerzeugung zugeordnet wird. Dies ist allerdings aus wirtschaftlichen Gründen häufig nicht möglich.

Zunächst sind die Stromerlöse kleinerer KWKG-Anlagen, die einen gesetzlichen Anspruch auf Vermarktung des Stroms durch den Netzbetreiber haben, gesetzlich auf den Börsenstrompreis und den KWK-Zuschlag fixiert. Dabei besteht kein Zusammenhang zwischen BEHG-Kostensteigerungen und Börsenstrompreisentwicklung, da die Börsenstrompreise stark durch das (Über-)Angebot nicht BEHG-pflichtiger Stromerzeugungsanlagen (z.B. Wind, Solar und TEHG-pflichtiger Großkraftwerke) geprägt werden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Börsenstrompreisentwicklung keine Deckung von BEHG-Mehrkosten gewährt.

Soweit größere KWK-Anlagen den Strom direkt vermarkten, sind sie in der Regel aufgrund der Wärmeversorgungspflichten in ihrer Vermarktungsstrategie zeitlich beschränkt. Sie müssen deshalb gerade auch in Niedrigpreiszeiten ohne eines hohen Angebots der preis- und bedarfsunabhängig erzeugenden EEG-Anlagen vermarkten. Da EEG-Anlagen ohne BEHG-Kosten vermarkten können, kann der Strom-Wettbewerbspreis in diesen Zeiten die BEHG-Mehrkosten der KWK-Anlagen nicht decken.

Sollten dennoch strommarktgeführte KWK-Anlagen vom BEHG betroffen sein, stehen diese im laufenden Wettbewerb mit allen anderen Stromerzeugungsanlagen. Dabei entscheidet die Merit-Order, das heißt die nach der anlagenspezifischen Kostendeckung gestaffelte Rangfolge des Kraftwerkseinsatzes darüber, ob ein Kraftwerk vermarktet werden kann oder nicht. Die BEHG-Kosten-erhöhung von KWK-Anlagen würde bei einer Strompreisweitergabe deshalb dazu führen, dass die Stromgestehungskosten steigen, die Anlagen in der Merit-Order gegenüber anderen Stromerzeugungsanlagen weiter nach hinten rutschen und deshalb die Zeiten der Vermarktbarkeit abnehmen. Die BEHG-Kosten-erhöhung führt insofern in jedem Fall zu einem Rückgang der KWK-Strommenge und senkt die Wirtschaftlichkeit derartiger KWK-Anlagen.

KANN ES TROTZDEM GERECHTFERTIGT SEIN, DIE KOSTEN BEI KWK IM VOLLEN UMFANG WEITERZUGEBEN?

Grundsätzlich gibt es keine eindeutige Rechtsprechung, die eine Berechnungsvorschrift der Wärmepreise und insbesondere der Kostenschlüsselungsmethode vorgibt.



Der Bundesgerichtshof (BGH) hat zur Abbildung der Kostenstruktur der KWK-Wärmeerzeugung in einer Preisleitformel ausdrücklich festgestellt, dass eine Verteilung der Brennstoffkosten auf die Koppelungsprodukte Strom und Wärme erfolgen muss (BGH, Urteil vom 6.4.2011 – VIII ZR 273/09 –, BGHZ 189, 131-158, Rn. 46). Da die Beschaffungskosten für Emissionszertifikate unmittelbar mit dem Brennstoffeinsatz gekoppelt sind, kann für diese nichts anderes gelten. Dabei musste die Rechtsprechung bislang nicht entscheiden, nach welcher Methodik die Kosten gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung aufzuteilen sind.

Im vorliegenden Fall der neuen BEHG-Kosten sollte also zunächst die Diskussion geführt werden, nach welcher Methodik BEHG-Kosten für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion (siehe auch: <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/maerz-2017/entscheidungs-hilfe-fuer-die-kostenschlüsselung-bei-kraft-waerme-kopplung>) aufgeteilt werden sollen. Die Anwendung einzelner Verfahren für die Bewertung der KWK ist im Zusammenhang mit dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG) in der Energieeinsparverordnung (EnEV) und im Zusammenhang mit dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) in der Zuteilungsverordnung (ZUV 2020) geregelt. Im Rahmen der EnEV wird das „Stromgutschriftverfahren“ angewendet. Im Rahmen des europäischen Emissionshandels wird durch das TEHG und die ZUV 2020 die sogenannte „Finnische Methode“ bezüglich der Berechnung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten für die Wärmelieferung an private Haushalte vorgegeben. Vergleichen wir den europäischen Emissionshandel mit dem BEHG, lässt sich festhalten, dass eine ähnliche Problematik hinsichtlich der Verrechnung der CO₂-Kosten besteht. Hier ist es jedoch durchaus

unüblich, die CO₂-Kosten des Strombereichs auf die Wärmekunden umzulegen. Dies lässt sich einerseits dadurch erklären, dass bereits per Gesetz eine Aufteilung der CO₂-Mengen und damit auch der TEHG-Kosten vorliegt, sodass auch bei einer KWK-Erzeugung bereits strom- und wärmespezifische Emissionszertifikate-Kosten entstehen. Andererseits werden die Anlagen, die vom BEHG betroffen sind, im Unterschied zu den TEHG-Anlagen, wie oben erläutert, keinen Einfluss auf die erzielbaren Strompreise haben. Denn vom BEHG sind in der Regel keine preissetzenden Stromerzeuger betroffen, da diese entweder erneuerbar sind oder dem EU-ETS unterliegen. Es ist also nicht zu erwarten, dass sich der (übliche) Strommarktpreis durch die BEHG-Kosten verändert.

Bei der Preisgestaltung bei BHKW-Anlagen wird daher oft die Stromgutschriften- oder Restwertmethode verwendet. Dies bedeutet, dass die Stromerlöse von den Gesamtkosten abgezogen werden. Damit erfolgt im Ergebnis eine Aufteilung im Verhältnis der Strom- und Wärmelerlöse, wobei ein weitgehend unveränderlicher Stromerlös unterstellt wird. Neu hinzukommende Kosten entfallen nach dieser Logik immer auf die Wärme und verschieben so das Aufteilungsverhältnis zulasten der Wärme. Eine Begründung für die Verwendung der Restwertmethode bei Kleinanlagen ist also, dass der Anlagenbetreiber weder einen Einfluss auf die Stromerlöse habe, noch würden sich diese entsprechend von Kostenveränderungen verändern. Zusätzliche Kosten, wie die BEHG-Kosten, werden im Ergebnis nach dieser vom Energieeinsparrecht anerkannten Methodik zu 100 Prozent auf Wärmepreise umgelegt.

Die Rechtfertigung für die Restwertmethodik gilt vor allem für EEG-Anlagen mit fixer Einspeisevergütung. Da-

bei sind allerdings unvorhergesehene Kostensteigerungen bei EEG-Stromerzeugungsanlagen ein typisches Risiko des Anlagenbetreibers. Bei der Betrachtung sollte auch die Marktseite eine Rolle spielen, denn eine Verteuerung der KWK-Wärme macht sie unattraktiver. Vor diesem Hintergrund kann diskutiert werden, ob es bei KWK-Anlagen betriebswirtschaftlich immer zwingend notwendig ist, die Mehrkosten über die Restwertmethode zu einem hohen Anteil auf die Wärmekunden weiterzugeben. Schon bei den KWKG-Anlagen hat der Anlagenbetreiber bei der Einspeisevergütung zwar keinen Einfluss auf die Erlöshöhe, allerdings ist nur der KWKG-Zuschlag unveränderlich und der übliche Strompreis schwankt entsprechend der allgemeinen Marktpreisentwicklung, sodass dem Stromprodukt je nach EEX-Preisentwicklung unterschiedliche Kostenanteile zugeordnet werden müssten. Insofern ist die Restwertmethode nur bei einer regelmäßigen Aktualisierung (z.B. bei der Anpassung durch einseitige Leistungsbestimmung) ein Mittel, das die Kosten nach tatsächlichen Strommarktpreisen fair gestaltet, da der Erlösanteil des nach den gesetzlichen Vorgaben vorgeschriebenen Stromerlöses veränderlich ist und je nach Zeitpunkt einen unterschiedlichen Kostenanteil decken kann.

Wird die Restwertmethode als einmalige Grundlage für die Bestimmung der Kostenverhältnisse (wie z.B. als Grundlage für die Bestimmung der Kostenverhältnisse einer Preisleitklausel) verwendet, führen die bei langfristigen Fernwärmelieferverträgen regelmäßig zu erwartenden Änderungen der Erlösverhältnisse unter Umständen zu unangemessenen Ergebnissen, die im Extremfall die rechtlichen Anforderungen einer Kostenorientierung überschreiten können. Dann ist jeweils ein Nachsteuern durch Anpassung der Preisleitformel erforderlich, wodurch die Vorteile der Anpassung durch eine automatische Preisleitklausel entwertet werden. Insofern sollten die Vor- und Nachteile der jeweiligen Schlüsselungsmethoden besonders bei der Preisanpassung durch eine automatische Preisleitklausel abgewogen werden. Werden die BEHG-Kosten einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, in denen der Strom direkt vermarktet wird, dennoch vollständig auf die Wärme umgelegt, sollten die zuvor genannten Gründe, die für eine Verwendung der Restwertmethode sprechen, kritisch hinterfragt werden.

WELCHE HANDLUNGSSPIELRÄUME HABEN VERSORGER?

Es lässt sich zusammenfassen, dass die neuen Kosten für CO₂-Zertifikate die BHKW-Betreiber zu einer Abwägung zwingen. Dabei stehen die langfristige Rechtssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit sicherlich im Gegensatz zur Wirtschaftlichkeit und Margensicherung des Fernwärme- und Stromgeschäfts. Werden unter Verwendung der Restwertmethode die Kosten gesamt auf die Wärme umgelegt, kann die Wettbewerbsfähigkeit

der Wärmepreise gerade bei niedrigen Erdgaspreisen gefährdet werden. Aktuell, wie in der Berechnung in Abbildung 2 erkenntlich, sind die BEHG-Mehrkosten bei reinen Gasanschlüssen weitaus niedriger als bei (kleinen) KWK-Anlagen. Daher wäre es insofern vorteilhaft, wenn der „Strom“ zumindest einen Teil der BEHG-Kosten übernimmt.

Das Vorgehen einer 100-Prozent-Umlage der Kosten reduziert sicherlich die Attraktivität der Fernwärme, was vor allem bei einer geplanten Neukundengewinnung im Auge behalten werden sollte. Weiterhin werden die sich ergebenden massiven Kostensteigerung sicherlich auch von Verbraucherschützern und betroffenen Kunden zu Reaktionen und gegebenenfalls gerichtlichen Auseinandersetzungen führen, deren Ausgang heute noch nicht abgesehen werden kann. Betriebswirtschaftlich nachweisbare Grundlagen und ein rechtlich sauberes Vorgehen sind bei Preiserhöhungen deshalb unbedingt zu verfolgen.

Soll die Restwertmethode eingesetzt werden, kann auch über neue Wege der Transparenz gegenüber dem Endkunden nachgedacht werden: Eventuell kann ein schwankender KWK-Stromerlösanteil über ein gesondertes Preiselement berücksichtigt werden, das dann als Erlöselement im Vergleich zu den Kostenelementen umgekehrt funktioniert, d. h. ein steigender KWK-Strompreis würde zu einem sinkenden Wärmepreis führen. Im Gegenzug werden die BEHG-Kostensteigerungen ebenso weitergegeben.

FAZIT

Die Wärmeversorger müssen sich zur Methodik der Kostenschlüsselung der neuen BEHG-Kosten jetzt festlegen. Dabei muss je nach den rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen der KWK-Erzeugung entschieden werden, ob eine Methodik gewählt wird, nach der die BEHG-Kosten zu einem höheren Anteil auf die Wärme oder teilweise auch auf den Strom entfallen. Eine nur teilweise Umlage der CO₂-Kosten auf die Wärmekosten ist wirtschaftlich für die Fernwärmeversorger zwar schwierig, bietet jedoch langfristige rechtliche Sicherheit und wettbewerbsfähige Preise. Aus der geführten Diskussion ergibt sich, dass man nicht in jedem Fall eine pauschale Zustimmung für die Restwertmethode und damit eine 100-prozentige Schlüsselung der BEHG-Kosten auf den Wärmebereich vornehmen kann. Grundsätzlich empfiehlt sich deshalb eine den jeweiligen Bedingungen und der Risikobereitschaft angepasste Abwägung des Vorgehens vorzunehmen. Die existierenden Methoden zur Schlüsselung, wie zum Beispiel die Substitutionsmethode, die IEA-Methode oder die Finnische Methode sollten daher vor Festlegung gegenübergestellt werden. Zudem ist es wichtig, das Anlagenportfolio des Wärmeversorgers im Blick zu haben. Bei nicht BEHG-pflichtigen Anlagen (z. B. EEG-Anlagen oder Abwärme) in der Wärmeversorgung kann gegebenenfalls in Summe die Kostensteigerung aus dem BEHG reduziert werden, wodurch ein diversifiziertes Erzeugungsportfolio die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme ebenso sichern kann.

Kontakt für weitere Informationen



Katja Rösch
M.Sc. Management and Technology
T +49 89 928 780 352
E katja.roesch@roedl.de



Joachim Held
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3515
E joachim.held@roedl.com

→ Steuern

Auszug der steuerlich wichtigsten Punkte für das 1. Quartal 2021

von Dr. Reiner Gay

STEUERERHEBUNGSVERFAHREN

VEREINFACHTE STUNDUNG VON BIS ZUM 31.3.2021 FÄLLIGEN STEUERZAHLUNGEN

Diese Maßnahme betrifft die Einkommen- und Körperschaftsteuer sowie die Umsatzsteuer.

Das Bundesfinanzministerium hat am 22.12.2020 den zeitlichen Anwendungsbereich des ursprünglich mit Schreiben vom 19.3.2020 eingeführten, vereinfachten Stundungsverfahrens verlängert. Nachweislich unmittelbar und nicht unerheblich negativ wirtschaftlich betroffene Steuerpflichtige können nun bis zum 31.3.2021 unter Darlegung ihrer Verhältnisse Anträge auf (bis zum 30.6.2021 befristete, in der Regel zinsfreie) Stundung der bis zum 31.3.2021 fälligen Steuern stellen. Erstmals gewährt das BMF für diese Steuern die Möglichkeit einer Anschlussstundung über den 30.6.2021 hinaus. Danach können den Betroffenen bis längstens zum 31.12.2021 angemessene Ratenzahlungen gewährt werden.

Für anderweitige Anträge auf (Anschluss-)Stundung gelten die allgemeinen Grundsätze und Nachweispflichten. Gleiches gilt für Ratenzahlungsvereinbarungen über den 31.12.2021 hinaus.

- BMF-Schreiben vom 22.12.2020 (Steuerliche Maßnahmen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Coronavirus (COVID-19/SARS-CoV-2) - IV A 3 - S 0336/20/10001 :025).
- BMF-Schreiben vom 19.3.2020 (Steuerliche Maßnahmen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Coronavirus (COVID-19/SARS-CoV-2) - IV A 3 - S 0336/19/10007 :002).
- FAQ „Corona“ (Steuern) (Stand: 28.12.2020).

VEREINFACHTE ANPASSUNG VON STEUERVORAUSZAHLUNGEN 2021

Diese Maßnahme betrifft (aktuell) die Einkommen- und Körperschaftsteuer

Von der Corona-Krise unmittelbar und nicht unerheblich negativ betroffene Steuerpflichtige können außerdem die Höhe ihrer Vorauszahlungen 2021 auf die Einkommen- und Körperschaftsteuer (einschließlich der Nebenleistungen) auf Antrag durch das zuständige Finanzamt herabsetzen lassen. Hierfür kann beim Finanzamt bis zum 31.12.2021 ein Antrag gestellt werden. Die Finanzverwaltungen der Länder haben entsprechende Vordrucke bereitgestellt. Das BMF weist darauf hin, dass eine Nutzung dieser Vordrucke die Antragsbearbeitung und damit die Festsetzung beschleunigt. Die Finanzämter wurden angewiesen, von der Festsetzung von nachträglichen Steuervorauszahlungen bei Steuerpflichtigen, die unmittelbar und nicht unerheblich von der Corona-Krise negativ wirtschaftlich betroffen sind, bis zum 31.12.2021 abzusehen. Sollte sich die Entwicklung der Einkünfte im Jahr 2021 jedoch positiver gestalten als erwartet, wird dem Steuerpflichtigen durch das BMF empfohlen, zur Vermeidung hoher Abschlusszahlungen für den Veranlagungszeitraum 2021 eine Heraufsetzung der Vorauszahlungen bei dem für ihn zuständigen Finanzamt zu beantragen.

Für anderweitige Anträge auf Anpassung von Vorauszahlungen gelten die allgemeinen Grundsätze und Nachweispflichten. So kann beispielsweise die Herabsetzung des Gewerbesteuermessbetrags (für Zwecke der Gewerbesteuer-Vorauszahlung) und der Umsatzsteuersondervorauszahlung 2021 beim zuständigen Finanzamt beantragt werden. Das Hessische Ministerium der Finanzen hat in seinem FAQ vom 7.1.2021 mitgeteilt, dass aktuell auf Bundesländer-Ebene abgestimmt werde, ob die Umsatzsteuersondervorauszahlung für die Dauerfristverlängerung für das Jahr 2021 (entsprechend der für 2020 gültigen Regelung) herabgesetzt werden kann.

- BMF-Schreiben vom 22.12.2020 (Steuerliche Maßnahmen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Coronavirus (COVID-19/SARS-CoV-2) - IV A 3 - S 0336/20/10001 :025).
- BMF-Schreiben vom 19.3.2020 (Steuerliche Maßnahmen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Coronavirus (COVID-19/SARS-CoV-2) - IV A 3 - S 0336/19/10007 :002 für Steuervorauszahlungen 2020).
- Gleich lautende Erlasse der obersten Finanzbehörden der Länder zu gewerbesteuerlichen Maßnahmen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Coronavirus (COVID-19/SARS-CoV-2) vom 19.3.2020 für Steuervorauszahlungen 2020.
- FAQ „Corona“ (Steuern) (Stand: 28.12.2020).
- FAQ - Steuern in Zeiten der Corona-Pandemie des Hessischen Ministeriums der Finanzen (Stand: 7.1.2021).



VERLUSTRÜCKTRAG

Am 29.6.2020 haben Bundestag und Bundesrat das zweite Gesetz zur Umsetzung steuerlicher Hilfsmaßnahmen (sog. Zweites Corona-Steuerhilfegesetz) verabschiedet. Das Gesetz regelt den **pauschalen Verlustrücktrag**.

Durch die Regelung werden die Höchstbetragsgrenzen beim Verlustrücktrag befristet, d. h. für Verluste der Veranlagungszeiträume 2020 und 2021, auf 5 Millionen Euro bei Einzelveranlagung und auf 10 Millionen Euro bei Zusammenveranlagung angehoben.

Um den erweiterten Rücktrag für Verluste aus 2020 unmittelbar finanzwirksam im Rahmen der Steuererklärung 2019 nutzbar zu machen, wird ein erweiterter, pauschaler Verlustrücktrag (§ 111 EStG) gewährt. Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieser Vereinfachungsregel ist, dass die Vorauszahlungen 2020 auf null herabgesetzt wurden. Auf Antrag der Steuerpflichtigen wird ein vorläufiger, pauschaler Verlustrücktrag für 2020 vom Gesamtbetrag der Einkünfte 2019 abgezogen. Der Abzugsbetrag beträgt 30 Prozent des Gesamtbetrags der Einkünfte (abzüglich der Einkünfte aus nichtselbstständiger Arbeit) des Veranlagungszeitraums 2019. Ein höherer Betrag als 30 kann in Anspruch genommen werden, wenn der voraussichtliche Verlustrücktrag anhand detaillierter Unterlagen nachgewiesen wird.

Im Rahmen der Veranlagung 2020 erfolgt sodann eine Prüfung des vorläufigen Verlustrücktrags für 2020. Sollten sich keine rücktragsfähigen negativen Einkünfte ergeben oder verzichtet der Steuerpflichtige ganz oder teilweise auf die Anwendung von § 10d Absatz 1 Satz 1 EStG, ist der Steuerbescheid für 2019 insoweit zu ändern, als ein Verlustrücktrag aus 2020 nicht oder nicht in der beantragten Höhe anzusetzen ist.

Zudem können von der Corona-Krise unmittelbar und nicht unerheblich negativ betroffene Steuerpflichtige, die noch nicht für den Veranlagungszeitraum 2019 veranlagt worden sind, entsprechend § 110 EStG eine Herabsetzung der festgesetzten **Vorauszahlungen noch für 2019** beantragen.

Der Verlustabzug bei der Körperschaftsteuer entspricht der Regelung des § 10d EStG. Daher kommen die vorstehenden Regelungen auch für Körperschaftsteuersubjekte zur Anwendung.

- Zweites Gesetz zur Umsetzung steuerlicher Hilfsmaßnahmen zur Bewältigung der Corona-Krise (Zweites Corona-Steuerhilfegesetz); BGBl 2020 I, 1512.

VERLÄNGERUNG DER STEUERERKLÄRUNGSFRISTEN 2019 (NUR) IN BERATENEN FÄLLEN

Das Bundeskabinett hat eine Formulierungshilfe für ein "Gesetz zur Änderung des Einführungsgesetzes zur Abgabenordnung - Verlängerung der Steuererklärungsfrist in beratenen Fällen und der zinsfreien Karenzzeit für den Veranlagungszeitraum 2019" beschlossen. Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass in den Fällen, in denen Personen, Gesellschaften, Verbände, Vereinigungen, Behörden oder Körperschaften im Sinne der §§ 3 und 4 StBerG für das Kalenderjahr 2019 mit der Erstellung der Steuererklärungen beauftragt sind, die Ende Februar 2021 ablaufende Steuererklärungsfrist des § 149 Abs. 3 AO um 6 Monate, d. h. bis 31.8.2021, verlängert wird.

Der Gesetzesentwurf weicht von der Regelung im BMF-Schreiben vom 21.12.2020 ab, nach der die Abgabefrist in beratenen Fällen nach § 109 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und Satz 3 AO allgemein bis zum 31.3.2021 verlängert wird.

- Formulierungshilfe für ein „Gesetz zur Änderung des Einführungsgesetzes zur Abgabenordnung - Verlängerung der Steuererklärungsfrist in beratenen Fällen und der zinsfreien Karenzzeit für den Veranlagungszeitraum 2019“- IV A 3 - S 1910/20/10075 :005).
- BMF-Schreiben vom 21.12.2020 (Verlängerung der Steuererklärungsfrist des § 149 Absatz 3 Halbsatz 1 AO für den Veranlagungszeitraum 2019 - IV A 3 - S 0261/20/10001 :010).
- FAQ „Corona“ (Steuern) (Stand: 28.12.2020).



VERLÄNGERUNG DER ERKLÄRUNGSFRIST FÜR VIERTELJÄHRLICHE UND MONATLICHE LOHNSTEUER-ANMELDUNGEN WÄHREND DER CORONA-KRISE

Arbeitgeber können beantragen, die Fristen zur Abgabe der Lohnsteuer-Anmeldungen während der Corona-Krise im Einzelfall um maximal 2 Monate zu verlängern, soweit sie selbst oder der mit der Lohnbuchhaltung und Lohnsteuer-Anmeldung Beauftragte nachweislich unverschuldet daran gehindert sind, die Lohnsteuer-Anmeldungen pünktlich zu übermitteln.

- BMF-Schreiben vom 23.4.2020 (Verlängerung der Erklärungsfrist für vierteljährliche und monatliche Lohnsteuer-Anmeldungen während der Corona-Krise) - IV A 3 -S 0261/20/10001 :005).
- FAQ „Corona“ (Steuern) (Stand: 28.12.2020).

VERLÄNGERUNG DER KARENZZEIT FÜR DIE ZINSFESTSETZUNG 2019

Der Entwurf für ein "Gesetz zur Änderung des Einführungsgesetzes zur Abgabenordnung - Verlängerung der Steuererklärungsfrist in beratenen Fällen und der zinsfreien Karenzzeit für den Veranlagungszeitraum 2019" sieht vor, dass die zinsfreie Karenzzeit des § 233a Abs. 2 Satz 1 AO für das Kalenderjahr 2019 durch Einfügung einer Übergangsregelung in Art. 97 des Einführungsgesetzes zur AO (EGAO) um 6 Monate, d. h. bis zum 30.9.2021 verlängert wird. Wird dem Gesetzesentwurf vom Bundesrat zugestimmt, beginnt der Zinslauf für den Erhebungszeitraum 2019 am 1.10.2021.

- Formulierungshilfe für ein „Gesetz zur Änderung des Einführungsgesetzes zur Abgabenordnung - Verlängerung der Steuererklärungsfrist in beratenen Fällen und der zinsfreien Karenzzeit für den Veranlagungszeitraum 2019“- IV A 3 - S 1910/20/10075 :005).



ERTRAGSTEUERN

BEFRISTETE WIEDEREINFÜHRUNG DER DEGRESSIVEN AFA

Mit dem Zweiten Corona-Steuerhilfegesetz wird für die Veranlagungszeiträume 2020 und 2021 die degressive Abschreibung für Abnutzung (AfA) wieder eingeführt. Der Steuerpflichtige kann demnach - anstelle der Abschreibung nach gleichen Raten - die AfA auch nach einem unveränderlichen Prozentsatz des jeweiligen Buchwertes (Restwert) berechnen. Die Abschreibungsmethode ist auf bewegliche Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens beschränkt. Der Prozentsatz beträgt maximal das 2,5-fache des derzeit geltenden, linearen AfA-Satzes - maximal 25 Prozent (§ 7 Abs. 2 EStG i. V. m. § 52 EStG).

Neben der degressiven AfA können noch Sonderabschreibungen z. B. nach § 7g Abs. 5 EStG - jedoch keine außerordentlichen Abschreibungen - in Anspruch genommen werden.

Die durch die Inanspruchnahme der degressiven AfA entstehenden, höheren Betriebsausgaben können im Rahmen eines Antrags auf Herabsetzung der Vorauszahlungen für 2020 bereits berücksichtigt werden und so dem Steuerpflichtigen mehr Liquidität verschaffen.

- Zweites Gesetz zur Umsetzung steuerlicher Hilfsmaßnahmen zur Bewältigung der Corona-Krise (Zweites Corona-Steuerhilfegesetz); BGBl 2020 I, 1512.

ERHÖHUNG DES ERMÄSSIGUNGSFAKTORS BEI DEN EINKÜNFTEN AUS GEWERBEBETRIEB

Der Ermäßigungsfaktor nach § 35 EStG wird auf das Vierfache des Gewerbesteuer-Messbetrags erhöht. Dadurch können Personenunternehmer bis zu einem Hebesatz von bis zu 420 Prozent vollständig von der Gewerbesteuer entlastet werden.

- Zweites Gesetz zur Umsetzung steuerlicher Hilfsmaßnahmen zur Bewältigung der Corona-Krise (Zweites Corona-Steuerhilfegesetz); BGBl 2020 I, 1512.



INVESTITIONSABZUGSBETRÄGE, REINVESTITIONSRÜCKLAGE UND RÜCKLAGE FÜR ERSATZBESCHAFFUNG

Nach § 7g Abs. 1 Satz 1 EStG können Steuerpflichtige, soweit sie die gesetzlich vorgegebenen Größenklassen nicht überschreiten, für die künftige Anschaffung oder Herstellung von abnutzbaren beweglichen Wirtschaftsgütern des Anlagevermögens, die mindestens bis zum Ende des dem Wirtschaftsjahr der Anschaffung oder Herstellung folgenden Wirtschaftsjahrs in einer inländischen Betriebsstätte des Betriebs ausschließlich oder fast ausschließlich betrieblich genutzt werden, bis zu 40 Prozent der voraussichtlichen Anschaffungs- oder Herstellungskosten gewinnmindernd abziehen (Investitionsabzugsbetrag). Kommt es innerhalb des 3-jährigen Investitionszeitraums des § 7g Abs. 3 EStG zu keiner Investition, muss der Investitionsabzugsbetrag erfolgswirksam aufgelöst werden. Soweit die 3-jährige Investitionsfrist nach § 7g EStG in 2020 ausläuft, wird diese durch das Zweite Corona-Steuerhilfegesetz um ein Jahr verlängert, sodass eine Investition noch in 2021 möglich ist.

Durch das Jahressteuergesetz 2020 wurden die Regelungen für Investitionsabzugsbeträge, die in nach dem 31.12.2019 endenden Wirtschaftsjahren in Anspruch genommen werden, erneut angepasst. Es wurde der Investi-

tionsabzugsbetrag um 10 Prozent, d.h. auf 50 Prozent der voraussichtlichen Anschaffungs- oder Herstellungskosten, angehoben. Außerdem wurde eine einheitliche Gewinngrenze von 200.000 Euro eingeführt. Nach der Neuregelung sind vermietete Wirtschaftsgüter stets von der Vergünstigung erfasst, d.h. entgegen der bisherigen Regelung sind nun auch Vermietungen für mehr als 3 Monate unschädlich.

Für Investitionsabzugsbeträge, die in nach dem 31.12.2020 endenden Wirtschaftsjahren geltend gemacht werden, verhindert § 7g Abs. 2 S. 2 EStG deren Verwendung auf Investitionen für Wirtschaftsgüter, die zum Zeitpunkt der Geltendmachung bereits angeschafft oder hergestellt wurden. Satz 2 erfasst jedoch ausschließlich nachträglich beantragte Investitionsabzugsbeträge, die nach Eintritt der Unanfechtbarkeit der erstmaligen Steuerfestsetzung in Anspruch genommen wurden.

Der Gesetzgeber hat zudem auf den Beschluss des BFHs vom 15.11.2017 (VI R 44/16) reagiert. Der BFH hatte entschieden, dass ein zulasten des Gesamthandsvermögens einer Personengesellschaft gebildeter Investitionsabzugsbetrag auch für Investitionen eines Gesellschafters in dessen Sonderbetriebsvermögen verwendet werden kann. Der Gesetzgeber hat durch Ergänzung des Absatzes 7 eine Nichtanwendungsregelung getroffen. Danach ist die Hinzurechnung von Investitionsabzugsbeträgen nur in dem Vermögensbereich zulässig, in dem auch der Abzug erfolgt ist.

Entsprechendes gilt für die Reinvestitionsfristen des § 6b EStG. Sofern eine Reinvestitionsrücklage am Schluss des nach dem 28.2.2020 und vor dem 1.1.2021 endenden Wirtschaftsjahres noch vorhanden ist und aufzulösen wäre, endet die Reinvestitionsfrist erst am Schluss des darauffolgenden Wirtschaftsjahres. Die Verordnungsermächtigung ermöglicht eine Verlängerung der Fristen bis höchstens zum 31.12.2021. Unter den Voraussetzungen der R 6.6 EStR kann in der Steuerbilanz eine Rücklage für Ersatzbeschaffungen gebildet werden, wenn ein Wirtschaftsgut des Anlage- oder Umlaufvermögens wegen höherer Gewalt oder zur Vermeidung eines behördlichen Eingriffes gegen Entschädigung aus dem Betriebsvermögen ausscheidet, ein funktionsgleiches Wirtschaftsgut innerhalb einer bestimmten Frist angeschafft oder hergestellt wird und die stillen Reserven auf dieses Wirtschaftsgut, das in einem gesonderten Verzeichnis zu führen ist, übertragen werden. Mit BMF-Schreiben vom 13.1.2021 wurden nun auch die Fristen für die Ersatzbeschaffung und die Reparatur bei Beschädigungen (R 6.6. Abs. 4, 5, 7 EStR) um ein Jahr verlängert, wenn die genannten Fristen ansonsten in einem nach dem 29.2.2020 und vor dem 1.1.2021 endenden Wirtschaftsjahr ablaufen würden.

- Zweites Gesetz zur Umsetzung steuerlicher Hilfsmaßnahmen zur Bewältigung der Corona-Krise (Zweites Corona-Steuerhilfegesetz), BGBl. 2020 I, 1512.
- Jahressteuergesetz 2020 (JStG 2020), BGBl. 2020 I, 3096.
- BMF-Schreiben vom 13.1.2021 (Rücklage für Ersatzbeschaffung (R 6.6 EStR); Vorübergehende Verlängerung der Reinvestitionsfristen - IV C 6 -S 2138/19/10002 :003).

Kontakt für weitere Informationen



Dr. Reiner Gay
Rechtsanwalt, Steuerberater
T +49 911 9193 3664
E reiner.gay@roedl.com

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Wasserstoff – Energieträger der Zukunft für Stadtwerke?
TERMIN / ORT	4.3.2021 / Webinar
THEMA	Elektromobilität und Stadtwerke – Geht da (endlich) was?
TERMIN / ORT	10.3.2021 / Webinar
THEMA	EEG-Umlageentlastung für stromkostenintensive Unternehmen 2021
TERMIN / ORT	11.3.2021 / Webinar
THEMA	Rechte und Pflichten von Aufsichtsratsmitgliedern in kommunalen Beteiligungsgesellschaften – ein Überblick
TERMIN / ORT	18.3.2021 / Webinar
THEMA	Regulierte Netze: Vorbereitung Kostenprüfung und andere aktuelle Herausforderungen
TERMIN / ORT	23.3.2021 / Webinar
THEMA	Stromversorgung im Quartier
TERMIN / ORT	25.3.2021 / Webinar
THEMA	E-Mobilität und Ladeinfrastruktur im Quartier
TERMIN / ORT	29.4.2021 / Webinar
THEMA	Telekommunikation im Quartier
TERMIN / ORT	20.5.2021 / Webinar
THEMA	Klimaschutz im Quartier
TERMIN / ORT	24.6.2021 / Webinar

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

Kontakt für weitere Informationen



Maximilian Broschell
Diplom-Politologe,
Datenschutzbeauftragter DSB-TÜV,
Manager Kommunikation/Marketing
T +49 911 9193 3501
E maximilian.broschell@roedl.com

Rödl & Partner

Impressum

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

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

Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
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 GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC zertifiziert

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

www.pefc.de